



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Engenharia

Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino Ricetta

Sistemas fotovoltaicos integrados ao perfil de uso da edificação

Rio de Janeiro

2010

Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino Ricetta

Sistemas fotovoltaicos integrados ao perfil de uso da edificação



Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transporte

Orientador: Prof. Dr. Leopoldo Eurico Gonçalves Bastos

Coorientador: Prof. Dr. Mauro Carlos Lopes Souza

Rio de Janeiro

2010

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/B

R497 Ricetta, Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino.
Sistemas fotovoltaicos integrados ao perfil de uso da edificação /
Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino Ricetta. -2010.
152 f.

Orientador: Leopoldo Eurico Gonçalves Bastos.
Coorientador: Mauro Carlos Lopes Souza
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Faculdade de Engenharia.

1. Geração de energia fotovoltaica – Teses. 2. Fontes renováveis
de energia – Teses. 3. Engenharia Mecânica. I. Bastos, Leopoldo
Eurico Gonçalves. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. III.
Título.

CDU 620.92

Autorizo apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta
dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino Ricetta

Sistemas fotovoltaicos integrados ao perfil de uso da edificação

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Fenômenos de Transporte

Aprovado em: 08 de dezembro de 2010.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Leopoldo Eurico Gonçalves Bastos, (Orientador)
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Prof. Dr. Mauro Carlos Lopes Souza (Coorientador)
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ

Prof. Dr. Luiz Artur Pecorelli Peres
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ

Prof.^a Dr.^a Cláudia Mariz de Lira Barroso Krause
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Prof. Dr. Lauro Vilhena Brandão Machado Neto
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC-MINAS

Rio de Janeiro

2010

DEDICATÓRIA

Dedico á Dissertação a todos aqueles que durante a minha jornada, me incentivaram a continuar caminhando e principalmente ao grande companheiro, amigo e amado marido Frank e ao meu filho Nicholas tão amado que mesmo durante as tempestades me abria um clarão com seu sorriso.

Aos meus pais que já se foram e aos “meus pais”, que adotei e que sempre me valeram.

Obrigada, Mãe Santíssima e Bondoso Pai pelas lições e o aprendizado.

Que Deus e o sol nos iluminem a todos sempre.

AGRADECIMENTOS

Agradecer é pouco, a todos aqueles que junto a mim caminharam nesta conquista na minha vida.

Agradeço aos Orientadores Prof. Leopoldo Bastos e Prof. Mauro Souza, que com paciência e dedicação estiveram ao meu lado, aos amigos do mestrado que me fizeram enxugar as lágrimas em dias nublados e enxergar o sol novamente, Kátia, Alexandre, Ricardo, Esther, Fabrício e Ângelo. Aos professores Rogério Gama e Carlos Moura pela confiança, incentivo nos momentos difíceis e as palavras que tanto me acalmaram o coração e o espírito.

As secretárias Maxini, Sônia e principalmente à Renata pela amizade e profissionalismo e que sempre me atenderam e auxiliaram e ajudaram.

Aos estagiários do laboratório, Raama, Vinícius, José Wilton, Klarissa, Marlos, Sudário e Cláudia que mesmo alunos, foram meus mestres em alguns momentos com suas mentes novas e aguçadas na realização de algumas tarefas.

A Ouvidoria e demais amigos da UERJ que me apoiaram e nunca me deixaram desistir desta dissertação e a todos os outros amigos, colegas e profissionais com quem eu convivi nesta Universidade.

Aos novos e velhos amigos Luciana Hamada, Luiz Felipe e demais profissionais que tornaram esta dissertação possível com suas informações sobre o IBAM.

A CAPES pela bolsa de estudos e esclarecimentos.

Obrigada pelas Alegrias e Tristezas no meu caminhar, pois são delas que podemos tirar as mais belas e duradoras lições para a vida. Devemos sempre levar alegria ao próximo, mesmo em momentos difíceis, quando não somos capazes disso, é porque a tristeza já nos invadiu.

Agradeço ao Sol por brilhar todas as manhãs e que a Luz se faça energia para todos nós em nosso viver.

RESUMO

RICETTA, Márcia Rose Alves de Macedo Azzolino. *Sistemas fotovoltaicos integrados ao perfil de uso da edificação*. 2010. 152f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

Nos últimos anos, o consumo de energia vem crescendo mundialmente nos grandes centros urbanos, e esforços na área de eficiência energética estão sendo implantados, a fim de reduzir o consumo no horário da ponta e interrupções da rede. O aproveitamento das fontes renováveis, como o fotovoltaico em uma edificação se torna um atrativo a mais para a matriz energética num momento em que o país prima pela universalização dos serviços de energia e a classificação de edifícios comerciais, de serviço e públicos, além dos residenciais quanto à eficiência energética através do Procel Edifica (RTQ-C e RTQ-R). Os sistemas fotovoltaicos podem configurar perfis de uso nas edificações de modo a gerar energia para consumo próprio ou ligado à rede e ainda ter influência na arquitetura do prédio com revestimento: os perfis podem está em telhados, fachadas ou janelas, amenizando em alguns casos a carga térmica no prédio com sombreamento arquitetônico. Hoje, com o avanço da tecnologia no setor de armazenagem é possível, o atendimento com segurança e eficiência a uma edificação ou direcionar esta armazenagem a uma demanda específica como o atendimento à demanda de ciclo profundo, tais como, iluminação externa e recarga de veículos elétricos. Partindo da premissa de sistemas interruptos de energia, UPS, uso de fonte secundária como FV, baterias e *Flywheel* é apresentado uma forma de melhor gerenciar a energia armazenada, podendo estender a vida útil da bateria e conseqüentemente de todo o sistema fotovoltaico na edificação. Esta forma de armazenar energia proporciona um serviço de uso contínuo sem percepção das interrupções da rede com garantia de 20 anos, tal qual o módulo fotovoltaico, com esta proposta as perdas de energia elétrica na edificação serão atenuadas, pois a eletricidade será utilizada de forma eficiente e inteligente. O ponto de partida do estudo de caso no prédio do IBAM são os sistemas fotovoltaicos com geração distribuída (mini-redes) conectados à rede que são instalados para fornecer energia ao consumidor, complementando a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia na edificação, ou ainda utilizar o sistema fotovoltaico na hora da ponta e interrupções do sistema da rede no período fora da ponta. A estocagem inercial por meio do *Flywheel* tem um papel fundamental nesta mini-rede (*Flywheel*, bateria VRLA, UPS, inversor e STS), pois a sua utilização pode ser apontada como uma inovação tecnológica quanto à regulação de tensão no sistema de energia elétrica, além de preparar a edificação para o *smart-grid*. Esta configuração de acumulação de energia permitiu a análise do deslocamento desta energia armazenada para o consumo no horário de ponta, mudando o conceito de sistemas fotovoltaicos autônomos no meio urbano e rural no país. Este conceito de armazenagem se confirma então como um aporte na eficiência de energia na edificação, podendo carrear economia de energia substancial, além de proporcionar uma confiabilidade no serviço de energia, com um baixo retorno do investimento e com uma garantia de funcionamento com pequena ou nenhuma manutenção durante o período de vida de 20 anos.

Palavras-Chave: Sistemas fotovoltaicos na edificação; Geração fotovoltaica isolada; Geração descentralizada (Mini-Rede); Armazenagem de energia elétrica; Autonomia predial no consumo de ponta e interrupções da rede.

ABSTRACT

In recent years, energy consumption is globally growing in urban centers, and efforts in the area of energy efficiency are being implemented to reduce consumption of this at the time of the tip and grid outages. The use of renewable sources such as photovoltaic in a building becomes a more attractive energy matrix for a moment in which Brazil press for universal energy service and labeling of commercial buildings, service and public and residential on the efficiency energy through Procel Build (RTQ RTQ-C and-R). Photovoltaic systems can be used as coatings on buildings to generate energy for its own or connected to the mini-grid and still have influence on the architecture of the building: the coatings can be in roofs, facades or windows, softening in some cases the thermal load on building with architectural shading. Putting photovoltaic panels on the facades of the building allows us to serve the demand of the load with deep cycle, such as exterior lighting and possibly charging for electric vehicles. Today, with advancing technology in the storage industry is possible to service safely and efficiently in a storage building or direct this to a specific demand. Assuming uninterrupted power systems, UPS, use of secondary sources like PV, batteries and Flywheel is presented a way to better manage the stored energy and can extend battery life and consequently the entire PV system in the building. This way of storing energy provides a service perception of continuous use without interruption of the network with 20-year warranty, like the PV module, with this proposed loss of electricity in the building will be softened because the electricity will be used efficiently and intelligently. The starting point of the case study conducted in a commercial building in Rio de Janeiro is the photovoltaic systems with distributed generation (mini-grids) that are connected to the grid installed to provide power close to consumers, enhancing the amount of energy offered if there is some increase in energy consumption in the building, or to use the PV system at the time of the tip and the grid system outages during off-peak. The storage through the inertial flywheel has a key role in this mini-grid (Flywheel, VRLA battery, UPS, inverter and STS), because their use can be considered a technological innovation for the voltage regulation in electric power system, and to prepare the building for the smart-grid. The accumulation of power by batteries and Flywheel UPS allowed the analysis of displacement of energy stored for consumption at peak hours, the same being managed by mini-grids, changing the concept of photovoltaic systems in urban and rural areas in Brazil. This form of storage is then confirmed as an intake of energy efficiency in building, as well as for the Brazilian energy matrix. Thus may carry substantial energy savings, and provide a service reliability of power, with a low return on investment and a guarantee of operation with little or no maintenance during the life of 20 years.

Keywords: Photovoltaic systems in buildings; Photovoltaic generation isolated; Decentralized generation (Mini-Grid); Storage of electric energy consumption in building battery point and grid outages.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Planilha de Classificação de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais.....	40
Figura 2 – Planilha de Fornecimento de Dados para Simulação.....	40
Figura 3 – Rendimento de um módulo de silício policristalino típico em função da cor de suas células	44
Figura 4 – Possibilidade de aplicação dos sistemas fotovoltaicos à pele externa de uma edificação em função da posição e do tipo de elemento de vedação.....	45
Figura 5 – Fachada Ventilada.....	46
Figura 6 – Parede-Cortina	47
Figura 7 – Janela com parapeito.....	48
Figura 8 – Brises de diferentes tamanhos.....	49
Figura 9 – Coberturas e Clarabóias	50
Figura 10 – Curva Características IxV e PxV de uma célula ou módulo.....	51
Figura 11 – Efeito causado pela variação da intensidade da luz na curva característica IV para um Módulo Fotovoltaico.....	54
Figura 12 – Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IV (para 1000 W/m ²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.....	54
Figura 13 – Tecnologia Mono e Policristalino aplicados na Fachada de um Edifício na Alemanha.....	57
Figura 14 – Edificação com Silício Amorfo, Anuir, Alemanha.....	59
Figura 15 – Edificação com revestimento de Silício Amorfo 10 % Transparente.....	59
Figura 16 – Residência com telhado utilizando CdTe.....	60
Figura 17 – Integração em telhado com tecnologia CIGS em substrato de vidro para aplicações arquitetônicas	61
Figura 18 – Integração em fachada com tecnologia CIS em substrato de vidro com revestimento nas janelas.....	61
Figura 19 – O interior de um volante <i>Flywheel</i>	73
Figura 20 – Funcionamento durante Interrupção da rede.....	75
Figura 21 – Volante operando com Bateria.....	75
Figura 22 – Volante operando com uma fonte secundária.....	76

Figura 23 – Volantes em paralelo com a função de aumentar a autonomia de operação.....	76
Figura 24 – Vista Superior do Prédio do IBAM. Telhado com alguns obstáculos como <i>chiller</i> , caixa d’água e dois trocadores de calor. Área total do telhado	91
Figura 25 – Vista Superior do Prédio do IBAM. Entorno sem obstáculos que causem sombreamento no telhado. Área possível de instalação do FV.....	91
Figura 26 – Vista Panorâmica da entrada do Prédio do IBAM. Região Urbana Arborizada	92
Figura 27 – Vista Panorâmica do Entorno da Edificação do IBAM.	92
Figura 28 – Vista Panorâmica Lateral. Ao fundo Acidente Geográfico com Vegetação	92
Figura 29 – Vista Frontal do Prédio do IBAM. Fachada Noroeste (NO), período matutino.....	93
Figura 30 – Vista Lateral do Prédio do IBAM. Fachada Nordeste (NE), período matutino.....	93
Figura 31 – Área disponível para instalação do FV. Visão do <i>Chiller</i> e das Áreas disponíveis para Instalação dos Componentes de Controle em destaque	94
Figura 32 – Visão Frontal do <i>Chiller</i> e de um dos Trocadores de Calor.....	94
Figura 33 – Vista Superior do Telhado. Área destacada disponível para instalação do FV	94
Figura 34 – Vista Real da Área disponível no Telhado de 80 m ²	94
Figura 35 – Vista Interna da Sala disponível para Instalação dos componentes, bem arejada.....	95
Figura 36 – Vista do Espaço Físico	95
Figura 37 – Vista do Piso desnivelado	95
Figura 38 – Corte da Planta Baixa da Cobertura com Área disponível para Instalação dos Componentes	96
Figura 39 – Bateria fora de Operação.....	96
Figura 40 – Iluminação de Emergência. Subsolo.....	96
Figura 41 – Iluminação de Emergência. Escada.....	96
Figura 42 – Iluminação de Emergência. Corredor	96
Figura 43 – Corte Lateral. Escadas com Iluminação de Emergência.....	96
Figura 44 – Sistema de Alarme de Incêndio Manual	97

Figura 45 – Iluminação Externa, Entrada do Prédio	97
Figura 46 – Iluminação Externa, Jardim, Passagem de Carros e Pedestres	97
Figura 47 – Iluminação Externa Fachada NO	98
Figura 48 – Iluminação Externa Rampa de Entrada, Coqueiro.....	98
Figura 49 – Iluminação Externa Rampa de Entrada e Estacionamento ao fundo	98
Figura 50 – Conta de Energia do Mês de Dezembro de 2008 da Edificação do IBAM.....	100
Figura 51 – Ângulo de Incidência Solar na Fachada Principal (NO).....	109
Figura 52 – Configuração (topologia) sugerida para o perfil da Fachada Noroeste (NO).....	114
Figura 53 – Vista Frontal da Fachada Principal. Fonte: Acervo do IBAM.....	121
Figura 54 – Sombreamento na Edificação do IBAM no mês de Maio com a maior irradiação próxima das 15:00h	121
Figura 55 – Ângulo de Incidência Solar na Fachada Nordeste (NE).	122
Figura 56 – Configuração (topologia) sugerida para o perfil da Fachada Nordeste (NE)	126
Figura 57 – Vista Frontal da Fachada Nordeste (NE)	128
Figura 58 – Sombreamento na Edificação do IBAM no mês de Junho com a maior irradiação próxima das 07:00h	128
Figura 59 – Área do Telhado para Instalação do FV.....	131
Figura 60 – Vista Superior do Telhado. Corte da Área com Integração do FV.....	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensões de Flutuação em função da Temperatura de Operação.....	66
Tabela 2 – Comparação entre os Componentes de Armazenagem: <i>Flywheel</i> e Bateria..	76
Tabela 3 – Características Padrão das Tecnologias dos Módulos Fotovoltaicos	87
Tabela 4 – Módulos com Classificação “A” (INMETRO/PROCEL, 2010).....	101
Tabela.5 – Sistema de Iluminação do Corredor de Circulação, Escadas e Sala de Máquinas	102
Tabela 6 – Comparação entre Lâmpadas Existentes e Lâmpadas Eficientes	103
Tabela 7 – Iluminação Externa Existente	104
Tabela 8 – Lâmpadas LEDs propostas para substituição no IBAM.....	105
Tabela 9 – Demanda do CPD	107
Tabela 10 – Características das áreas dos Perfis de Integração do FV - IBAM.....	108
Tabela 11 – Irradiação de Pico Média Mensal – Fachada Noroeste (NO).....	110
Tabela 12 – Geração Fotovoltaica Fachada Noroeste (NO) no IBAM	111
Tabela 13 – Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM.....	111
Tabela 14 – Estimativa do Percentual de Economia no Horário de Ponta do IBAM.....	112
Tabela 15 – Armazenamento para o CPD	115

Tabela 16 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfil I(Ponta).....	119
Tabela 17 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfil I(CPD).....	120
Tabela 18 – Irradiação de Pico Média Mensal – Fachada Nordeste (NE)	122
Tabela 19 – Geração Fotovoltaica Fachada Nordeste (NE) no IBAM.....	123
Tabela 20 – Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM.....	123
Tabela 21 – Armazenamento para Iluminação Externa.....	125
Tabela 22 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfil II (Iluminação Externa).....	127
Tabela 23 – Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM.....	129
Tabela 24 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfis I e II	130
Tabela 25 – Geração Fotovoltaica – Telhado da Edificação do IBAM.....	131
Tabela 26 – Cálculo do Controlador de Carga	133
Tabela 27 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfis I, II e III	133
Tabela 28 – Investimento Inicial do Sistema de Iluminação de Emergência.....	134

LISTA DE SIGLAS

ANATEL	Agencia Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CME	Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados Federais
CTENERG	Fundo Setorial de Energia da Finep
ELETRORBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
EUA	Estados Unidos da America
EUROBAT	European Storage Battery Manufacturers Association
IEA PVPS	International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Normas Brasileiras
ONS	Operador Nacional do Sistema
PQS	Empresa de Serviços de Engenharia Ltda
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
PROCEL EDIFICA	Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações
SOCOMECH	Fabricante Francesa de UPS e <i>Flywheel</i>

LISTA DE ABREVIATURAS

BIPV	Building Integrated Photovoltaics - Sistemas Fotovoltaicos Integrados às Edificações
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
dB	Decibel
EE	Eficiência Energética
EIA/RIMA	Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental
GWh	Giga Watt Hora
Hz	Frequência em Hertz
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor ou Transistor Bipolar de Porta Isolada
IxV	Corrente versus Tensão
kW	Quilo Watt
kWh	Quilo Watt Hora
LED	Light Emitting Diode, ou Diodo Emissor de Luz
MPP	Ponto de Máxima Potência
MW _p	Mega Watt Pico
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
Pb	Chumbo
PV	Photovoltaic
PV: BONUS	Programa Americano de Bonificação com uso de Fotovoltaico em Edificações
PWM	Modulação por Largura de Pulso
PxV	Potência versus Tensão
RAC-C	Regulamento de Avaliação de Conformidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos
rpm	Revoluções Por Minuto
RTQ-R	Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios de Edifícios Residenciais
SIGFI	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes. Intermitentes

Smart-Grid	Rede Inteligente de Energia
STC	Standard Test Conditions - Condições Padrão de Teste
String	Conjunto de Módulos Conectados em Série
UPS	Sistema Ininterrupto de Energia
W	Watt
Wh	Watt Hora

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Percentual
/	Dividido por
n ^o	Número
x	Multiplicação
cm	Centímetro
m	Metro
m ²	Metro Quadrado
=	Sinal de igual
±	Sinal de Mais ou Menos
°C	Graus Célsius
>	Sinal de Maior que
<	Sinal de Menor que
+	Sinal de Mais
η	Eficiência
@	Arroba
-	Sinal de Menos
≈	Aproximadamente
1/6	Um Sexto

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	20
1 APROVEITAMENTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NAS EDIFICAÇÕES.....	20
1.1 Objetivos do Projeto	23
1.1.1 <u>Objetivo Específico</u>	23
1.2 Fundamentos	24
1.3 Apresentação do Plano da Dissertação	25
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1 Leis e Regulamentações vigentes sobre Sistemas Fotovoltaicos Isolados no País.....	25
2.1.1 <u>Uma solução para a Integração dos Sistemas Fotovoltaicos Isolados no Meio Urbano – Geração Distribuída ou Mini-Rede</u>	31
2.1.2 <u>Propostas de Geração Distribuída para o Mercado das Energias Renováveis</u>	33
2.1.3 <u>A inserção dos Sistemas Fotovoltaicos no Meio Urbano Integrados às Edificações como Bonificações de Eficiência Energética e Implementação de Mini-Redes</u>	36
2.1.4 <u>Os Sistemas Fotovoltaicos visão do Task VII e XI.....</u>	37
2.1.5 <u>Os Sistemas Fotovoltaicos como Bonificação visão do Procel Edifica (RTQ-C)</u>	40
2.2 Descrição das Formas de Integração dos Sistemas Fotovoltaicos às Edificações	41
2.2.1 <u>Características dos Revestimentos de Integração com FVs.</u>	43
2.2.1.1 Formas de Integração.....	45
2.3 Componente Integrador – Módulos Fotovoltaicos	51
2.3.1 <u>Características do Componente Integrador</u>	55
2.3.2 <u>Informações Gerais dos Módulos</u>	62
2.4 Componentes de Armazenagem - Bateria e <i>Flywheel</i>	63
2.4.1 <u>Tecnologias com Capacidade de Armazenamento de Grandes Quantidades de Energia - Bateria ou Acumulador de Energia.....</u>	64
2.4.1.1 Aspectos de Operacionais.....	64
2.4.1.2 Tipos de Baterias	68
2.4.1.3 Logísticas de Operação do Banco de Baterias com UPS	71

2.4.2	<u>Tecnologia para Suprir Energia durante Períodos de Tempo Curtos – Volante de Inércia (Flywheel)</u>	73
2.4.2.1	Aspectos de Operacionais.....	73
2.4.2.2	Logísticas de Operação do <i>Flywheel</i>	75
2.5	Componentes de Controle	77
3	MÉTODOS E PROCEDIMENTOS PARA A DETERMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO	81
3.1	Componente de Integração	81
3.1.1	<u>Método Orsoni</u>	82
3.1.2	<u>Método da Área</u>	84
3.1.3	<u>Correção da Eficiência dos Módulos em Função da Temperatura</u>	86
3.2	Componentes de Armazenagem	87
3.3	Componente de Controle	88
4	ESTUDO DE CASO – PERFIS DE INTEGRAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AO PRÉDIO DO IBAM	90
4.1	Introdução	90
4.2	Descrição do Local do Estudo de Caso	91
4.3	Visita Técnica	93
4.4	Descrição das Cargas a serem Atendidas pelos Perfis dos Sistemas Fotovoltaicos	101
4.4.1	<u>Demanda Esporádica com Tensão de Flutuação – Iluminação de Emergência</u>	102
4.4.2	<u>Demanda Noturna com Ciclo Profundo – Iluminação Externa</u>	103
4.4.3	<u>Demanda Esporádica com Tensão de Flutuação – CPD</u>	107
4.5	Perfis de Integração do Sistema Fotovoltaico á Edificação do IBAM	108
5	CONCLUSÃO	135
5.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	136
	REFERÊNCIAS	137
	APÊNDICE A – Software RadLite	144

INTRODUÇÃO

O aproveitamento das fontes renováveis, como o sistema fotovoltaico em uma edificação se torna um atrativo a mais para a nossa matriz energética, onde o mesmo pode configurar perfis de uso na edificação de modo a gerar energia através de geração distribuída ou mini-rede para consumo próprio (via armazenamento) ou ligado à rede e ainda ter influência na arquitetura do prédio como revestimento.

1. APROVEITAMENTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NAS EDIFICAÇÕES

As edificações dos setores residencial, comercial e públicas são responsáveis por aproximadamente 45% do consumo de energia elétrica no Brasil, que se dá principalmente na iluminação artificial e por climatização de ambientes, ELETROBRÁS (2009). Nos últimos anos, o consumo de eletricidade vem crescendo nos grandes centros urbanos, e esforços na área de eficiência energética estão sendo implantados para a redução deste consumo no horário de ponta e interrupções da rede. O aproveitamento das fontes renováveis, como o fotovoltaico (FV) nas edificações é um aporte a mais para a matriz energética num momento em que o país prima pela universalização dos serviços de energia e na etiquetagem de edifícios comerciais, de serviços, públicos e residenciais quanto à eficiência energética através do Procel Edifica (RTQ-C e RTQ-R).

No município do Rio de Janeiro, o maior consumo de energia elétrica está concentrado nas edificações comerciais e públicas e que no verão chega a um percentual de 50% do consumo total. Isto é causado pelo uso indiscriminado do ar condicionado e principalmente pelas edificações que têm fachadas envidraçadas, onde o percentual chega alcançar 70%.

A arquitetura bioclimática é uma solução a ser seguida. Pois a seleção de materiais e equipamentos que valorizem o uso inteligente da energia, e de uma tecnologia construtiva que privilegie a redução de gastos com eletricidade são medidas desejáveis. Com isto criam-se soluções sustentáveis e que ao lado de tecnologias limpas, como FV corroboram na redução do consumo de energia.

A economia de energia conseguida por meio da arquitetura bioclimática pode chegar a 30% em edificações já construídas (se passarem por readequação e modernização) e a 50 % em prédios novos, que contemple essas tecnologias desde o projeto, ELETROBRÁS (2009).

De acordo com o arquiteto americano Nobert Lecher em entrevista ao (JORNAL ESTADÃO ON-LINE, 09/11/2010):

“as construções sustentáveis com o moderno conceito de “energia zero são baseadas em duas estratégias: eficiência energética e uso de energia renovável. O consumo de energia é reduzido em 80% por medidas de eficiência energética e os 20% que sobram podem ser produzidos por células fotovoltaicas, ou seja, energia solar, e esta pode se tornar economicamente viável se taxarmos o carbono”.

No que tange ao uso de energias limpas integradas as edificações, a energia fotovoltaica é a que mais se adapta a esta realidade, uma vez que seus sistemas são projetados para operar em ambiente externo, sob intempéries e com duração de 20 anos ou mais de funcionamento. Devido a estas características, pode ser utilizada nas edificações gerando energia para consumo próprio ou conectado à rede e ainda ter influência marcante na arquitetura do prédio: em telhados, fachadas ou janelas, amenizando em alguns casos a carga térmica pelo efeito de sombreamento.

Quando se pensa em projetos de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, a interligação à rede elétrica parece ser o mais viável, mas os sistemas fotovoltaicos autônomos podem dispor de acumulação direcionada de acordo com a demanda solicitada na edificação. Hoje, com o avanço da tecnologia no setor de acumulação ou armazenagem é possível, o atendimento com segurança e eficiência a uma edificação ou direcionar esta armazenagem a uma demanda específica. O conceito passa a ser quanto se quer economizar, sob que nível de eficiência para uma autonomia dada pelo fotovoltaico.

A energia elétrica gerada pelos sistemas FV integrados ao envelope da edificação necessita ser acumulada de forma a atender a demanda desta edificação quando solicitado. A armazenagem clássica somente por meio de baterias não se aplica às edificações no meio urbano, sendo restrita a sistemas residenciais com manutenção constante, como no meio rural.

Atualmente, o conceito de armazenagem para atendimento de cargas sensíveis visa atender somente alguns minutos face a pequenos distúrbios. Em casos de falhas mais severas na rede, se faz necessário uma geração de energia secundária, capaz de suprir a edificação, uma carga específica nos momentos críticos ou até mesmo proporcionar uma autonomia no atendimento do serviço.

Partindo da premissa de sistemas interruptos de energia, UPS e do uso de fonte secundária como FV, baterias e *Flywheel* é apresentado a seguir uma forma de melhor gerenciar a energia armazenada. Consideram-se situações de flutuação ou de ciclo profundo, onde se pode estender a vida útil da bateria e conseqüentemente de todo o sistema

fotovoltaico na edificação. Esta forma de armazenar energia elétrica proporciona um serviço de uso contínuo não influenciado pelas interrupções da rede, com garantia de 20 anos. Com esta proposta as perdas de energia elétrica na edificação serão atenuadas, pois a eletricidade será utilizada de forma eficiente e inteligente.

Para uma edificação já existente, como o prédio do Instituto Brasileiro de Administração Municipal - IBAM, as demandas a serem atendidas e seus horários de consumo é que determinarão a autonomia, e conseqüentemente a armazenagem requerida, além da tecnologia do módulo, o seu perfil e a área destinada à instalação do FV no envelope da edificação.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de forma integrada a uma edificação, no telhado ou na fachada de um prédio e, portanto, próximo ao ponto de consumo. No caso dos sistemas distribuídos como as mini-redes, algumas vantagens deste tipo de instalação podem ser destacadas, a saber: não requer área extra e pode, portanto, ser utilizado no meio urbano, além de não requerer instalações de infra-estrutura adicionais. Os módulos fotovoltaicos podem ser também considerados como um material de revestimento arquitetônico no caso de instalações em prédios e casas, reduzindo os custos e dando à edificação uma aparência estética inovadora e *high tech*, Fraindenraich; Lyra (1995) Rüter et al. (2005) apud Varella (2009). Este tipo de rede de energia ainda não tem no Brasil com suporte regulamentar.

Os sistemas fotovoltaicos distribuídos são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia em uma residência, estabelecimento comercial ou edificação, adaptado de (VARELLA, 2009).

O ponto de partida do estudo de caso no IBAM são os sistemas fotovoltaicos distribuídos (mini-redes) conectados à rede elétrica convencional. O consumidor pode usar a energia da concessionária complementando a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia na edificação. Ou ainda utilizar o sistema fotovoltaico na hora da ponta e/ou em caso de ultrapassagem da demanda contratada e interrupções do sistema da rede no período fora da ponta. Este conceito pode ser aplicado a sistemas isolados FV integrados à edificação no meio urbano, como solicitado pelo item 2.3 relativo à bonificação no Procel Edifica (RTQ-C), (PORTARIA Nº 181, 2010).

1.1 Objetivos do Projeto

O objetivo do presente trabalho é propor uma nova configuração aos sistemas fotovoltaicos isolados no meio urbano em consonância com a Lei de Universalização, Procel Edifica (RTQ-C), sustentabilidade e eficiência energética, utilizando a energia solar integrada ao prédio do IBAM. Para tanto são avaliados os diferentes perfis de integração do FV, e quais cargas solicitadas podem ser atendidas por esses sistemas e suas respectivas acumulações de energia. Considera-se também conforme o perfil do FV no envelope, uma estimativa sobre a geração solar capaz de alimentar também o consumo no horário de ponta e evitar interrupções da rede elétrica, utilizando armazenagem com baterias e estocagem inercial por volante (*Flywheel*) dentro do contexto de mini-redes.

1.1.1 Objetivo Específico

- Analisar as cargas a serem armazenadas em função de suas características e o perfil da geração fotovoltaica que elas se enquadram;
- Levantar as áreas disponíveis no prédio do IBAM para a integração fotovoltaica na envoltória da edificação, em função da disponibilidade de irradiação solar e sombreamento no local;
- Calcular o potencial energético dos perfis disponíveis enfatizando a geração W_p em função da eficiência dos módulos etiquetados pelo Inmetro/Procel;
- Correlacionar as cargas levantadas com o perfil FV mais adequado a atendê-las;
- Comparar a geração solar de cada perfil com os consumos mensal, anual e na ponta, a fim verificar a eficiência obtida em cada consumo específico da edificação em conformidade com Procel Edifica;
- Analisar após a correlação das cargas e perfis, a melhor configuração de controle e armazenamento visando a gerência da mini-rede da edificação e a sua interligação com a rede (conceito de UPS), baterias e *Flywheel*;
- Analisar a possibilidade de autonomia no atendimento ao consumo no horário de ponta e interrupções da rede.

1.2 Fundamentos

A metodologia aplicada teve como base uma pesquisa sobre os sistemas fotovoltaicos isolados no país no meio urbano visando à resolução da problemática dos acumuladores que operam nestes sistemas, sugerindo configurações mais duradoras e eficientes.

Para tanto, visitas técnicas foram realizadas no prédio do IBAM, a fim de verificar as possíveis cargas a serem atendidas pelos sistemas fotovoltaicos, bem como os possíveis locais de instalação.

Foram confeccionadas tabelas com comparações dos dados obtidos entre os perfis de geração solar e as cargas e/ou consumos a serem atendidos. Uma correlação entre o sistema fotovoltaico isolado com tecnologias de controle e armazenagem dentro do conceito de mini-redes, eficiência energética e atendimento ao RTQ-C foi realizado.

1.3 Apresentação do Plano da Dissertação

A dissertação apresenta-se distribuída em seis partes descritas a seguir:

A primeira parte se refere à introdução e apresentação do assunto proposto.

Na segunda, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema proposto, leis e regulamentações vigentes no país comparando-se procedimentos nacionais e internacionais. Também é realizada uma exposição dos componentes de integração, controle e armazenagem enquadrando-os no contexto de mini-rede como melhor forma de operação dos FVs no meio urbano.

Já na terceira parte é trata da metodologia utilizada no estudo de caso, como os métodos de cálculo existentes para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados, bem como dos componentes de controle e armazenamento.

Na quarta parte são mostrados os resultados e discussões, com a estimativa de geração solar conforme os perfis disponíveis e atendimento as cargas levantadas e suas respectivas armazenagens. Também é analisado o cumprimento dos pré-quesitos previstos em algumas Leis e Regulamentos vigentes no país.

A quinta parte apresenta as conclusões sobre o estudo proposto, enumera futuros trabalhos a serem realizados no contexto do tema estudado.

Na sexta parte é mostrada as referências utilizadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Leis e Regulamentações vigentes sobre Sistemas Fotovoltaicos Isolados no País

Segundo Zilles (2002) a nível mundial a utilização da energia solar fotovoltaica teve nos últimos anos um acelerado crescimento. Durante a década de 1990 seu mercado cresceu a uma taxa média de 20% ao ano e, entre os anos 2000 e 2001 esta taxa superou os 40%. Atualmente a produção mundial de módulos fotovoltaicos supera a cifra de 300 MW_p por ano.

Conforme Chivelet e Solla (2010), em meados da década de 1990 os arquitetos e a indústria fotovoltaica encontraram uma base comum para integrar de maneira efetiva os módulos fotovoltaicos aos sistemas de vedação das fachadas. O primeiro passo para a integração foi a percepção de que quase todas as edificações usam suas janelas como uma fonte de energia solar passiva (que proporciona luz e ganhos térmicos). O segundo passo foi converter as superfícies opacas das construções, tais como, fachadas, coberturas ou elementos de proteção solar em geradores ativos de energia, integrando painéis fotovoltaicos, posteriormente o processo de integração deu-se com as fachadas abertas para conseguir melhor iluminação e ventilação.

Segundo Zilles (2002), em consonância com este desenvolvimento das aplicações da energia solar, iniciou-se a trajetória das integrações dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, no qual foram formulados e implementados importantes programas de difusão dessa tecnologia durante a última década, ao mesmo tempo em que se consolidaram grupos de pesquisa e de desenvolvimento tecnológico. Entre os programas desenvolvidos no País merece destaque o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios - PRODEEM, elaborado e posto em prática pelo Ministério de Minas e Energia e integrado ao programa Luz para Todos em 2005 após uma auditoria no Tribunal de Contas.

A configuração básica dos sistemas fotovoltaicos do PRODEM eram painéis, banco de baterias, controlador de carga e/ou inversor. Ao longo do programa estes equipamentos e sistemas apresentaram problemas de manutenção, pois as baterias utilizadas não eram apropriadas para o ciclo de funcionamento do fotovoltaico. As instalações ocorriam nos telhados, no solo e em postes, o consumo era maior à noite com uso de alguns eletrodomésticos e iluminação.

Atualmente, ainda segundo Zilles (2002), há cerca de 12 MW_p instalados no País como sistemas isolados. Esta contribuição da geração fotovoltaica à matriz energética operam com um fator de capacidade para sistemas fotovoltaicos isolados da ordem de 12% (produção

anual de 1050 kWh/kWp), valor compatível com os resultados obtidos em campo e atinge a cifra de 12,6 GWh/ano. Merece ser mencionado que os sistemas conectados à rede operam com fator de capacidade superior aos observados em sistemas isolados. Em nosso país pode-se obter, para esses sistemas, fatores de capacidade entre 15 e 19% (produtividade anual entre 1300 e 1700 kWh/kWp).

É oportuno mencionar que o desenvolvimento das aplicações da energia solar fotovoltaica no Brasil foi motivado pela necessidade de contar com alternativas de fornecimento de energia elétrica para as comunidades distantes das redes de distribuição, tendo fundamentalmente um fim social.

Segundo Nascimento (1998) apud Tolmasquim et al. (2002), os sistemas fotovoltaicos isolados têm custo de instalação em torno de 7000 US\$/kW, elevando-se para valores entre 9.000-12.000 US\$/kW, quando são considerados os custos das trocas de baterias ao longo da vida útil da instalação, em intervalos de 4 anos. Nas áreas rurais, quando se computam os custos energéticos residenciais com combustível líquido (querosene ou álcool) e GLP para iluminação e pilhas e baterias para pequenos eletrodomésticos, ou do óleo diesel para grupos geradores independentes, os custos desses sistemas fotovoltaicos podem tornar-se atraentes.

De acordo com Oliveira e Zilles (1998), o principal aporte dos sistemas fotovoltaicos para a sociedade é a geração de energia elétrica com níveis mínimos de emissões poluentes ao meio ambiente, emissões de CO₂ entre 40 - 60 g/kWh.

De acordo com Ayoub et al. (2001), cada kW de sistemas fotovoltaicos instalados tem um potencial de deslocar: 1,58 toneladas de CO₂ / ano, ao substituir o uso do carvão, 1,30 toneladas de CO₂ / ano, ao substituir o uso de óleo diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano, ao substituir o uso do gás natural (GLP).

Oliveira e Zilles (1998), afirmam que tecnicamente esses sistemas se apresentam como concorrentes dos geradores elétricos convencionais; no entanto, isto ocorre em condições desfavoráveis para os sistemas fotovoltaicos, porque a formação de preços não atribui nenhum valor à redução das emissões de CO₂ e a origem renovável do recurso (FV). Podem-se criar créditos de carbono para o uso de fotovoltaicos integrados às edificações.

Assim, a localização espacial dos consumidores e seu consumo real são elementos-chave na definição da alternativa de menor custo para atendimento das demandas energéticas de comunidades isoladas. Em outros termos, existe uma correlação positiva entre a universalização do serviço de energia elétrica no Brasil e o uso de sistemas fotovoltaicos autônomos. Esta correlação é ainda mais evidente diante da elevada irradiância solar no território nacional, (TOLMASQUIM et al., 2002).

Considerando unicamente os sistemas isolados, sistemas implantados em regiões não supridas pela rede elétrica convencional, a potência instalada até o ano 2000 alcançava a cifra de 105MWp em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares e 170MWp em aplicações profissionais, como em centros de pesquisa, (ZILLES, 2002).

Conforme indica Zica (2002), a importância das fontes renováveis e principalmente a questão política, impôs um profundo debate para construção de um marco normativo e institucional que incentivasse a produção e o uso de energias renováveis.

Com esta finalidade, segundo Zica (2002), em Julho de 2000 foi regulamentada a Lei nº 9.991, que promove pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais e ressalta também que os investimentos anuais em P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e EE (Eficiência Energética) por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica que devem ser cobrados, como se segue:

Art. 1º “As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, (0,75 %) setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, (0,25 %) vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final...”:

I – “até 31 de dezembro de 2005, os percentuais mínimos... serão de (0,50 %) cinquenta centésimos por cento, tanto para pesquisa e desenvolvimento, como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia¹”.

Art. 2º “As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, (1%) um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico...”

¹ Segundo a Superintendência de Regulamentação Econômica (SER) – ANEEL, 07/2007, para o ciclo 2006/2007 foram recebidos em encargos de P&D e EE a cifra de R\$ 331,9 milhões, ANEEL (2008).

Art. 3º “As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, (1 %) um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico”.

Art. 4º “Os recursos para pesquisa e desenvolvimento, previstos nos artigos anteriores, deverão ser distribuídos da seguinte forma”:

I – “(50 %) cinquenta por cento para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT...” (CTENERG);

II– “(50 %) cinquenta por cento para projetos de pesquisa e desenvolvimento segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL”.

Art. 5º “Os recursos de que trata esta Lei serão aplicados da seguinte forma”:

I – “Os investimentos em eficiência energética, previstos no art. 1º, serão aplicados de acordo com regulamentos estabelecidos pela ANEEL”;

Conforme, Jannuzzi et al. (2009), com a crise de energia elétrica no país vivida em 2001, a diversificação das fontes de energia passou a ter grande importância, trazendo novamente as fontes renováveis e alternativas de energia ao centro das atenções, surgindo assim alguns projetos de lei que burocraticamente tramitaram no poder público.

