



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL  
MINTER**

**ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À  
CONSTRUÇÃO E LIGADO À REDE ELÉTRICA EM UMA  
EDIFICAÇÃO COMERCIAL**

**Autor: Danilo de Freitas Melo**

**Orientador: Ricardo Rüther, Ph.D**

**Florianópolis, Março de 2010**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL  
MINTER**

**ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À  
CONSTRUÇÃO E LIGADO À REDE ELÉTRICA EM UMA  
EDIFICAÇÃO COMERCIAL**

**Autor:** Danilo de Freitas Melo

**Orientador:** Ricardo Rütther, Ph.D

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil.

**Florianópolis, Março de 2010**



**ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À  
CONSTRUÇÃO E LIGADO À REDE ELÉTRICA EM UMA  
EDIFICAÇÃO COMERCIAL**

DANILO DE FREITAS MELO

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de  
**Mestre em Engenharia Civil**  
pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil  
da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Prof. Ricardo Rüther, Ph.D  
Orientador

Prof. Humberto Ramos Roman, Dr.  
Coordenador do Minter UFSC/CEFET-MG

Profa. Janaíde Cavalcante Rocha, Dra.  
Coordenadora PPGEC-UFSC

**Banca examinadora:**

Dra. Izete Zanesco – PUC/RS

Dr. Luis Alberto Gómez – ECV/UFSC

Dr. Denizar Cruz Martins – ECV/UFSC

Florianópolis, Março de 2010



Aos meus pais, em memória, que sempre me apoiaram  
e incentivaram.

À minha esposa Valéria, pelo companheirismo, apoio e estímulo.

À minha filha Laura, que sempre me dá motivos para lutar e  
vencer desafios.



## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pois sem Ele nada seria possível.

Ao meu orientador e professor Ricardo Rüther, pelo grande incentivo, apoio e motivação prestada durante todo o trabalho.

A UFSC e ao CEFET-MG, pela oportunidade a mim proporcionada;

  SPRESS Informática S.A., pelo fornecimento dos dados necessários para realização deste trabalho.



*Mudam-se os tempos, mudam-se as vontades,  
Muda-se o ser, muda-se a confiança;  
Todo o mundo é composto de mudança,  
Tomando sempre novas qualidades.*

**Luís de Camões**



## RESUMO

### **MELO, D. F. ESTUDO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À CONSTRUÇÃO E LIGADO À REDE ELÉTRICA EM UMA EDIFICAÇÃO COMERCIAL**

O objetivo deste trabalho é simular o desempenho de um sistema fotovoltaico integrado à edificação e ligado à rede elétrica em uma edificação comercial, com características de picos de consumo diurno e cargas de condicionamento de ar. Para este estudo, foi feita uma coleta de dados junto à concessionária de energia elétrica local (CEMIG), referentes ao período de um ano, que consistem nas leituras de memória de massa do medidor. Também foram utilizados dados de irradiação solar da cidade de Belo Horizonte. A partir dessas informações, utilizando-se a metodologia do Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), verificou-se até quais níveis de penetração fotovoltaica a implantação deste sistema seria mais vantajosa. Por meio do uso de duas tecnologias de painéis, simulou-se, de acordo com as condições de sombreamento pré-existentes nas coberturas da edificação, qual a máxima potência possível de ser instalada e a sua despachabilidade na condição de pico de demanda diurna. Com isto, analisou-se o uso deste sistema de geração em relação à energia convencional e em quais cenários ela pode se tornar competitiva.

Palavras-chave: SFIRE, Geração de Energia, Fontes Renováveis, FECC.



## ABSTRACT

### STUDY OF A GRID CONNECTED BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC SYSTEM ON A COMMERCIAL OFFICE

The objective of this study is to simulate the performance of a grid connected photovoltaic system integrated into a commercial building, with characteristics of daytime power peak demand and loads of air conditioning.

For this study, the energy demand data were provided by the local electric utility (CEMIG) during the period of one year, which consists of readings of input energy meter. We also used the solar radiation data for the city of Belo Horizonte.

From this information, using the methodology of Effective Load Carrying Capacity (ELCC), the most advantageous photovoltaic penetration levels were determined. Two photovoltaic technologies were simulated for incorporation on the building envelope under conditions of shading on the pre-existing roof of the building. In each case the maximum power that can be installed and its dispatchability on the condition of peak demand were analyzed. With this, we analyzed the use of the PV system generation in relation to conventional energy and what scenarios can become competitive.

Keywords: photovoltaic, BIPV, ELCC, renewable sources.



# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
1.1. Apresentação do Problema e Justificativa.....	26
1.2. Objetivos.....	27
1.2.1. Objetivo Geral .....	27
1.2.2 Objetivos Específicos .....	27
1.3. Estrutura do trabalho.....	28
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>29</b>
2.1. Introdução .....	29
2.2. Visão ambiental e energética .....	29
2.3. Energia no mundo .....	30
2.4. Energia no Brasil.....	30
2.5. A energia fotovoltaica.....	31
2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	33
2.7. Tecnologias fotovoltaicas .....	34
2.8. Sistema de preços para a energia fotovoltaica .....	35
2.9. Viabilidade econômica.....	36
2.10. Regulamentação para os consumidores de energia elétrica .....	39
2.11. Fator efetivo de capacidade de carga (FECC).....	43
2.12. Sistemas fotovoltaicos em ambientes com possibilidade de sombreamento .....	43
2.13. Análise do investimento.....	44
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>47</b>
3.1. Introdução .....	47
3.1. Caracterização da edificação comercial estudada .....	47
3.2.1. Sombreamento nas coberturas .....	53
3.3. Histórico de demanda de energia elétrica .....	53
3.4. Coleta dos dados de memória de massa.....	53
3.5. Verificação das características de demanda de energia elétrica no edifício estudado.....	54

3.6. Dados de irradiação solar para a cidade de Belo Horizonte .....	55
3.7. Tecnologias de painéis fotovoltaicos utilizados neste estudo ....	55
3.8. Cálculo do potencial de geração com a implementação do gerador fotovoltaico.....	57
3.9. Cálculo do fator efetivo de capacidade de carga - FECC .....	58
3.10. Método para análise do investimento .....	59
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>61</b>
4.1. Introdução.....	61
4.2. Cálculo de área útil de cobertura .....	61
4.3. Características da demanda de energia elétrica do edifício no período avaliado .....	64
4.4. Análise do potencial de geração .....	69
4.5. Cálculo do fator efetivo de capacidade de carga (FECC).....	76
4.6. Análise da possibilidade de recontração de demanda.....	80
4.7. Análise do investimento .....	81
4.8. Análise de paridade tarifária para o uso das tecnologias fotovoltaicas descritas na edificação selecionada. ....	88
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>95</b>
5.1. Conclusões gerais .....	95
5.2. Sugestões para trabalhos futuros.....	98
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>99</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Média anual do total diário de irradiação solar no Brasil em kWh/m <sup>2</sup> /dia.....	32
Figura 2 – Percentual de participação no mercado fotovoltaico para cada tipo de tecnologia no período de 1999 a 2009. ....	35
Figura 3 – Produção de células fotovoltaicas no mundo de 1999 a 2009.....	38
Figura 4 – Fachada frontal da SPRESS Informática. ....	48
Figura 5 – Vista obtida por satélite da SPRESS Informática. ....	50
Figura 6 – Fachada a noroeste.....	51
Figura 7 – Fachada a sudoeste.....	51
Figura 8 – Vista parcial do telhado do Prédio principal.....	52
Figura 9: Telhado da Academia de musculação (Prédio anexo). ....	52
Figura 10 – Exemplo de um típico pico diurno de demanda.....	59
Figura 11 – Sombreamento nos telhados (durante o solstício de verão) para o período do dia compreendido entre 9:00 e 15:00. ....	62
Figura 12 - Sombreamento nos telhados (durante o solstício de inverno) para o período do dia compreendido entre 9:00 e 15:00.....	62
Figura 13 – Vista dos telhados, sendo que a área hachurada é considerada sombreada (sem aplicação de painéis). ....	63
Figura 14 – Demanda do dia 13/01/2009. ....	64
Figura 15 - Demanda registrada no período de uma semana em junho de 2008.....	65
Figura 16 - Demanda registrada no período de uma semana em janeiro de 2009.....	65
Figura 17 - Influência da temperatura no consumo de energia elétrica no edifício estudado. ....	68
Figura 18 – Demanda máxima anual e mínima na base horária.....	69
Figura 19 – Disposição dos telhados em relação às coordenadas geográficas. ....	70
Figura 20 – Irradiação incidente nas diversas faces da cobertura (kWh/m <sup>2</sup> /dia).....	71

Figura 21 – Alocação dos módulos KD210GX-LP da KYOCERA, sem utilizar as áreas consideradas sombreadas.....	72
Figura 22 – Alocação dos módulos PVL-144 da UNI-SOLAR, sem utilizar as áreas consideradas sombreadas. ....	73
Figura 23 – Demanda e geração para um dia típico de final de semana, usando o gerador fotovoltaico de 64,47 kWp com o KD210GX-LP.....	76
Figura 24 – Demanda e geração para um dia típico de final de semana, usando o gerador fotovoltaico de 26,35 kWp com o PVL-144. ....	76
Figura 25 – Dia limpo típico para o mês de outubro de acordo com as bases de dados do SWERA.....	77
Figura 26 – Curvas de demanda do pico histórico e a geração fotovoltaica usando como referência o dia limpo para o mês, utilizando o gerador com o PVL-144.....	78
Figura 27 – Curvas de demanda do pico histórico e geração fotovoltaica usando como referência o dia limpo para o mês, utilizando o gerador com o KD210GX-LP.....	78
Figura 28 – Variação do FECC (%) para níveis de penetração de 1 a 100%. ....	79
Figura 29 – Análise de paridade tarifária, usando TIR 7% sobre o investimento e índice de reajuste anual da tarifa convencional de 4%. 91	
Figura 30 – Análise de paridade tarifária, usando TIR 7% sobre o investimento e índice de reajuste anual da tarifa convencional de 7%. 94	

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifas horo-sazonal verde para demanda. ....	42
Tabela 2 – Tarifas horo-sazonal verde para consumo. ....	42
Tabela 3 – Tarifas horo-sazonal verde para ultrapassagem. ....	43
Tabela 4 – Aparelhos de ar-condicionado do Edifício. ....	49
Tabela 5 – Características do módulo KD210GX-LP (KYOCERA). ...	56
Tabela 6 – Características do módulo PVL-144 (UNI-SOLAR) .....	56
Tabela 7 – Média mensal do total diário de irradiação incidente nas faces dos telhados em kWh/m <sup>2</sup> /dia. ....	71
Tabela 8 – Simulação da geração fotovoltaica usando os módulos KD210GX-LP alocados nas faces dos telhados, voltadas para cada respectiva orientação geográfica. ....	74
Tabela 9 – Simulação da geração fotovoltaica usando os módulos PVL-144 alocados nas faces dos telhados, voltadas para cada respectiva orientação geográfica. ....	75
Tabela 10 – Valores de FECC (%) para Níveis de Penetração de 1 a 100%. ....	79
Tabela 11 – Custo dos geradores fotovoltaicos. ....	81
Tabela 12 – Economia média anual alcançada pelos geradores fotovoltaicos em estudo, considerando tarifa igual a da concessionária. ....	83
Tabela 13 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no KD210GX-LP, no esquema de <i>net-metering</i> . ....	84
Tabela 14 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no PVL-144, no esquema de <i>net-metering</i> . ....	85
Tabela 15 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no KD210GX-LP, no esquema de <i>feed-in tariff</i> . ....	86
Tabela 16 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no PVL-144, no esquema de <i>feed-in tariff</i> . ....	87
Tabela 17 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o KD210GX-LP (reajuste de tarifa 4%). ....	89
Tabela 18 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o PVL-144 (reajuste de tarifa 4%). ....	90

Tabela 19 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o KD210GX-LP (reajuste tarifa 7%).....	92
Tabela 20 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o PVL-144 (reajuste tarifa 7%).....	93

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica  
**a-Si** - Silício amorfo hidrogenado  
**BEN** - Balanço Energético Nacional  
**BOS** - Balance of System  
**CdTe** - Telureto de cádmio  
**CEMIG** - Companhia Energética de Minas Gerais  
**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética  
**EPIA** - Associação Européia da Indústria Fotovoltaica  
**FC<sub>0</sub>** - Fluxo de Caixa Inicial  
**FECC** - Fator Efetivo de Capacidade de Carga  
**FS** - Horário fora de ponta em período seco  
**FU** - Horário fora de ponta em período úmido  
**FV** - Fotovoltaico  
**GW** - GigaWatts  
**HFP** - Horário fora de ponta  
**HP** - Horário de ponta  
**MME** - Ministério de Minas e Energia  
**m-Si** - Silício mono cristalino  
**OCDE** - Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico  
**PicoC** - Valor máximo de demanda histórico (kW);  
**PicoNFV** - Valor máximo de demanda histórico menos a respectiva geração FV (kW);  
**PPFV** - Potência fotovoltaica nominal instalada (kW).  
**PS** - Horário de ponta em período seco  
**p-si** - Silício poli-cristalino  
**PU** - Horário de ponta em período úmido  
**S** - Período seco  
**SFIRE** - Sistema Fotovoltaico Integrado e Rede Elétrica  
**SWERA** - Solar and Wind Energy Resource Assessment  
**T&D** - Transmissão e distribuição  
**TMA** - Taxa Mínima de Atratividade  
**TIR** - Taxa Interna de Retorno  
**U** - Período úmido  
**Wp** - Watt pico



## 1. INTRODUÇÃO

---

Houve, nos últimos trinta anos, uma considerável diversificação nos perfis da matriz energética do Brasil e do mundo. No Brasil, houve um forte aumento na participação da energia hidráulica, do gás natural e dos produtos da cana-de-açúcar. Já nos países da OCDE, ocorreu forte incremento da energia nuclear, seguido do gás natural. A perda de participação de 13,5 pontos percentuais do petróleo e derivados, deste bloco econômico, entre 1973 e 2006, reflete o enorme esforço de substituição desses produtos, decorrente, principalmente, dos choques nos preços do petróleo. (MME, 2007).

Na matriz energética brasileira, destaca-se o fato de que 46% de toda a energia consumida no país foi produzida a partir de fontes renováveis, contrastando significativamente com a média mundial de 12,9% (EPE, 2008).

No setor elétrico brasileiro, destaca-se a geração centralizada, principalmente a hidráulica, representando 77,4% do total (EPE, 2008), requerendo, geralmente, grandes investimentos em transmissão e distribuição, pelo fato das usinas estarem normalmente distantes dos centros consumidores.

No Brasil, o aproveitamento hidrelétrico é de apenas 33% do potencial disponível, mas o restante se concentra principalmente na região amazônica, onde o aproveitamento pode acarretar grandes impactos ambientais e elevados custos de transmissão e distribuição (T&D).

Nesse contexto, faz-se necessária a criação de novas alternativas para geração de energia, sendo uma dessas, o uso da energia solar fotovoltaica (FV). O alto grau de irradiação solar disponível em nosso país, a natureza complementar da disponibilidade de geração solar versus a hidrelétrica, além do caráter distribuído da geração FV integrada ao ambiente construído conectada à rede, possibilitando a geração de potência no local de consumo, devem ser levados em consideração (JARDIM *et al.*, 2007).

Ainda existe o problema do alto custo da tecnologia FV, mas o aumento da escala de produção dos módulos fotovoltaicos para uma ordem de grandeza de GigaWatts pico por ano (GWp/ano), fará com que ela se torne competitiva com os sistemas convencionais de geração de energia elétrica (KESHNER; ARYA, 2004).

O mercado global de energia fotovoltaica teve um acréscimo de cerca de 7,2 GW em 2009, alcançando a capacidade total instalada de 22

GW no mundo. Este foi o maior aumento anual de capacidade instalada, mesmo com o impacto da crise econômica deste mesmo ano (EPIA, 2010).

A Alemanha permanece como sendo o maior mercado, com uma capacidade instalada chegando a quase 10 GW, incluindo os cerca de 3,8 GW instalados em 2009. Sendo que na evolução do mercado mundial houve também importante participação da Itália, Japão e Estados Unidos (EPIA, 2010).

## **1.1. Apresentação do Problema e Justificativa**

A demanda crescente por energia elétrica contrasta com as dificuldades e custos, cada vez maiores no processo de ampliação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Cada vez mais, em grande parte do mundo, as restrições ambientais e a necessidade de redução da emissão de gases de efeito estufa fazem com que as formas mais convencionais de geração de energia, baseadas na queima de combustíveis fósseis, percam um pouco de seu brilho. Mesmo sendo elas um dos meios mais baratos de geração de energia elétrica, estes fatores abrem o caminho para as chamadas energias renováveis.

Nas opções existentes de geração de energia renovável e não poluidora um dos destaques é a fotovoltaica que, apesar de ser uma das mais caras, vem crescendo nas últimas décadas, principalmente devido aos subsídios governamentais em alguns países. Somado a isto, também, os ganhos da produção em escala cada vez maior, gerando reduções sucessivas e significativas no custo de implantação da mesma.

Apesar de ainda ser uma forma cara de geração de energia elétrica, é fundamental agregar o máximo de benefícios no emprego desta tecnologia. Portanto, deve-se explorar desde sua imagem ecológica não poluidora, até utilizá-la em sistemas interligados à rede elétrica com curva de carga diurna, aos quais apresentem uma demanda coincidente com a disponibilidade solar, o que pode auxiliar na redução dos picos de consumo.

A integração fotovoltaica conectada à rede elétrica em edifícios comerciais é particularmente mais vantajosa, pois normalmente nestes, além da maior demanda ser diurna, existe o uso intensivo de aparelhos de ar condicionado que possibilita uma coincidência entre os picos de demanda e os de geração solar (SALAMONI, 2004).

O objetivo deste trabalho é fazer o estudo de uma edificação comercial, onde existem as condições ideais para implantação de um sis-

tema fotovoltaico, que são: a existência de importantes cargas de condicionamento de ar, uma curva de demanda diurna elevada contrastando com a baixa demanda noturna, grande área para alocação de painéis solares e por ela se encontrar em uma região do país com grande incidência de irradiação solar.

A partir deste estudo será possível determinar a *despachabilidade* desta fonte de energia, por meio do levantamento do Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) (Jardim *et al.*, 2007) para diversos níveis de penetração.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo Geral

Estimar o potencial de contribuição de uma instalação fotovoltaica integrada ao ambiente construído e conectada à rede elétrica de um edifício comercial de expediente de trabalho diurno, que possui várias cargas de condicionadores de ar, analisando a memória de massa de consumo, ao longo de um ano, juntamente com dados de irradiação solar disponíveis.

Este objetivo pode ser colocado na forma de uma hipótese a ser testada: existem condições sob as quais a integração do sistema fotovoltaico, justifica o investimento financeiro pela redução tanto do consumo, quanto da demanda contratada da concessionária de energia elétrica.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar a característica do consumo de energia elétrica da edificação selecionada ao longo de um ano, a partir da análise das leituras de memória de massa fornecidas pela concessionária;

- Calcular o Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), quantificando a capacidade da geração solar fotovoltaica em contribuir efetivamente na redução dos picos de demanda;

- Verificar se a área disponível na edificação selecionada é suficiente para suprir o consumo de energia;

- Identificar cenários de preço de energia convencional x custo da geração solar fotovoltaica sob as quais a geração solar pode se tornar competitiva.

### 1.3. Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta uma introdução sobre o assunto, caracterizando o problema a ser estudado e descrevendo os objetivos esperados.

No segundo capítulo, inicia-se uma revisão bibliográfica referente ao modelo energético atual no Brasil e no mundo, aos tipos de sistema e aplicação da energia fotovoltaica no mundo atualmente e à capacidade de crédito desta fonte alternativa.

O terceiro capítulo descreve a metodologia a ser utilizada para verificar a despachabilidade de uma planta fotovoltaica interligada à rede elétrica de uma determinada edificação comercial através do conceito Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), incluindo a metodologia do cálculo de dimensionamento de sistemas FV, um estudo solarimétrico do local da instalação e um estudo da memória de massa do consumo de energia elétrica.

No quarto capítulo, são apresentados os resultados alcançados e as discussões dos mesmos.

No quinto capítulo, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

### **2.1. Introdução**

A revisão da literatura apresentada no presente estudo de pesquisa faz uma abordagem do campo da evolução das questões energéticas dentro de um contexto histórico. Mostra ser a energia solar fotovoltaica uma forma de energia renovável de grande importância para a sustentabilidade e complementaridade da geração de energia elétrica, além de identificar que, apesar de seu ainda alto custo, ela também traz vantagens como elemento viável no abastecimento energético mundial e nacional.