No contexto ambiental, deve-se ressaltar que o Conselho Nacional de Meio Ambiente, CONAMA, editou no dia 29 de Junho de 2001 a Resolução CONAMA 279, e considerou que “os procedimentos e prazos estabelecidos nesta Resolução aplicam-se, em qualquer nível de competência, ao licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, como os sistemas fotovoltaicos.”

Este procedimento simplificado consiste em dispensar o EIA/RIMA dos empreendimentos com fontes de energia alternativas e renováveis e as respectivas audiências públicas, igualando-as às demais formas de energia, exceto a nuclear.

O protocolo de Quioto apela para que sejam cumpridos 3,1 % da oferta de energia primária fornecida por geração não produtora de carbono até o ano de 2010, (AYOUB et al., 2001).

Segundo Jannuzzi et al. (2009), através da Lei n º 10.438, de 26 de abril de 2002, também conhecida com Lei da Universalização, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com o intuito de aumentar a participação da

energia elétrica produzida por empreendimentos a partir das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa no sistema interligado nacional.

Apesar da energia solar fotovoltaica não ter sido contemplada pelo PROINFA, na própria Lei nº 10.438/02 há um dispositivo que dispõe sobre a utilização dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR)² para um Programa de fomento a essa tecnologia (Art. 23, inciso II).

Segundo Brito (2002), nesta mesma lei, criou-se a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE³), que dispõe sobre a universalização dos serviços de energia elétrica e altera dispositivos legais que interferem no aproveitamento de fontes alternativas de energia, como resumido a seguir:

Estende à energia eólica, à solar e à biomassa os benefícios da comercialização de energia com o consumidor ou grupo de consumidores de carga maior ou igual a 500 kW, no sistema elétrico interligado;

1. Fica reduzido para 50 kW o limite mínimo de carga para comercialização de energia, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar em sistema elétrico isolado;
2. Estende por mais 20 anos a sistemática de rateio da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol), obrigando, porém, o estabelecimento de mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais;
3. Estabelece novos procedimentos e mecanismos para a alocação dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), incluindo a destinação de recursos para empreendimentos de geração com fontes alternativas, particularmente de pequeno porte (até 5 MW) para o atendimento de comunidades em sistemas elétricos isolados.

² Foi instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, “ com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica”, conforme consta do art. 4º da Lei. Com a redação dada pela Lei nº 8.631, de 20 de março de 1993, e a sua cobrança, que deveria terminar em 2002, foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

³ Para efeito comparativo, a Superintendência de Regulamentação Econômica (SER) – ANEEL, 07/2007, informou que o CDE em 2007 arrecadado foi de R\$ 2. 313,10 milhões.

De forma indireta, poder-se-ia dizer que o dispositivo (RGR) estaria sendo atendido, pois o Programa Luz para Todos (LPT), programa federal iniciado em 2004 com o objetivo de acabar com a exclusão do acesso à energia elétrica no país, é o maior beneficiário dos recursos da RGR, havendo uma grande oportunidade para a tecnologia solar fotovoltaica ser aplicada, em especial na Região Amazônica e no semi-árido (PORTO, 2007 apud JANNUZZI et al., 2009).

De acordo com Silva Filho (2007) apud Jannuzzi et al. (2009), apesar do Manual do Programa Luz para Todos indicar determinadas opções tecnológicas de geração através de sistemas individuais (hidroeletricidade, biomassa e geradores diesel), a Resolução nº 83/04 evidencia a definição do termo “fonte de energia intermitente” como “recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original” (Artigo 2º, inciso V, f. 2), que irá tratar unicamente dos sistemas das seguintes fontes: solar fotovoltaica, energia eólica e sistemas híbridos, ou resultantes da combinação de duas ou mais das seguintes fontes primárias: solar, eólica, hídrica.

Algumas das principais características obrigatórias aos SIGFI’s implantados podem ser adaptadas aos sistemas fotovoltaicos integrados às edificações (BIPV) no meio urbano que são:

1. A energia elétrica fornecida à carga deverá ser em corrente alternada senoidal (Artigo 3º, inciso I, f.3);
2. Deverá enquadrar-se em uma das classificações ou perfis de atendimento à edificação;
3. Deverá dispor de autonomia mínima de 2 dias;
4. Poderá ser permitido à concessionária utilizar SIGFI com disponibilidade mensal superior a 80 kWh/mês, desde que garanta uma autonomia mínima de 2 dias (Artigo 3º, inciso II, f.3);
5. Todos os componentes do SIFGI devem ser fornecidos e instalados sob a responsabilidade da concessionária. Tais componentes devem atender determinadas exigências das normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes, tais como INMETRO (Artigo 3º, inciso II, f.3).

Zilles (2002), sugere a criação de uma legislação que exija de cada concessionária a comercialização de um percentual mínimo anual de energia elétrica proveniente de fontes renováveis integradas as edificações. Este porcentual estaria associado ao volume total de

energia elétrica comercializado, onerando assim equitativamente cada concessionária. Esta lei criaria os Créditos de Comercialização de Energias Renováveis – CCER⁴ que podem ser negociados entre concessionárias para fins de cumprimento das metas.

Com base na resolução normativa nº 83/2004 e salvo algumas alterações a fim de se adaptarem à edificação em meio urbano, em relação à leitura, medição e faturamento, a concessionária também poderia vir a cobrar sobre a qualidade de fornecimento dos sistemas fotovoltaicos integrados às edificações, a resolução estabelece o indicador de continuidade DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora)⁵ que deve obedecer ao padrão de referência de 216 horas mensais (DIC mensal) e 648 horas no ano (DIC anual) até que a própria ANEEL estabeleça novos padrões de atendimento tendo como referência os valores apurados de DIC e os relatórios estatísticos enviados, (ANEEL, 2008).

Por outro lado, essas interrupções no fornecimento de energia por parte da concessionária são ressarcidas ao consumidor no mês seguinte, porém esses valores não cobrem as interrupções nas tarefas ou trabalhos realizados pelo consumidor na ocorrência do evento.

2.1.1 Uma solução para a Integração dos Sistemas Fotovoltaicos Isolados no Meio Urbano – Geração Distribuída ou Mini-Rede

Segundo Jannuzzi et al. (2009), o programa LPT em 2009 tentou impulsionar a geração descentralizada (ou distribuída) por fontes renováveis com a aprovação de seu novo manual de projetos especiais, no qual, estabelece os procedimentos, critérios técnicos e financeiros que devem ser observados, bem como as atribuições das partes envolvidas, para apresentação dos projetos especiais e a Portaria nº 60, de 12 de fevereiro de 2009. O programa passa a subvencionar 85% dos custos diretos da implantação de mini-redes (*mini-grids* ou *micro-power*) supridas por fontes renováveis, sendo os demais 15% como contrapartida dos Agentes Executores. Essa medida foi tomada pelo MME ao constatar ao longo da implantação do LPT que há muitas áreas onde novas formas de atendimento são necessárias para se atingir a meta de universalização imposta pela lei 10.438/02 e ao mesmo tempo se atender demandas por eletricidade sem restringir seu consumo.

⁴ Detalhes da criação de um mecanismo de incentivo baseado nos CCER's pode ser consultado na tese de doutorado: "Geração Distribuída de Eletricidade; A Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo", de autoria de Sérgio H. F. de Oliveira, PIPGE-USP, Abril de 2002.

⁵ O DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

Segundo a Portaria nº 60/2009, as mini-redes são consideradas projetos especiais nas quais o atendimento é realizado por meio de geração de energia elétrica descentralizada, utilizando fontes renováveis compatíveis com a realidade local, ou seja, são usadas quando necessária à operação de redes de distribuição não convencionais, como as redes independentes, autônomas aplicando tecnologias amparadas pela legislação em vigor.

Ou em Jannuzzi et al. (2009), a mini-rede é um pequeno trecho de rede de distribuição de energia elétrica que, por motivos de ordem técnica, econômica e ambiental, não pode ser interligado aos atuais sistemas da concessionária. Este conceito pode ser aplicado a sistemas autônomos FV integrados à edificação, como solicitado pelo item 2.3 relativo à bonificação no RTQ-C que será visto mais adiante.

O custo com mini-redes destinado a atender os domicílios sem acesso à energia elétrica no meio rural se torna muito caro pela distância e desta forma, não seria tão “mini” assim dependendo da demanda. Para sistemas distantes da rede não se justificam, mas em meio urbano, podem configurar um recurso na redução de fornecimento de energia para um alto consumidor, o tornando mais eficiente e um produtor independente de energia.

A ausência de regulamentação específica da ANEEL para a mini-rede, seja no meio rural ou urbano, como existe para o SIGFI (rural), permite que o consumidor junto à concessionária possa vir a optar pela mini-rede com geração fotovoltaica, eólica ou outra fonte renovável qualquer, desde que a concessionária venha a instalar medidores em seus consumidores finais (*smart-grids*) e atendê-los com a mesma regulamentação que existe para o consumidor atendido pela rede convencional, a questão é que a concessionária não pode ainda limitar o consumo de cada cliente com sistemas fotovoltaicos e mini-redes.

Segundo Knight (2008), o termo *smart-grid* (ou rede elétrica inteligente) significa o uso de comunicação bi-direcional na rede elétrica e de recursos computacionais para melhorar a eficiência, confiabilidade e segurança das redes de transporte de energia e possibilitar a oferta de novos serviços aos consumidores como as mini-redes. Esta comunicação bi-direcional permite conhecer em tempo real a condição do consumo até de dispositivos específicos instalados em uma edificação como a mini-rede com FV, permitindo seu controle (desligar ou ligar) e o uso de tarifas que variam de acordo com a carga do sistema, hora do dia ou estação para incentivar a conservação de energia, reduzindo seu uso não econômico em horas de demanda máxima.

Da maneira como a situação está atualmente colocada, o MME está priorizando as mini-redes como primeira solução de atendimento frente aos SIGFI's para as localidades onde a extensão da rede convencional não se mostrar vantajosa ao possibilitar que até 85% dos

custos diretos das mini-redes sejam subvencionados pelo LPT, ao passo que os SIGFI's não contam com tais incentivos, (JANNUZZI et al., 2009).

Se por um lado a implantação de mini-redes conta com um importante incentivo econômico que possibilita a inserção desse insumo de energia na matriz energética brasileira como uma solução viável, por outro se percebe que ainda há falta de informações das concessionárias de eletricidade sobre essa modalidade de atendimento e ausência de regulamentação específica da ANEEL, assim como a existente para o SIGFI. Portanto, é necessária uma regulamentação específica que estabeleça os procedimentos e condições de fornecimento para a opção de atendimento por mini-redes, seja no meio rural a urbano.

O Manual de Projetos Especiais (Portaria nº 60/2009) pretende maturar as formas não convencionais de suprimento energético através de mini-redes e gerar massa crítica para futura regulação. E exige que, no mínimo, sejam supridos os requisitos de energia para iluminação, comunicação e refrigeração no meio rural. Este conceito pode ser estendido ao RTQ-C (Procel Edifica) atendendo aos requisitos de iluminação e condicionamento de ar no meio urbano, de acordo com o Sr. Fernando Selles Ribeiro, coordenador do Comitê Gestor do LPT do Estado de SP, (JANNUZZI et al., 2009)

2.1.2 Propostas de Geração Distribuída para o Mercado das Energias Renováveis

Brito (2002), mostra outra visão sobre o assunto e que até recentemente, o Setor Elétrico brasileiro organizava-se em bases monopolistas regulamentadas. Esta característica de “monopólio natural” das redes de distribuição elétrica obriga que para a introdução da competição com energias renováveis, um Agente Público venha a ser criado para regular o uso da rede, forçando as concessionárias a permitirem a ampla participação de novos entrantes. Também, fixando preços para o uso destas mini-redes a fim de que estes novos entrantes possam transmitir a energia por eles gerada, pois não o regulando, a concessionária, certamente, teria condições para exercer o seu poder monopolista de forma a tornar impeditiva a presença concorrencial destes novos geradores de energia como os sistemas fotovoltaicos.

Importa estabelecer, pela Agência Reguladora (ANEEL), padrões para os protocolos de comunicação para que haja uma articulação adequada, aberta e acima de interesses específicos deste ou daquele fabricante de módulo e demais equipamentos ou concessionária. Vale alertar que, em princípio, tal solução, se não entendida pela concessionária, competirá

com a distribuidora em sua área de concessão a não ser que ela consiga perceber as enormes vantagens que ela mesma possui para exercer sua liderança neste negócio.

A Gestão Centralizada da Geração Distribuída (GCGD) representa a forma de integrar geradores e consumidores geograficamente dispersos a um sistema complexo de distribuição de eletricidade de modo a permitir um casamento otimizado da oferta e da demanda de energia presentes na malha de distribuição. Esta gestão efetiva-se através de uma central de telecomando para onde fluem as informações sobre as necessidades de energia, a geração de preços “*spot*” e de onde emanam os comandos de ligação e de desligamento de geradores ou de cargas; na prática, representa um “mini – ONS”.

De fato, o objetivo principal da GCGD, proposta no fórum é facilitar a operação de venda de pequenas potências instaladas junto aos consumidores, visando a sua integração ao sistema público de energia elétrica. Estas pequenas potências, na prática, constituem a “geração distribuída” ou mini-redes e reúnem:

- a) Os chamados “geradores de emergência” (que as empresas instalam para entrar em operação durante as falhas de suprimento da rede e que, via de regra, mantém-se desligados);
- b) Os geradores de complementação de ponta, os “*peak-shaves*” (normalmente desligados nos horários fora da ponta);
- c) Os painéis fotovoltaicos e outras formas alternativas produzidas a partir de fontes renováveis;

A central de telecomando realizaria o trabalho de despacho das cargas e não restringe o uso de tecnologias novas que começam, pouco a pouco, a surgir no mercado, como as micro-turbinas, as células combustíveis e UPS junto com *Flywheel*. A operação destas centrais permite alimentar o sistema público da energia produzida por estes geradores como se fosse esta energia, proveniente de uma usina equivalente.

Ainda em Brito (2002), esta formulação possui características de estabilidade muito superiores às que seriam obtidas se cada gerador, separadamente, oferecesse isoladamente o mesmo serviço; ademais, esta solução contempla os seguintes apoios ao sistema elétrico de distribuição:

- a) Redução de reativos na rede – os geradores poderão ser utilizados para absorver reativos e, assim, melhorar a qualidade do suprimento; este é um exemplo típico de “serviço ancilar” mencionado na nova legislação.
- b) “*Black start*” – religamento rápido do sistema público em caso de quedas localizadas no suprimento, com uso, por exemplo, de *Flywheel* (outro caso típico de “serviço ancilar”).
- c) Aumento da qualidade da energia distribuída – sem dúvida, a geração distribuída ou mini-rede reduz o risco de quedas localizadas e contribui favoravelmente para estabilizar o sistema local e regionalmente.
- d) Redução das necessidades de investimentos ou de compra, no atacado, da energia, pela concessionária – esta redução torna-se mais visível nos casos de ocorrência de picos, momentâneos e/ou inconstantes, nos períodos de ponta do sistema.
- e) Manutenção dos equipamentos ligados à GCGD – transferência dos custos de manutenção do proprietário dos geradores para o gestor da GCGD, que passará a monitorar e a realizar a manutenção preventiva e a corretiva de cada um deles, gerando escala para a redução dos custos resultantes.
- f) Constituição de uma reserva de demanda (“*back-up*”) – atendimento das necessidades de paradas obrigatórias ou forçada de outros geradores utilizando, por exemplo, UPS com *Flywheel* ou acumuladores se necessário.

Os sistemas FVs distribuídos também podem ser em caso de ultrapassagem de demanda contratada e interrupções do sistema da rede no período fora da ponta.

2.1.3 A inserção dos Sistemas Fotovoltaicos no Meio Urbano Integrados às Edificações como Bonificações de Eficiência Energética e Implementação de Mini-Redes

De fato, essa nova modalidade de atendimento com mini-redes ainda é bastante recente para que haja uma discussão mais aprofundada sobre o tema no país. Mesmo a experiência internacional sobre o tema das mini-redes supridas por sistemas híbridos de geração de eletricidade por fontes renováveis ainda está se consolidando, (JANNUZZI et al., 2009).

É o caso do esforço sendo realizado pela Agência Internacional de Energia⁶ em seu “*Task 11: PV Hybrids and Mini-Grids*”⁷, atividade realizada no âmbito do Programa de Sistemas Fotovoltaicos (PVPS)⁸ iniciada em 2006 e prevista para ser encerrada em 2011.

De acordo com Jannuzzi et al. (2009), um dos objetivos específicos da *Task 11* é fornecer recomendações de dimensionamento e projeto de sistemas de eletrificação através de mini-redes (arquitetura do sistema (integração do FV á edificação), tipos de geração (perfis), estratégias de controle e armazenagem), com o foco em sistemas fotovoltaicos associados ou não a outras fontes de energia (como a rede), como também compilar e disseminar as melhores práticas existentes.

Nesse sentido, recomenda-se acompanhar os resultados da *Task 11* para subsidiar as discussões sobre o tema no Brasil que segue a tendência com o PROCEL EDIFICA, no qual as energias renováveis são vistas como bonificações.

⁶ International Energy Agency (www.iea.org).

⁷ <http://iea-pvps-task11.org/index.htm>.

⁸ Photovoltaic Power Systems Programme (<http://www.iea-pvps.org/home.htm>)

2.1.4 Os Sistemas Fotovoltaicos visão do Task VII e XI

Segundo IEA PVPS Task VII (2000), o Programa PV BONUS teve seu início de 1993, apoiado pelo Departamento de Energia dos EUA que proporcionou um rápido crescimento na indústria com o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica (PV) para a aplicação de integração à edificações. Os edifícios representam um enorme potencial no mercado de energia fotovoltaica e com o intuito de promover ainda mais esta tecnologia, foi realizado um trabalho em conjunto (Governo e Indústria) para abordar as questões, incluindo códigos e padrões de integração, serviço pós-venda, educação e eficiência energética dos edifícios. A demanda por esses produtos de revestimento nas edificações tem aumentado desde que o programa foi iniciado.

Uma edificação nos EUA, consome aproximadamente um terço da energia e cerca de dois terços da eletricidade produzida anualmente. Além disso, os Estados Unidos são o maior consumidor de energia do mundo. As indústrias de revestimento com FV nas edificações daquele país reconheceram o impacto que os edifícios têm sobre o consumo energético nacional e mundial, e passaram a ter um grande interesse no atendimento de algumas demandas de energia com sistemas de energia alternativa, como a fotovoltaica.

O programa PV: BONUS de 1993, apresenta cinco linhas de projetos que foram instalados com sucesso como demonstração e se tornaram disponíveis no mercado dos FVs para as edificações. Os projetos originais do PV: BONUS são:

- Integração do Sistema Fotovoltaico como revestimento em paredes tipo cortina utilizando módulo fotovoltaico CA;
- Sistemas Fotovoltaicos para revestimentos em vidros;
- Sistemas Fotovoltaicos com armazenamento de energia para o consumo de pico;
- Integração do Sistema Fotovoltaico com módulos nas residências;
- Integração do Sistema Fotovoltaico como telhado nas edificações.

Dois desses projetos serão sucintamente descritos a seguir, sejam eles, a integração do Sistema Fotovoltaico como revestimento em paredes tipo cortina utilizando módulo fotovoltaico CA (corrente alternada) é um produto desenvolvido com módulos fotovoltaicos CC (corrente contínua) de grande área integrados com um inversor (CA) individual. O módulo é projetado para ser integrado em fachadas verticais e construção de telhado inclinado

em edifícios residenciais, comerciais ou institucionais. Grandes espaços entre as células do módulo PV podem ser incorporadas ao projeto, a fim de permitir que a luz solar direta possa ser transmitida através do módulo. A edificação pode usar esse recurso para aumentar iluminação natural e fornecer aquecimento solar passivo para o espaço adjacente aos módulos.

Outra linha de pesquisa são os sistemas fotovoltaicos integrados à edificação com a finalidade de atendimento a solicitação de aumento de consumo na edificação, sejam elas, no horário de pico ou na ocasião de ultrapassagem de fornecimento de energia. O objetivo desta linha de pesquisa é controlar um sistema fotovoltaico em um período de tempo fixado, utilizando o armazenamento da bateria. Com esse armazenamento tornou-se possível deslocar uma carga elétrica para períodos de maior consumo solicitados pela edificação. Esse recurso é especialmente importante para edifícios comerciais em que o período de pico de demanda muitas vezes se estende além do período de pico de produção de energia pelo sistema fotovoltaico.

Recentemente, nos EUA há indicações de que o sistema FV integrado à edificação pode realmente proporcionar mais do que energia para a rede, a mesma pode fornecer autonomia ao prédio no consumo de ponta com armazenagem, conforme as linhas de pesquisa do PV BONUS.

O informe da Museum (2007), em Nova York, relata que foi construído pelo arquiteto Pelli Clarke, o condomínio Solaire, sendo as primeiras torres residenciais com design sustentável que ultrapassa todas as diretrizes de uma cidade verde, estes edifícios têm sido um marco na arquitetura ambientalmente sustentável. Localizado no *Battery Park City*, uma área residencial planejada no bairro comercial no rio Hudson, em Manhattan, o Solaire tem 27 andares com 35% de eficiência energética em sua demanda. Também reduziu o consumo de ponta em 65% com armazenagem e reduziu em 50% o consumo da água potável. Os painéis fotovoltaicos geram 5% da energia total do edifício, nos quais são destinados ao horário de ponta, e mais de metade dos materiais do edifício foram fabricados dentro de um raio de 500 milhas (805 km) do local, minimizando a energia utilizada para o transporte. O último edifício construído foi a nova torre de 33 andares, chamado Site 3, que ostenta uma estratégia de ventilação eficiente em termos energéticos, possuindo sensores que monitoram a ocupação dos ambientes para ajustar o valor da oferta e da exaustão de ar. Com 3.400 m² quadrados de painéis fotovoltaicos, o Solaire consome menos 67 % de energia da concessionária nos horários de ponta comparado a outros edifícios.

Já em IEA PVPS Task XI⁹ (2009), seu foco é o funcionamento do PV com mini-redes (definido como a interligação de pequenas fontes de geração modular para sistemas de distribuição de baixa tensão de corrente alternada). Estas mini-redes podem ser alimentadas por uma combinação da energia fotovoltaica, eólica, mini-hidro (PCH), geradores de combustíveis fósseis e outras fontes, que normalmente atendem a vários usuários, e, embora eles possam operar de forma autônoma, podem ser interligados como um todo (ou parte de) com na rede de distribuição da empresa elétrica local. Isto levanta questões sobre sistema de controle e coordenação, a sustentabilidade e o papel da concessionária local de eletricidade em diferentes jurisdições. O principal objetivo da Task XI é promover o papel da tecnologia fotovoltaica como fonte tecnicamente relevante e competitiva na aplicação de PV como mini-redes. O projeto visa reforçar a base de conhecimentos de mini-redes de geração de energia, incluindo PV e respectivas redes de distribuição elétrica. Os objetivos do Grupo de Trabalho são:

- Definir os conceitos de sustentabilidade para PV com mini-redes, tendo em conta fatores locais (especificidade do pedido, os regimes de financiamento, localização, outros);
- Fornecer recomendações sobre os projetos individuais (mistura de tecnologias, arquitetura, tamanho, apresentações, outros), a fim de atingir o nível de penetração elevada de PV como um meio para melhorar a qualidade, confiabilidade e economia dos sistemas de eletrificação, tais como mini-redes;
- Avaliar o potencial das tecnologias para ser misturado com PV com mini-rede e, compilar e divulgar as melhores práticas em sistemas de energia fotovoltaica com mini-rede.

O programa de trabalho da Task XI aborda questões técnicas e não técnicas para aumentar a penetração no mercado e a utilização de sistemas fotovoltaicos com mini-rede. As questões técnicas incluem opções de design, as situações operacionais e misturar tecnologia. Esta constitui a maior parte do trabalho nesta tarefa. As questões não técnicas dizem respeito às condições sociais, econômicas e ambientais através dos quais esses sistemas se tornem sustentáveis.

Observa-se que mesmo em programas internacionais, as configurações das mini-redes com sistemas fotovoltaicos ainda não foram definidas e dependerão das cargas a serem atendidas, podendo o usuário optar pela tecnologia que melhor atenda as suas necessidades.

⁹Disponível <http://www.apva.org.au/task11>.

2.1.5 Os Sistemas Fotovoltaicos como Bonificação visão do Procel Edifica (RTQ-C)

O Procel Edifica é um Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Público (RTQ-C), que passou por uma consulta pública até entrar em vigor com a (PORTARIA Nº 181 de 21 de maio de 2010).

Este regulamento especifica requisitos técnicos, bem como os métodos para classificação de edifícios comerciais, de serviços e públicos quanto à eficiência energética. É de caráter voluntário para edificações novas e existentes e passará a ter caráter obrigatório para edificações novas em prazo a definir.

Os edifícios submetidos a este regulamento deverão atender a todas as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT - vigentes e aplicáveis.

O RTQ-C é destinado à aplicação em edifícios com área total útil mínima de 500 m² e/ou com tensão de abastecimento superior ou igual a 2,3 kV (subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e AS), incluindo edifícios condicionados, parcialmente condicionados e não condicionados.

A etiquetagem de eficiência energética de edifícios deverá atender aos requisitos relativos ao desempenho da envoltória, à eficiência e potência instalada do sistema de iluminação e à eficiência do sistema de condicionamento do ar.

Projetos especiais com iniciativas que aumentem a eficiência da edificação poderão receber até um ponto na classificação geral da certificação, como bonificação, tais como, o uso de sistemas fotovoltaicos que proporcionem uma economia mínima de 10 % no consumo anual de energia do edifício e inovações técnicas ou de sistemas que comprovadamente aumentem a eficiência energética da edificação, proporcionando uma economia mínima de 30 % no consumo anual de energia elétrica. Para tanto, essas iniciativas deverão ser justificadas, e a economia gerada deve ser comprovada e mostradas em modelos de planilhas com se seguem:

Modelos de Planilhas de Bonificações do RTQ-C (2009).

SISTEMAS OU DISPOSITIVOS ECONOMIZADORES DE ENERGIA					
	Referencial	Fotovoltaica	Eólica	Cogeração	Outra*:
Consumo anual (kWh/m ² /ano)					
Percentual de economia (%)					
*Descrição					

Figura 1 - Planilha de Classificação de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais. Fonte: (RAC-C, 2009).

Sistemas adicionais (bonificações)	
Sistema	Sistema
Especificação geral	Especificação geral
Atendimento/capacidade total (%)	Atendimento/capacidade total (%)
Documentos relacionados	Documentos relacionados
Memorial descritivo	Memorial descritivo
Pranchas	Pranchas
aumentar quantos sistemas forem necessários	

Figura 2 – Planilha de Fornecimento de Dados para Simulação. Fonte: (RAC-C, 2009).

Numa edificação, a carga de iluminação externa ou de destaque das fachadas e estacionamento de ciclo profundo infelizmente não é considerada pelo RTQ-C como carga pertinente à edificação, pois são avaliados como iluminação complementar à iluminação geral e de controle independente, sendo excluída do cálculo da potência instalada da iluminação para etiquetagem. Porém, esta mesma carga tem o seu início de operação no horário de ponta, aumentando o custo para edificação neste período. Se a edificação também tiver iluminação para teatro, auditórios e etc., iniciando neste mesmo período, toda a carga utilizada pelo teatro deverá ser calculada e suprida do consumo no horário de ponta da edificação, a fim de não incurrir erro no cálculo da demanda instalada no RTQ-C. Ambas as cargas poderão ser atendidas por sistemas fotovoltaicos, porém não computarão pontos na bonificação para certificação. Caso existisse uma regulamentação vigente sobre emprego do fotovoltaico em nas edificações, o RTQ-C poderia reconsiderar estas cargas no horário de ponta. O mesmo solicita que a edificação atenda aos 10% de redução do consumo anual com energias renováveis, como a fotovoltaica, mas a eficiência energética na edificação pode ir além, com o pleno atendimento do consumo no horário de ponta.

No estudo de caso do prédio do IBAM serão adotados os sistemas fotovoltaicos com perfis de integração à edificação com suas respectivas mini-redes e o possível atendimento às necessidades vigentes das Leis e Regulamentações. Não será feita a aplicação do RTQ-C, mas sim a verificação do atendimento no tocante à possível bonificação a esta regulamentação, bem como o cumprimento de itens de outras Leis.

2.2 Descrição das Formas de Integração dos Sistemas Fotovoltaicos às Edificações

Na verdade, os sistemas fotovoltaicos distribuídos podem ser instalados de forma integrada a uma edificação, na cobertura ou nas fachadas e, portanto, próximo ao ponto de consumo. No caso dos sistemas distribuídos serem mini-redes, algumas vantagens deste tipo de instalação podem ser destacadas: (i) não requer área superficial extra e pode, portanto, ser utilizada no meio urbano, próximo ao ponto de consumo, além de não requerer instalações de infra-estrutura adicionais; (ii) os módulos fotovoltaicos podem ser também considerados como um material de revestimento arquitetônico, no caso de instalações em prédios e casas, reduzindo os custos, (FRAINDEIRAICH, LYRA, 1995; RÜTHER et al., 2005 apud VARELLA, 2009).

Citam Chivelet; Solla (2010), que em termos construtivos, essa nova função dos elementos fotovoltaicos significa que a fachada fotovoltaica integrada, passa a desempenhar o

mesmo papel conferido à fachada convencional ou aos elementos de revestimento que substitui. Isto envolve a cor, a imagem e o tamanho dos elementos de vedação externa, a impermeabilidade, a estabilidade, a resistência a cargas de vento, a resistência ao fogo, a durabilidade e a manutenção, a segurança elétrica durante a construção e o uso e, finalmente, os custos.

Rüther (2004), mostra a tendência de que a indústria fotovoltaica vem desenvolvendo uma série de produtos, tendo recentemente lançado no comércio módulos fotovoltaicos de aço inoxidável (sob a forma de um rolo flexível, revestido por resina plástica, com superfície posterior autocolante) e de vidro sem moldura, que podem ser instaladas diretamente como material de revestimento de fachadas ou telhados, e até mesmo telhas de vidro onde os painéis fotovoltaicos estão diretamente integrados.

As montagens dos sistemas podem ocorrer de diversas formas dependendo do telhado (inclinado ou horizontal), substituição das telhas existentes ou como integração (módulo/telha) com a utilização de filmes finos em edificações novas ou ainda colocação de estrutura de suporte, quando o telhado apresenta alguns obstáculos inerentes a própria construção. Como as fachadas dispõem de uma boa área superficial, o sistema pode ser utilizado como revestimento ou oferecer sombreamento sem o aumento nos custos da construção, pois seria equivalente a uma fachada de vidro comum adquirida no mercado.

Do ponto de vista da geração de energia, atendem o objetivo de reduzir os fatores de perdas buscando alcançar a máxima produtividade final e o maior rendimento global do sistema. A ausência de defeitos ou falhas nos sistemas fotovoltaicos integrados a edificações é um ponto-chave para o sucesso futuro desta aplicação em grande escala.

Nos próximos itens serão descritos os principais componentes utilizados nos sistemas fotovoltaicos isolados integrados à edificação que operam com armazenamento de bateria ou por volante (*Flywheel*). Também serão descritos as diversas formas de instalação de painéis em fachadas para o aproveitamento da energia solar na edificação.

2.2.1 Características dos Revestimentos de Integração com FVs

Nos projetos dos sistemas fotovoltaicos integrados às edificações entram em jogo vários fatores que interagem mutuamente: a geração fotovoltaica, seu uso, a arquitetura, o comportamento térmico, a transmitância luminosa dos módulos e o custo.

Entre as possíveis aplicações arquitetônicas dos módulos integrados a edificações se destacam, entre outras, aquelas associadas às coberturas, fachadas, átrios e clarabóias.

Os elementos fundamentais de um sistema fotovoltaico são os módulos, mas há outros componentes que completam o sistema.

Segundo Chivelet e Solla (2010), existem diversas tecnologias de FV aplicados à edificação, a escolha mais adequada dependerá de algumas características adaptáveis à construção, nas quais poderão afetar o rendimento de energia gerada em função da área disponibilizada na edificação. As principais características são:

a) Tamanho e Forma do Módulo

O tamanho do módulo pode variar conforme o fabricante, desde os mais convencionais com 80 x 160 cm até 2 m e outros com aplicação de resina como substrato de possíveis 6 m². A forma comercial mais encontrada é a retangular para os módulos tradicionais, já para módulos de filmes finos ou película delgada, podem ser variados e de livre escolha como revestimento à pele da edificação.

b) Estrutura Construtiva do Módulo

Em determinadas aplicações como janelas, paredes-cortina ou clarabóias é de interesse que o módulo fotovoltaico apresente uma baixa transmitância térmica, geralmente montado como um vidro duplo, com o módulo sempre instalado na lâmina exterior. Se a lâmina interna for de vidro simples ou mesmo de um laminado de segurança, o conjunto pode trabalhar como parapeito ou como clarabóia.

Quanto ao suporte dos módulos, as opções vão desde os sistemas de fixação por suspensão quase padronizada e típica das fachadas ventiladas, até a fixação como vidros de uma parede-cortina ou em janelas. Outra opção é a colocação como telhas de cobertura ou como brises em uma fachada, aproveitando a semelhança com os elementos de construção típicos.

c) Cor das Células e da Vedação Posterior

A cor habitual das células pode ser modificada mediante a variação da espessura de seu revestimento antirreflexivo, essa variação afeta a faixa de comprimento das ondas refletivas e, portanto, a cor da célula, e infelizmente seu rendimento. Para orientação, o gráfico abaixo, mostra o rendimento típico de um módulo de silício policristalino em função da cor de suas células, nas quais as perdas de rendimento podem oscilar entre 7% (verde) e 24% (cinza) em relação à cor ideal.

Por outro lado, a cor da vedação posterior é muito fácil de ser mudada e não afeta significativamente o rendimento do módulo. Podem ser usadas cores afins ou contrastes com as das células e variar seu grau de transparência. Embora o acabamento habitual seja na cor branca, também pode ter outros tons ou ser preto ou transparente.

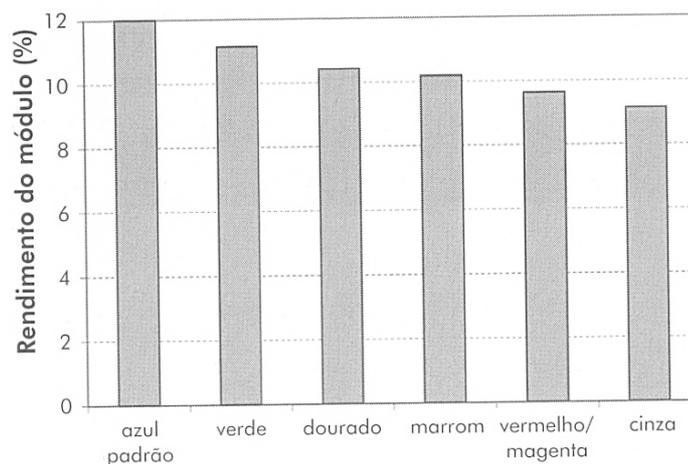


Figura 3 – Rendimento de um módulo de silício policristalino típico em função da cor de suas células. Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

d) Transparência do Módulo

A transmitância solar do módulo pode afetar o comportamento energético da edificação, tanto por permitir a passagem de luz natural ao seu interior, mas também influencia o rendimento do módulo, que está relacionada com o nível de transparência. Os módulos fotovoltaicos também podem ser translúcidos abrindo muitas possibilidades de integração como elementos de revestimento na edificação.

2.2.1.1 Formas de Integração

A forma de integração também influenciará no potencial que a edificação irá produzir, pois a área de instalação se torna muito importante para a eficiência da edificação. A forma convencional é a utilização da cobertura (telhado), mas em alguns casos isto pode restringir a geração solar em função da área disponível, do sombreamento de caixas d'água e *chillers* etc. Nas fachadas, os painéis fotovoltaicos podem ser instalados de diversas formas, conforme indica a figura 4.

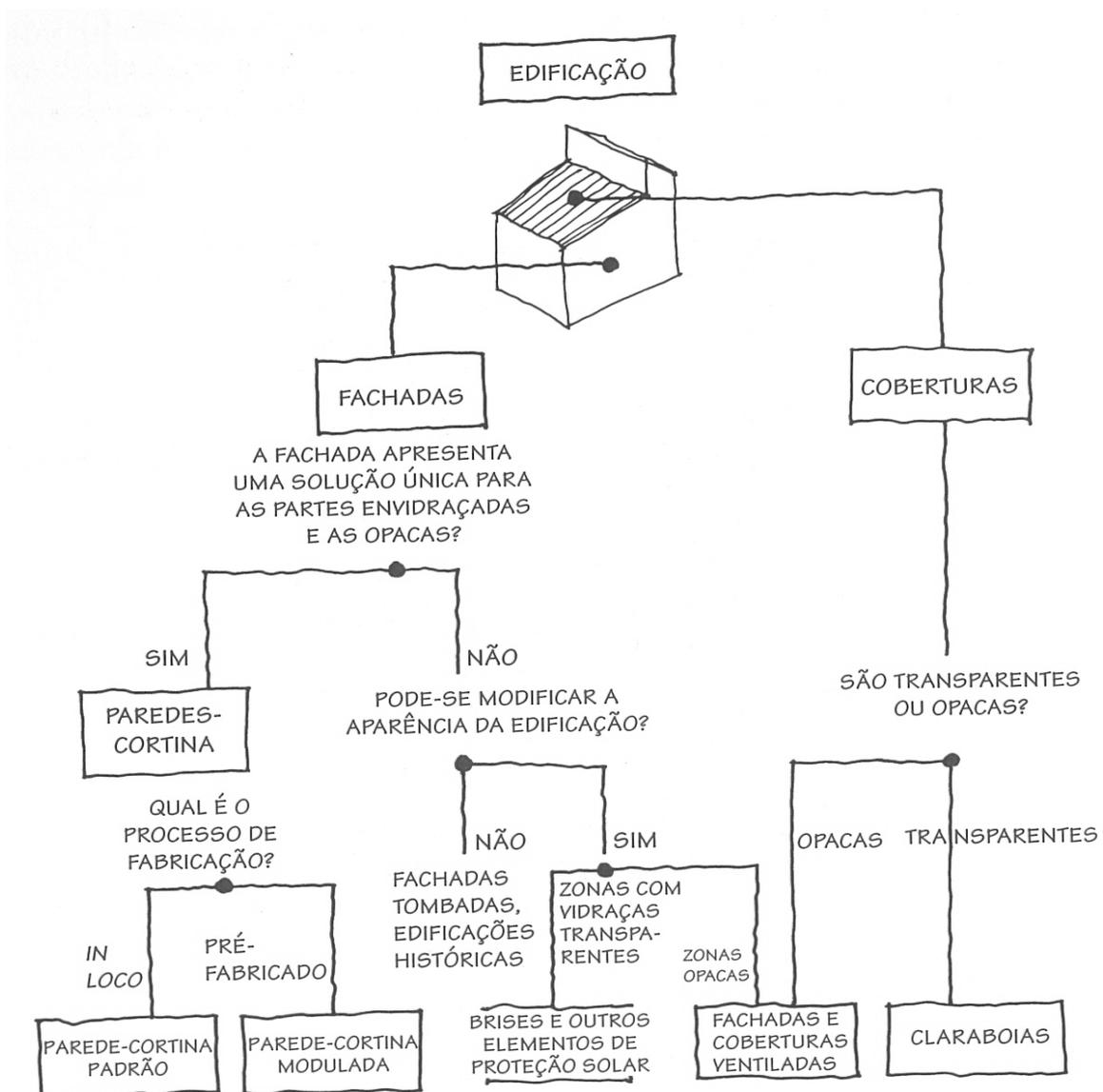


Figura 4 – Possibilidade de aplicação dos sistemas fotovoltaicos à pele externa de uma edificação em função da posição e do tipo de elemento de vedação. Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

Há cinco formas básicas para a integração do sistema de painéis fotovoltaicos a uma fachada:

a) Fachada Ventiladas

Os sistemas ventilados de revestimento de fachada consistem em uma pele externa de painéis metálicos, de alvenaria ou outro material, sobreposto à parede opaca da edificação e montados sobre uma subestrutura auxiliar para permitir a ventilação do espaço entre as duas peles. Uma vez que são ventilados, esses sistemas de fachadas são muito adequados para a integração fotovoltaica. A câmara de ar criada tem a função de reduzir as temperaturas das peles sobrepostas, o que contribui para manter um alto rendimento das células fotovoltaicas, além de proporcionar espaço para os cabos e as conexões.