Segundo Rütther (2004), nas próximas décadas, os habitantes de centros urbanos, em todo o mundo, irão utilizar esta que é uma das mais elegantes formas de geração de energia elétrica. Aponta ainda que a utilização do potencial da geração solar fotovoltaica integrada à edificação e interligada à rede elétrica pública no Brasil, proporcionará um salto quântico na resolução dos problemas oriundos do abastecimento energético atual e futuro.

### **2.2. Visão ambiental e energética**

Hoje em dia, um dos problemas ambientais mais sérios é, certamente, o efeito estufa e o conseqüente aquecimento global. Em 1997, o relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas serviu de base para a elaboração do *Protocolo de Kyoto*, que determinou aos países desenvolvidos uma meta de redução em 5,2% das emissões de gases de efeito estufa até 2012, prevendo um panorama de catástrofe ambiental para as próximas décadas (IPCC, 2007).

O crescimento econômico resulta em um aumento direto do consumo de energia elétrica, sendo que, mesmo nos anos de pouco desenvolvimento econômico e industrial, o aumento da população e a abertura de mercados externos, apresentaram um aumento de energia por usos finais (MME, 2007).

Com relação ao potencial hidrelétrico do Brasil, tem-se em operação menos de 33% (Eletrobrás, 2009), sendo que sua maior capacidade se encontra na região amazônica, onde a inundação e o desmatamento de enormes áreas para a construção de hidrelétricas podem, no futuro, trazer como resultado uma catástrofe ambiental.

Estima-se que após o ano de 2025, a população mundial atingirá o número de oito bilhões de pessoas (era de quatro bilhões no início da década de 80) e cerca de 70% desta população estará vivendo nas áreas urbanas (KNIJNIK, 1994), aumentando com isto expressivamente a necessidade por novas fontes de energia.

A geração convencional é centralizada e distante do ponto de consumo, possuindo grandes perdas ao longo do sistema, que aumentam o custo de produção da energia e geram danos ambientais (Salamoni, 2004). Em contrapartida, a geração distribuída oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico, sendo a opção para uma geração de energia próxima aos pontos de consumo.

Segundo Rodrigues (2002), sendo a geração distribuída próxima do consumidor final, ela oferece vantagens em relação à geração centralizada, uma vez que ela não necessita de linhas de transmissão, oferece redução de custos, menor tempo de implantação e tecnologias diversas que podem ser escolhidas em função dos objetivos específicos exigidos por cada sistema em particular.

As energias renováveis vêm sendo cada vez mais utilizadas como alternativa às energias convencionais. Assim, as tecnologias que empregam essas energias, e em particular a energia solar, têm contribuído para a diversificação da matriz energética atual. A partir disso, e ciente das questões emergenciais relacionadas às questões ambientais, deve-se investir na utilização da energia solar para sua aplicação em maior escala (JARDIM, 2007).

### **2.3. Energia no mundo**

O modelo energético mundial é profundamente baseado em fontes não renováveis, como: petróleo, gás natural e carvão mineral. Estas fontes representam 87,3% da Oferta Interna de Energia no mundo (MME, 2007). No entanto, restrições como o alto impacto ambiental e a baixa disponibilidade atual destes recursos vêm pressionando os países a investirem em novas tecnologias baseadas em fontes renováveis.

### **2.4. Energia no Brasil**

No Brasil, pela característica predominantemente hidráulica de sua geração de eletricidade e do papel importante da biomassa, destacando-se o etanol de cana-de-açúcar que vem tendo um acréscimo de produção bastante significativo nos últimos anos, a matriz energética

possui um percentual de energia renovável bem maior que nos países desenvolvidos, representando um percentual de 46%. Isso faz com que o Brasil apresente a baixa taxa de emissão de CO<sub>2</sub>, de 1,43 tCO<sub>2</sub>/tep pela utilização de combustíveis, quando comparada com a média mundial de 2,32 tCO<sub>2</sub>/tep. (EPE, 2008). Embora existam vários estudos com relação emissão de gases de efeito estufa em hidrelétricas que enfatizam a importância do metano (CH<sub>4</sub>), devido à decomposição da matéria viva submersa.

## 2.5. A energia fotovoltaica

A energia fotovoltaica consiste numa das mais recentes formas de geração de energia elétrica, permitindo a geração distribuída e no ponto de consumo.

Os sistemas fotovoltaicos de geração oferecem vantagens: podem não possuir partes rotativas, os painéis solares têm vida útil superior a 30 anos, baixa manutenção, não gera poluição ou ruído, não requer combustível, exceto o sol (MARINI; ROSSI, 2002).

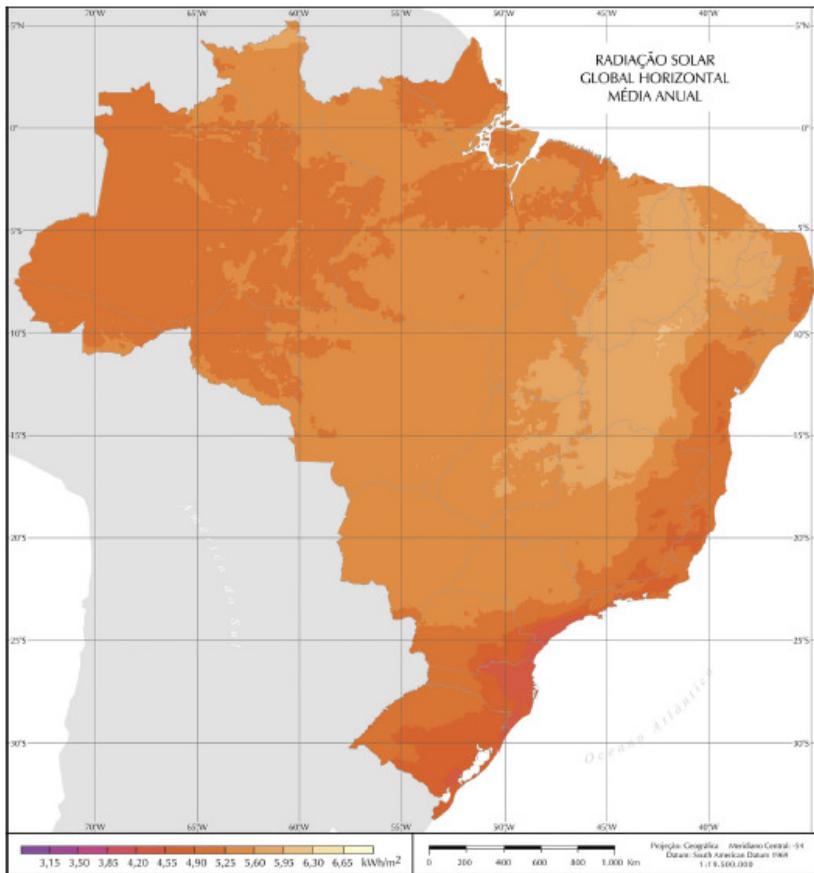
A geração solar fotovoltaica se dá por intermédio do efeito fotovoltaico em materiais semicondutores. Os principais materiais utilizados são: silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou simplesmente a-Si); silício monocristalino (m-Si); silício multicristalino (p-Si); telureto de cádmio (CdTe); disseleneto de cobre (gálio) e índio (CuInSe<sub>2</sub> ou CIS e Cu(InGa)Se<sub>2</sub> ou CIGS, sendo que o silício corresponde por mais de 87% da produção mundial de módulos solares fotovoltaicos (PHOTON INTERNATIONAL, mar-2010).

Estima-se que o tempo necessário para que incida sobre a terra uma quantidade de energia solar equivalente à demanda energética mundial anual seja de aproximadamente 12 minutos. Em três semanas, a energia solar incidente sobre a terra equivale também a todas as reservas conhecidas de combustíveis fósseis como óleo, gás natural e carvão (RÜTHER, 2000).

Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do Brasil (1533-2171 kWh/m<sup>2</sup>/ano) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>/ano), França (900-1650 kWh/m<sup>2</sup>/ano) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>/ano), locais onde a utilização de sistemas fotovoltaicos são amplamente disseminados e contam com incentivos governamentais (PEREIRA *et al.*, 2006).

A Figura 1 mostra a média anual da irradiação solar global incidente no plano horizontal nas várias regiões do Brasil (PEREIRA *et al.*,

2006), na qual é possível visualizar que Minas Gerais e, em específico, a região de Belo Horizonte, possui um índice elevado de irradiação solar incidente.



**Figura 1 – Média anual do total diário de irradiação solar no Brasil em kWh/m<sup>2</sup>/dia.**

Fonte: PEREIRA et al., 2006.

A principal limitação da energia solar fotovoltaica é o seu caráter intermitente, pois só haverá efeito fotovoltaico se houver irradiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos, o que favorece uma geração de energia somente nas horas do dia. Assim, deve-se pensar nesta forma de

energia como complementar, e não, como uma substituição da energia elétrica convencional.

## 2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos

O rendimento do sistema gerador fotovoltaico depende de diversos parâmetros como irradiação solar (localização geográfica, inclinação e orientação), temperatura dos painéis, sombreamento parcial, limpeza dos painéis, resistência dos condutores e descasamento entre painéis de um mesmo *string*<sup>1</sup>, levando a perdas de rendimento conhecidas como *module mismatch losses*<sup>2</sup>.

O sistema fotovoltaico apresenta combinações série x paralelo para atingir as características elétricas da carga, sendo também importante para a seleção do inversor a ser usado.

O conjunto de módulos fotovoltaicos é conectado ao sistema inversor que, por sua vez, faz a interface com a rede elétrica local, sendo obedecidas as normas de instalação em vigor.

Os sistemas solares fotovoltaicos vêm tomando investimentos crescentes no mercado energético. A indústria fotovoltaica vem crescendo de 30 a 40% ao ano, desde 1996, com subsídios e programas de incentivo governamentais (GREEN, 2003).

Nos países da Europa, as aplicações dos sistemas de geração solar fotovoltaica apresentam bons resultados, onde se encontram níveis de irradiação e mudanças climáticas mais bruscas. No Brasil, entretanto, país que oferece melhores condições físicas e climáticas, com um maior aproveitamento em função da grande incidência de irradiação solar e extensas áreas, esses sistemas devem ser utilizados como complementares aos sistemas convencionais de geração de energia elétrica (SALAMONI, 2004).

Os sistemas FV apresentam duas configurações distintas: eles podem ser isolados ou autônomos e conectados à rede elétrica. A diferença entre eles destaca-se pela existência, ou não, de um sistema acumulador de energia.

Os sistemas autônomos se caracterizam pela necessidade de um sistema acumulador (baterias), onde a energia gerada pelos painéis solares é armazenada e distribuída para os pontos de consumo. Esse tipo de sistema é atualmente competitivo com formas mais convencionais de

---

<sup>1</sup> *string* – associação em série de módulos fotovoltaicos.

<sup>2</sup> *module mismatch losses* – perdas na capacidade de geração devido a interconexão de módulos capazes de fornecer uma potência maior com módulos menos capazes, limitando o *string* à capacidade do menor. Isto ocorre mesmo entre módulos do mesmo modelo/fabricante.

geração. Sistemas autônomos são normalmente utilizados quando o custo para a extensão da rede elétrica pública for proibitivo.

Os sistemas interligados à rede elétrica, por outro lado, dispensam o uso de acumuladores, pois atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo à rede elétrica. Eles podem ser integrados à edificação, se sobrepondo ou substituindo elementos de revestimento e, portanto, próximo ao ponto de consumo, ou, do tipo central geradora, sendo esta, distante tipicamente do ponto de consumo (RÜTHER, 2004).

Os painéis solares fotovoltaicos são projetados e fabricados para serem utilizados em ambiente externo, sob sol, chuva e outros agentes climáticos, podendo operar, nessas condições, por um período de aproximadamente 30 anos (RÜTHER, 2004).

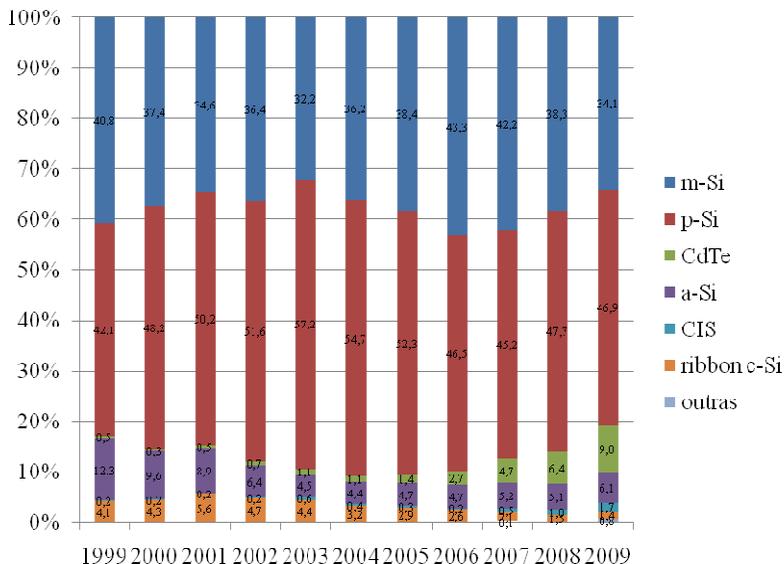
## 2.7. Tecnologias fotovoltaicas

Para a conversão fotovoltaica, as células solares são definidas como os elementos que compõem a base do processo que converte a energia do sol em energia elétrica. As células básicas do sistema solar, ou seja, os módulos solares fotovoltaicos, comercialmente encontrados no mercado, apresentam-se com eficiência de conversão fotovoltaica que dependem da tecnologia aplicada.

Com um número destas células associadas em série e distribuídas uniformemente, se formam os módulos fotovoltaicos para gerar potência de até algumas centenas de Wp, dependendo da matéria-prima e do fabricante.

Os módulos fotovoltaicos são normalmente confeccionados em silício cristalino (c-Si) podendo ser monocristalino (m-Si) ou multicristalino (p-Si), silício amorfo hidrogenado (a-Si), HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer), baseado em silício cristalino com uma camada de silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (DIAS, 2006).

É predominante a participação do silício cristalino na fabricação dos módulos fotovoltaicos, mas é possível notar uma tendência de crescimento na participação dos filmes finos principalmente nos últimos cinco anos, conforme pode ser visto na Figura 2, destacando-se em 2009 a tecnologia do telureto de cádmio (CdTe), principalmente devido ao crescimento expressivo da produção do fabricante *First Solar*, líder do segmento deste tipo de produto (PHOTON INTERNATIONAL, mar-2010).



**Figura 2 – Percentual de participação no mercado fotovoltaico para cada tipo de tecnologia no período de 1999 a 2009.**

Fonte: PHOTON INTERNATIONAL, mar-2010.

Os módulos solares que compõem os sistemas fotovoltaicos podem ser incorporados tanto na fachada quanto na cobertura do envelope do edifício sem comprometer sua arquitetura.

## 2.8. Sistema de preços para a energia fotovoltaica

Não existe no Brasil ainda nenhuma política de incentivo para a energia fotovoltaica, portanto este estudo foca em duas modalidades de sistema de preços utilizadas em outros países com sucesso e que poderia vir a ser adotada no Brasil, que são o *net metering* e o *feed-in tariff*.

No sistema *net metering*, os consumidores poderiam instalar pequenos geradores fotovoltaicos em suas residências ou empresas, interligar com a rede elétrica interna e com a possibilidade de vender o excedente para a concessionária pela mesma tarifa de compra de energia. Em suma, o *net metering* baseia-se no uso de medidores de energia bidirecionais que tenham a possibilidade de medir em ambas as direções,

creditando ou abatendo o consumo registrado no aparelho, dependendo do índice de geração fotovoltaica. Quando a demanda interna é maior que a geração instantânea, o gerador apenas auxilia reduzindo a quantidade de energia comprada nesta situação.

Este tipo de sistema funciona em países como o Japão e Estados Unidos, mas tem o inconveniente da pouca valorização da energia renovável, visto que neste caso o preço de venda é igual ao preço de compra, tornando o retorno do investimento mais lento ou até em certos casos inviabilizando-o.

No sistema de preços ou *feed-in tariff*, o produtor de energia fotovoltaica vende sua geração diretamente para a concessionária, e recebe para isto uma tarifa prêmio superior à tarifa praticada pela mesma. Neste sistema a energia produzida é contabilizada por um medidor separado, sendo toda entregue na rede da concessionária, que fica obrigada a comprar toda a energia renovável produzida.

As políticas do *feed-in tariff* são as que têm alcançado o maior sucesso no mercado de energias renováveis, produzindo um melhor custo-benefício, fortalecendo indústrias locais, construindo mercados domésticos, criando postos de trabalho e atraindo investidores de todos os portes. Atualmente a Alemanha é o país que mais desenvolveu o mercado fotovoltaico por utilizar com sucesso este sistema (HOLM, 2005).

Neste ano de 2010, o mercado fotovoltaico encontra-se um pouco apreensivo esperando uma definição da Alemanha, com relação ao tamanho do corte que será feito na política do *feed-in tariff*. Isto se deve ao fato da representatividade do mercado alemão atual nas perspectivas de vendas de inúmeros fabricantes (PHOTON INTERNATIONAL, fev-2010).

## 2.9. Viabilidade econômica

Analisando o viés da viabilidade econômica, aponta que a energia fotovoltaica apresenta um custo alto, o que dificulta a sua aplicação em maior escala. No entanto, esses custos vêm diminuindo ao longo dos anos devido a vários fatores, como programas de incentivos à sua implantação, aperfeiçoamento de processos de fabricação, diversidade de tecnologia, eficiência dos módulos e a procura por energia sustentável, silenciosa e limpa (JARDIM, 2007).

Os custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos têm diminuído, sendo provável que eles diminuam ainda mais. Porém, a utilização

dessas fontes poderia ser mais acelerada, se houvesse mais programas governamentais de incentivo ao uso da tecnologia.

As gerações futuras poderiam obter benefícios por meio da utilização de uma energia renovável, de forma a colaborar com a preservação ambiental. Desse modo, a produção de energia fotovoltaica iria beneficiar a sociedade de uma maneira global, gerando postos de trabalho, suprimento de energia e, além disso, prevenindo a degradação ao meio ambiente (SALAMONI, 2004).

Para instalações fotovoltaicas interligadas à rede elétrica, o custo da energia atualmente é superior ao da geração convencional. Estes custos vêm declinando desde o lançamento do primeiro programa de implantação de sistemas desse tipo, no início dos anos 90, pelo governo alemão 1000- *Roofs Program*. Neste programa, os custos para implantação desta são distribuídos na seguinte proporção: painéis (60%), instalação (15%), materiais de instalação (10%) e inversor (15%) (RÜTHER, 2004).

A Associação Européia da Indústria Fotovoltaica (EPIA) mostra, em um cenário otimista para o ano 2030, que os sistemas fotovoltaicos poderão gerar cerca de 2600 TWh de eletricidade ao redor do mundo. A capacidade instalada anual de sistemas fotovoltaicos atingiria 281 GWp, sendo que cerca de 60% destes seriam de sistemas interligados à rede, principalmente nos países industrializados. Nesse cenário, 1.280 milhões de pessoas estariam cobrindo seu próprio consumo de eletricidade, a partir de um sistema fotovoltaico interligado (EPIA, 2008).

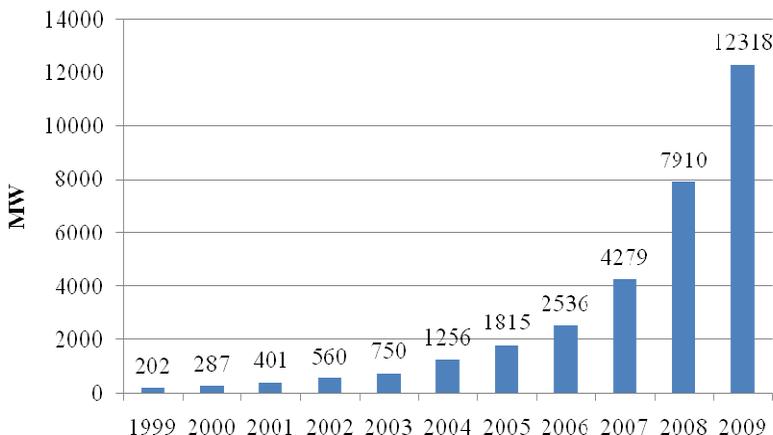
Diversos tipos diferentes de sistemas fotovoltaicos (FV) foram desenvolvidos nas últimas décadas. Os módulos que estão dominando hoje são os de silício cristalino, que representam cerca de 80% do mercado, enquanto os de tecnologia de filmes finos contam com aproximadamente 20% do mercado (EPIA, 2010).

No futuro, melhorias nos módulos FV e nos componentes do balanço de sistema (BOS) são esperados. A questão-chave para uma maior difusão desta tecnologia de geração é a redução dos custos de todos os tipos de sistemas fotovoltaicos. Atualmente, o preço de um sistema FV é de menos de 3 Euros/Wp no mercado internacional (PHOTON INTERNATIONAL, abr-2010).