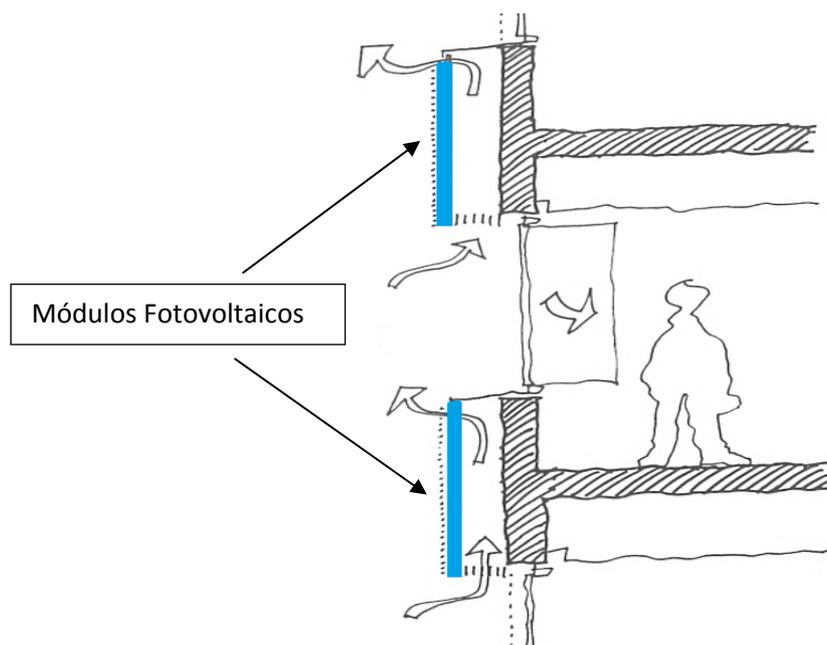


Figura 5 – Fachada Ventilada.

Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

b) Sistemas de Parede-Cortina

Em fachadas verticais ou inclinadas, as paredes-cortinas são uma opção de vedação externa bem conhecida, aceita e econômica. Há duas formas de se projetar e instalar uma parede-cortina: sistema de montantes e travessas, montados na obra; e o sistema modulado, completamente pré-fabricado em uma indústria. Os tipos podem incorporar painéis fotovoltaicos, cobrindo totalmente a superfície ou combinando partes transparentes com parte coletoras de sol. As paredes-cortina moduladas são melhores do ponto de vista construtivo, porque a instalação dos módulos e conexão elétrica é feita em uma indústria, sob condições de controle de qualidade mais rigorosa.

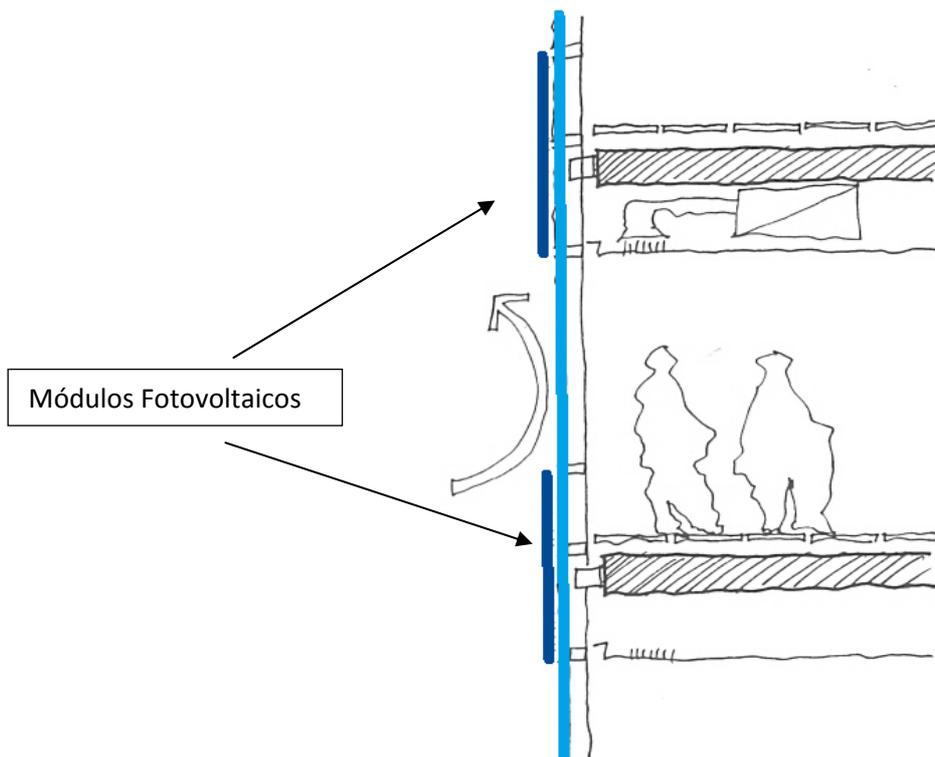


Figura 6 – Parede-Cortina.

Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

c) Sistemas de Janela

Em edifícios com fachadas de tijolos, concreto ou materiais opacos, as janelas são os últimos elementos de iluminação e ventilação natural. É normal que seu projeto integre partes fixas para aumentar a iluminação e as partes móveis para a ventilação e acesso de limpeza. Em janelas de formato vertical e o parapeito são fixos, e as folhas se situam na parte central.

A instalação dos painéis pode ser feita nas partes fixas da janela, deixando as partes móveis para a visibilidade direta. Outra alternativa é empregar módulos semitransparentes de filmes finos, como os de silício amorfo ou de tecnologia CIS e cobrir com eles toda a superfície da janela.

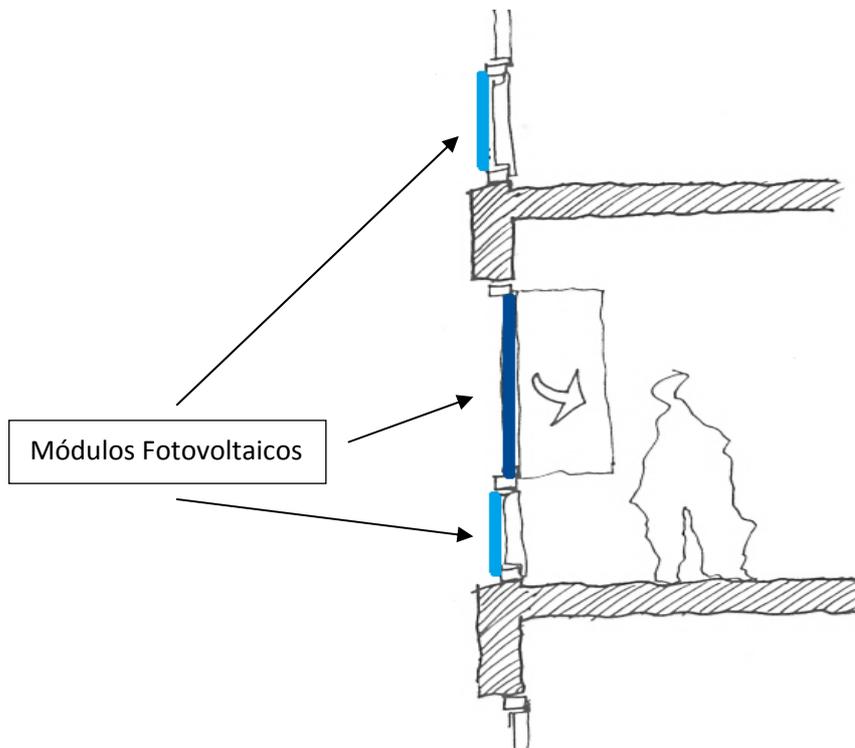


Figura 7 – Janela com parapeito.

Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

d) Brises

Os brises podem ser constituídos de elementos opacos ou perfurados colocados externamente na vedação principal e são utilizados para evitar a radiação direta solar, agindo como uma pele externa; e podem ser fixos ou móveis. Estes últimos permitem aumentar a entrada de luz quando o sol não incide diretamente sobre a fachada.

Os brises constituem uma boa superfície para a integração fotovoltaica e tem as suas duas faces ventiladas. O que deve ser controlado é a sombra projetada de uma lâmina sobre a outra sob certos ângulos solares, o que prejudica muito o rendimento.

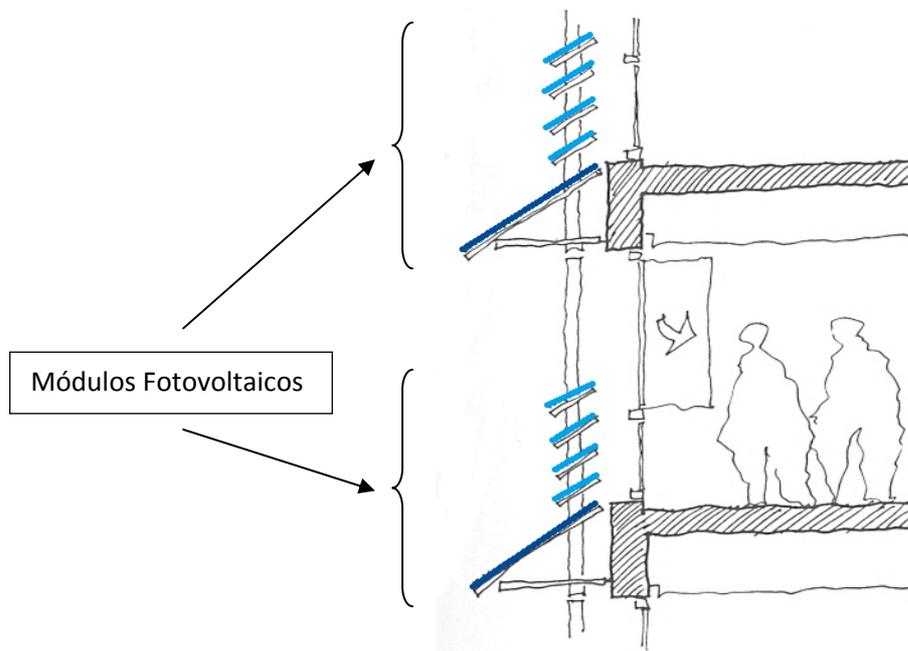


Figura 8 – Brises de diferentes tamanhos.

Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

e) Coberturas e Clarabóias

Esta é a melhor opção de integração fotovoltaica quando não se quer alterar a imagem da edificação e também é a melhor alternativa do ponto de vista da eficiência do módulo, pois é mais fácil manter esses elementos livres de sombras e orientá-los para o melhor ângulo solar garantindo uma ventilação por trás.

As coberturas inclinadas podem incorporar painéis fotovoltaicos completos ou mesmo telhas solares, muito adequadas em habitações de um único pavimento. Já as coberturas planas podem receber painéis inclinados (com uma integração mínima) ou mesmo clarabóias translúcidas e quase planas, com painéis incorporados ou em suas vidraças. Em edifícios industriais ou pavilhões poliesportivos, os painéis fotovoltaicos podem ser instalados numa cobertura em *shed* (dentes de serra). Se o prédio tiver uma cobertura curva, uma boa opção será empregar painéis fotovoltaicos em película, opacos, mas flexíveis, vedados sobre uma chapa nervura de cobertura.

As clarabóias que cobrem átrios ou pátios constituem coberturas transparentes nas quais são máximas as implicações do projeto dos painéis fotovoltaicos, uma vez que estes ficarão visíveis do interior da edificação. Uma possibilidade é integrar as células de silício cristalino a um vidro transparente e jogar com a separação entre elas para conseguir certo nível de sombreamento, mas sem perder a transparência.

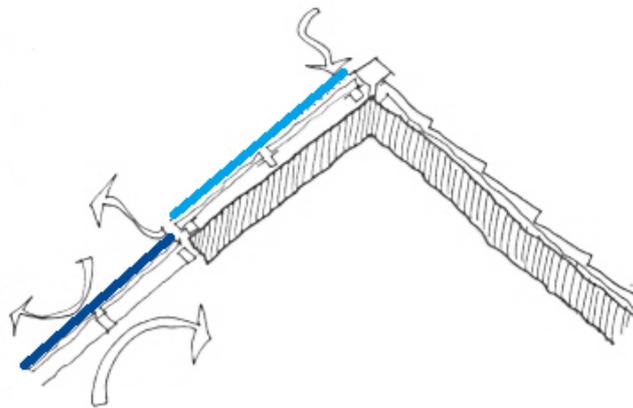


Figura 9 – Coberturas e Clarabóias.

Fonte: (CHIVELET; SOLLA, 2010)

Qualquer superfície da pele externa de uma edificação que esteja livre de sombras e bem orientada para o sol pode ser adequada para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Do ponto de vista da geração de energia, a posição ideal corresponde à orientação norte (hemisfério sul) com inclinação similar a latitude local. Para sistemas integrados a edificações nem sempre é possível contar com essas condições, mas ainda assim, é recomendável que os módulos recebam ao menos 80 % da irradiação máxima anual local.

2.3 Componente Integrador – Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos utilizam células fabricadas com distintas tecnologias, de modo a melhorar o aproveitamento do recurso solar. De uma forma geral, tanto as células quanto os módulos apresentam parâmetros elétricos relacionados à conversão solar em energia elétrica.

a) Análise pela Curva Característica

As características do módulo fotovoltaico podem ser descritas em função de três parâmetros importantes: Tensão, Corrente e Potência. A análise se faz através das curvas características, que descrevem as relações entre (Corrente versus Tensão) e (Potência versus Tensão) sob dadas condições de irradiância, temperatura de operação e massa de ar. A figura 10 mostra a curva característica $I \times V$ e $P \times V$ superposta à curva de potência para análise dos parâmetros.

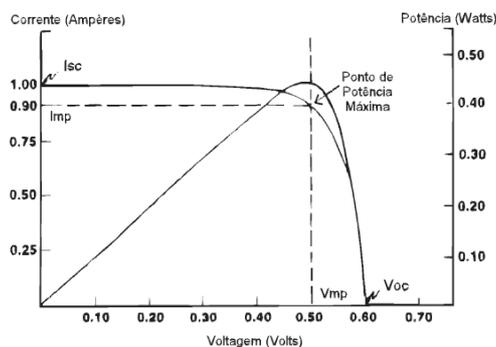


Figura 10 – Curva Características $I \times V$ e $P \times V$ de uma célula ou módulo

Fonte: (CRESESB, 2004)

Para cada ponto na curva $I \times V$, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. A curva mostra que, para uma célula fotovoltaica, e conseqüentemente, para o módulo, existe somente uma tensão e correspondente corrente para a qual a potência máxima pode ser extraída.

Conforme, Pinho (2008), nota-se que a corrente é aproximadamente constante até valores imediatamente anteriores a V_{mp} . Na condição de circuito aberto, em aproximadamente 2W para a maioria dos módulos de 36 células. A potência no Ponto de Máxima Potência (MPP) ocorre para o produto I_{mp} (corrente máxima) e V_{mp} (tensão máxima) sob carga, podendo ser observada na curva característica pelo retângulo formado pelas linhas pontilhadas, onde a área correspondente às características $I \times V$ da carga.

Segundo Castafier e Silvestre (2002), pode-se ignorar as perdas das resistências, corrente e tensão descrevendo-os em função das medidas constantes sem carga, como a corrente I_{sc} e V_{oc} . Estes parâmetros independem da área do módulo, mas está relacionada com a Irradiância e a temperatura. Estas medidas são constantes ocorrendo sem carga, ou seja, fazendo $I = 0$, obtém-se o valor da tensão de circuito aberto V_{oc} .

$$V_{OC} = V_t \cdot \ln(I_{SC}/I_0) \quad (1)$$

Pela equação de V_{oc} , verifica-se que a tensão de circuito aberto depende logaritmicamente da taxa I_{sc}/I_0 , para uma temperatura constante de funcionamento NOCT.

Da física quântica, o potencial térmico é calculado por $V_t = m.k.T/e$, onde m representa o fator de idealidade do diodo ($1 < m < 2$), k é a constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$), T é a temperatura de operação da célula em K e “ e ” é o valor da carga do elétron ($1,602 \times 10^{-23} \text{ C}$). Como não é possível medi-la diretamente, estima-se a temperatura da célula a partir de outros parâmetros que dependem dela e são mais fáceis de mensurar.

Segundo Ramos (2006), isolando-se I_0 , tem-se:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot \left[e^{(V+I \cdot R_s)/V_t} \right] \quad (2)$$

Após algumas simplificações, chega-se à equação:

$$I = I_{SC} \cdot \left[1 - e^{(V - V_{OC} + I \cdot R_S) / V_t} \right] \quad (3)$$

A expressão acima está relacionada diretamente com tensão e com corrente produzidas com os parâmetros de fácil determinação, V_{oc} , I_{sc} e R_s , permitindo assim, o acesso às principais informações da célula.

A resistência em série R_S representa os elementos resistivos encontrados pela corrente fotovoltaica, tais como a resistência dos contatos de metalização. Para análise, considera-se que as resistências das conexões são nulas.

b) Análise pelo Fator de Forma

Conforme indica Pinho (2008), considera-se os parâmetros de máxima potência da célula ou módulo através de seu Fator de Forma (FF). Quanto maior o fator de forma, mais próximo de um retângulo a curva será e conseqüentemente, maior será a sua área. O fator de forma assume valores sempre menores que a unidade, por ser calculado pela razão entre o produto $I_m \times V_m$ ou pelo produto $I_{sc} \times V_{oc}$. Para módulos monocristalinos (m-Si) e policristalino (p-Si), esse parâmetro varia pouco de um módulo para outro e, conhecendo-se seu valor, pode-se calcular a potência máxima através das equações abaixo:

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (4)$$

$$P_{mp} = FF * I_{SC} * V_{oc} \quad (5)$$

$$FF = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (6)$$

Dentre os fatores que influenciam os parâmetros do módulo, tem-se a irradiância solar e a temperatura como os mais importantes. Assim sendo, os baixos níveis de irradiância diminuem a corrente gerada sem causar redução considerável na tensão. Por outro lado, altos valores de temperatura do módulo reduzem a tensão em maiores proporções e aumentam à

corrente. Assim, o ponto de máxima potência é deslocado para a esquerda e o fator de forma, conseqüentemente, decresce, conforme mostrado nas figuras 11 e 12.

Função da Irradiância

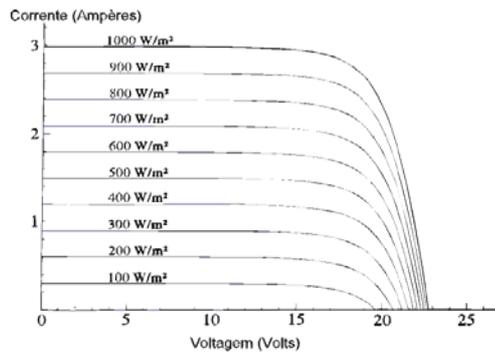


Figura 11 – Efeito causado pela variação da intensidade da luz na curva característica IV para um módulo fotovoltaico. Fonte: (CRESESB, 2004)

Função da Temperatura

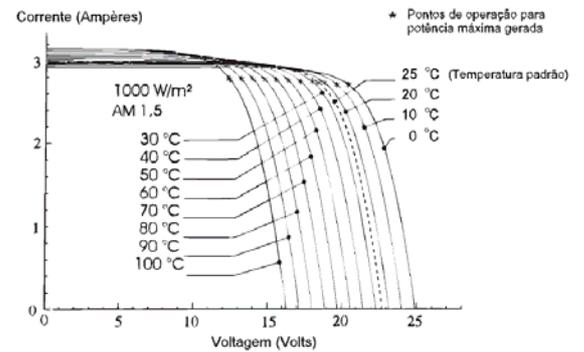


Figura 12 – Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IV (para 1000 W/m²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino. Fonte: (CRESESB, 2004)

Conforme as figuras 11 e 12, estes parâmetros também influenciam a eficiência do módulo (η_{PV}) que pode ser descrita seguindo a NBR 10899 (1988), assim:

$$\eta = FF \frac{V_{oc} I_{sc}}{CS_{ref} * A} \quad (7)$$

onde:

$$CS_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2 \quad (8)$$

$$A = \text{área do módulo} \quad (9)$$

A potência dos módulos é dada em *Watt-pico* expressa na unidade (W_p), sua especificação está associada às condições padrão de teste (*STC - Standard Test Conditions*): irradiância solar de 1 kW/m², temperatura de célula 25°C e Massa de Ar 1,5¹⁰.

Pode-se inferir que a eficiência de conversão de potência é alta quando a irradiância for alta e o modelo de potência é largamente utilizado na área de sistemas fotovoltaicos, podendo representar um módulo ou gerador.

¹⁰ Massa de Ar 1,5 – valor adimensional referente ao ângulo zenital próximo de 42° em referencia ao plano vertical com o painel.

Observa-se que tanto a análise pela curva característica, quanto pelo fator de forma, a potência máxima do módulo é a unidade principal para sua seleção adequada que atenda ao sistema proposto, dentro das condições de operação padrão. Nem sempre toda a energia solar é aproveitada enquanto é gerada, algumas demandas são noturnas e outras utilizadas em situações de emergência.

Os módulos comerciais padronizados têm alcançado uma qualidade e confiabilidade muito altas, e assim apresentam índices de defeitos muitos baixos. Dois desenvolvimentos tecnológicos que estão contribuindo para essa melhoria são a utilização de conectores mais eficazes e o surgimento de módulos de maior tamanho, o que reduz o número de conexões em série por unidade de potência instalada, (CHIVELET; SOLLA, 2010).

As células fotovoltaicas são construídas com elementos semicondutores tendo como base o silício cristalino. Atualmente, cerca de 95% de todos os módulos solares do mundo são de silício, (GREENPRO, 2008).

2.3.1 Características do Componente Integrador

Segundo Chivelet e Solla (2010), o módulo fotovoltaico é o componente principal na integração com as edificações, e podem ser incluídos de muitas maneiras nos sistemas de vedação externa de uma construção como visto no item (2.2.1.1). Para uma melhor integração com os projetos de arquitetura, os módulos podem ser ajustados, dentro de certos limites. Cada tecnologia fotovoltaica oferece distintas possibilidades e, por sua vez, tem suas próprias limitações.

As tecnologias de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado para aplicação na geração de energia elétrica que possibilitam o melhor aproveitamento do recurso solar estão divididas em duas vertentes: módulos de silício (tradicional) e película fina (filme fino).

De acordo com Rütther (2004), os semicondutores que se destacam na produção de células solares fotovoltaicas são: os tradicionais, silício cristalino (c-Si); o silício amorfo hidrogenado (a-Si: H ou simplesmente a-Si) e os de película fina, como o Telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre (gálio) e índio (CuInSe₂ ou CIS e Cu(InGa)Se₂ ou CIGS). Neste último grupo aparecem elementos que são ou altamente tóxicos (Cd, Se, Te), ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), ou ambos, o que inicialmente se mostrou um obstáculo considerável ao uso mais intensivo destas tecnologias.

Descartando as formas apropriadas, como feita em outros elementos cotidianos utilizados, como lâmpadas fluorescentes (com mercúrio) e telas de computador (com

chumbo), os painéis solares, fabricados com as tecnologias CdTe, CIS e CIGS, também poderão a ser produzidos em larga escala.

A seguir serão descritos as principais tecnologias em módulos fotovoltaicos.

a) Módulo de Silício Cristalino (c-Si)

Segundo Rüter (2004), o silício é o segundo elemento mais abundante na superfície de nosso planeta (mais de 25 % da crosta terrestre é silício e é 100 vezes menos tóxico que qualquer um dos outros semicondutor aplicado no setor solar. O c-Si se consolidou no mercado fotovoltaico por sua extrema robustez e confiabilidade. O custo de produção destes módulos solares é, no entanto, bastante elevado, mas segue como líder dentre as tecnologias fotovoltaicas para integrações às edificações, mesmo apresentando uma menor eficiência de conversão.

Hoje em dia, cerca de 90 % das células comerciais são fabricadas com finas lâminas de silício, seja monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si). O uso predominante desse material para a fabricação de módulos comerciais se deve ao bom domínio de sua tecnologia, ao seu alto rendimento relativo e à sua confiabilidade demonstrada durante várias décadas, (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Ainda Rüter (2004), indica que o silício policristalino (p-Si) apresenta menor eficiência de conversão do que os monocristalinos, pois seu baixo custo de produção com processos mais simples oferece uma menor perfeição cristalina. Mas nos últimos anos tem crescido sua participação no mercado fotovoltaico mundial, em detrimento do m-Si, e atualmente mais de 50% da produção mundial utiliza o p-Si.

Segundo Chivelet; Solla (2010), os módulos de silício monocristalinos atingem os níveis de eficiência entre 12 a 15 % dependendo do fabricante e os policristalinos uma eficiência em torno de 11 a 15 %, ambos são cada vez mais utilizados nas fachadas dos edifícios, por apresentarem uma versatilidade de tamanho e aspectos variados. Também existem módulos de silício cristalino compostos de células semitransparentes com uma transparência das células de 10 % que obtêm um rendimento próximo de 13%.

Salamoni (2004), indica uma perda de rendimento no sistema fotovoltaico com o aumento das temperaturas, para o silício monocristalino (**m-Si**) e o policristalino (**p-Si**) apresentam um valor para o seu coeficiente de temperatura negativo de aproximadamente - 0.4%/ °C.

Chivelet e Solla (2010), ressaltam que se obtém o grau de transparência fundamentalmente variando o número de células do módulo. Entretanto, em tais casos o desenho das sombras projetadas pelo módulo é irregular, o que pode se tornar inconveniente em algumas situações (salas de leitura, escritórios, etc.). Uma forma de suavizar essas sombras consiste em substituir a cobertura posterior transparente por uma translúcida.



Figura 13 – Tecnologia Mono e Policristalino aplicados na Fachada de um Edifício na Alemanha. Fonte: (SOLARWATT APUD GREENPRO, 2008)

b) Silício Amorfo (a-Si)

Segundo Chivelet e Solla (2010), a tecnologia mais consolidada na família das células de silício é a de silício amorfo. Esses módulos economizam materiais e tempo em sua fabricação quando comparados com os módulos convencionais de silício monocristalino, mas seu rendimento é de aproximadamente a metade, ou seja, em média 6 a 7 %, pois conforme Greenpro (2008) sua eficiência decresce de 15 a 20 % durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz (o “Efeito *Staebler-Wronski*”), até nivelar num valor estável que é o fornecido pelos manuais dos fabricantes. Tal característica os tem relegado há muitos anos ao mercado de produtos de consumo de baixa potência, como relógios, calculadoras ou lanternas.

Cita Rüter (2004), que no início dos anos 80 o (a-Si) era visto como a única tecnologia fotovoltaica comercialmente viável. Por apresentarem uma resposta espectral mais

voltada para a região azul do espectro eletromagnético, tais células se mostraram extremamente eficientes sob radiação difusa como a que predomina em dias com céus encobertos, com eficiência nestes casos superior à do (c-Si).

Ainda segundo este autor, os processos de produção de (a-Si) ocorrem a temperaturas relativamente baixas ($< 300^{\circ}\text{C}$), em processos a plasma, o que possibilita que estes filmes finos sejam depositados sobre substratos de baixo custo como revestimento nas construções. Chivelet e Solla (2010) indicam que existem numerosos exemplos de edificações com fachadas ou coberturas à base de módulos de silício amorfo. Estes podem ser fabricados sob diversos tamanhos e formatos, e com um grande número de substratos distintos, como vidro, chapa metálica, aço inoxidável, cerâmica ou materiais plásticos. Desta forma, foram desenvolvidos módulos solares disponíveis no mercado que são flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes, com superfícies curvas que estão ampliando o mercado fotovoltaico por sua maior versatilidade.

Chivelet e Solla (2010), indicam que valores superiores a 15% de transparência – ainda que sejam possíveis – não são recomendáveis, já que causam a redução significativa da produção elétrica do módulo.

Por outro lado Rütther (2004), enfatiza que como material de revestimento, o (a-Si) leva grande vantagem sobre o (c-Si), pois o custo por m^2 toma maior importância do que o custo por W_p e neste aspecto hoje o a-Si tem custo inferior à metade do custo por m^2 do (c-Si).

Além disso, a influência da temperatura na potência gerada pelo módulo é menor nesta tecnologia, geralmente em torno de $- 0,2\% / ^{\circ}\text{C}$, com relação ao de silício cristalino já mencionado, (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Rütther (2004), mostra que isto se torna uma vantagem nas aplicações em países de climas quentes como o Brasil. Principalmente quando integrado ao envelope da edificação, onde os módulos atingem temperaturas elevadas pela falta de ventilação em sua superfície posterior, o desempenho do (a-Si) em termos de energia gerada (kWh) por potência instalada (kW_p) tem se mostrado superior à das demais tecnologias em operação no Brasil.



Figura 14 - Edificação com Silício Amorfo, Anuir, Alemanha. Fonte: (GREENPRO, 2008).



Figura 15 – Edificação com revestimento de Silício Amorfo 10 % Transparente. Fonte: (GREENPRO, 2008).

c) Telureto de cádmio (CdTe)

Segundo Rüter (2004), o mais recente competidor do (c-Si) e (a-Si) no mercado fotovoltaico para geração de potência e nas aplicações integradas a edificações é o CdTe, também na forma de filmes finos. Para aplicações em calculadoras este material já vem sendo usado há mais de uma década, mas recentemente começam a ser comercializados módulos solares de grandes áreas. Estes módulos, normalmente sob a forma de placas de vidro num tom marrom/azul escuro, também apresentam um atrativo estético em comparação ao (c-Si). As empresas envolvidas com esta tecnologia vêm buscando as aplicações arquitetônicas como nicho de mercado enquanto desenvolvem seu produto, ampliam volumes de produção e reduzem custos.

Assim como no caso do a-Si, os custos de produção do CdTe são atrativamente baixos para produção em grande escala e esta tecnologia tem ótimas chances de despontar como um sério competidor no mercado fotovoltaico para a geração de potência elétrica.

A relativamente baixa abundância dos elementos envolvidos e sua maior toxicidade são aspectos que têm de ser levados em conta, principalmente se esta tecnologia atingir quantidades mais significativas de produção (da ordem de GW_p). A maior eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica em comparação ao a-Si é um dos principais atrativos desta tecnologia.

Comercialmente disponível para produtos há quase uma década, em calculadoras, esta tecnologia **CdTe** se desponta como a recente competidora das tecnologias **c-Si** e **a-Si**. Os módulos de filmes finos, normalmente sob a forma de placas de vidro apresentam tom

marrom/azul escuro, com eficiência de 16% para células individuais de pequenas áreas em laboratório e comercialmente apresentam eficiência entre 7% e 9% como citados em (SALAMONI, 2004).



Figura 16 – Residência com telhado utilizando CdTe.

Fonte: (GREENPRO, 2008)

d) Disseleneto de cobre e índio (CIS) e Disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS)

Rüther (2004), indica outro sério competidor no mercado fotovoltaico também em aplicações integradas a edificações é a família dos compostos baseados no disseleneto de cobre e índio CuInSe_2 , ou simplesmente (CIS), e disseleneto de cobre, gálio e índio Cu(InGa)Se_2 , ou simplesmente (CIGS), principalmente por seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas.

Painéis solares de CIS e CIGS apresentam, como o a-Si e o CdTe, uma ótima aparência estética e estão surgindo no mercado com grandes superfícies, encontrando aplicações arquitetônicas diversas. Assim como no caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e sua toxicidade são aspectos que devem ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção.

Dentre os filmes finos comercialmente disponíveis, módulos de CIGS são os que apresentam o melhor rendimento fotovoltaico, razão pela quais várias empresas vêm investindo nesta tecnologia.



Figura 17 – Integração em telhado com tecnologia CIGS em substrato de vidro para aplicações arquitetônicas. (RÜTHER, 2004).



Figura 18 – Integração em fachada com tecnologia CIS em substrato de vidro com revestimento nas janelas. Fonte: (GREENPRO, 2008)

e) Heterojunção com Fina Camada Intrínseca (HIT)

Segundo a Sanyo (2009), as células solares HIT (heterojunção com fina camada intrínseca) são uma combinação do silício cristalino (c-Si) e uma película fina (a-Si) camada intrínseca, e refere-se a estrutura dessas células híbridas Solar. O núcleo da célula HIT é revestido em ambos os lados com uma camada fina de silício amorfo (a-Si). Uma camada p-dopado-Si é depositado na parte da frente, que faz a junção pn com sanduíche dopado monocristalino. Considerando que, em células solares convencionais de silício do mesmo material semiconductor são dopados de forma diferente para criar uma junção pn, com células solares HIT isso ocorre entre os dois semicondutores estruturalmente diferentes. Isso é conhecido como heterojunção. A parte de trás do sanduíche é revestida com uma alta dosagem de silício amorfo para evitar que os portadores de carga livre recombinação sobre o eletrodo de volta. Na superfície das células, um revestimento de textura anti-reflexo minimizar as perdas de reflexão.

Não há deterioração da sua eficiência como resultado de degradação induzida pela luz como nas células de silício amorfo de película fina. Em comparação com células solares cristalinas, a célula HIT distingue-se pela produção maior de energia em altas temperaturas e utilização de um espectro mais amplo. Aqui, para cada aumento de grau Celsius na temperatura, a piora de desempenho é de apenas 0,33 % em comparação com 0,45 % de silício cristalino. A célula HIT economiza energia e materiais na fabricação de suas células.

Quando em funcionamento de um sistema fotovoltaico com módulos HIT, uns de 7 % do rendimento adicional anual é obtida em uma comparação direta com os módulos policristalinos, (GREENPRO, 2008).

2.3.2 Informações Gerais dos Módulos

Como os módulos no mercado apresentam tecnologias com características próprias (a-Si, m-Si, p-Si, CdTe, CIS e HIT), os coeficientes de temperatura de operação dos módulos também serão diferentes para cada um, como citado em Salamoni (2004). A temperatura de operação poderá influenciar na eficiência do módulo, diminuindo assim a capacidade de absorção de energia solar do mesmo. Algumas tecnologias não são influenciadas pela temperatura e alguns modelos no mercado apresentam temperatura de operação acima do padrão internacional. A temperatura média do local determinará a necessidade da correção pelo coeficiente de temperatura. As tecnologias de conversão da energia solar, através de módulos, com exceção do CdTe, estão em consonância com as leis ambientais e têm um emprego atrativo nas edificações.

Os módulos comerciais padronizados têm alcançado uma qualidade e confiabilidade muito altas, e assim apresentam índices de defeitos muito baixos. Dois desenvolvimentos tecnológicos que estão contribuindo para essa melhoria são a utilização de conectores mais eficazes e o surgimento de módulos de maior tamanho, o que reduz o número de conexões em série por unidade de potência instalada. (CHIVELET; SOLLA, 2010)

Rüther (2004), a quantidade de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em CC. Pinho, (2008), a associação mais comum das células nos módulos é o arranjo em série geralmente em números de 30, 33 e 36, onde se somam as tensões de cada célula, chegando a um valor final que possibilita a carga de acumuladores (baterias) que funcionam com tensão nominal de 12 V, o mesmo se aplica aos módulos e a corrente do gerador solar pode ser definida pela conexão em paralelo de painéis individuais ou de *strings* (conjunto de módulos conectados em série). A potência instalada, normalmente especificada em CC, é dada pela soma da potência nominal dos módulos individuais. (PINHO, 2008).

Em conformidade com os requisitos propostos pelas Leis, Propostas de Leis e Portarias e Regulamentações para sistemas isolados e certificações, serão descritos a seguir componentes que poderão configurar uma mini-rede ou geração distribuída para integração dos sistemas fotovoltaicos à edificação de forma a adquirir economia em seu consumo, eficiência energética e sustentabilidade.

2.4 Componente de Armazenagem - Bateria e *Flywheel*

As falhas e manutenções constantes na armazenagem clássica muitas vezes inviabilizam a aplicação de sistemas fotovoltaicos autônomos nas edificações. O conceito de sistema ininterrupto de energia (UPS) pode atender a demandas diversas em uma edificação e uma indústria, exercendo a mesma função de filtragem de harmônicos e oscilações da rede oferecendo estabilidade no atendimento dos serviços. Estes componentes no sistema proporcionam uma garantia no fornecimento de energia à carga de forma equalizada, podendo ser aplicada esta qualidade pretendida a um sistema fotovoltaico pela sua geração intermitente, sem perdas na alimentação.

O sistema de UPS com banco de baterias da empresa francesa Socomec (2010), possibilita estender a vida útil da bateria, minimizando seu ciclo de carga e descarga, tirando o decréscimo da tensão da bateria, conhecido como "*Coup de Fouet*" quando se inicia o processo de descarga. A fim de proteger ainda mais a carga desse efeito em uma mini-rede, são usados volantes¹¹ (*Flywheel*) associados com o banco de bateria.

De acordo com Sousa e Murta (2004), as tecnologias de armazenamento de energia podem dividir-se em dois grandes subgrupos:

- Tecnologias com capacidade de armazenamento de grandes quantidades de energia, destinadas, sobretudo à alimentação de todo o tipo de cargas durante longos períodos (tipicamente algumas horas).
- Tecnologia para suprir energia durante períodos de tempo curtos (tipicamente alguns segundos ou minutos), destinadas a implementar a designada capacidade de auto sobrevivência das cargas em ambientes com qualidade e eficientes.

¹¹ Os volantes constituem-se com rotores que armazenam energia cinética por rotação (armazenagem inercial)

2.4.1 Tecnologias com Capacidade de Armazenamento de Grandes Quantidades de Energia - Bateria ou Acumulador de Energia

O armazenamento e a conversão de energia são questões cruciais para muitos sistemas de energia elétrica tanto em pequena quanto em larga escala. Em muitos casos, a fonte de energia ou a demanda é intermitente, produzindo uma incompatibilidade entre abastecimento (geração) e a demanda, quer ao longo do dia, quer ao longo do ano (sazonal). Também irá depender do período de autonomia solicitado, sendo a armazenagem necessária para manter o sistema em operação, como no caso da Energia Solar isolado (autônomo).

Os acumuladores são dispositivos conversores de energia, que armazenam energia química e a convertem em energia elétrica. São constituídas por um grande número de pequenas células, ligadas em série ou em paralelo, de forma a perfazerem a tensão e corrente pretendida à saída. Cada célula é formada por dois eletrodos, o ânodo e o cátodo, e por um meio envolvente, o eletrólito. Consoante os tipos de materiais constituintes, assim se dá o nome da família da bateria, procurando-se sempre uma maior densidade de energia e potência, que as torne menos volumosas. A capacidade de uma bateria é imposta pela sua capacidade, expressa em Ah ou em Wh, (MEDEIROS, 2010).

2.4.1.1 Aspectos de Operacionais

Os aspectos operacionais das baterias estão longe de serem ideais, sendo vários os fatores internos e externos que influenciam o seu desempenho, afetam sua vida útil e que comprometem seu rendimento. A seguir são descritos alguns desses aspectos:

a) Auto-Descarga

Processo químico espontâneo interno, quando a bateria se encontra em tensão de flutuação, ou seja, em circuito aberto (V_{oc}). As baterias de uma forma geral podem perder de 5 a 30 % em seis meses de sua capacidade ou próximo de 3% por mês, Shayani (2006), dependendo da temperatura e tecnologia de fabricação da bateria;

b) Temperatura de Operação (°C)

A elevação da temperatura de operação também aumenta sua capacidade, porém diminui a vida útil a cada 10°C acima da temperatura de referência (25°C). Normalmente, as baterias ácidas operam na faixa de 20°C e 30°C, com temperatura média anual não superior a 28°C, (CRESESB, 2004);

c) Tensão de Flutuação (V)

A “tensão nominal” de um acumulador é por definição 2,0 V (chumbo-ácido). A tensão de operação da bateria não se mantém constante no valor ideal ao longo da descarga, sofrendo o decréscimo acentuado à medida que a carga da bateria se aproxima do seu valor mínimo, isto se deve à resistência interna e às reações de polarização, (MEDEIROS 2010). A tensão de flutuação está acima da tensão de circuito aberto, acrescida apenas do necessário para carregar e manter o acumulador no estado de plena carga. A tensão de flutuação recomendada para esse tipo de bateria é de 13,62 V \pm 1% por bloco a 25°C. Por exemplo, em Ribeiro et al. (2009), no caso de uso com UPS, o banco de baterias de VRLA com capacidade de 100 Ah, composto de 32 blocos de 6 elementos cada apresenta tensão de flutuação de 436 V (13,62 V x 32), tensão nominal 384 V (12 V x 32) e tensão de desligamento de 308 V (9,625 V x 32). Pode ser encontrados valores acima dessa tensão de corte para alguns equipamentos que por isso, não conseguem ser inicializados quando requeridos devido ao efeito “*coup de fouet*”, Tabela 1. Para temperaturas superiores, um fator de compensação de 0,024 V/°C por bloco deverá ser aplicado.