As curvas de experiência para sistemas FV (Neij, 1997); (Schaeffer et al., 2004); (Zwaan e Rabl, 2004); (Neij, 2008), ilustram reduções de preço a uma taxa de aprendizagem de aproximadamente 20% para os módulos fotovoltaicos para cada duplicação da capacidade instalada de produção acumulada. Estudos indicam uma taxa de aprendizagem semelhante para o BOS. Estas curvas de experiências são baseadas em siste-

mas fotovoltaicos interligados à rede, utilizando-se módulos de silício cristalino. Isto tem como resultado uma redução anual de 5 a 7% no preço para esta tecnologia.

A indústria fotovoltaica teve uma produção em torno de 12 GW em módulos em 2009, que representou um crescimento de 56% em relação à do ano anterior, conforme pode ser visto na Figura 3 e as previsões indicam uma produção acima de 21 GW para 2010 (PHOTON INTERNATIONAL, mar-2010).



**Figura 3 – Produção de células fotovoltaicas no mundo de 1999 a 2009.**

Fonte: PHOTON INTERNATIONAL, mar-2010.

Uma análise *bottom-up* identificou e detalhou futuras fontes substanciais de redução de custos. As fontes mais importantes de redução de custos estão relacionadas com o custo do silício, da eficiência e da escala das plantas. Fontes de redução de custos para módulos de filme fino também foram identificados, mas não quantificados. No entanto, o futuro depende da redução dos custos dos módulos de filme fino, mais do que módulos de silício, ou de uma combinação de ambos. Além disso, acredita-se que novas inovações nos módulos FV possibilitarão reduções de custo adicionais (NEIJ, 2008).

Segundo a Photon International (mar-2010), o custo do silício nos níveis atuais de US\$ 50,00 a US\$ 60,00 por quilograma, devem cair para uma faixa de US\$ 25,00 a US\$ 30,00 nos próximos cinco anos, o

que deve favorecer na redução do custo de fabricação das células fotovoltaicas.

Com base nestes resultados, a melhoria gradual das tecnologias já existentes também pode ser esperada. Isso pode ser expresso por intermédio da extrapolação das curvas de experiência com uma taxa de aprendizagem de 20%. Por outro lado, assumindo-se melhorias mais radicais e o desenvolvimento de novos e inovadores sistemas fotovoltaicos e sistemas de produção, uma taxa de aprendizagem de 30% não é impossível. No entanto, os estudos sobre BOS indicam limitações de redução dos custos no futuro e, portanto, a taxa de aprendizagem de todo o sistema solar poderá ser inferior ao indicado acima. (NEIJ, 2008)

## **2.10. Regulamentação para os consumidores de energia elétrica**

De acordo com a Resolução da ANEEL n°. 456/2000, os consumidores de energia elétrica são classificados em dois grupos:

- Grupo “A”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo, nos termos definidos no art. 82, caracterizado pela estruturação tarifária binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) Subgrupo A5 - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo, em caráter opcional.

- Grupo “B”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo, nos termos definidos nos arts. 79 a 81 da resolução, caracterizado pela estruturação tarifária monômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo B1 - residencial;
- b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda;
- c) Subgrupo B2 - rural;
- d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;
- e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;
- f) Subgrupo B3 - demais classes;
- g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

No presente trabalho, por se tratar de um estudo de um edifício comercial que se encontra na classificação A4 da ANEEL, foi dado um maior foco ao Grupo A. Para este grupamento, as concessionárias de energia elétrica possuem duas estruturas tarifárias, sendo estas: a convencional e a horo-sazonal.

Na convencional a estrutura caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, independentemente, das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

A horo-sazonal caracteriza-se pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

- Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

- Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência;

- Horário de ponta (HP): período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas; exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

- Horário fora de ponta (HFP): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

- Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;

- Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

De acordo com o Artigo 53 da Resolução 456 da ANEEL, os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo “A”, conforme as condições a seguir estabelecidas:

I- Na estrutura tarifária convencional: para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal nos termos do inciso IV;

II- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

III- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:

- a) A demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou,
- b) A unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW;

IV- Opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

A Tarifa Verde será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I- Demanda de potência (kW): um preço único;

II- Consumo de energia (kWh):

- a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
- b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c) um preço para horário de ponta em período seco (PS);
- d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

Os valores em reais para a modalidade tarifaria verde horo-sazonal podem ser visualizados nas Tabela 1 e Tabela 2 que apresenta os valores para demanda e para consumo de energia. No caso de ultrapassagem da demanda contratada acima de 10%, o preço passa a ser três vezes ao kW normal sobre a parcela ultrapassada, conforme pode ser visto na Tabela 3.

**Tabela 1 – Tarifas horo-sazonal verde para demanda.**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,15	12,15	-
A4 (2,3 a 25 kV)	12,16	12,16	-
AS (Subterrâneo)	18,67	12,61	6,06

Fonte: CEMIG (2010)

**Tabela 2 – Tarifas horo-sazonal verde para consumo.**

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	TUSD + TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a (30 a 44 kV)	1285,67	1258,25	172,10	156,19
A4 (2,3 a 25 kV)	1289,06	1261,64	172,10	156,19
AS (Subterrâneo)	1348,98	1320,36	180,10	163,50

Fonte: CEMIG (2010)

**Tabela 3 – Tarifas horo-sazonal verde para ultrapassagem.**

SUBGRUPO	TUSD + TE (R\$/kW)	TUSD (R\$/kW)	TE (R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	36,45	36,45	-
A4 (2,3 a 25 kV)	36,48	36,48	-
AS (Subterrâneo)	56,01	37,83	18,18

Fonte: CEMIG (2010).

### 2.11. Fator efetivo de capacidade de carga (FECC)

Plantas geradoras fotovoltaicas são tradicionalmente ditas sem ou com baixa capacidade de crédito, pois a sua geração não pode ser controlada ou despachável.

No entanto, segundo Perez *et al.*, (1995), sob condições favoráveis, particularmente, quando a carga segue a irradiação solar – principalmente pelo uso dos aparelhos de ar-condicionado – a energia gerada pela planta fotovoltaica é disponível no momento do pico e, portanto, pode de fato, contribuir para o aumento da capacidade de geração. Sob estas condições, a capacidade efetiva da instalação pode ser considerada superior ao seu fator de capacidade.

O FECC é a habilidade de uma planta geradora, fotovoltaica ou convencional, contribuir para o acréscimo da capacidade do sistema elétrico, ou seja, é a capacidade da planta geradora fornecer energia quando necessário (PEREZ *et al.*, 1994; PEREZ *et al.*, 1997).

### 2.12. Sistemas fotovoltaicos em ambientes com possibilidade de sombreamento

Problemas de sombreamento (Kovach e Schmid, 1996); (Woyte, 2003); (Karatepe, 2007); (Norton *et al.*, 2010) têm sido identificados como a principal causa para redução da geração de energia em sistemas fotovoltaicos conectados a rede. A tendência disto ocorrer será cada vez mais comum com o crescimento da quantidade de sistemas aproveitando áreas dos envelopes das construções para gerar energia elétrica.

Sombreamentos parciais podem levar à destruição de células solares por criar pontos quentes (*hot-spots*) devido ao efeito da polarização reversa. Para protegê-las deste fenômeno, diodos de bypass são utiliza-

dos para evitar que as células sombreadas operem com tensão reversa aplicada sobre ela, evitando que sejam danificadas (WOYTE *et al.*, 2003).

Para uma sequência de “n” células solares (*string*) serem equipadas com um único diodo de *bypass*, o valor absoluto da tensão de ruptura para uma célula reversamente polarizada, deve ser maior que “n+1” vezes 0,5V. Atualmente para os módulos de silício cristalino a tensão de ruptura para uma célula solar geralmente é assumida ser menor que -10 V. Portanto é usual um diodo de *bypass* ser utilizado a cada 18 células em série (WOYTE *et al.*, 2003).

Do ponto de vista arquitetônico, seria desejável omitir os diodos de *bypass* nas caixas de junções, já do ponto de vista do problema do sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos, quanto mais diodos possíveis seria melhor. Uma solução para este dilema seria a utilização de diodos de *bypass* já diretamente integrados na estrutura do semicondutor de cada célula (WOYTE *et al.*, 2003).

Uma forma de conhecer toda a região com possibilidade de ser sombreada sobre uma determinada área destinada a instalação de módulos fotovoltaicos é através de softwares de simulação usando modelos tridimensionais da construção, possibilitando a análise dos respectivos obstáculos que possam gerar sombra no local selecionado.

### 2.13. Análise do investimento

A análise de viabilidade de projetos de investimentos é uma preocupação constante em todos os setores econômicos. Nenhuma empresa ou organização pode assumir riscos de que não se tenha conhecimento prévio, ou, de suas implicações futuras. Conhecer os tipos de riscos e projetá-los no tempo é indispensável para evitar situações adversas no futuro.

O objeto do presente estudo refere-se à análise das perspectivas de investimento de capital, que costuma ser chamado de Projeto de Investimento, o qual passa a ser detalhado a seguir.

#### Método do *Payback* Descontado (PBD)

Este método mede o prazo de recuperação do investimento remunerado. Pode-se dizer que no *payback* simples encontra-se o ponto de equilíbrio contábil e, no *payback* descontado, o financeiro.

O *payback* do fluxo de caixa descontado é o período de tempo necessário ao re-pagamento do investimento. Nesse caso, deverá ser considerada a taxa de desconto. Este método pode ser calculado aplicando-se a Equação 1:

$$FCC(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j}; \quad 1 \leq t \leq n \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde, FCC (t) é o valor presente do capital, ou o fluxo de caixa descontado para o valor presente cumulativo até o instante  $t$ .  $I$  é o investimento inicial;  $R_j$  é a receita proveniente do ano  $j$ ;  $C_j$  é o custo proveniente do ano  $j$ ;  $i$  é a taxa de juros empregada; e  $j$  é o índice genérico que representa os períodos, onde  $1 \leq j \leq t$ .

Quando ocorrer FCC (t) = 0, terá o  $t$  de *payback* descontado, com  $t$  inteiro. Caso ocorra FCC(t) < 0 em  $j-1$ , interpola-se para determinar o  $t$  fracionário.

#### A Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR (Taxa Interna de Retorno) é aquela taxa de desconto que iguala os fluxos de entradas com os fluxos de saídas de um investimento. Com ela procura-se determinar uma única taxa de retorno, dependente, exclusivamente, dos fluxos de caixa do investimento, que sintetize os méritos de um projeto (ROSS *et al.*, 1998). Como critério único de decisão opta-se: Caso a TIR for maior ou igual ao custo de capital, se aceita o projeto, caso contrário, rejeita-se. A decisão é tomada aplicando a Equação 2:

$$FC_0 - \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} = 0 \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde, o Fluxo de Caixa Inicial,  $FC_0$  é igual à somatória, ao longo do tempo  $j$ , dos fluxos de caixa de saída sobre o produto  $(1+TIR)^j$ , sendo TIR a Taxa Interna de Retorno, como dito.

Quanto maior for a taxa de retorno, maior será o número de possibilidades de um investimento ser lucrativo. Uma desvantagem é que embora a taxa de juros do mercado não afete o cálculo da TIR, ela depende dos fluxos de caixa futuros, ficando assim uma incerteza de como determinar, com exatidão, os fluxos de caixa esperados.

Com relação à TIR, percebem-se dificuldades matemáticas para seu cálculo, caso o número de períodos,  $j$ , seja maior que dois. Observa-se que o denominador dos fluxos de caixa é representado por  $(1+TIR)^j$ . A TIR admite a hipótese matemática de se encontrar até  $j$  valores para TIR, inclusive valores negativos. Interpretar o significado financeiro para este número de soluções é difícil, o que torna a TIR um método difícil de se calcular e, que, dependendo das respostas encontradas, difícil também de se avaliar.

#### A taxa mínima de atratividade

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar, quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar, quando faz um financiamento.

Esta taxa é formada a partir de três componentes básicos. O Custo de Oportunidade, que é a remuneração obtida em alternativas que não as analisadas (caderneta de poupança, fundo de investimento, entre outros); o Risco do Negócio, que representa o ganho que se deve ter para remunerar uma nova ação (quanto maior o risco, maior a remuneração esperada); e a Liquidez, que representa a capacidade ou velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra posição (LAPPONI, 2000).

A TMA é considerada pessoal e intransferível. A propensão ao risco varia de pessoa para pessoa, ou ainda, a TMA pode variar durante o tempo. Assim, não existe algoritmo ou fórmula matemática para calcular a TMA.

### 3. METODOLOGIA

---

#### 3.1. Introdução

Este trabalho visa à possibilidade de instalação de geração fotovoltaica interligada à rede elétrica e integrada ao envelope de um edifício comercial, reduzindo, assim, o pico de demanda diurno, possibilitando fornecer, pelo menos, parte da energia demandada e também a redução da demanda máxima contratada junto à concessionária.

Para isso adquiriu-se, ao longo de um ano, a leitura da memória de massa do medidor de consumo, fornecida pela concessionária local de energia elétrica para o edifício em estudo, constando registros feitos a cada 15 minutos. Também foram usados dados da irradiação para a cidade de Belo Horizonte, baseados no projeto SWERA (Pereira *et al.*, 2006).

A metodologia toma por base a forte correlação que se verifica entre a curva de demanda de edifícios comerciais e as curvas de geração solar fotovoltaica. Considera-se que os maiores picos de demanda estão associados a dias ensolarados e mais quentes, nos quais, o uso de condicionadores de ar é mais intenso. Nesses casos, em dias encobertos, a demanda de energia para os condicionadores será menor, compensando a redução na geração fotovoltaica.

#### 3.1. Caracterização da edificação comercial estudada

A Edificação estudada consiste em um prédio de três pavimentos, onde está sediada a empresa SPRESS Informática S.A., localizada na Avenida Barão Homem de Melo, 3280 - Belo Horizonte, MG (Figura 4). A empresa em questão possui atualmente 141 funcionários e atua nos seguimentos de desenvolvimento de software e de hospedagem de aplicações em servidores (computadores), sendo estes hospedados em um ambiente interno com características de *Datacenter*.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> *Datacenter* – ambiente fechado com sistema de ar condicionado 24 horas, energia elétrica controlada e ininterrupta, controle de acesso e sistema de combate a incêndio, para hospedagem de computadores.



**Figura 4 – Fachada frontal da SPRESS Informática.**

O expediente de funcionamento de suas atividades comerciais está compreendido das 8:00 às 18:00 horas, de segunda a sexta-feira, exceto feriados, sendo que no caso do *Datacenter* o funcionamento é ininterrupto, o qual requer apenas um funcionário para o seu gerenciamento.

O consumo de energia elétrica está fortemente baseado em microcomputadores, condicionamento de ar e iluminação. Existem 139 microcomputadores que funcionam como estações de trabalho para os funcionários, os quais ficam ligados durante o horário comercial. Também existem mais 54 computadores, que são servidores de aplicações, que ficam hospedados dentro do ambiente de *Datacenter*, sendo que estes últimos ficam ligados 24 horas por dia.

A iluminação artificial também é utilizada em algumas áreas dentro do prédio, durante o dia, mas como o prédio possui uma boa iluminação natural, existem vários locais onde a iluminação elétrica não necessita ser utilizada. À noite, praticamente toda a iluminação fica desligada.

A Tabela 4 mostra os condicionadores de ar existentes com suas respectivas potências e sua localização dentro do prédio:

**Tabela 4 – Aparelhos de ar-condicionado do Edifício.**

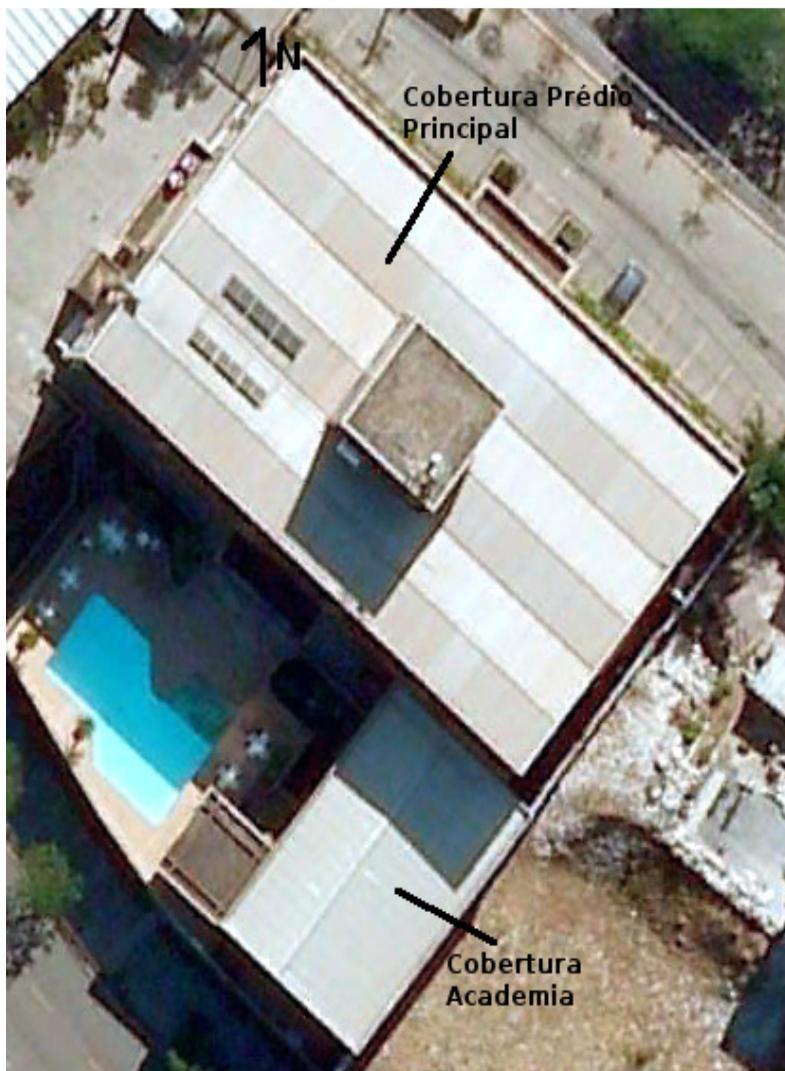
Quantidade	Potência (BTU/h)	Potência entrada por unidade (kW)	Localização
2	80000	8,67	<i>Datacenter</i>
1	60000	5,9	Setor <i>Helpdesk</i>
2	30000	3,15	Salas
26	18000	1,94	Salas
8	10000	1,02	Salas

Fonte: Dados da pesquisa (2009).

Com relação ao condicionamento de ar, vale destacar que dos dois condicionadores de 80000 BTU/h que ficam instalados dentro do *Datacenter*, apenas um fica ligado 24 horas por dia, sendo o segundo, contingência do primeiro, ficando portanto desligado. Os demais aparelhos são acionados pelos próprios usuários, durante o expediente, quando há necessidade de um maior conforto térmico.

A Figura 5 mostra o posicionamento da edificação em relação ao norte, e as duas coberturas disponíveis para alocação de painéis fotovoltaicos, que são a do prédio principal e a da academia de ginástica no prédio anexo. A fachada frontal do prédio mostrada na Figura 4 fica posicionada com um desvio azimutal de 45° a leste, em relação ao norte. A área total disponível nestas coberturas é de 1062 m<sup>2</sup>.

A Figura 6 e a Figura 7 mostram as fachadas do Edifício da S-PRESS Informática que juntamente com a fachada principal, que pode ser vista na Figura 4, recebem maior insolação devido às suas orientações geográficas. Um fato relevante nas fachadas é que a existência de diversos brises reduz a possibilidade de serem utilizadas para alocação de painéis fotovoltaicos. Portanto, o estudo em questão considera apenas as áreas de cobertura para este fim.



**Figura 5 – Vista obtida por satélite da SPRESS Informática.**

Fonte: GOOGLE EARTH (2009).



**Figura 6 – Fachada a noroeste.**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).



**Figura 7 – Fachada a sudoeste.**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).

A maior área disponível e viável para alocação de painéis consiste na cobertura das edificações da empresa, que são mostradas na Figura 8 e na Figura 9.



**Figura 8 – Vista parcial do telhado do Prédio principal.**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).



**Figura 9: Telhado da Academia de musculação (Prédio anexo).**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).

### 3.2.1. Sombreamento nas coberturas

O edifício em estudo não possui nenhum tipo de sombreamento com relação às construções vizinhas, que são mais baixas e afastadas. Porém, as áreas úteis para aplicação de painéis fotovoltaicos na cobertura principal estão sujeitas ao sombreamento de uma caixa d'água no centro do prédio, conforme pode ser visto na Figura 5, sendo que esta ocupa aproximadamente 7,25% da área total disponível e possui altura de 6,4 m. A cobertura do prédio anexo no qual funciona uma academia de musculação para os funcionários, por ser mais baixa quatro metros em relação ao prédio principal, também sofre um sombreamento.

Para o estudo dos sombreamentos criados pelos objetos citados sobre a cobertura dos prédios, foi utilizado o programa *Ecotect* do fabricante *Autodesk*, no qual é possível, por meio de um modelo tridimensional da construção, fazer este estudo durante todo o ano, delimitando os pontos de sombreamento onde não seria viável a utilização dos painéis fotovoltaicos.

### 3.3. Histórico de demanda de energia elétrica

A SPRESS Informática S.A. recebe o fornecimento de energia elétrica da concessionária de energia CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A., por um ramal de tensão 13,8 kV, possuindo uma subestação com transformador de 150 kVA e enquadra-se na estrutura tarifária horo-sazonal, modalidade tarifa verde, com uma demanda contratada de 96 kW, tanto para o período úmido, quanto para o período seco.

Existe também no edifício um gerador diesel de 110 kW que entra automaticamente em funcionamento em caso de falta de fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária local. Desde janeiro de 2009, este gerador também começou a ser acionado nos dias úteis, no intervalo das 19:00 às 22:00 horas, cortando-se a alimentação proveniente da concessionária e reduzindo, com isto, a zero o consumo de energia da rede pública neste período.

### 3.4. Coleta dos dados de memória de massa

Os dados de memória de massa do consumo de energia elétrica da edificação da SPRESS Informática S.A., objeto do estudo, foram adquiridos junto à concessionária CEMIG S.A. (Companhia Energética de Minas Gerais) no período de março de 2008 a fevereiro de 2009.

A memória de massa fica armazenada no medidor de entrada de energia da empresa, que possui a capacidade de manter os dados de potência registrados em intervalos de 15 minutos, durante os últimos 42 dias. Sendo assim, a cada 40 dias, a CEMIG realizou uma nova leitura, a partir da solicitação feita previamente.

### **3.5. Verificação das características de demanda de energia elétrica no edifício estudado.**

Nos edifícios comerciais em geral, com possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico integrado a rede elétrica, espera-se uma boa correlação entre a curva de demanda de energia elétrica e a curva de geração fotovoltaica, especialmente devido à tendência dos picos de consumo serem normalmente diurnos, devido ao expediente ser em horário comercial e serem bastante influenciados pelos sistemas de condicionamento de ar.

Para a avaliação desta característica no edifício estudado, foram plotados a partir da base de dados da memória de massa obtida do medidor de energia elétrica, gráficos diários com a característica de demanda, permitindo assim a avaliação do comportamento da demanda nos dias úteis e finais de semana e feriados.

Também foi possível através deste método avaliar as diferenças na sazonalidade da demanda, verificando se esta nos meses de inverno foi menor que nos meses de verão, caracterizando o uso mais intensivo de equipamentos de refrigeração de ar.

No intuito de auxiliar na identificação dos picos de carga durante o período estudado, de março de 2008 a fevereiro de 2009, foram utilizados dados de média da temperatura ambiente na base horária (Inmet, 2009) no mesmo período de tempo analisado. Para isto, também foi obtido a partir da base de dados da memória de massa, a média horária de demanda de energia elétrica. A partir disto, foi possível plotar gráficos mensais de demanda em todas as horas dos dias, marcando os pontos onde a temperatura ambiente, que naquele mesmo horário excedesse a 25 °C, adotada como temperatura de conforto (ASHRAE, 2001).

Com isto foi possível verificar a relação entre os picos de demanda com temperaturas ambientes mais elevadas. Esta metodologia foi baseada nos estudos de Rüther e Braun (2009).

### 3.6. Dados de irradiação solar para a cidade de Belo Horizonte

De acordo com Jardim (2007), podem ser utilizados os dados disponibilizados pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) caso não existam, ou não se tenha acesso aos dados de irradiação solar para uma determinada cidade, para simular a geração fotovoltaica correspondente.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2006) foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA, financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e cofinanciado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF). O projeto SWERA tem como foco principal promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade, visando auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo nos projetos nacionais de energia solar e eólica, e dessa forma atraindo o capital de investimentos da iniciativa privada para a área de energias renováveis.

A partir das bases de dados deste projeto, foram selecionados os dados históricos de irradiação solar para a cidade de Belo Horizonte no período de um ano com resolução horária, que serviram de referência para cálculo da geração fotovoltaica.

### 3.7. Tecnologias de painéis fotovoltaicos utilizados neste estudo

O estudo em questão utiliza duas tecnologias de painéis fotovoltaicos, sendo uma baseada em silício multicristalino (p-Si) e outra de silício amorfo (a-Si). Existem dentro da UFSC sistemas fotovoltaicos já em operação baseados nestas tecnologias, inclusive foram adotados modelos de módulos dos mesmos fabricantes em questão devido à experiência já existente.

O módulo de silício multicristalino escolhido foi o KD210GX-LP do fabricante KYOCERA, que possui as seguintes características mostradas na Tabela 5.

O módulo de silício amorfo escolhido foi o PVL-144 do fabricante UNI-SOLAR, que possui as seguintes características mostradas na Tabela 6.

**Tabela 5 – Características do módulo KD210GX-LP (KYOCERA).**

Condições padrão de teste (STC)	
Potência Máxima (Pmax)	210 W (+5% / -5%)
Tensão na Potência Máxima (Vmpp)	26,6 V
Corrente na Potência Máxima (Impp)	7,90 A
Tensão em Circuito aberto (Voc)	33,2 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8,58 A
Tensão Máxima do Sistema	600 V
Dimensões	1500mmx990mmx36mm

Performance Elétrica em 800 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5	
Potência Máxima (Pmax)	148 W
Tensão na Potência Máxima (Vmpp)	23,5 V
Corrente na Potência Máxima (Impp)	6,32 A
Tensão em Circuito aberto (Voc)	29,9 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	6,98 A
NOCT	49 °C

Fonte: KYOCERA (2009).

**Tabela 6 – Características do módulo PVL-144 (UNI-SOLAR)**

Condições padrão de teste (STC)	
Potência Máxima (Pmax)	144 W
Tensão na Potência Máxima (Vmpp)	33,0 V
Corrente na Potência Máxima (Impp)	4,36 A
Tensão em Circuito aberto (Voc)	46,2 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	5,3 A
Dimensões	5486mmx394mmx4mm

Performance Elétrica em 800 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5	
Potência Máxima (Pmax)	111 W
Tensão na Potência Máxima (Vmpp)	30,8 A
Corrente na Potência Máxima (Impp)	3,6 A
Tensão em Circuito aberto (Voc)	42,2 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	4,3 A
NOCT	46 oC

Fonte: UNI-SOLAR (2009).

### 3.8. Cálculo do potencial de geração com a implementação do gerador fotovoltaico

Para o cálculo do potencial de geração fotovoltaica, utilizando as duas tecnologias de painéis deste estudo, foi feito um estudo de sombreamento na cobertura do edifício e de capacidade de alocação dos módulos fotovoltaicos KD210GX-LP (p-Si) e o PVL-144 (a-Si) nas áreas consideradas não sombreadas.

Foi feito um estudo de orientação geográfica e inclinação dos painéis para acompanhar a geometria dos telhados. Também foi feito o levantamento dos índices de irradiação solar de acordo com o posicionamento dos mesmos, usando o software *Radiasol* e os dados de irradiação solar para a cidade de Belo Horizonte, adquiridos do projeto *SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment)* (PEREIRA et al., 2006).

A partir dos dados coletados na contas de energia elétrica da edificação, no período estudado, foi possível avaliar o consumo médio diário para cada mês do ano. Sendo que com isto foi possível compará-los com a capacidade média de geração diária dos dois sistemas fotovoltaicos.

Para encontrar a geração média diária dos sistemas FV, foi utilizado o *yield*<sup>4</sup> para a cidade de Belo Horizonte para as duas tecnologias utilizadas de painéis, a-Si e p-Si.

Baseado nas experiências e medições realizadas no gerador fotovoltaico de 2kWp que utiliza módulos de silício amorfo, instalado no LABSOLAR-UFSC e em operação desde 1997, foi encontrado para este um *yield*-base de 839 kWh/kWp/ano para uma irradiação solar anual de 1.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano (Rüther, 1998); (Rüther, 1999); (Rüther e Dacoreglio, 2000); (Rüther et al., 2001); (Rüther et al., 2004); (Rüther et al., 2006). Dividindo 839 kWh/kWp/ano por 1.000 kWh/ m<sup>2</sup>/ano, resulta em 0,839 m<sup>2</sup>/kWp. Então para calcular o *yield* de cada região para a tecnologia a-Si, corresponde à irradiação solar de cada região multiplicada pelo fator de 0,839 (SALAMONI, 2009).

Neste trabalho, o *yield* para a cidade de Belo Horizonte foi calculado a partir dos dados de irradiação solar do projeto *SWERA* (Pereira et al., 2006), utilizando o programa *RADIASOL* para encontrar a média mensal de irradiação solar para cada orientação e inclinação proposta,

---

<sup>4</sup> O termo *yield* define a produtividade de um sistema fotovoltaico, considerando sua geração de energia elétrica (kWh) (normalmente anual) por kWp instalado.

após isto multiplicou-se a irradiação encontrada pelo fator 0,839 no caso da tecnologia a-Si.

O *yield* da tecnologia do silício amorfo é um pouco maior que o da tecnologia do silício multicristalino, portanto usaremos neste estudo a relação que o *yield* do a-Si representa 1,06 vezes o do sistema baseado no p-Si (SANTOS, 2009).

O cálculo da média diária da geração fotovoltaica (kWh/dia) foi feito, utilizando a potência de pico fotovoltaica (Pcc) possível de ser instalada para uma determinada orientação geográfica e inclinação, para cada uma das tecnologias de módulos FV estudadas, e, multiplicando a irradiação média do mês obtida através do Radiasol/SWERA pelo fator 0,839 se os módulos forem de silício amorfo e 0,792 se os módulos forem de silício multicristalino, para encontrar o respectivo *yield*. A Equação 3 calcula a energia fotovoltaica gerada:

$$E_{FV} = P_{cc} \cdot yield \quad (\text{Eq. 3})$$

onde,

$E_{FV}$  = Energia fotovoltaica gerada (kWh);

$P_{cc}$  = Potência instalada, em kWp;

Yield = Foi calculado utilizando a irradiação solar verificada na orientação geográfica e inclinação de cada face do telhado, através do RADIASOL/SWERA, multiplicado pelo fator 0,839 (caso do a-Si) ou 0,792 (caso do p-Si).

### 3.9. Cálculo do fator efetivo de capacidade de carga - FECC

O Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) é definido como uma medida da capacidade de crédito de um sistema fotovoltaico, ou ainda, do aumento da capacidade disponível da rede elétrica atribuída à geração fotovoltaica. Com esse fator, existe a possibilidade de quantificar a redução do pico de demanda e a potência fotovoltaica ideal a ser instalada.

Para calcular o FECC (também conhecido como ELCC - Effective Load Carrying Capability) (Garver, 1966); (Perez et al., 1989); (Perez et al., 1997); (Perez et al., 2003); (Jardim et al., 2007), seleciona-se da memória de massa anual coletada o dia de maior demanda, procura-se também nos dados de irradiação solar, para este respectivo mês, um dia limpo, que se caracterize como uma curva em forma de “sino”, que possua as características de máxima geração solar fotovoltaica e atenda

às condições de suavidade e continuidade. O FECC foi calculado através da Equação (JARDIM et al., 2007):

$$FECC = \frac{(PicoC - PicoNFV)}{PPFV} \times 100\% \quad (\text{Eq. 4})$$

onde,

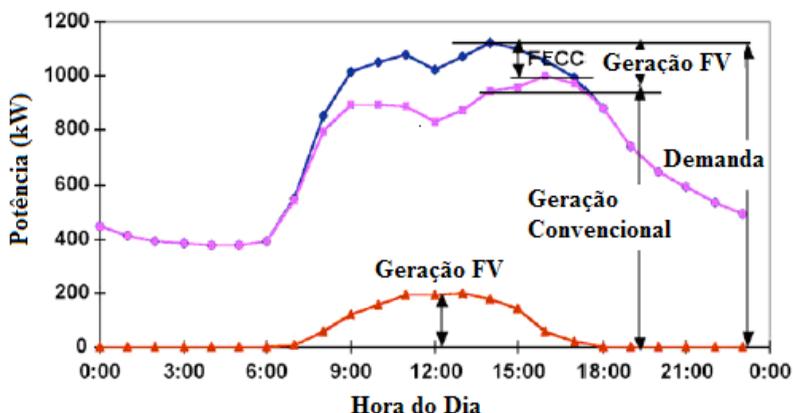
FECC = Fator Efetivo de Capacidade de Carga (ELCC);

PicoC = Valor máximo de demanda histórico (kW);

PicoNFV = Valor máximo de demanda histórico menos a respectiva geração FV (kW);

PPFV = Potência fotovoltaica nominal instalada (kW).

A Figura 10 expõe um exemplo de gráfico, mostrando o FECC para um determinado dia limpo. É possível visualizar que, nos momentos de pico de demanda, há uma boa resposta de geração solar.



**Figura 10 – Exemplo de um típico pico diurno de demanda.**

Fonte: JARDIM et al., 2007.

### 3.10. Método para análise do investimento

Foi realizada uma análise simplificada do investimento para cada um dos geradores fotovoltaicos propostos, com o objetivo de verificar a viabilidade financeira atual ou futura para a implementação.

Para as capacidades de geração fotovoltaica possíveis de serem instaladas, tanto com os módulos KD210GX-LP quanto com os PVL-144, foi calculado o valor do investimento inicial a partir do custo atual do kWp, dado em euros.

Foram utilizados os valores para tarifa com impostos de consumidores do grupo “A4”, que compreende os consumidores atendidos pela tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.

Foi feito o estudo de viabilidade econômica para as duas tecnologias de painéis fotovoltaicos, usando dois modelos de sistema de preços usados em outros países, o *net-metering* e o *feed-in tariff*. Nesta análise foi considerado apenas o valor inicial de aquisição do sistema e a estimativa do tempo de retorno pelo cálculo do valor presente líquido do investimento e da receita gerada pelo gerador.

Foi realizado também um estudo de paridade tarifária entre o preço da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e o preço da energia convencional comercializada pela concessionária para consumidores classificados no grupo “A”, com a modalidade horo-sazonal tarifa verde. Levando-se em conta a queda média de 5% ao ano do preço da tecnologia fotovoltaica para uma mesma potência instalada e índices simulados de reajuste de tarifa convencional de 4 e 7% ao ano, utilizando como referência inicial os preços praticados em 2010 com impostos.

Para encontrar o custo do kWh fotovoltaico para cada gerador simulado, foi calculado o custo anual do sistema através da Equação 5 (Zwaan e Rabl, 2004) e dividido pela geração média anual de cada sistema.

$$C_{\text{anual}} = C_{\text{INV}} \cdot \left( D + \frac{TIR}{1 - (1 + TIR)^{-t}} \right) \quad (\text{Eq. 5})$$

onde,

$C_{\text{anual}}$  = Custo anual (R\$);

$C_{\text{INV}}$  = Investimento inicial para montagem do gerador (R\$);

D = Despesas anuais de operação, manutenção e reposição (OM&R) do sistema equivalente a 1% do custo total do sistema por ano: percentual baseado nas experiências de medição do gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997 (RÜTHER, 1998)(RÜTHER, 1999)(RÜTHER e DACOREGIO, 2000)(RÜTHER *et al.*, 2001)(RÜTHER, 2004)(RÜTHER *et al.*, 2006);

TIR = Taxa Interna de Retorno.

t = tempo de análise 25 anos.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

---

### 4.1. Introdução

Este capítulo apresenta os resultados e as discussões sobre a avaliação da possível integração fotovoltaica no edifício em estudo.

A partir de um estudo de sombreamento na cobertura, foi feita a simulação com dois tipos de tecnologia de painéis fotovoltaicos, utilizando-se o KD210GX-LP da KYOCERA e o PVL-144 da UNI-SOLAR.

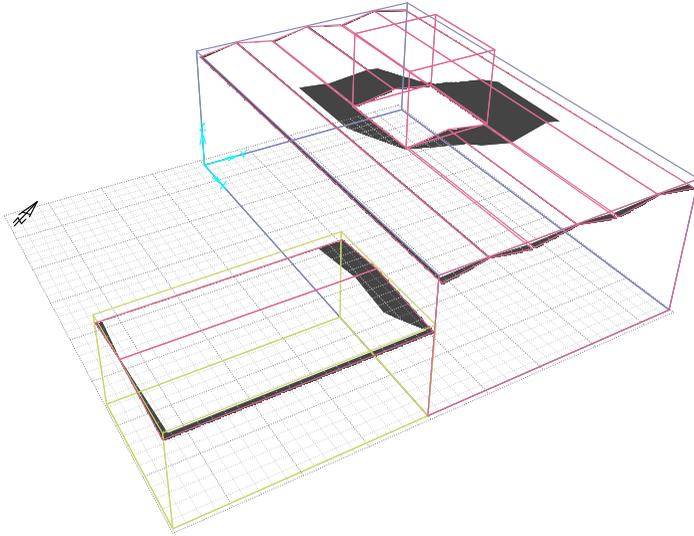
### 4.2. Cálculo de área útil de cobertura

A aplicação dos painéis em regiões sombreadas reduz a capacidade de geração do painel, prejudicando o desempenho do sistema. Devido à existência de um reservatório superior (caixa d'água), instalado na cobertura do prédio principal, e também devido ao fato do prédio anexo (academia de musculação) ser quatro metros mais baixo que este, apontou para a necessidade de se realizar uma análise da sombra projetada por estes elementos, para evitar a instalação de painéis em áreas que permanecem sombreadas por longos períodos durante o dia.

Por meio do programa *ECOTECT*, foi realizada uma análise do sombreamento, utilizando-se um modelo tridimensional do Edifício, o que possibilitou uma análise referente aos diferentes horários e épocas do ano para a latitude de Belo Horizonte.

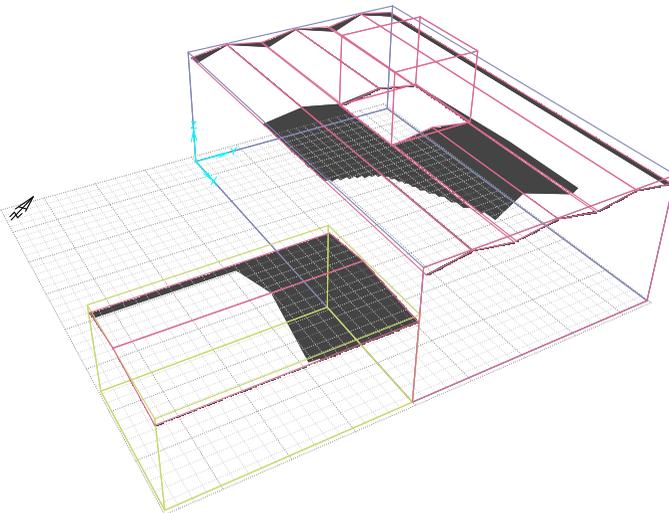
A fim de delimitar o caminho percorrido pelas sombras durante todo o ano, foram escolhidas quatro datas marcantes de declinação solar durante esse período: os solstícios de verão e inverno (21 de dezembro e 21 de junho) e os equinócios de outono e primavera (21 de março e 21 de setembro).

A Figura 11 e a Figura 12 mostram a representação gráfica da amplitude das sombras e toda a trajetória seguida sobre os telhados durante os solstícios de verão e inverno dentro dos horários de 9:00 às 15:00 do horário local.



**Figura 11 – Sombreamento nos telhados (durante o solstício de verão) para o período do dia compreendido entre 9:00 e 15:00.**

Fonte: ECOTECH (2010).