Uma variação de tensão de flutuação de +/- 0,08 volts por elemento (V/e) pode ser considerada normal após 6 meses de operação, assumindo que a bateria esteja plenamente carregada. Antes de 6 meses em flutuação, esta variação poderá ser de +/- 0,10 (V/e). Se a bateria for operada em tensões inferiores às indicadas, a bateria não atingirá o estado de plena carga, e conseqüentemente não atenderá a descarga, poderá ter sulfatação irreversível e despolarização da placa negativa de acordo com o fabricante, (LORICA, 2005).

Tabela 1: Tensões de Flutuação em função da Temperatura de Operação

Temperatura (°C)	Flutuação Mínima VPM	Flutuação Nominal VPM	Flutuação Máxima VPM
25	13,50	13,62	13,74
30	13,38	13,50	13,62
35	13,26	13,38	13,50
40	13,14	13,26	13,38
42	13,08	13,14	13,26
45	13,02	13,08	13,14
50	13,02	13,02	13,08

Fonte: Manual da (LORICA, 2005)

Estes valores são importantes para determinação dos *setpoints* do controlador de carga ou para a alimentação das cargas via UPS, sendo realizada a desconexão quando alcançar a tensão final próxima de 10.5 V, ou seja, a tensão de flutuação atinge o *setpoint* para corte da geração CC pré-estabelecida, comprometendo toda a carga quando solicitada em função do seu não atendimento;

d) Estado da Carga

Também conhecido como **SOC** (*State of Charge*) informa a capacidade da corrente que pode ser descarregada da bateria em certo momento. Um estado de carga de 100% significa que a bateria está totalmente carregada e 20 %, é o máximo que a mesma pode atingir, Pinho (2008). Normalmente são necessários de 105% a 110% de energia para recarregar uma bateria, o que gera uma eficiência entre 90% a 95%, (SHAYANI, 2006);

e) Descarga

A profundidade de descarga, **PD**, ou como conhecida em inglês *Deph of Discharge* – **DOD**, é definida como 0% quando a bateria está totalmente carregada e 100% quando está totalmente descarregada (**PD**= **SOC** - 20%), Pinho, (2007). O perfil da curva de tensão durante a descarga depende da corrente de descarga adotada e nos primeiros segundos do processo, pode ocorrer o fenômeno “*Coup de Fouet*”. Descarregar a bateria abaixo da tensão final de descarga (10,5 V) ou deixá-la conectada a carga pode prejudicar sua aceitação para uma nova recarga;

f) Efeito “*Coup de Fouet*”

Conforme Ribeiro et al. (2009), o efeito “*Coup de Fouet*” é um fenômeno intrínseco as baterias chumbo ácidas para o qual ainda existe pouca literatura e informação e segundo eles, a literatura disponível sobre o assunto cita o efeito como uma queda brusca de poucos milivolts (mV) por elemento seguido de um tempo de recuperação da ordem de segundos ou minutos.

Estudos mostram que ao longo da vida útil das baterias este efeito tende a aumentar, porém se mantém com suas características iniciais de queda e recuperação da tensão. Outro fato interessante está ligado ao processo de formação do fenômeno “*Coup de Fouet*” que a princípio o mesmo ocorre nos primeiros segundos da descarga inicial do eletrodo positivo, no qual o sulfato de chumbo está presente sob a forma de íons Pb^{2+} , formando uma solução supersaturada na superfície da placa até que micro cristais de sulfato de chumbo sejam formados. Em função disto, a tensão inicial de descarga cai 20 mV e a supersaturação desaparece, elevando a tensão ao nível especificado.

g) Ciclo de Vida

Refere-se a uma descarga seguida de uma recarga. Os ciclos fornecidos pelos manuais sempre consideram um **SOC** inicial de 100%, até certo valor de **PD** (80%). A vida útil de uma bateria é representada pelo número de ciclos em função da **PD**.

Segundo Medeiros (2009), o grande entrave na escolha da bateria como tecnologia de armazenamento de energia para uma mine-rede, é o seu tempo útil de vida, curto em comparação com outras tecnologias como o *Flywheel*, de aproximadamente 20 anos. Na bateria, o ciclo de vida reflete as condições a que esta foi exposta ao longo do tempo que podem limitar a sua utilização num meio dinâmico agressivo como uma rede elétrica. Para aumentar este ciclo de vida da bateria, devem ser prevenidos ciclos de carga e descarga curtos e sucessivos, e a sua potência de entrega máxima deve ser reduzida. Desta forma pode-se viabilizar a sua utilização como complemento a um armazenamento de energia com *Flywheel*.

2.4.1.2 Tipos de Baterias

Os acumuladores ou baterias podem se apresentar sob distintas tecnologias. Há no comércio uma gama de acumuladores para diversas funcionalidades, no que tange ao atendimento de sistemas fotovoltaicos isolados e armazenamento de energia para atendimento da geração distribuída em mine-rede, as VRLAs se destacam, mas outras tecnologias podem ser adaptadas, como a seguir:

a) Baterias - SPV

As baterias à **Válvula com Permeabilidade Seletiva - SPV** são da fabricante de baterias Moura (2001), linha *Clean*. Esta tecnologia incorpora, conforme o fabricante, sua própria proteção térmica, através de ligas e grades resistentes a altas temperaturas, podendo operar a 50°C (25°C acima do especificado), tendo sua vida útil reduzida em torno de 10%. Sua principal propriedade é separar o ambiente interno do externo da bateria, através de um conjunto de válvulas especiais. Essas válvulas possuem membranas microporosas de permeabilidade seletiva, que retêm o eletrólito e suas gotículas ácidas, reduzindo drasticamente a liberação de gases ácidos, com menor consumo d'água, sem a exigência de ambientes de temperatura controlada. Essa característica, além de proporcionar um excelente desempenho, torna a bateria ideal para regiões de clima tropical. São usadas em energias renováveis, UPS, iluminação de emergência, alarmes, etc.

b) Bateria Estacionária com Placas Tubulares (Tipo OPzS e OPzV)

Segundo o Greenpro (2008), estas baterias estacionárias podem ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos com projeção de 15 a 20 anos de vida útil, com a melhor relação custo-benefício. São baterias mais pesadas e de maior volume, sendo necessário um lugar apropriado para sua instalação, nem sempre compatível com as UPS. Podendo ser de dois modelos:

- **OPzS** - as siglas provêm do alemão “*Ortsfeste Panzerplatte Spezial*” – “Placa Tubular Estacionária Especial” que contém eletrólitos fluido com baixo-antimônio e separadores especiais com manutenção de 0,5 a 3 anos;

- **OPzV** – as siglas provêm do alemão “*Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen* – “Placa Tubular Estacionária Selada”, com liga de chumbo-cálcio, sem manutenção.

A construção da bateria OPzV, diferencia-se das baterias já mencionadas, pois os eletrodos positivos são construídos por placas tubulares. O tubo protetor (individual) mantém mecanicamente a matéria ativa no espaço interior e limita a sedimentação (queda de finas partículas da matéria ativa no fundo da caixa da bateria), por esse motivo os ciclos de vida da bateria são prolongados.

Essas baterias podem oferecer uma capacidade de até 3000 Ah/2 V, por isso, são geralmente utilizadas em sistemas de emergência (iluminação, alarme e *back-up*) por conseguirem manter uma boa estabilidade em cargas de flutuação. Também apresenta bom funcionamento com carga de ciclo de descarga profunda, como iluminação noturna.

c)_Bateria VRB

As baterias de Redox Vanádio são de fluxo contínuo, pois não envolvem transição entre as fases sólido-líquido na interface do eletrodo, significando que a VRB pode sofrer um número ilimitado de ciclos de carga/recarga, além de fornecer uma capacidade instantânea quando solicitada. São ótimos acumuladores para períodos prolongados e com pouca manutenção como sistema fotovoltaico, Hawkins (1997). Segundo, Medeiros (2010), a VRB possui baixo impacto ambiental, além de ser de fluxo contínuo ou regenerativo, pode descarregar até 100% e recarregar em minutos. A VRB pertence a um subgrupo das células de combustível com capacidade de se recarregarem a partir da rede.

d) Bateria à Válvula (VRLA)

As baterias VRLA (*Valve-Regulated Lead-Acid*) são acumuladores de chumbo-ácido regulados por válvula com vida útil de 10 anos. Enquanto nas baterias convencionais gases podem escapar para a atmosfera, nas baterias VRLA, o oxigênio gerado na carga difunde-se através do eletrólito gelificado até a placa negativa onde, mediante uma seqüência de reações químicas e eletroquímicas, é reduzido, incorporando-se de novo no eletrólito. São baterias sem manutenção, sem estratificação e com uma reduzida sulfatação do ácido que aumenta sua vida-cíclica, (LORICA, 2007).

Por esse motivo, as baterias VRLA são a solução para os problemas de corrosão provocada pelos gases ácidos, próximos a equipamentos eletrônicos, sendo as mais apropriadas para sistemas de armazenamento, pois apresentam uma alta capacidade em Ah superior a maioria das estacionárias. Alguns modelos dependendo do fabricante funcionam em ambientes controlados.

Existem dois tipos de VRLA de acordo com o ciclo do oxigênio:

- Bateria com eletrólito gelificado mediante a adição de sílica (tecnologia Gel). Em Sousa e Murta (2004), as baterias de Gel contêm um aditivo de sílica que envolve o eletrólito, formam-se micro fendas que permitem as reações e recombinações entre a placa positiva e a placa negativa. Estas baterias usam a tecnologia VRLA, ou seja, são seladas e possuem um mecanismo de válvula de regulação que permite o escape dos gases, hidrogênio e oxigênio, durante o processo de carga. A tensão de carga, neste tipo de baterias, é mais baixa que nos outros tipos de baterias ácidas;
- Bateria com eletrólito absorvido em um separador de fibra de vidro (tecnologia AGM - *Absorbed Glass Mat*). Em Sousa e Murta (2004), as baterias AGM, são o último passo na evolução das baterias ácidas. Em vez de usarem gel, as AGM usam fibra de vidro para envolver o eletrólito, o que contribui em uma maior resistência aos impactos. Estas baterias também utilizam a tecnologia VRLA, mas são melhores do que as de Gel.

Estas características justificam a escolha das baterias de Ácido-Chumbo para aplicação com poucos kWh, por apresentarem melhor custo / benefício superior a outras tecnologias. Para sistemas com algumas centenas de MWh a escolha continua a recair em Ácido-Chumbo (VRLA), contudo as baterias de fluxo regenerativo (VRB) também se mostram competitivas, embora tenham custos de manutenção acrescidos, (MEDEIROS, 2010),

As atuais baterias de chumbo-ácido (VRLA) destinadas ao uso com UPS atendem as Normas Brasileiras NBR 14204 e 14205, 14296 e 15641 e são homologadas pela ANATEL e o “High Integrity” EUROBAT 10+, mas ainda não foram etiquetadas pelo Inmetro/Procel.

Para um sistema de armazenamento de energia, o que mais interessa é ser conhecido o ciclo de carga e descarga da bateria, para assim ser determinada a duração e a potência a que se realiza o mesmo, (MEDEIROS, 2010).

2.4.1.3 Logísticas de Operação do Banco de Baterias com UPS

Com a tecnologia de volantes, o banco de baterias será poupado de desgastes desnecessários de funcionamento, prolongando sua vida de operação gerenciando a energia armazenada de forma eficiente e inteligente, com atendimento dedicado conforme solicitação da carga.

Este atendimento direcionado muda o conceito de banco de baterias usual, pois conforme logística da Socomec (2010), caso um elemento da armazenagem apresente falhas, o restante do banco continuará funcionando até que o elemento seja trocado, ou ainda um segundo banco auxiliar entre em operação. O sistema auxiliar de filtragem (UPS) e regulação de tensão (*Flywheel*) será responsável pela verificação constante da temperatura e tensão de flutuação e operação, onde as anomalias serão contornadas para que a edificação continue sendo alimentada sem perdas de eficiência nos serviços.

O tipo de bateria geralmente utilizada nesta armazenagem são regulada à válvula (VRLA) com vida útil de 10 anos ou mais. Dependendo da solicitação da demanda, o banco de baterias pode operar de acordo com logística de operação oferecida pela fabricante Socomec.

a) Sistema de Bateria Especializado (EBS - *Expert Battery System*)

O EBS permite a escolha do tipo de bateria que melhor se adapte às necessidades de cada consumidor. As condições de utilização e as condições ambientais (como a temperatura) são analisadas em tempo real, permitindo a escolha do modo mais apropriado de recarga (flutuante ou intermitente).

A melhor gestão da bateria é assim garantida, reduzindo-se a corrosão e aumentando em cerca de 50% a sua vida útil. Além disso, o sistema EBS permite o monitoramento dos parâmetros e medições da bateria através de um painel eletrônico frontal.

A recarga em EBS se adapta às condições ambientais e ao estado da bateria, reduzindo a corrosão e a secagem dos separadores causada normalmente pela flutuação permanente das cargas e elimina a oscilação residual da corrente CA, uma das causas do desgaste prematuro das baterias. E isola o lado CC da bateria, função independente de recarga.

b) “*Energy Saver*” (Armazenagem de Energia)

A armazenagem de energia através da UPS permite o atendimento à demanda solicitada num determinado momento pré-estabelecido ou na ocorrência de interrupções. Quando a demanda solicitada na edificação for acrescida, as unidades de UPS também serão acrescidas, a fim de atender a nova demanda com maior autonomia. O aumento dessa armazenagem de energia está ligado ao paralelismo permitido pelas UPSs. O modo de armazenagem de energia “*Energy Saver*” permite manter o acréscimo de eficiência em todo o sistema.

c) Sistema de Alimentação Global (GSS - *Global Supply System*)

É uma solução que assegura a compatibilidade perfeita entre a UPS e um grupo gerador (rede + fotovoltaica). Esta solução é possível com a utilização de um inversor com tecnologia IGBT (senoidal), eliminando gastos em instalações com pequenos equipamentos. A lógica operacional permite gerenciamento da UPS ligada ao grupo gerador, proporcionando um sistema único e simples que atenda à demanda da edificação. A este sistema de alimentação global pode ser acrescido um *Flywheel* em paralelo a um banco de baterias, no que tange ao atendimento de uma autonomia estendida pelo sistema fotovoltaico.

d) Bateria Dupla

As baterias estão divididas em dois conjuntos separados e independentes (proteção e carregadores separados). Se uma dos bancos de bateria falhar, o tempo de autonomia fornecido pela outra unidade permanece disponível e esta continua a fornecer energia à demanda solicitada.

2.4.2 Tecnologia para Suprir Energia durante Períodos de Tempo Curtos – Volante de Inércia (*Flywheel*)

2.4.2.1 Aspectos Operacionais

Também conhecidos como baterias eletromecânicas são dispositivos que armazenam energia sob a forma cinética, numa massa inercial (volante de inércia ou *Flywheel*) que gira a grande velocidade, (ALAMPI FILHO, 2005).

Para isso é necessário um conversor eletromecânico de relaciona duas grandezas, a velocidade (ω) do induzido com a potência disponível nos terminais da armadura, permitindo um funcionamento como motor, quando recebe energia elétrica da rede que excita os enrolamentos do estator, convertendo-a em energia mecânica e acelerando o *Flywheel*, ou como gerador, servindo-se da velocidade do rotor pelo processo inverso, fornecendo energia elétrica a carga da edificação, (MEDEIROS, 2010)

A figura 19, mostra um rotor suspenso por mancais eletromagnéticos dentro de uma câmara de vácuo sem contato com outras partes do equipamento (princípio de levitação). O sistema de vácuo interno é sem manutenção e elimina o atrito. O gerador é acionado pelo *Flywheel* que fornece energia à UPS durante uma interrupção da rede ou solicitação da carga, podendo variar de acordo com as características específicas do modelo e tamanho do volante de inércia, proporcionando assim uma potência contínua à carga, Socomec (2010). A mesma figura 19 exibe um corte de um volante *Flywheel*, com indicação detalhada de seus componentes.

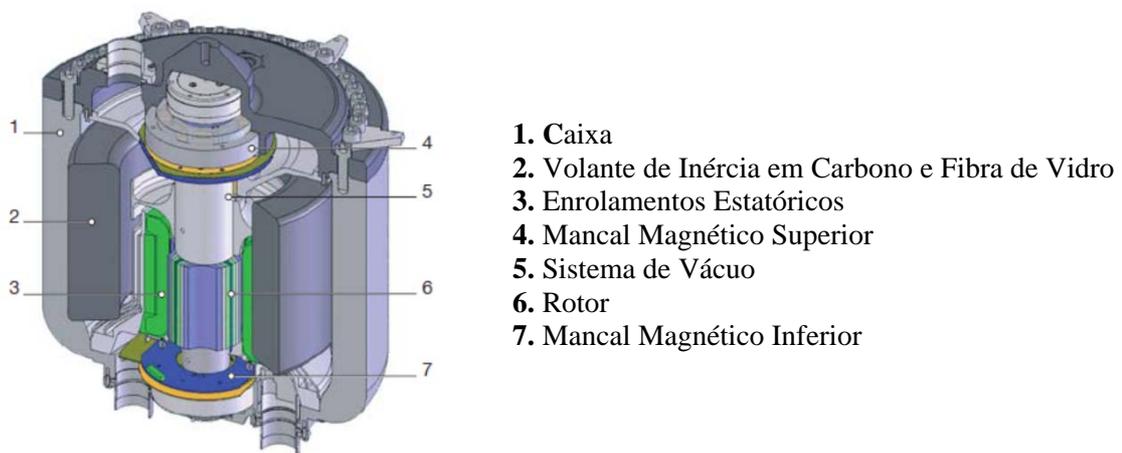


Figura 19 – O interior de um volante *Flywheel*. Fonte: (SOCOMEK, 2010).

Após a interrupção da rede ou solicitação da carga, o *Flywheel* se recarga via rede em aproximadamente 7 minutos (configurável) e regressa à sua velocidade máxima, proporcionando estabilidade ao sistema de energia vigente, bem como gerencia o início da alimentação do fotovoltaico e dos acumuladores. Geração CC alimentação CA.

A alimentação do *Flywheel* é realizada pelo barramento CA através de uma UPS que converte a energia da rede em CC. Ao iniciar sua alimentação a carga, uma tensão CC é gerada e invertida na UPS por um IGBT (senoidal) para o barramento CA. A UPS é bidirecional e filtra tanto a energia gerada pela mini-rede quanto a da carga, eliminando as interferências dos barramentos CC e CA.

O *Flywheel* operará como um regulador de tensão e quando na ocorrência de armazenagem com baterias para períodos de solicitação da demanda na edificação, sua função será essencial para o melhor desempenho dos acumuladores.

Segundo Alampi Filho (2005), a potencialidade de armazenamento de energia dos volantes pode ser melhorada aumentando o momento da inércia do volante ou girando-o em velocidades mais elevadas, ou ambas. Duas estratégias são utilizadas no desenvolvimento dos volantes para aplicações de potência, tais como:

- Um motor padrão e um controlador eletrônico, sendo usado na conversão de potência para este tipo de volante que está disponível comercialmente em diversas tensões, como fontes de alimentação ininterruptas (UPSs). Esta configuração *Flywheel* UPS, como sistema de armazenamento CC proporciona uma solução de suporte com tensão neste barramento, uma única unidade pode fornecer até 190 kW (Socomec), o tempo de operação conforme modelo pode variar de 12,5 segundos a 1 minuto quando solicitando ao fabricante, é leve e de fácil instalação em racks, próprios para mini-redes em edificações, baixa manutenção com garantia de 20 anos, quando em operação é silencioso com 45 dB e não afeta o meio ambiente;
- Projetos que produzam volantes de inércia com um rotor de pouco peso que gire em velocidades muito elevadas (até 100.000 rpm). Esta estratégia resulta em dispositivos de armazenamento de energia compactos e leves. Os projetos modulares são possíveis, com um grande número de pequenos volantes em paralelo como uma alternativa, princípio de paralelismo entre os *Flywheel*.