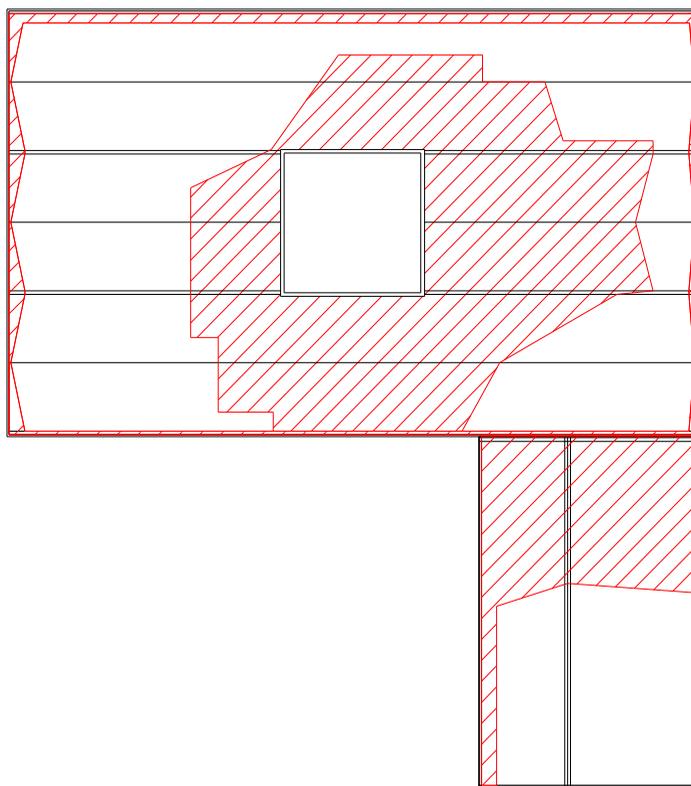


**Figura 12 - Sombreamento nos telhados (durante o solstício de inverno) para o período do dia compreendido entre 9:00 e 15:00.**

Fonte: ECOTECH (2010).

Optou-se por considerar como área sombreada nos telhados, as regiões atingidas pelas sombras do reservatório de água e do prédio principal (mais alto) no período diário das 9:00 às 15:00 horas, devido ao fato de que durante este horário ser mais elevada a intensidade de irradiação solar incidente. Portanto, se a análise de sombreamento fosse feita para um intervalo de tempo maior, seria muito reduzida a área disponível para alocação de painéis e conseqüentemente a possibilidade de geração de energia nos períodos de maior necessidade.

A Figura 13 mostra a área total considerada sombreada (hachurada) de 458,2 m<sup>2</sup>, onde não haveria aplicação dos painéis fotovoltaicos, o que corresponde a 43,1% da área total de cobertura disponível, restando portanto 604,2 m<sup>2</sup> de área útil.



**Figura 13 – Vista dos telhados, sendo que a área hachurada é considerada sombreada (sem aplicação de painéis).**

Fonte: *AUTOCAD/ECOTECH* (2010).

### 4.3. Características da demanda de energia elétrica do edifício no período avaliado

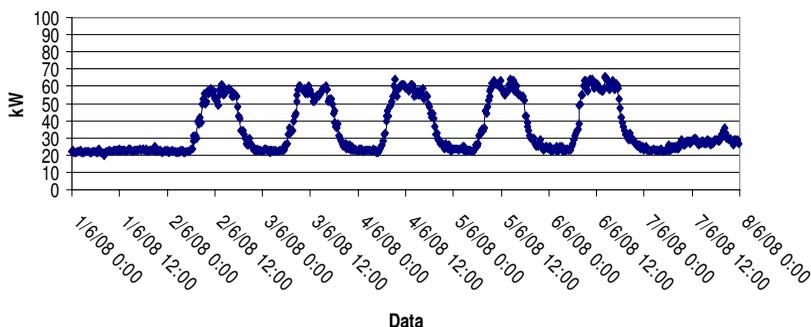
A demanda do edifício tem características de pico de carga diurno, conforme apresentado na Figura 14, que mostra o comportamento da mesma ao longo de todas as horas do dia 13/01/2009, cuja forma do gráfico se assemelha aos de todos os dias úteis (exceto fins de semana e feriados) durante o ano.



**Figura 14 – Demanda do dia 13/01/2009.**

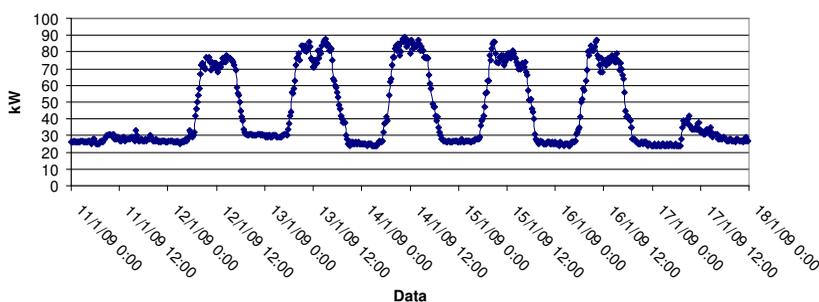
Fonte: Memória de massa do medidor da CEMIG.

A Figura 15 e a Figura 16 retratam as curvas de demanda semanal dos períodos de junho de 2008 e de janeiro de 2009 respectivamente. É possível visualizar claramente, que as maiores demandas diurnas ocorrem durante os dias da semana de expediente normal (úteis), nos quais também é possível notar uma diferença importante entre as demandas destes dois meses. É facilmente perceptível a diferença entre o período de inverno e de verão, que evidencia basicamente o consumo pelos condicionadores de ar, visto que não houve, nesse meio tempo, alterações significativas das cargas existentes.



**Figura 15 - Demanda registrada no período de uma semana em junho de 2008.**

Fonte: Medidor CEMIG (2008).



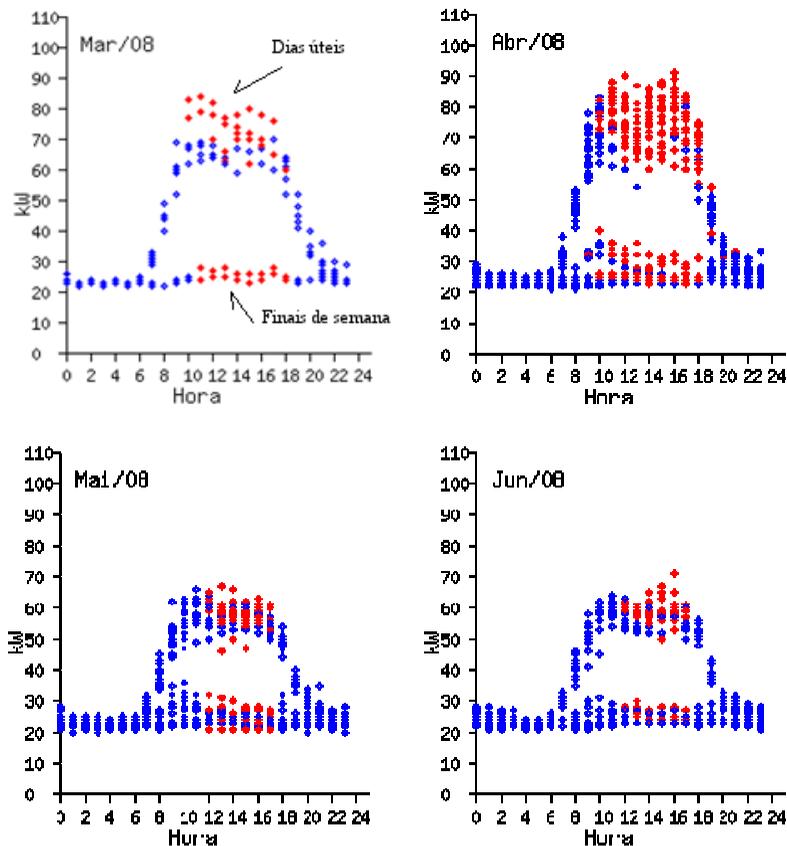
**Figura 16 - Demanda registrada no período de uma semana em janeiro de 2009.**

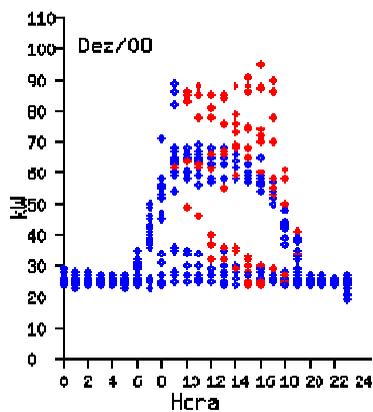
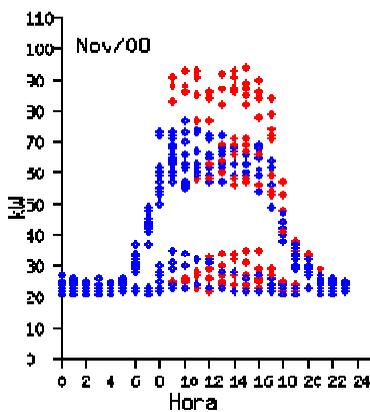
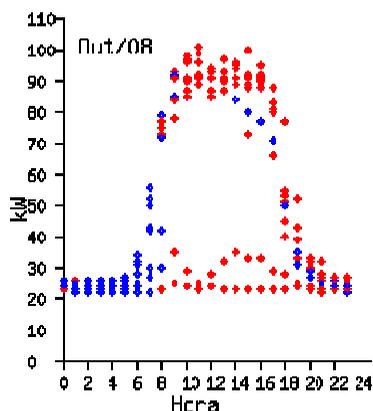
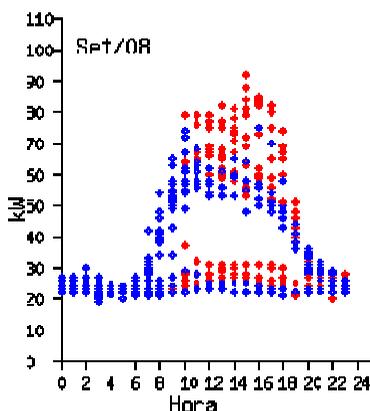
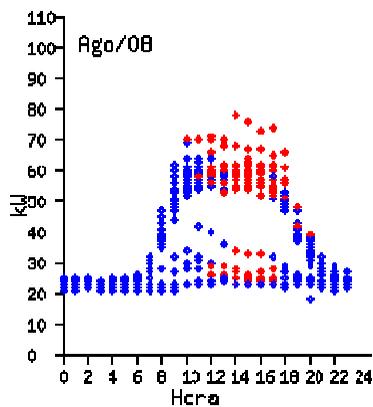
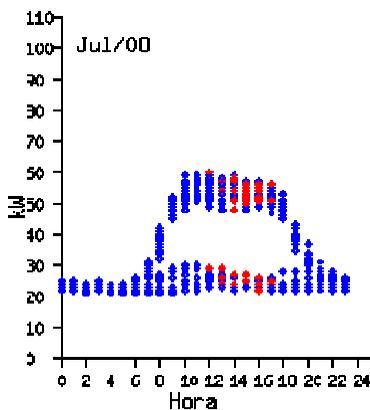
Fonte: Medidor CEMIG (2009)

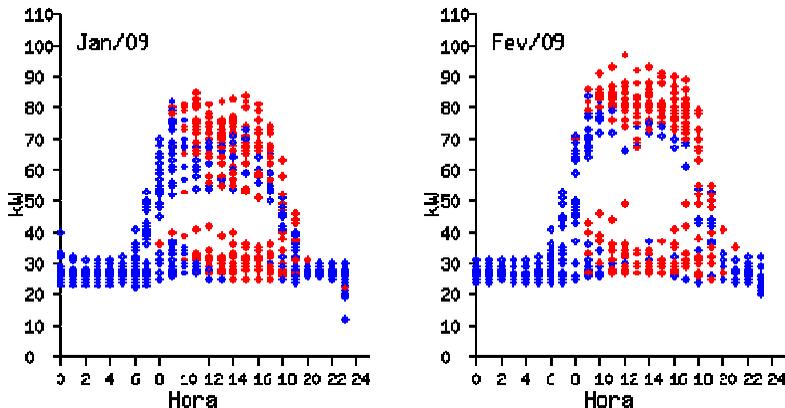
A Figura 17 mostra para os 12 meses analisados, a variação da demanda ao longo das 24 horas do dia para cada mês. A partir dos dados de potência adquiridos da memória de massa do medidor, com resolução de 15 minutos, foi calculada a média horária da demanda, que juntamente com os dados de temperatura ambiente, obtidos do banco de dados do INMET, também com resolução horária para o mesmo período, propiciou a plotagem de todos os pontos representando as demandas dentro de cada mês, em função da respectiva hora do dia, observando-se a temperatura ambiente média para cada ponto em relação à referência de 25°C, sendo esta adotada como temperatura de conforto (ASHRAE, 2001).

Nesses gráficos, quando uma média horária da demanda de energia ocorreu enquanto a temperatura ambiente estava acima dos 25°C, foi utilizado um ponto vermelho para representá-la, sendo que abaixo desta temperatura a mesma foi representada por um ponto azul.

Por meio desta análise foi possível visualizar que, nos horários de maior demanda coincidiram também com temperaturas ambientes acima dos 25°C, conforme pode ser visto, principalmente nos meses mais quentes do ano, indicando que houve o acionamento de aparelhos de ar-condicionado, gerando conseqüente elevação da demanda.







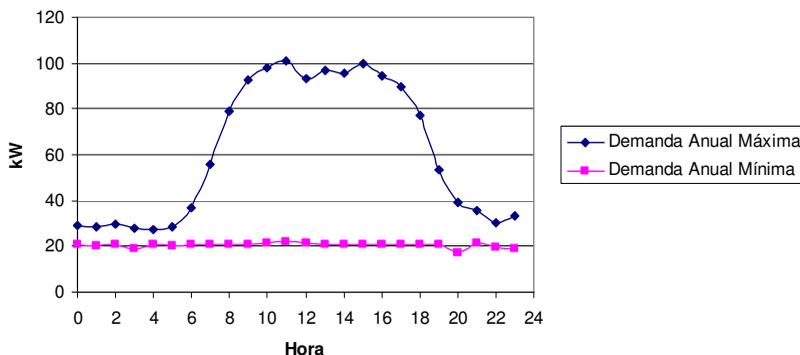
**Figura 17 - Influência da temperatura no consumo de energia elétrica no edifício estudado.**

**Fonte: Dados da pesquisa (2009).**

Na Figura 17 é possível observar também, a ocorrência de temperaturas ambiente acima de 25 °C e simultaneamente baixa demanda de energia elétrica. Isto deve-se ao fato de não haver expediente nos finais de semana e feriados, ficando a maioria dos condicionadores de ar e estações de trabalho (computadores) desligados.

A Figura 18 mostra a demanda anual máxima para o edifício estudado na base horária. Esta curva foi obtida a partir de uma varredura na memória de massa anual, na qual foram procurados, ao longo do ano, os valores máximos de demanda para cada uma das 24 horas do dia (esta curva possui característica similar aos dias úteis da semana).

Verifica-se uma boa correlação entre demanda horária e disponibilidade de irradiação solar, com altos níveis de demanda de energia principalmente no intervalo de 10:00 às 16:00 horas. Já a demanda mínima (linha com quadrados rosa) possui características de finais de semana e feriados, quando a maior parte dos computadores, iluminação e condicionadores de ar encontram-se desligados. Basicamente, esta demanda mínima representa os computadores hospedados no *Datacenter* e seu respectivo aparelho de ar-condicionado.



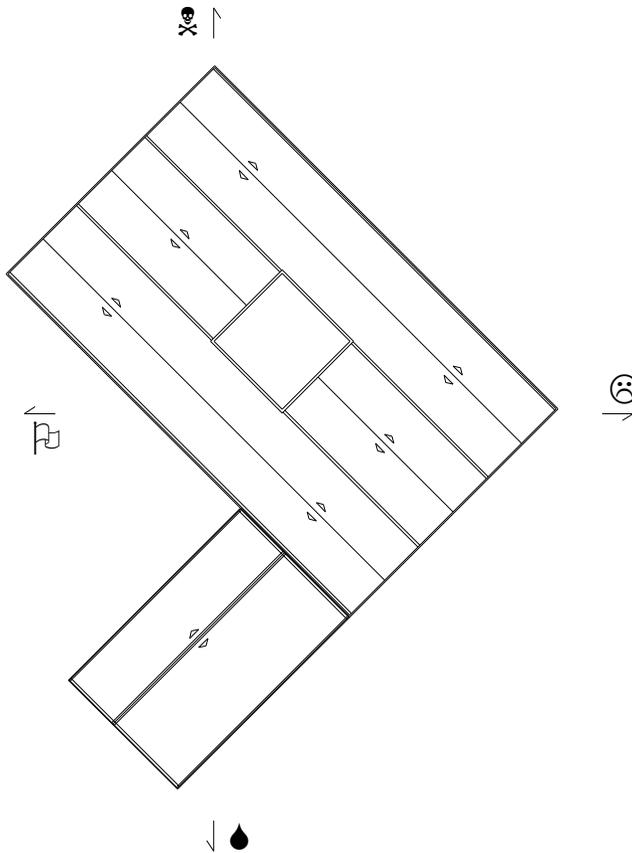
**Figura 18 – Demanda máxima anual e mínima na base horária.**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).

#### 4.4. Análise do potencial de geração

Para as duas tecnologias de módulos fotovoltaicos em questão, foi feito um estudo do potencial de geração de energia utilizando-se os dados do projeto SWERA e o programa *Radiasol* para encontrar os índices de irradiação nas inclinações dos telhados e no desvio azimutal do prédio em relação ao norte, que é de 45°.

A Figura 19 mostra os telhados e os posicionamentos dos mesmos, sendo possível visualizar a existência de faces voltadas para as direções nordeste, sudoeste, noroeste e sudeste.



**Figura 19 – Disposição dos telhados em relação às coordenadas geográficas.**

Fonte: Dados da pesquisa (2009).

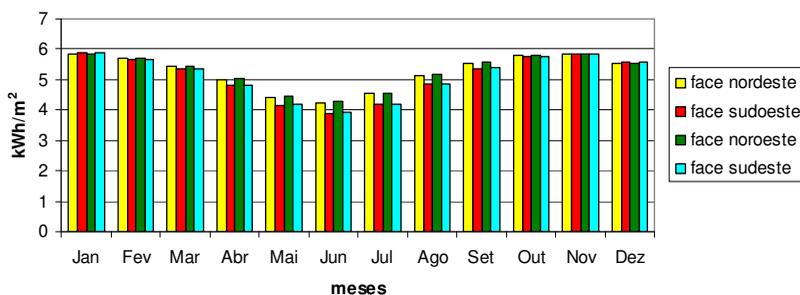
Os telhados voltados para a direção nordeste e sudoeste possuem inclinação de  $5^\circ$ , o telhado à sudeste possui inclinação de  $4^\circ$  e o voltado à noroeste  $6^\circ$ , sendo que esta última inclinação e orientação também foi utilizada para os painéis alocados em cima da caixa d'água do prédio principal.

A Figura 20 e a Tabela 7 mostram os níveis de irradiação incidente nas várias faces dos telhados com relação às suas respectivas orientações, utilizando-se o *Radiasol* para o cálculo e os dados do programa SWERA (PEREIRA et al.,2006).

**Tabela 7 – Média mensal do total diário de irradiação incidente nas faces dos telhados em kWh/m<sup>2</sup>/dia.**

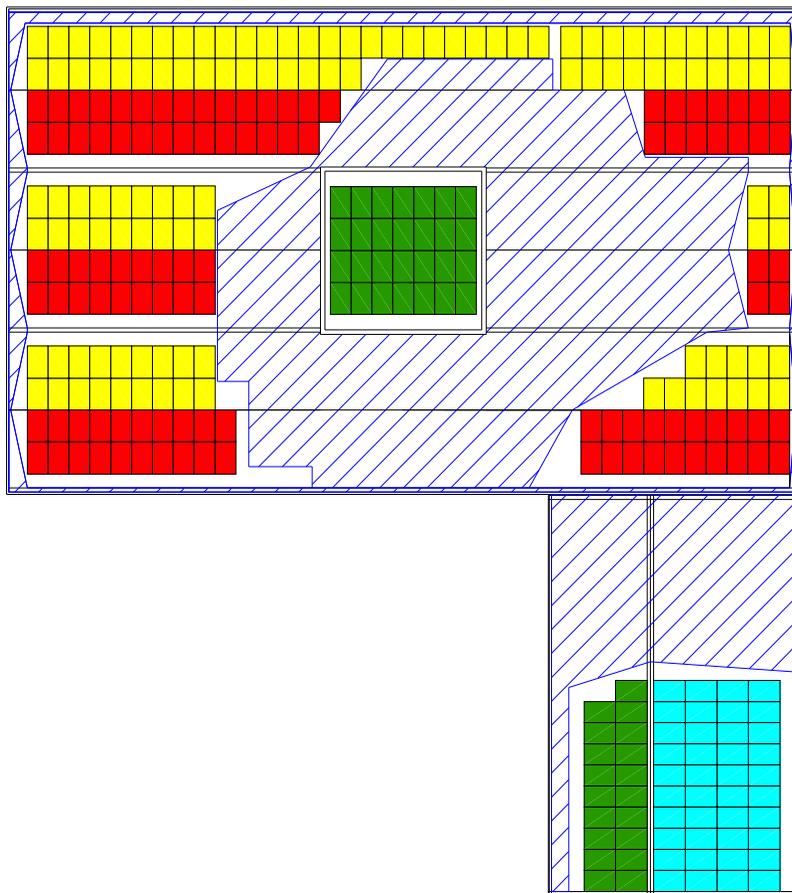
Mês	Prédio principal		Prédio anexo academia	
	face nordeste	face sudoeste	face noroeste	face sudeste
Jan	5,84	5,89	5,84	5,88
Fev	5,69	5,67	5,70	5,68
Mar	5,42	5,33	5,43	5,34
Abr	5,00	4,80	5,02	4,82
Mai	4,42	4,15	4,44	4,17
Jun	4,24	3,90	4,27	3,93
Jul	4,53	4,17	4,56	4,21
Ago	5,14	4,84	5,17	4,87
Set	5,55	5,37	5,56	5,39
Out	5,79	5,74	5,80	5,74
Nov	5,83	5,85	5,83	5,85
Dez	5,53	5,57	5,52	5,56
Média	5,25	5,11	5,26	5,12

Fonte: Radasol (2009) e SWERA (PEREIRA et al., 2006).

**Figura 20 – Irradiação incidente nas diversas faces da cobertura (kWh/m<sup>2</sup>/dia).**

Fonte: Radasol (2009) e SWERA (PEREIRA et al., 2006).

Com as tecnologias de módulos fotovoltaicos utilizados neste estudo, foi possível alocar o equivalente a 64,47 kWp usando os módulos KD210GX-LP da KYOCERA e 26,352 kWp usando os módulos PVL-144 da UNI-SOLAR, conforme pode ser visto na Figura 21 e na Figura 22.



**Figura 21 – Alocação dos módulos KD210GX-LP da KYOCERA, sem utilizar as áreas consideradas sombreadas.**



**Figura 22 – Alocação dos módulos PVL-144 da UNI-SOLAR, sem utilizar as áreas consideradas sombreadas.**

Foi considerada a disposição dos painéis fotovoltaicos dos dois fabricantes acompanhando a inclinação dos telhados. Para facilitar a identificação da orientação de cada um deles, foi adotado o seguinte código de cores:

- Amarelo: módulos fotovoltaicos orientados a nordeste com inclinação de 5°;
- Vermelho: módulos fotovoltaicos orientados a sudoeste com inclinação de 5°;

- Verde: módulos fotovoltaicos orientados a noroeste com inclinação de 6°;

- Ciano: módulos fotovoltaicos orientados a sudeste com inclinação de 4°.

Importante ressaltar que o topo da caixa d'água foi aproveitado como área disponível para alocação de painéis fotovoltaicos, sendo que neste caso foi estipulada a orientação noroeste com inclinação de 6°.

Utilizando os dados de irradiação solar do projeto SWERA e com o auxílio do programa Radiasol, de acordo com a orientação e a quantidade de módulos possíveis de serem alocados (descontando as áreas sombreadas), foi possível encontrar a geração fotovoltaica média diária para as duas tecnologias utilizadas. A Tabela 8 e a Tabela 9 mostram respectivamente estes valores, quando usados o KD210GX-LP e o PVL-144, sendo que no primeiro caso é possível atender cerca de 30,03% do consumo diário médio, enquanto que no segundo esta média fica em 13,01%.

**Tabela 8 – Simulação da geração fotovoltaica usando os módulos KD210GX-LP alocados nas faces dos telhados, voltadas para cada respectiva orientação geográfica.**

Mês	Face Nordeste (kWh/dia)	Face Sudoeste (kWh/dia)	Face Noroeste (kWh/dia)	Face Sudeste (kWh/dia)	Total FV (kWh/dia)	C. médio (kWh/dia)	% Consumo
Jan	111,63	102,80	45,62	39,09	299,15	870,26	34,37
Fev	108,76	98,96	44,53	37,76	290,02	921,79	31,46
Mar	103,60	93,02	42,42	35,50	274,55	936,39	29,32
Abr	95,57	83,77	39,22	32,05	250,61	862,32	29,06
Mai	84,49	72,43	34,69	27,72	219,33	842,62	26,03
Jun	81,05	68,07	33,36	26,13	208,60	812,06	25,69
Jul	86,59	72,78	35,62	27,99	222,98	812,06	27,46
Ago	98,25	84,47	40,39	32,38	255,49	877,40	29,12
Set	106,09	93,72	43,44	35,84	279,08	906,97	30,77
Out	110,68	100,18	45,31	38,16	294,33	1001,57	29,39
Nov	111,44	102,10	45,55	38,89	297,98	812,31	36,68
Dez	105,71	97,21	43,12	36,97	283,01	912,58	31,01
Média	100,32	89,13	41,11	34,04	264,59	880,70	30,03

**Tabela 9 – Simulação da geração fotovoltaica usando os módulos PVL-144 alocados nas faces dos telhados, voltadas para cada respectiva orientação geográfica.**

Mês	Face Nordeste (kWh/dia)	Face Sudoeste (kWh/dia)	Face Noroeste (kWh/dia)	Face Sudeste (kWh/dia)	Total FV (kWh/dia)	C. médio (kWh/dia)	% consumo
Jan	46,57	41,98	20,46	20,60	129,62	870,26	14,89
Fev	45,37	40,42	19,97	19,90	125,66	921,79	13,63
Mar	43,22	37,99	19,02	18,71	118,95	936,39	12,70
Abr	39,87	34,22	17,59	16,89	108,56	862,32	12,59
Mai	35,24	29,58	15,56	14,61	94,99	842,62	11,27
Jun	33,81	27,80	14,96	13,77	90,34	812,06	11,12
Jul	36,12	29,72	15,98	14,75	96,57	812,06	11,89
Ago	40,99	34,50	18,11	17,06	110,66	877,40	12,61
Set	44,25	38,28	19,48	18,88	120,90	906,97	13,33
Out	46,17	40,92	20,32	20,11	127,52	1001,57	12,73
Nov	46,49	41,70	20,43	20,50	129,11	812,31	15,89
Dez	44,10	39,70	19,34	19,48	122,62	912,58	13,44
Média	41,85	36,40	18,44	17,94	114,62	880,70	13,01

Conforme pode ser visto na Figura 26 e na Figura 27, a capacidade de geração dos dois geradores fotovoltaicos é inferior à demanda diurna nos dias úteis, portanto esta energia poderia ser integralmente utilizada pelo próprio edifício. Entretanto, nos finais de semana e feriados (não há expediente), dependendo das condições de irradiação solar, pode existir então um excedente de geração que poderia ser exportado para a rede da concessionária no caso de ser utilizado o gerador com os módulos KD210GX-LP, sendo que no caso do PVL-144 devido a menor capacidade possível de ser instalada em kWp, não haveria geração suficiente para ser exportada mesmo nesta situação, conforme pode ser visto na Figura 23 e na Figura 24.

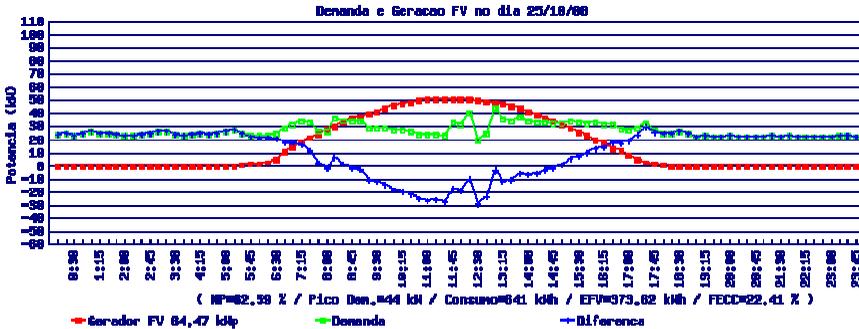


Figura 23 – Demanda e geração para um dia típico de final de semana, usando o gerador fotovoltaico de 64,47 kWp com o KD210GX-LP.

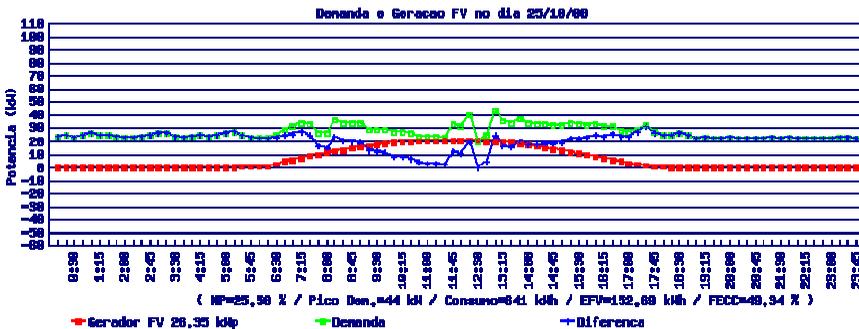


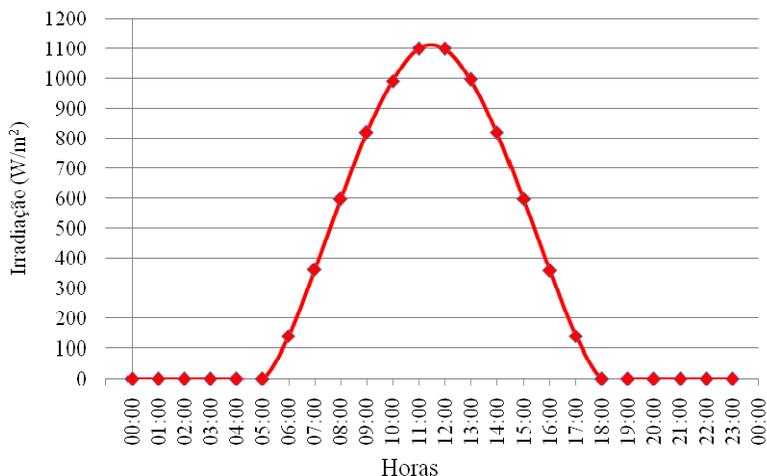
Figura 24 – Demanda e geração para um dia típico de final de semana, usando o gerador fotovoltaico de 26,35 kWp com o PVL-144.

#### 4.5. Cálculo do fator efetivo de capacidade de carga (FECC)

O FECC foi calculado levando-se em conta o pico histórico levantado por intermédio da memória de massa coletada ao longo de um ano e do dia limpo característico para o mesmo mês de ocorrência do pico. O principal objetivo deste procedimento é determinar o nível de penetração fotovoltaica que oferece o melhor custo-benefício para ser implantado.

O dia que ocorreu o pico de demanda histórico foi 17/10/2008 às 15:15, atingindo uma potência instantânea de 103 kW. O dia limpo típico para outubro, mês no qual ocorreu o pico anual da demanda, foi selecionado das bases de dados do SWERA para Belo Horizonte, partindo

das premissas que deve uma curva de irradiação em forma de “sino” e sem discontinuidades, conforme pode ser visto na Figura 25.



**Figura 25 – Dia limpo típico para o mês de outubro de acordo com as bases de dados do SWERA.**

Fonte: SWERA (PEREIRA *et al.*, 2006).

A demanda registrada, a cada 15 minutos, e o valor de geração fotovoltaica nos mesmos intervalos de tempo para o dia limpo escolhido foram comparados, sendo que a partir disto foi possível calcular o ponto de máxima demanda menos a potência da planta fotovoltaica, no mesmo instante de tempo e com isso obter o potencial de redução na demanda, conforme pode ser observado na Figura 26 e na Figura 27. Este valor é considerado como o limite de redução do pico de carga pela planta fotovoltaica. Isto pode ser verificado nestas mesmas figuras, que mostram as curvas de demanda no dia de pico histórico que ocorreu em 17 de outubro de 2008 e a geração fotovoltaica, utilizando-se os dois geradores em estudo, usando o PVL-144 e o KD210GX-LP, tomando como base o dia limpo de referência escolhido para o mês.

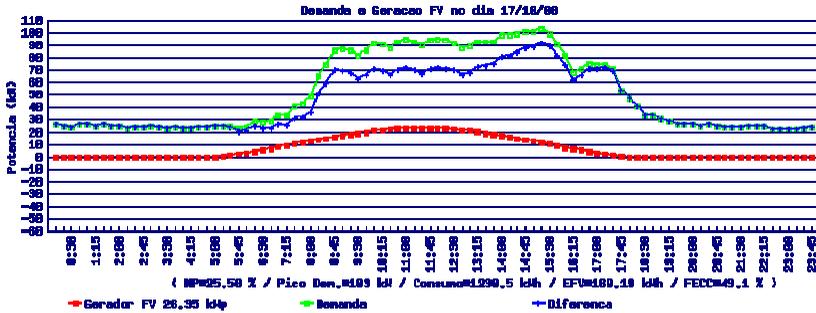


Figura 26 – Curvas de demanda do pico histórico e a geração fotovoltaica usando como referência o dia limpo para o mês, utilizando o gerador com o PVL-144.

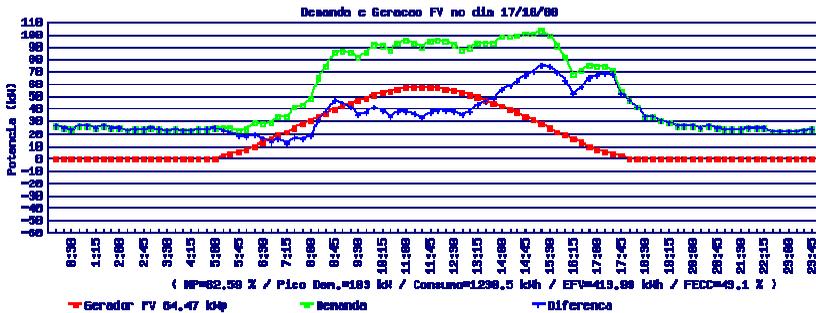
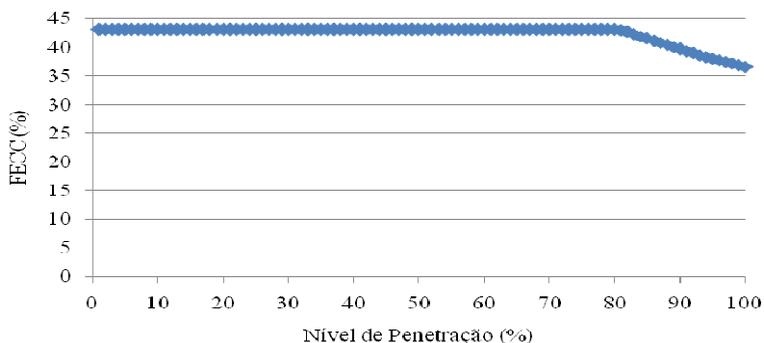


Figura 27 – Curvas de demanda do pico histórico e geração fotovoltaica usando como referência o dia limpo para o mês, utilizando o gerador com o KD210GX-LP.

A Tabela 10 e Figura 28, mostram os valores de FECC para níveis de penetração fotovoltaica de 1 a 100%, considerando como referência o dia de pico máximo.

**Tabela 10 – Valores de FECC (%) para Níveis de Penetração de 1 a 100%.**

NP (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
FECC (%)	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
NP (%)	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
FECC (%)	43,07	42,74	42,32	41,92	41,52	41,14	40,76	40,39	40,04	39,68
NP (%)	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
FECC (%)	39,34	39	38,67	38,35	38,04	37,73	37,43	37,13	36,84	36,56



**Figura 28 – Variação do FECC (%) para níveis de penetração de 1 a 100%.**

Assim, obteve-se a análise pelo critério do FECC, conforme pode ser visto, com até 80% do nível penetração, o que equivaleria a uma potência instalada de 82,4 kWp, notando-se que seria mantido o nível de FECC em 43,1%, sendo que, após isso observa-se uma queda do mesmo. Portanto, pode-se afirmar que o maior benefício da instalação do sistema fotovoltaico compreende até este nível de penetração que, no caso do edifício em questão, não é possível de ser obtido, principalmente devido à quantidade de área de cobertura com sombreamento.

#### 4.6. Análise da possibilidade de recontração de demanda

A edificação em estudo possui contratada a demanda máxima de 96 kW, caso esta seja excedida em 10%, existe uma tarifa de compensação que equivale a três vezes o preço da tarifa normal, esta é denominada tarifa de ultrapassagem (CEMIG, 2008).

O exemplo abaixo mostra como a tarifa de ultrapassagem é cobrada:

- Demanda contratada = 96 kW (tolerância de 10%);
- Demanda registrada no dia D + 10 = 120 kW (onde D significa o dia da leitura anterior);
- Demanda registrada no dia D + 15 = 130 kW (maior demanda registrada no mês);

Houve no exemplo acima dois valores de demanda acima da tolerância aceitável em relação ao contrato, o valor de demanda usado para o cálculo no dia do próximo faturamento é sempre o maior valor da demanda encontrado, portanto seria:

$$\text{Valor demanda} = (96 \text{ kW} * \text{tarifa normal}) + (34 \text{ kW} * \text{tarifa normal} * 3)$$

Se o consumidor desejar alterar seu valor de demanda contratada, ele deve enviar formalmente por escrito uma solicitação com antecedência mínima de 180 dias. Importante ressaltar que a demanda mínima aceita pela CEMIG é de 30 kW, para este tipo de contrato.

A diferenciação do valor da tarifa por demanda ocorre por horário (ponta e fora de ponta), sazonal (período seco – maio a novembro e período úmido – dezembro a abril) e por nível de tensão (AS – subterrâneo, A4 – 13,8 kV, A3a – 34 kV, A3 – 69 kV, A2 – 138 kV, A1 – acima de 138 kV). Não existem valores diferenciados por montante de demanda contratada (ANEEL, 2000).

Pelo estudo de Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC) usando o gerador fotovoltaico com os módulos PVL-144, houve uma redução no pico máximo para 91,64 kW (Figura 26). Para o gerador utilizando os módulos KD210GX-LP este pico máximo foi reduzido para 75,21 kW (Figura 27). Importante ressaltar que foi considerada a geração máxima de ambos os geradores (dia limpo) e a demanda estando fortemente correlacionada ao sistema de condicionamento de ar.

Principalmente no caso do gerador usando os módulos KD210GX-LP, por possuir maior potência de pico, possibilita uma redução maior na demanda. No caso do edifício em questão esta alteração contratual de demanda seria facilitada pela existência de um controlador de demanda que desliga os condicionadores de ar, caso a demanda atinja um valor determinado.

Supondo como exemplo, uma redução de demanda para 80 kW, usando o gerador fotovoltaico com o módulos KD210GX-LP, seria possível uma redução média na fatura para o item demanda, em torno de R\$ 3060,00/ano considerando a tarifa de R\$ 15,97/kW.

#### 4.7. Análise do investimento

Este item apresenta uma análise econômica para verificar se existe a viabilidade para implantação do sistema FV proposto. Para isto foi feita uma estimativa simplificada para se ter uma ideia do tempo de retorno. Foi utilizado o valor de custo do kWp instalado igual para os dois sistemas (KD210GX-LP e PVL-144), já que a tecnologia fotovoltaica é comercializada por potência e não por eficiência. Foi adotado o valor de 4.500,00 euros (Rüther, Salamoni et al., 2008) por cada kWp instalado, levando-se em conta o declínio médio de preço de 5% ao ano para a tecnologia de acordo com a curva de aprendizagem, sendo que este valor já engloba os demais custos e componentes da instalação (BOS). Sendo assim os valores de investimento para os geradores fotovoltaicos nas duas tecnologias estudadas, estariam de acordo com a Tabela 11, usando a cotação média do euro no ano de 2010 como sendo de R\$2,47.

**Tabela 11 – Custo dos geradores fotovoltaicos.**

Módulos	Pot. Instalável (kWp)	Custo do gerador FV (€)	Custo do gerador FV (R\$)
KD210GX-LP	64,47	290.115,00	716.584,05
PVL-144	26,352	118.584,00	292.902,48

Para a edificação comercial estudada, as tarifas médias praticadas pela concessionária de energia CEMIG, dentro da modalidade horosazonal tarifa verde, são atualmente de R\$ 15,97137/kW (sendo que a demanda máxima contratada pela edificação em estudo é de 96 kW) e R\$ 0,198473/kWh para o consumo de energia (valores médios com impostos obtidos das faturas de energia da CEMIG, 2010), sendo estas tarifas válidas para o Horário Fora de Ponta (HFP). Vale salientar que no Horário de Ponta (HP), compreendido entre às 19:00 e às 22:00 nos dias úteis, entra em operação um gerador diesel que corta a alimentação fornecida pela concessionária de energia.

Para sistemas interligados à rede podem haver diversos tipos de medição e tarifação da energia que é gerada pelo sistema fotovoltaico. Neste estudo foram considerados para análise econômica dois sistemas já em uso em outros países, o *net-metering* e o *feed-in tariff*.

No esquema de *net-metering*, o gerador fotovoltaico seria conectado à rede elétrica interna do prédio, sendo que enquanto a geração FV fosse menor do que o consumo instantâneo, o consumidor continuaria comprando energia da concessionária (neste caso em menor quantidade), ocorrendo o caso no qual a geração FV seja superior ao consumo, haveria um saldo positivo que poderia ser vendido para a concessionária no mesmo preço da tarifa de aquisição. Importante lembrar que para ambos os geradores possíveis sugeridos, a capacidade diária de geração está abaixo do respectivo consumo, sendo que uma exceção pode ser feita no caso de fins de semana ensolarados, nos quais os picos de potência gerada usando os módulos fotovoltaicos KD210GX-LP podem ultrapassar a respectiva demanda.

Para analisar a viabilidade econômica no esquema *net-metering*, consideramos o preço do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico igual ao adquirido da concessionária de energia elétrica. Para estimar o tempo de retorno do investimento consideramos a taxa interna de retorno ao investidor como sendo 7% ao ano e dois cenários de reajuste tarifário da energia convencional de 4 e 7% ao ano, para um período de 25 anos (RÜTHER, SALAMONI et al., 2008).

A partir destas definições foi obtido o valor futuro da economia que seria proporcionada pelos dois geradores fotovoltaicos sugeridos e o respectivo saldo devedor (Santos, 2009). A Equação 6 foi utilizada na análise:

$$F = P.(1 + i)^n \quad (\text{Eq. 6})$$

sendo:

F = Valor futuro;

P = Valor presente;

i = taxa de crescimento (TIR=0,07; reajuste tarifário anual de 0,04 e 0,07);

n = número de anos até o futuro (25).

Esta análise foi feita de forma anual, através da média diária de geração fotovoltaica de energia encontrada para os dois geradores estudados, que pode ser visto na Tabela 8 e na Tabela 9, encontrou-se a contribuição energética ao longo do ano para cada um, com isto foi possível encontrar a economia representada em reais (R\$) ao longo do ano, utilizando como referência de preço o mesmo valor da tarifa da concessionária, conforme mostra a Tabela 12.

**Tabela 12 – Economia média anual alcançada pelos geradores fotovoltaicos em estudo, considerando tarifa igual a da concessionária.**

Consumo médio anual (kWh)	Valor médio anual do consumo (R\$)	Gerador usando KD210GX-LP		Gerador usando PVL-144	
		Geração anual (kWh)	Economia anual (R\$)	Geração anual (kWh)	Economia anual (R\$)
321.453,82	63.799,79	96.576,67	19.167,83	41.837,9	8.303,68

A Tabela 13 mostra um estudo financeiro simplificado para o gerador fotovoltaico usando os módulos KD210GX-LP. A economia propiciada de R\$ 19.167,83 pelo sistema fotovoltaico foi corrigida anualmente pela taxa de 4% (reajuste de tarifa), foi feito um cálculo de valor futuro (usando uma TIR de 7%) para esta economia pelo prazo restante do projeto, ano a ano. O Saldo devedor refere-se ao valor do investimento inicial corrigido pelo prazo de 25 anos com a TIR de 7%, que gera o montante de R\$ 3.889.211,66, que foi sendo decrementado pelo valor da economia gerada corrigida (valor final 25 anos). Ao final do programa verificamos que restaria ainda um saldo devedor de R\$ 2.124.751,77.

**Tabela 13 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no KD210GX-LP, no esquema de *net-metering*.**

Tempo	Número de anos até final	Economia gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 1	24	19.167,83	97.226,25	3.791.985,42
ano 2	23	19.934,54	94.500,28	3.697.485,14
ano 3	22	20.731,92	91.850,74	3.605.634,41
ano 4	21	21.561,20	89.275,48	3.516.358,92
ano 5	20	22.423,64	86.772,43	3.429.586,49
ano 6	19	23.320,59	84.339,56	3.345.246,94
ano 7	18	24.253,41	81.974,90	3.263.272,04
ano 8	17	25.223,55	79.676,54	3.183.595,50
ano 9	16	26.232,49	77.442,61	3.106.152,89
ano 10	15	27.281,79	75.271,33	3.030.881,56
ano 11	14	28.373,06	73.160,92	2.957.720,64
ano 12	13	29.507,99	71.109,67	2.886.610,97
ano 13	12	30.688,31	69.115,95	2.817.495,02
ano 14	11	31.915,84	67.178,12	2.750.316,91
ano 15	10	33.192,47	65.294,62	2.685.022,29
ano 16	9	34.520,17	63.463,93	2.621.558,36
ano 17	8	35.900,98	61.684,56	2.559.873,80
ano 18	7	37.337,02	59.955,09	2.499.918,71
ano 19	6	38.830,50	58.274,11	2.441.644,60
ano 20	5	40.383,72	56.640,25	2.385.004,35
ano 21	4	41.999,07	55.052,21	2.329.952,14
ano 22	3	43.679,03	53.508,69	2.276.443,45
ano 23	2	45.426,19	52.008,45	2.224.435,01
ano 24	1	47.243,24	50.550,26	2.173.884,74
ano 25	0	49.132,97	49.132,97	2.124.751,77

A Tabela 14 mostra o mesmo estudo com os mesmos parâmetros da análise anterior, só que desta vez para o gerador fotovoltaico utilizando o módulo PVL-144. Nesta instalação o montante de investimento corrigido pela TIR de 7% em 25 anos, seria R\$ 1.589.708,48. Ao final do programa verificamos que restaria ainda um saldo devedor de R\$ 825.328,25.

**Tabela 14 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no PVL-144, no esquema de *net-metering*.**

Tempo	Número de anos até final	Economia gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 1	24	8.303,68	42.119,30	1.547.589,18
ano 2	23	8.635,83	40.938,39	1.506.650,79
ano 3	22	8.981,26	39.790,58	1.466.860,21
ano 4	21	9.340,51	38.674,96	1.428.185,25
ano 5	20	9.714,13	37.590,61	1.390.594,64
ano 6	19	10.102,69	36.536,67	1.354.057,97
ano 7	18	10.506,80	35.512,28	1.318.545,69
ano 8	17	10.927,07	34.516,61	1.284.029,08
ano 9	16	11.364,16	33.548,85	1.250.480,23
ano 10	15	11.818,72	32.608,23	1.217.872,00
ano 11	14	12.291,47	31.693,98	1.186.178,02
ano 12	13	12.783,13	30.805,36	1.155.372,65
ano 13	12	13.294,46	29.941,66	1.125.430,99
ano 14	11	13.826,23	29.102,18	1.096.328,81
ano 15	10	14.379,28	28.286,23	1.068.042,59
ano 16	9	14.954,46	27.493,16	1.040.549,43
ano 17	8	15.552,63	26.722,32	1.013.827,11
ano 18	7	16.174,74	25.973,10	987.854,02
ano 19	6	16.821,73	25.244,88	962.609,14
ano 20	5	17.494,60	24.537,08	938.072,06
ano 21	4	18.194,38	23.849,12	914.222,94
ano 22	3	18.922,16	23.180,46	891.042,48
ano 23	2	19.679,04	22.530,54	868.511,95
ano 24	1	20.466,20	21.898,84	846.613,11
ano 25	0	21.284,85	21.284,85	825.328,25

De acordo com a Tabela 13, o gerador fotovoltaico utilizando os módulos KD210GX-LP não possibilitaria ao investidor a recuperação do investimento durante o programa de 25 anos com base na TIR de 7%. Situação idêntica ocorreria também com a utilização dos módulos PVL-144, observado na Tabela 14.

No esquema de *feed-in tariff*, o gerador fotovoltaico seria conectado através de outro medidor de energia independente diretamente à rede elétrica da concessionária, portanto toda a energia gerada seria

vendida diretamente à ela. Para este estudo foi feita uma análise econômica baseada nos estudos de Rüther *et al.* (2008), para um programa de 25 anos, utilizando uma TIR de 7%, um reajuste de tarifa de 7% ao ano e uma tarifa prêmio equivalente a 1,54 vezes a tarifa residencial comum (Rüther, Salamoni *et al.*, 2008), o que seria equivalente a um tarifa prêmio de aproximadamente R\$ 0,90 com base no ano de 2010, usando como referência a média da tarifa residencial com impostos para Belo Horizonte.

A Tabela 15 mostra esta análise para o gerador usando os módulos KD210GX-LP. A receita gerada no primeiro ano através da venda de energia seria de R\$ 86.919,00 usando a tarifa prêmio, esta receita seria corrigida anualmente considerando uma taxa de reajuste da tarifa de 7%. Deste modo foi possível o retorno do investimento no nono ano.

**Tabela 15 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no KD210GX-LP, no esquema de *feed-in tariff*.**

Tempo	Número de anos até final	Receita gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 1	24	86.919,00	440.885,07	3.448.326,60
ano 2	23	93.003,33	440.885,07	3.007.441,53
ano 3	22	99.513,56	440.885,07	2.566.556,46
ano 4	21	106.479,51	440.885,07	2.125.671,39
ano 5	20	113.933,08	440.885,07	1.684.786,33
ano 6	19	121.908,39	440.885,07	1.243.901,26
ano 7	18	130.441,98	440.885,07	803.016,19
ano 8	17	139.572,92	440.885,07	362.131,13
ano 9	16	149.343,03	440.885,07	-78.753,94
ano 10	15	159.797,04	440.885,07	-519.639,01
ano 11	14	170.982,83	440.885,07	-960.524,07
ano 12	13	182.951,63	440.885,07	-1.401.409,14
ano 13	12	195.758,24	440.885,07	-1.842.294,21
ano 14	11	209.461,32	440.885,07	-2.283.179,27
ano 15	10	224.123,61	440.885,07	-2.724.064,34
ano 16	9	239.812,26	440.885,07	-3.164.949,41
ano 17	8	256.599,12	440.885,07	-3.605.834,48
ano 18	7	274.561,06	440.885,07	-4.046.719,54
ano 19	6	293.780,34	440.885,07	-4.487.604,61
ano 20	5	314.344,96	440.885,07	-4.928.489,68

Tempo	Número de anos até final	Receita gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 21	4	336.349,11	440.885,07	-5.369.374,74
ano 22	3	359.893,54	440.885,07	-5.810.259,81
ano 23	2	385.086,09	440.885,07	-6.251.144,88
ano 24	1	412.042,12	440.885,07	-6.692.029,94
ano 25	0	440.885,07	440.885,07	-7.132.915,01

A Tabela 16 mostra esta análise para o gerador usando os módulos PVL-144, no qual também foi possível verificar o retorno do investimento em 9 anos.

**Tabela 16 – Estudo financeiro para o gerador fotovoltaico baseado no PVL-144, no esquema de *feed-in tariff*.**

Tempo	Número de anos até final	Receita gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 1	24	37.654,11	190.995,46	1.398.713,02
ano 2	23	40.289,90	190.995,46	1.207.717,56
ano 3	22	43.110,19	190.995,46	1.016.722,10
ano 4	21	46.127,90	190.995,46	825.726,64
ano 5	20	49.356,86	190.995,46	634.731,18
ano 6	19	52.811,84	190.995,46	443.735,72
ano 7	18	56.508,66	190.995,46	252.740,26
ano 8	17	60.464,27	190.995,46	61.744,80
ano 9	16	64.696,77	190.995,46	-129.250,66
ano 10	15	69.225,54	190.995,46	-320.246,12
ano 11	14	74.071,33	190.995,46	-511.241,57
ano 12	13	79.256,33	190.995,46	-702.237,03
ano 13	12	84.804,27	190.995,46	-893.232,49
ano 14	11	90.740,57	190.995,46	-1.084.227,95
ano 15	10	97.092,41	190.995,46	-1.275.223,41
ano 16	9	103.888,88	190.995,46	-1.466.218,87
ano 17	8	111.161,10	190.995,46	-1.657.214,33
ano 18	7	118.942,37	190.995,46	-1.848.209,79
ano 19	6	127.268,34	190.995,46	-2.039.205,25
ano 20	5	136.177,12	190.995,46	-2.230.200,71

Tempo	Número de anos até final	Receita gerada (R\$)	Valor final 25 anos (R\$)	Saldo devedor (R\$)
ano 21	4	145.709,52	190.995,46	-2.421.196,17
ano 22	3	155.909,19	190.995,46	-2.612.191,63
ano 23	2	166.822,83	190.995,46	-2.803.187,09
ano 24	1	178.500,43	190.995,46	-2.994.182,55
ano 25	0	190.995,46	190.995,46	-3.185.178,01

#### 4.8. Análise de paridade tarifária para o uso das tecnologias fotovoltaicas descritas na edificação selecionada.

Para realização desta análise de paridade tarifária, foram utilizados os seguintes parâmetros:

- Tarifa média da concessionária de R\$ 0,1984726350/kWh com impostos (ano de referência 2010). Este valor refere-se a consumidor enquadrado na tarifa verde horo-sazonal, horário fora de ponta (HFP);

- Simulação com índices de reajuste da tarifa da energia convencional de 4 e 7% ao ano;

- Taxa Interna de Retorno (TIR) de 7% ao ano sobre o investimento para a instalação dos geradores fotovoltaicos;

- Despesas de operação, manutenção e reposição do sistema equivalente a 1% do custo total do sistema por ano (percentual baseado nas experiências de medição do gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997) (RÜTHER, 1998)(RÜTHER, 1999)(RÜTHER e DACOREGIO, 2000)(RÜTHER *et al.*, 2001)(RÜTHER *et al.*, 2006);

- Redução anual do custo da tecnologia fotovoltaica de 5%, dado pela curva de aprendizagem.

- Tempo de análise de 25 anos.

- Geração média anual de 96.576,67 kWh/ano para o gerador (Figura 21) com os módulos KD210GX-LP e média de 41.837,90 kWh/ano para o gerador (Figura 22) com o PVL-144. Estes dados foram calculados baseados na média diária de geração FV para os dois tipos de painéis fotovoltaicos estudados, o que pode ser visto na Tabela 8 e na Tabela 9.

A Tabela 17 mostra o estudo de paridade tarifária da geração fotovoltaica utilizando os módulos KD210GX-LP, em relação ao preço da energia fornecida pela concessionária para a edificação comercial selecionada. Para esta análise foi utilizado o índice de 4% para reajuste anual da tarifa da concessionária.

**Tabela 17 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o KD210GX-LP (reajuste de tarifa 4%).**

Ano	Investimento Inicial R\$	Preço E <sub>FPV</sub> R\$/kWh	Tarifa CEMIG R\$/kWh
2010	716.584,05	0,710899333	0,1984726350
2011	680.754,85	0,675354366	0,2064115404
2012	646.717,11	0,641586648	0,2146680020
2013	614.381,25	0,609507315	0,2232547221
2014	583.662,19	0,579031950	0,2321849110
2015	554.479,08	0,550080352	0,2414723074
2016	526.755,12	0,522576335	0,2511311997
2017	500.417,37	0,496447518	0,2611764477
2018	475.396,50	0,471625142	0,2716235056
2019	451.626,67	0,448043885	0,2824884458
2020	429.045,34	0,425641691	0,2937879837
2021	407.593,07	0,404359606	0,3055395030
2022	387.213,42	0,384141626	0,3177610831
2023	367.852,75	0,364934544	0,3304715265
2024	349.460,11	0,346687817	0,3436903875
<b>2025</b>	<b>331.987,11</b>	<b>0,329353426</b>	<b>0,3574380030</b>
2026	315.387,75	0,312885755	0,3717355231
2027	299.618,36	0,297241467	0,3866049441
2028	284.637,45	0,282379394	0,4020691418
2029	270.405,57	0,268260424	0,4181519075
2030	256.885,29	0,254847403	0,4348779838
2031	244.041,03	0,242105033	0,4522731032
2032	231.838,98	0,229999781	0,4703640273
2033	220.247,03	0,218499792	0,4891785884
2034	209.234,68	0,207574803	0,5087457319

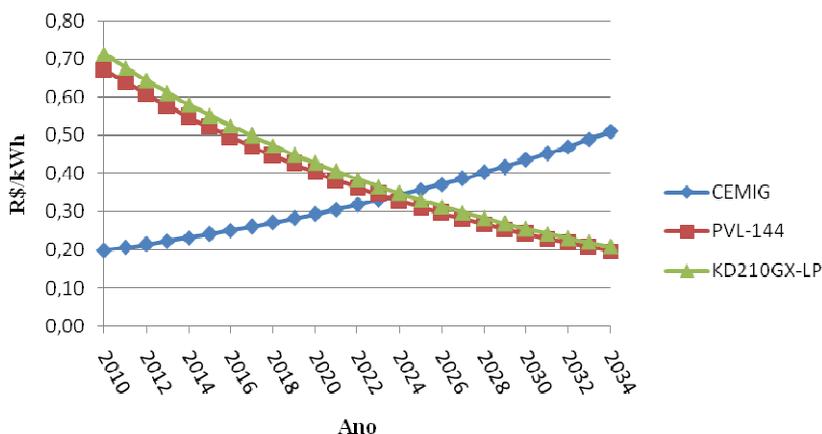
Fonte: Dados da pesquisa (2010).

A Tabela 18 mostra o estudo de paridade tarifária da geração fotovoltaica utilizando os módulos PVL-144, usando os mesmos percentuais utilizados na análise anterior.

**Tabela 18 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o PVL-144 (reajuste de tarifa 4%).**

Ano	Investimento Inicial R\$	Preço $E_{FV}$ R\$/kWh	Tarifa CEMIG R\$/kWh
2010	292.902,48	0,6707587772	0,1984726350
2011	278.257,36	0,6372208383	0,2064115404
2012	264.344,49	0,6053597964	0,2146680020
2013	251.127,26	0,5750918066	0,2232547221
2014	238.570,90	0,5463372162	0,2321849110
2015	226.642,36	0,5190203554	0,2414723074
2016	215.310,24	0,4930693377	0,2511311997
2017	204.544,73	0,4684158708	0,2611764477
2018	194.317,49	0,4449950772	0,2716235056
2019	184.601,62	0,4227453234	0,2824884458
2020	175.371,53	0,4016080572	0,2937879837
2021	166.602,96	0,3815276543	0,3055395030
2022	158.272,81	0,3624512716	0,3177610831
2023	150.359,17	0,3443287080	0,3304715265
<b>2024</b>	<b>142.841,21</b>	<b>0,3271122726</b>	<b>0,3436903875</b>
2025	135.699,15	0,3107566590	0,3574380030
2026	128.914,19	0,2952188261	0,3717355231
2027	122.468,48	0,2804578848	0,3866049441
2028	116.345,06	0,2664349905	0,4020691418
2029	110.527,81	0,2531132410	0,4181519075
2030	105.001,42	0,2404575789	0,4348779838
2031	99.751,34	0,2284347000	0,4522731032
2032	94.763,78	0,2170129650	0,4703640273
2033	90.025,59	0,2061623167	0,4891785884
2034	85.524,31	0,1958542009	0,5087457319

A Figura 29 mostra para as duas tecnologias de geradores fotovoltaicos estudados o ponto de paridade tarifária com a energia convencional, levando-se em conta um reajuste anual de 4% da tarifa da concessionária, uma TIR sobre o investimento no sistema fotovoltaico de 7% e a queda anual de 5% no custo da tecnologia fotovoltaica. De acordo com esta análise, a paridade para o gerador utilizando os módulos PVL-144 deve ocorrer aproximadamente em 2024 e para o gerador usando os módulos KD210GX-LP em 2025.



**Figura 29 – Análise de paridade tarifária, usando TIR 7% sobre o investimento e índice de reajuste anual da tarifa convencional de 4%.**

Fonte: Dados da pesquisa (2010).

A Tabela 19 mostra a análise de paridade tarifária para o gerador usando os módulos KD210GX-LP, considerando uma taxa de reajuste da tarifa da energia convencional de 7%, equivalente ao valor da TIR utilizada para o investimento do sistema fotovoltaico.

**Tabela 19 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o KD210GX-LP (reajuste tarifa 7%).**

Ano	Investimento Inicial R\$	Preço $E_{FV}$ R\$/kWh	Tarifa CEMIG R\$/kWh
2010	716.584,05	0,710899333	0,1984726350
2011	680.754,85	0,675354366	0,2123657195
2012	646.717,11	0,641586648	0,2272313198
2013	614.381,25	0,609507315	0,2431375122
2014	583.662,19	0,579031950	0,2601571381
2015	554.479,08	0,550080352	0,2783681377
2016	526.755,12	0,522576335	0,2978539074
2017	500.417,37	0,496447518	0,3187036809
2018	475.396,50	0,471625142	0,3410129385
2019	451.626,67	0,448043885	0,3648838442
2020	429.045,34	0,425641691	0,3904257133
<b>2021</b>	<b>407.593,07</b>	<b>0,404359606</b>	<b>0,4177555133</b>
2022	387.213,42	0,384141626	0,4469983992
2023	367.852,75	0,364934544	0,4782882871
2024	349.460,11	0,346687817	0,5117684672
2025	331.987,11	0,329353426	0,5475922599
2026	315.387,75	0,312885755	0,5859237181
2027	299.618,36	0,297241467	0,6269383784
2028	284.637,45	0,282379394	0,6708240649
2029	270.405,57	0,268260424	0,7177817494
2030	256.885,29	0,254847403	0,7680264719
2031	244.041,03	0,242105033	0,8217883249
2032	231.838,98	0,229999781	0,8793135077
2033	220.247,03	0,218499792	0,9408654532
2034	209.234,68	0,207574803	1,0067260349

Fonte: Dados da pesquisa (2010).

A Tabela 20 mostra a análise de paridade tarifária para o gerador usando os módulos PVL-144, usando os mesmo parâmetros da análise anterior feita para os módulos KD210GX-LP.

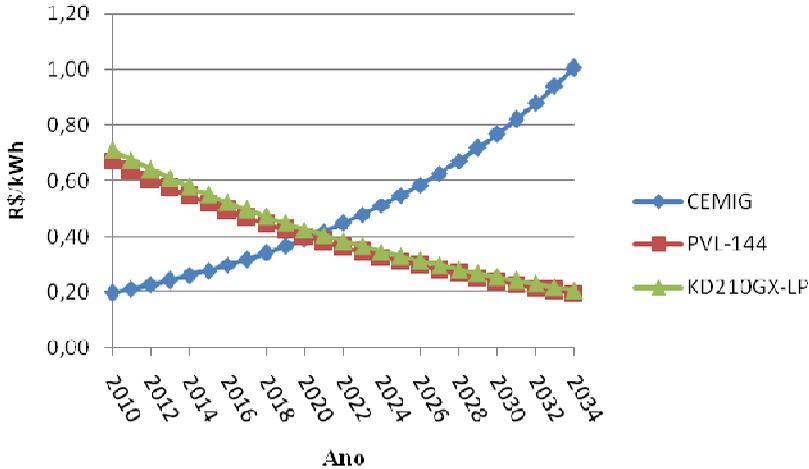
**Tabela 20 – Análise de paridade tarifária para o gerador fotovoltaico usando o PVL-144 (reajuste tarifa 7%).**

Ano	Investimento Inicial R\$	Preço EFV R\$/kWh	Tarifa CEMIG R\$/kWh
2010	292.902,48	0,6707587772	0,1984726350
2011	278.257,36	0,6372208383	0,2123657195
2012	264.344,49	0,6053597964	0,2272313198
2013	251.127,26	0,5750918066	0,2431375122
2014	238.570,90	0,5463372162	0,2601571381
2015	226.642,36	0,5190203554	0,2783681377
2016	215.310,24	0,4930693377	0,2978539074
2017	204.544,73	0,4684158708	0,3187036809
2018	194.317,49	0,4449950772	0,3410129385
2019	184.601,62	0,4227453234	0,3648838442
2020	175.371,53	0,4016080572	0,3904257133
<b>2021</b>	<b>166.602,96</b>	<b>0,3815276543</b>	<b>0,4177555133</b>
2022	158.272,81	0,3624512716	0,4469983992
2023	150.359,17	0,3443287080	0,4782882871
2024	142.841,21	0,3271122726	0,5117684672
2025	135.699,15	0,3107566590	0,5475922599
2026	128.914,19	0,2952188261	0,5859237181
2027	122.468,48	0,2804578848	0,6269383784
2028	116.345,06	0,2664349905	0,6708240649
2029	110.527,81	0,2531132410	0,7177817494
2030	105.001,42	0,2404575789	0,7680264719
2031	99.751,34	0,2284347000	0,8217883249
2032	94.763,78	0,2170129650	0,8793135077
2033	90.025,59	0,2061623167	0,9408654532
2034	85.524,31	0,1958542009	1,0067260349

Fonte: Dados da pesquisa (2010).

A Figura 30 mostra para as duas tecnologias de geradores fotovoltaicos estudados o ponto de paridade tarifária com a energia convencional, levando-se em conta um reajuste anual de 7% da tarifa da con-

cessionária, equivalente ao valor da TIR adotada para remunerar o investimento no sistema fotovoltaico e a queda anual de 5% no custo da tecnologia fotovoltaica. De acordo com esta Figura, a paridade para o gerador utilizando os módulos PVL-144 deve ocorrer aproximadamente em 2021, assim como para o gerador usando os módulos KD210GX-LP.



**Figura 30 – Análise de paridade tarifária, usando TIR 7% sobre o investimento e índice de reajuste anual da tarifa convencional de 7%.**

Fonte: Dados da pesquisa (2010).

## 5. CONCLUSÕES

---

### 5.1. Conclusões gerais

Algumas conclusões devem ser salientadas diante do conteúdo exposto e discutido neste trabalho.

A existência de áreas sombreadas afetou significativamente o porte máximo possível dos geradores fotovoltaicos propostos. Para minimizar em parte os possíveis problemas acarretados por esta característica, pode ser feito:

- Associações menores de módulos fotovoltaicos, que apesar de apresentarem o inconveniente do uso de uma maior quantidade de inversores devido a um número maior de circuitos, possui as vantagens de redução das perdas por *mismatch modules losses* e por ocorrência de sombreamento nos módulos de um circuito;

- Uso de diodos de *bypass*, permitindo que a geração de uma célula ativa passe sobre uma célula inativa pelo fato de estar sombreada e consequentemente protegendo-a de uma polarização reversa, que dependendo da intensidade poderia gerar uma degradação da mesma.

Nenhum dos geradores simulados foi suficiente para suprir 100% da demanda do edifício, significando que não existe área disponível suficiente de cobertura para suprir todo o consumo de energia através das tecnologias estudadas.

Foi observado que a característica de demanda do edifício estudado, devido ao expediente de trabalho diurno, possui uma boa correlação com a curva de irradiação solar, possibilitando que a geração fotovoltaica seja aproveitada pelo próprio edifício, principalmente nos dias úteis quando a demanda é superior a capacidade de geração nas duas tecnologias abordadas.

A soma das potências de entrada dos equipamentos de ar condicionado (Tabela 4) que equivale a 20,68 kW, poderia ser suprida pelos geradores fotovoltaicos propostos havendo uma boa condição de irradiação solar. No caso do gerador usando os módulos KD210GX-LP a capacidade de geração em um dia limpo seriam superiores a esta demanda dos condicionadores durante todo o horário comercial, entretanto no caso dos módulos PVL-144 nestas mesmas condições, haveria possibili-

dade de atender esta carga no período aproximado de 10:00 às 13:00, conforme pode ser visto na curva de geração fotovoltaica da Figura 26.

A demanda de energia elétrica mostrou-se fortemente influenciada pelo aumento da temperatura ambiente durante os dias úteis (com expediente), havendo os maiores picos de demanda nos meses mais quentes do ano e principalmente quando a temperatura excedeu aos 25 °C, indicando o provável acionamento dos aparelhos de ar condicionado.

O edifício encontra-se com um desvio azimutal de 45° em relação ao norte, portanto as faces dos telhados onde foram simulados a colocação dos módulos fotovoltaicos, estão orientadas respectivamente a nordeste, sudeste, sudoeste e noroeste. Na face orientada a sudeste, que recebe o menor índice de irradiação solar, foi também a que possibilitou alocar o menor número de módulos fotovoltaicos por ser uma área reduzida. Mesmo assim, devido à sua baixa inclinação (4°), os níveis de irradiação solar ficaram bem próximos aos das demais faces ao longo do ano, permitindo uma geração por módulo próxima a das outras. Isto evidencia que dentro de certos limites, existe uma boa tolerância na integração FV em relação à orientação da edificação.

Em ambos os geradores fotovoltaicos propostos com relação à capacidade de fornecer potência pelo critério do FECC, foi encontrado um valor de 43,1%, calculado para o dia que ocorreu o pico histórico e usando a geração de um dia limpo apurado para o mesmo mês. Este seria o percentual da potência de pico do gerador FV (kWp) que poderia estar disponível no momento da demanda máxima.

De acordo com Jardim (2007), este percentual representa uma despachabilidade próxima do valor mínimo admissível como capacidade aceitável de crédito da instalação fotovoltaica no sentido de suprir os picos de demanda nos momentos de maior necessidade.

A CEMIG permite ao cliente a recontração de demanda, desde que informada com 180 dias de antecedência através de pedido escrito. No edifício em questão, foi possível visualizar em ambas as tecnologias através da análise do FECC a possibilidade de redução na demanda contratada. O gerador usando os módulos KD210GX-LP permitiria uma maior redução devido à sua maior potência nominal (kWp) possível de ser instalada. Um recurso importante disponível no edifício é a existência de um dispositivo controlador de demanda atuando em cima dos equipamentos de ar condicionado, sendo que este pode ser ajustado para qualquer demanda programada, garantindo a não ultrapassagem da mesma.

A maior contribuição deste sistema fotovoltaico seria mesmo a redução do valor de consumo de energia elétrica adquirida da concessionária, no caso de ser usado o modelo de *net-metering*, ou na receita proporcionada pelo modelo de *feed-in tariff*. Entretanto, no primeiro modelo de tarifação foi possível verificar que não haveria o retorno do capital investido considerando uma TIR de 7% ao ano. Já no segundo modelo, com tarifas subsidiadas para a venda da energia “limpa” gerada, ele se tornaria um investimento interessante neste momento. É importante ressaltar que não existe atualmente nenhum programa de incentivo a energia fotovoltaica no Brasil, havendo apenas estudos.

Concluindo, não haveria retorno do investimento usando o modelo *net-metering* com o custo atual do sistema. Já no modelo *feed-in tariff*, a implantação seria viável se empregada a tarifa prêmio sugerida.

Para verificar a viabilidade futura para implantação destes geradores, foi levantado o prazo em anos para ocorrer a paridade tarifária, levando-se em consideração o valor atual da tarifa para consumidores da rede elétrica enquadrados na modalidade horo-sazonal verde. Considerando um reajuste tarifário anual de 4% para a energia convencional e uma TIR de 7% ao ano para o retorno do investimento na planta fotovoltaica, foi possível visualizar a convergência destas tarifas para o mesmo preço do kWh em aproximadamente 14 anos. Outra simulação usando os mesmos parâmetros e apenas aumentando o índice de reajuste tarifário para 7% este tempo cairia para 11 anos.

A paridade tarifária para consumidores residenciais deve ocorrer bem antes, pelo fato das tarifas convencionais praticadas pelas concessionárias serem bem superiores. Estudos realizados por Rütther *et al.* (2008), mostram que esta paridade no Brasil deve ocorrer por volta de 2013.

Trabalhos como este têm em comum a preocupação de apontar as vantagens em se utilizar uma energia renovável, silenciosa e favorável ao meio ambiente com o intuito de garantir a sustentabilidade do planeta. Um incentivo para consumidores não residenciais atualmente, objeto deste estudo, pode estar ligado à questão de *marketing* para vender uma imagem “verde”. Em países como o Brasil, geralmente os prédios comerciais apresentam grandes cargas de condicionamento de ar, o que favorece a uma maior coincidência do perfil de consumo com o de geração fotovoltaica.

Ainda não existe em nosso país nenhuma regulamentação para a promoção da energia fotovoltaica, o que dificulta a sua inserção. Neste sentido a aplicação de mecanismos regulatórios seria imprescindível para seu fomento.

## 5.2. Sugestões para trabalhos futuros

- Análise do potencial de geração de geração fotovoltaica em outras empresas, analisando juntamente as características do perfil de consumo.

- Estudo em empresas com potencial de geração fotovoltaica acima da demanda diurna, podendo exportar esta energia e o impacto dessa geração nos alimentadores.

- Analisar o comportamento de um sistema fotovoltaico já implantado e integrado à rede elétrica, em uma edificação comercial com elevada carga de condicionamento de ar, sendo usado como elemento capaz de reduzir os picos de demanda.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

ANEEL. Resolução n<sup>o</sup> 456/2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>>. Acesso em 2009.

ANEEL. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2010.

ASHRAE, 2001. American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers. In: *Handbook of Fundamentals 2001*. Thermal Comfort, Atlanta, GA, USA, 1-12 (Chapter 8).

AUTODESK. Ecotect Analysis 2010.

CEMIG. Contrato de fornecimento de energia elétrica. 2008.

DIAS, J. B. Instalação Fotovoltaica Conectada à rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento. Tese. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

ELETOBRÁS. Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica – Dezembro de 2009 (MW). Acesso em 2010. Disponível em: <<http://www.eletobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>>.

EPE. Relatório Final – Balanço Energético Nacional 2009: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2009.

EPE. Plano Decenal de Energia – PDE 2007/2016: Empresa de pesquisa Energética (EPE), 2008.

EPIA - *European Photovoltaic Industry Association: EPIA, Greenpeace, Solar Generation V*, 2008.

EPIA - *European Photovoltaic Industry Association: Global market outlook for photovoltaics until 2014*. Acesso em 2010. Disponível em: <[http://www.epia.org/fileadmin/EPIA\\_docs/public/Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_PhotoVoltaics\\_until\\_2014.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_PhotoVoltaics_until_2014.pdf)>

GARVER, L.L. *Effective load carrying capability of generating units*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, v. 85, p. 910–919, 1966.

GREEN M. A. *Crystalline and Thin Film Silicon Solar Cells: state of the art and future potential*. Solar Energy, n.74, p. 181-192, 2003.

HOLM, D., ARCH, D. *Renewable Energy Future for the Developing World. White Paper, 2005*. Disponível em: <<http://whitepaper.ises.org>>. Acesso em 2009.

IPCC. INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – *Climate Change 2007: the scientific basis*. Paris: 2007.

JARDIM, C. S. A Inserção da Geração Solar Fotovoltaica em Alimentadores Urbanos Enfocando a Redução do Pico de Demanda Diurno. Tese. Universidade Federal de Santa Catarina, 2007.

JARDIM, C. S.; RUTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. *The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil*. Energy and Buildings, v. 40, p. 365-370, 2007.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; ÇOLAK, M. *Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells*. Solar Energy, v. 81, p. 977-992, 2007.

KESHNER, M. S.; ARYA, R. *Study of potential cost reductions resulting from super-large-scale manufacturing of pv modules*. Final Subcontract Report, NREL/SR-520-36846, National Renewable Energy Laboratory, U. S. Department of Energy, Golden, CO, October 2004.

KD210GX-LP *Data sheet*. Disponível em: <[http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/module%20pdf%20folder/kd\\_210gx.pdf](http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/module%20pdf%20folder/kd_210gx.pdf)>. Acesso em 2008.

KNIJNIK, R. Energia e Meio Ambiente em Porto Alegre: bases para o desenvolvimento. Porto Alegre: CPEA, 1994.

KOVACH, A.; SCHMID, J. *Determination of energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique*. Solar Energy, v. 57, p. 117-124, 1996.

LAPPONI, J. C. *Projetos de investimento, Construção e Avaliação do Fluxo de Caixa: modelos em Excel*. São Paulo: Laponni Treinamento e Editora, 2000.

MARINI, J. A.; ROSSI, L. A. *Projeto de sistemas fotovoltaicos para a oferta de energia elétrica a comunidades rurais*. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2002.

MME. MINISTÉRIO DAS MINAS DE ENERGIA - *Resenha Energética Brasileira do exercício de 2007*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=16722&download>>. Acesso em: novembro de 2008.

NEIJ, L. *Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology*. Energy Policy, v. 23, p. 1099–1107, 1997.

NEIJ, L. *Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments*. Energy Policy. Suécia, 2008.

NORTON, B.; EAMES, P. C.; MALLICK, T. K.; HUANG, M. J.; MCCORMACK, S. J.; MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G. *Enhancing the performance of building integrated photovoltaics*. Solar Energy, 2010.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*: INPE. São José dos Campos, 2006.

PEREZ, R.; BERKHEISER III, W.; STEWART, R. *Analysis of Lincoln Center experimental data for investigation of photovoltaic peak load matching potential*, Report ASRC 1281 to the New York Power Authority, Determination of photovoltaic effective capacity for New Jersey, pp. 1–29, 1989.

PEREZ, R.; SEALS, R.; STEWART, R. *Matching Utility Peak Loads with Photovoltaics*: Proc. RENEW-94. NESEA's Annual Meeting, 1994.

PEREZ, R.;SEALS, R.; AL., E. *Geographical Distribution of PV Effective capacity in the United States*. Proc. ASES-95 Annual Meeting. Minneapolis, MN: 6 p.p. 1995.

PEREZ, R.; SEALS, R.; HERIG, C. *Photovoltaics can add capacity to the utility grid*. Golden, CO, NREL, Brochure DOE/GO-10096-262, pp. 1-4, 1997.

PEREZ, R.;SEALS, R.; ZELENKA, A. *Comparing Satellite Remote Sensing and Ground Network Measurements for the Production of Site/Time Specific Irradiance Data*. *Solar Energy*, v. 60, p.89-96, 1997.

PEREZ, R.; HOFF, T.; HERIG, C.; SHAH, J. *Maximizing PV peak shaving with solar load control validation of a web-based economic evaluation tool*. *Solar Energy*, v. 74, p. 409-415, 2003.

PHOTON INTERNATIONAL (fevereiro de 2010).

PHOTON INTERNATIONAL (março de 2010).

PHOTON INTERNATIONAL (abril de 2010).

PVL-144 *Data Sheet*. Disponível em: <[http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/PVL-144EN\(AA5-3636-03\).pdf](http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/PVL-144EN(AA5-3636-03).pdf)>. Acesso em 2008.

RODRIGUES, C. *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Dissertação. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ROSS, S.A.; WESTERFIELD, R.; JORDAN, W.E.B.D. *Princípios de Administração Financeira*. Tradução Antônio Zoratto Sanvincente. São Paulo: Atlas, 1988.

RÜTHER, R. *Experiences and Operational Results of the First Grid - Connected, Building - Integrated, Thin Film Photovoltaic Installation in Brazil*. In: 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998, Viena. Anais do 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998. p. 2655-2658.

RÜTHER, R. *Demonstrating the Superior Performance of Thin-Film Amorphous Silicon for Building - Integrated Photovoltaic Systems in Warm Climates*. In: ISES - International Solar Energy Society 1999 Solar World Congress, 1999, Jerusalém. Anais da ISES - International Solar Energy Society 1999 Solar World Congress, 1999. p. 221-226.

RÜTHER, R. ; DACOREGIO, M. M. . *Spreading the Word About Photovoltaics in Brazil: Brasil Solar, and Other PV Dissemination Activities Promoted by LABSOLAR*. In: 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2000, Glasgow. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2000.

RUTHER, R. Instalações solares fotovoltaicas integradas a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública. Florianópolis, 2000.

RÜTHER, R. ; DACOREGIO, M. M. ; MONTENEGRO, A. A. . *Four Years and Counting: The Continuous Operation of the First Grid-Connected, Building-Integrated, Thin-Film Photovoltaic Installation in Brazil*. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001, Munich. Anais do 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001. v. 1. p. 138-141.

RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M.; SALAMONI, I.; KNOB, P. *Performance of the first grid-connected BIPV installation in Brazil over eight years of continuous operation*. In: Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006. Anais. Dresden, Germany, 2006, p. 2761-2764.

RÜTHER, R.; SALAMONI, I.; MONTENEGRO, A.; BRAUN, P.; FILHO, R. D. Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil. ANTAC. Entac. Fortaleza-CE, 2008.

RÜTHER, R.; BRAUN, P. *Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates*. Solar Energy, v. 83, p. 1923-1931, 2009.

SALAMONI, I. Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas, Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte. Dissertação. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SALAMONI, I.; RÜTHER, R.; KNOB, P.; ZOMER, C.; DINIZ, C. S. A. O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação e Interligados à Rede Elétrica em Centros Urbanos do Brasil: Dois Estudos de Caso. Disponível em: <[http://www.labeee.ufsc.br/linhas\\_pesquisa/energia\\_solar/publicações](http://www.labeee.ufsc.br/linhas_pesquisa/energia_solar/publicações)>. Acesso em 27/06/2007.

SALAMONI, I. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. Tese. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SANTOS, I. P. Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista. Dissertação. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SCHAEFFER, G.; SEEBREGTS, A.; BEURSKENS, L.; MOOR, H. D.; ALSEMA, E.; SARK, W.; DURSTEWICZ, M.; PERRIN, M.; BOU-LANGER, P.; LAUKAMP, H.; ZUCCARO, C. *Learning from the sun; analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: the case of photovoltaic power*. Final report of the PHOTEX Project. Report ECN DEGO: ECN-C-04-035, ECN Renewable Energy in the Built Environment, 2004.

UFRGS. Radiosol. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar- GESTE-PROMECC 2001.

WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. *Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results*. Solar Energy, n.74, p. 217-233, 2003.

ZWAAN, B., RABL, A. *The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy*. Energy Policy, v. 32, p. 1545-1554, 2004.