Novamente em Alampi Filho (2005), o armazenamento de energia em volante pode ser considerado em diversas aplicações em sistemas de potência elevada, com aplicação na

melhoria da qualidade da potência, fontes renováveis com mini-redes e aumento da estabilidade do sistema.

Socomec (2010), para cargas críticas resolve 98 % de todas as interrupções de energia e 98 % das interrupções que duram menos de 10 segundos, isto é o tempo necessário, na maioria dos casos, a inicialização da fonte secundária, banco de baterias ou outros equipamentos na edificação.

Em Medeiros (2010), o número de pólos é essencial para um perfeito aproveitamento da energia armazenada. Os *Flywheels* com dois pólos são mais freqüentes quando têm massas de inércia de baixa densidade e alta velocidade, 10^4 rpm, para os restantes casos são utilizados mais do que um par de pólos. De acordo com a configuração adotada, a distribuição dos pares de pólos pode influenciar a existência de forças radiais e axiais, o que pode vir a aumentar as perdas nos apoios do rotor, sendo necessária uma atenção especial neste detalhe.

Quanto maior for à potência requerida, mais rápida será a descarga, isto se deve ao efeito do rendimento, que afeta por um lado a quantidade de potência que é convertida em movimento e por outro lado o binário que se converte em energia elétrica, o que se reflete na duração do intervalo de tempo de carga e descarga. O intervalo de tempo de carregamento é prolongado por necessitar de mais energia para a potência reduzida, enquanto que o período do modo de descarga é encurtado, dado o maior binário necessário para igualar a potência requerida. Existe outro fator que aumenta a diferença entre os tempos de funcionamento de carga e descarga, que é a influência das perdas internas de rotação da massa girante.

2.4.2.2 Logísticas de Operação do *Flywheel*

A logística de operação da Socomec para o volante dependerá da configuração mais adequada à carga ou a edificação, da disponibilidade de energia elétrica, de suas restrições operacionais e do ambiente técnico, como a seguir:

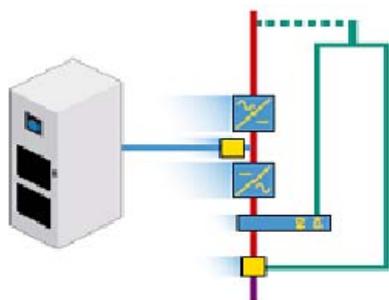


Figura 20 – Funcionamento durante Interrupção da rede.

Fonte: (SOCOMECC, 2010).

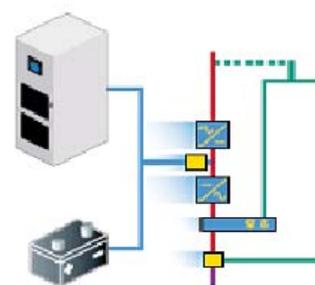


Figura 21 – Volante operando com Bateria.

Fonte: (SOCOMECC, 2010).

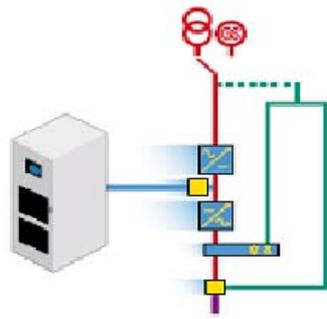


Figura 22 – Volante operando com uma fonte secundária.

Fonte: (SOCOMEK, 2010).

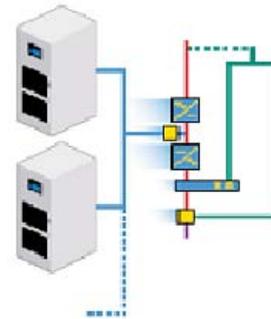


Figura 23 – Volantes em paralelo com a função de aumentar a autonomia de operação.

Fonte: (SOCOMEK, 2010).

A Tabela 2, mostra uma comparação entre os componentes de armazenamento (bateria e *Flywheel*), (SOCOMEK, 2010).

Tabela 2 – Comparação entre os Componentes de Armazenagem : *Flywheel* e Bateria

	<i>Flywheel</i>	Bateria
Consumo de Energia	Rendimento Muito Elevado	Consumo de Energia para manter Carga Flutuante
Manutenção	Reduzida	Elevada
Ventilação – Ar Condicionado	Não aplicável	Manutenção da Temperatura Ambiente Aumenta com os Custos Operacionais
Área Técnica Ocupada	Reduzida	De forma considerável, com restrições de carga sobre o solo
Vida útil	Prolongada (> 20 anos)	Substituições Freqüentes
Habilidade	Elevada	Necessidade de Monitoração Constante
Conhecimento da Disponibilidade	Contínuo	Autonomia Real difícil de constatar
Ciclo de Vida (Número de Descarga)	Sem impacto na Vida Útil	Reduz a Vida Útil
Temperatura Ambiente	Sem Impacto	Amplitude Reduzida da Temperatura
Período de Recarga	Muito Curto, Reduzido (100% em aproximadamente 7 minutos)	Importante (80% em aproximadamente 8 horas)

Fonte: SOCOMEK (2010)

2.5 Componentes de Controle

Os componentes de controle de fluxo de energia nas mini-redes (chaves STS, ATS, UPS e inversor) apresentam um papel importante, pois toda a gerência de energia é feita por eles.

a) Chave de Transferência Estática (STS) ou Automática (ATS)

A chave de transferência é responsável pelo recebimento das correntes oriundas das fontes de energias disponíveis para o atendimento da edificação. No caso da Estática, o sistema de atendimento à carga é ininterrupto e mais apropriado à carga diurna e intermitente com interligação à rede e sistema fotovoltaico. A Chave Automática pode direcionar o uso da energia secundária, como a solar para atendimento de demanda esporadicamente na ocorrência de falhas na rede, ou simplesmente converter a energia CC para armazenamento transferindo a geração do FV para o uso diário em horários ou serviços pré-determinados. A família de modelos de ATS dependerá do regime de operação da edificação a ser atendido, (SOCOMEK, 2010).

As chaves automáticas apresentam fácil integração entre a rede e fontes as renováveis. O fator de potência de entrada $> 0,99$ e distorção harmônica de corrente de entrada $< 3\%$, graças ao inversor IGBT (senoidal). Elas são compatíveis com as baterias reguladas por válvula (VRLA). Apresentam uma interface multilíngüe de utilização simples com display gráfico e placas de comunicação flexíveis para todas as necessidades de comunicação da edificação, inclusive com o *smart-grid*.

b) UPS

O modo “sempre ligado” representa um importante desenvolvimento na área das UPS, pois as aplicações são alimentadas pelas fontes disponíveis (rede + FV) e o retorno de harmônicas normalmente nelas produzidas são automaticamente analisadas e corrigidas pela UPS com seus IGBTs internos, garantindo a absorção da corrente senoidal pelo sistema, contribuindo para eficiência energética da edificação. As mesmas podem ser mono ou trifásicas, sendo as últimas mais eficientes e apropriadas às edificações.

A potência fornecida pela UPS à carga ou a edificação dependerá da real necessidade na ocasião da solicitação, ou seja, a fim de evitar desperdícios de energia apenas o consumo real deste evento será fornecido, proporcionando eficiência de energia com a facilidade de colocar até 6 unidades de UPS em paralelo, observando que nem todas operarão quando solicitadas.

O tipo de bateria geralmente utilizado nesta armazenagem são as VRLA, a mesma pode proporcionar a UPS, uma autonomia entre 30 e 180 minutos e se estender mais conforme solicitação da edificação com o uso de banco de baterias. A UPS tem a função de paragem de inversor, concebida para evitar danos na bateria devido à descarga excessiva, protege contra baixos níveis de oscilação de corrente CA estendendo a vida útil da bateria. A tensão da bateria é regulada automaticamente, de acordo com a temperatura, (SOCOMEK, 2010)

c) Inversor

O inversor padrão, instalado em paredes e sujeito a falhas, muda sua imagem, pois com a nova tecnologia, o mesmo será usado na ocorrência da necessidade de acoplamento correto com o UPS e o sistema secundário, do acoplamento do FV com a STS ou ATS, bem como na incompatibilidade da tensão do banco de baterias ao serem carregadas diretamente pelo fotovoltaico, (SOCOMEK, 2010)

Para sistemas com carga menores, nas quais não se use UPS podem apresentar as seguintes características:

- Auto-comutáveis ou de comutação forçada, onde o controle é realizado pelo próprio inversor. Geralmente são inversores estáticos (eletrônicos) que utilizam dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC. (CRESESB, 2004);
- Monofásico ou trifásico, dependendo da necessidade do sistema. Inversores monofásicos podem ser associados de forma a atender a um sistema trifásico, mas são geralmente adequados para aplicações de baixa potência (até 5 kW) ou com dimensão inferior a 50 m². Acima de 5 kW os inversores trifásicos são mais comuns. A eficiência do inversor é mais alta para inversores com baixo auto-consumo e a eficiência aumenta quando a tensão de entrada CC cresce, sendo (GREENPRO, 2008). A eficiência de conversão é a relação entre a potência de saída e a de entrada;

- Tensões de operação de entrada de 12, 24, 48 e 120 Volts (CC) e saída de 110 ou 220 V (CA), frequência de saída de 60 (Hz), potência nominal, capacidade de surto, eficiência próxima de 90% e forma de onda de saída (melhor senoidal), (PINHO, 2008);
- Estes dispositivos são baseados no princípio da modulação por largura de pulso (PWM), sendo adequados mesmo para a operação de equipamento eletrônico sensível, como equipamentos de informática que requerem mais sensibilidade em relação aos harmônicos, (PINHO, 2008).

Em geral, inversor para pequenas cargas deve ser dimensionado com uma folga de potência (10 a 20%) para aumentar a confiabilidade e sua vida útil. Eles podem ser conectados em paralelo para operarem diferentes cargas, e até mesmo atender às cargas críticas em caso de falha. Esta característica aumenta a confiabilidade do sistema, (CRESESB, 2004).

d) Controlador de Carga

Este componente se destinará ao atendimento de sistemas fotovoltaicos para pequenas cargas ou outra que não necessite de um grande banco de baterias.

Denominações do tipo “Gerenciador de Carga”, “Regulador de Carga” ou “Regulador de Tensão” também são comuns e referem-se aos controladores de carga com diferentes níveis de sofisticação.

Na maioria dos sistemas fotovoltaicos autônomos, o controlador de carga é indispensável, sendo um dispositivo eletrônico que opera em CC, com o objetivo de facilitar a máxima transferência de energia do arranjo para o banco de baterias e do mesmo para a carga. Quando a demanda solicitada for CA, o controlador gerenciará o processo de descarga do banco de baterias que está sendo entregue ao inversor, proporcionando segurança ao consumo prestado, (PINHO, 2008).

Normalmente, o controlador de carga é localizado próximo a bateria, sendo a temperatura a que estão ambos submetidos é praticamente igual. Os modernos controladores de carga possuem sensor de temperatura para um nivelamento da bateria com a temperatura ambiente, (GREENPRO, 2008).

Os controladores de carga podem também ser diferenciados pela forma como desconectam o arranjo fotovoltaico das baterias, atualmente o mais utilizado é o controlador **MPP**.

Dado que a tensão da bateria determina o ponto operacional da curva característica do gerador fotovoltaico, e que por esse motivo o gerador raramente funciona no ponto **MPP**. As perdas de energia podem elevar-se a valores situados entre 10 % e 40 %, dependendo da tensão da bateria, da irradiância e da temperatura. Isto pode ser evitado utilizando um sistema de rastreamento **MPP**, que consiste essencialmente num conversor **CC/CC** regulado em função da máxima potência disponível do gerador fotovoltaico, ajustando a tensão de saída do arranjo em função da tensão de carga da bateria, esta regulação é executada a cada cinco minutos varrendo a curva característica *I-V* do gerador fotovoltaico. A eficiência do conversor **CC/CC** varia entre 90 a 96 %, (GREENPRO, 2008).

3 MÉTODOS E PROCEDIMENTOS PARA A DETERMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO DISTRIBUÍDO

O dimensionamento dos componentes da mini-rede (integração, armazenagem e controle) dependerá do regime de operação e cargas a serem atendidas na edificação pelo FV. Diversos componentes de proteção são utilizados nos sistemas autônomos além das mini-redes, porém apenas os componentes principais serão analisados, seguindo o padrão de operação PQS, da (SOCOMEC, 2010).

3.1 Componente de Integração

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo distribuído pode ser realizado de várias formas, seja por simulação usando software específico para um estudo de caso ou por cálculos através de fórmulas (método determinístico). Para aplicação direta em uma edificação, os métodos de cálculo da literatura técnica, atendem a esta solicitação.

Para a estimativa da irradiância será utilizado o software RadLite em anexo. No caso do dimensionamento dos componentes de integração e armazenamento com baterias são utilizados dois métodos de cálculo: Orsoni e Área.

Os métodos mais tradicionais e amplamente divulgados mencionam as planilhas da Sandia National Laboratories (1990) e que foram adaptadas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - Cresesb (2004) para sistemas pequenos, como os residenciais, onde a acumulação de energia é evidenciada com a possibilidade de aumento da carga, não aplicáveis à edificação. No que tange à edificação e sistemas pequenos, o Método Orsoni do Laboratório *Sogesta* da Itália apud Bastos (1984) será apresentado, para cálculos diretos de armazenamento com correção da temperatura de operação, porém este método não enfatiza a eficiência do módulo.

Já o Método da Área se destaca como tendência no mercado de geração solar voltado para interligação à rede, mas pode ser empregado em sistemas autônomos, para acumulação de energia de qualquer porte com adaptações na escolha dos componentes, enfatizando a eficiência dos painéis com novas tecnologias de integração a edificação.

A escolha do método dependerá do serviço requerido pela edificação em função do consumo diário solicitado pela carga, tais como serviços e equipamentos que irá atender a

tensão que irá trabalhar o período de funcionamento de cada equipamento e principalmente a área disponível para instalação.

3.1.1 Cálculo pelo Método Orsoni

O método para cálculo do dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo direcionado para armazenagem. Segue abaixo roteiro para os cálculos:

a) Consumo Diário

O consumo diário (kWh/dia) será igual à demanda consumida (kW) pelo número de horas de operação (h) das cargas na edificação.

b) Potência Instantânea ou de Pico do Sistema fornecida pelo Arranjo FV

A escolha e determinação deste parâmetro estão relacionadas com a armazenagem pretendida, além da tensão de alimentação do sistema, pois o fator de eficiência (η) para tensão CC estará entre (0.3 a 0.5) dependendo da aplicação e para a tensão CA, o fator de eficiência (η) considerado será de 0.9.

No Método Orsoni, a potência é corrigida em função da irradiância solar e eventuais perdas dos componentes, sendo o dimensionamento direto. Para o cálculo da irradiação local média diária mensal pode-se utilizar um *software* como o RadLite (Castro, 1996) em Anexo.

$$W_{pdia} = \frac{\text{Consumo Diário} \cdot (1 + \text{Carga da Bateria}) \cdot 1.1}{(\text{Irradiação Média Diária Mensal do Local}) \cdot (\text{Fator de Eficiência do Sistema})} \quad , \text{Watt (10)}$$

$$\text{Carga da Bateria} = 0.2 \left[1 - \frac{\text{Consumo Parcial Diário}}{\text{Consumo Total Diário}} \right] \quad (11)$$

c) Potência Corrigida pela Temperatura

Na maioria dos casos, o arranjo funcionará com temperatura de operação acima da ambiente, que pelo método é considerada 28 °C.

$$W_{pcor} = W_{pda} [1 + 0.004 * (T_{op} - 28^{\circ}C)] \quad , \text{ Watt (12)}$$

d) Capacidade de Armazenagem

Em sistemas fotovoltaicos, a autonomia é geralmente considerada para dois dias, caso se queira uma armazenagem com proporções diferentes, observar a aplicação do sistema.

$$C_g = \text{Número de Dias de Autonomia} * \text{Consumo Diário Corrigido} \quad (13)$$

e) Capacidade de Armazenagem da Bateria

A armazenagem nos acumuladores segundo os fabricantes podem aparecer em (kWh) ou comumente em (Ah), o método mostra os cálculos diretos em função da profundidade de descarga e da tensão de operação do sistema.

$$C_{Wh} = \frac{\text{Capacidade de Armazenagem (kWh)}}{\text{Profundidade de Descarga Máxima (80 \% de descarga máxima)}} \quad , \text{ kWh (14)}$$

$$C_{Ah} = \frac{\text{Capacidade de Armazenamento em Função de PD}}{\text{Tensão de Operação do Sistema}} \quad , \text{ Ah (15)}$$

f) Controlador de Carga

Como as correntes das baterias necessitam de um controle para evitar sobrecarga no sistema, a corrente de curto-circuito dos módulos escolhidos em paralelo determinará de forma direta o controlador de carga, neste método o fator de incerteza de 25% de operação não é considerado.

$$C_{carga} = \text{Corrente de Curto - Circuito} * \text{Número de Módulos em Paralelo} , A \quad (16)$$

g) Inversor

A escolha do inversor dependerá da potência do modelo escolhido, o fator de incerteza de 10% de operação não será considerado.

$$W_{Inv} = \frac{\text{Demanda Corrigida}}{\text{Potência do Inversor Escolhido}} , \text{ Watt} \quad (17)$$

Pelo Método Orsoni, os componentes são dimensionados de forma direta, mas a eficiência do módulo bem como as eventuais perdas não são consideradas. Para sistemas com demandas esporádicas pequenas em edificações, o método se aplica.

3.1.2 Cálculo pelo Método da Área

O método da área é o mais aplicado em sistemas fotovoltaicos de interligação à rede, pois é calculado em função da área de instalação, sendo o mais adequado às edificações. Por esse motivo e com algumas adaptações, pode ser também aplicado em sistemas fotovoltaicos autônomos.

Este método para dimensionamento dos módulos é realizado em função da potência a ser consumida (kWh) e da irradiação média diária mensal (kWh/m²) local em relação à área a ser instalada (m²).

Tanto Marinusk et al. (2004) quanto em Braun et al. (2007), em seus cálculos partiram dos dados de radiação solar e da potência do sistema pré-determinada para estimarem a área dos painéis a serem instalados de forma aproximada. A equação modificada apresentada nos trabalhos supracitados é a seguinte:

$$P_{cc} = \left[\frac{G_{ER}/R}{\eta_{Inv}} \right] \quad (18)$$

Onde:

P_{cc} = Potência Média em CC (kW P_{cc});

G_{er} = Consumo Médio Diário Mensal (kWh/dia);

R = Irradiação solar Média Diária Mensal (kWh/m²/dia);

η_{inv} = Eficiência do Inversor, geralmente com valor de 0,9 (%).

$$A_{Total} = \frac{P_{cc}}{\eta_{mod}} \quad (19)$$

Onde:

A_{total} = Área dos módulos a serem instalados (m^2);

P_{cc} = Potência Média necessária (kW_{pcc});

η_{mod} = Eficiência de um módulo (%).

Observa-se que na equação (19), a A_{total} corresponde à área de instalação necessária para a implementação do sistema (m^2), P_{cc} corresponde a potência nominal a ser instalada (kW_{pcc}) e η_{mod} à eficiência do módulo a ser instalado no sistema (%). Estes valores correspondem ao número de módulos para atender a potência ou demanda requerida.

Reorganizando as equações (18) e (19) pode-se calcular a geração média diária mensal (kWh),

$$G_{ER}(kWh) = A * \eta_{mod} \% * \eta_{inv} \% * R \quad (20)$$

Onde:

A = Área (m^2)

η_{mod} = Eficiência do módulo (%)

η_{inv} = Eficiência do sistema (%)

R = Irradiância Média Diária Mensal local (kWh/m^2)

Esta equação pode ser usada quando a área (A) é fornecida e necessita-se conhecer a potência que a mesma pode suprir, a fim de direcionar o consumo diário a ser atendido pelo sistema fotovoltaico.

Os demais componentes são dimensionados de forma direta, a partir da potência total em CC (kW_{p}) dos módulos escolhidos, a armazenagem calculada evidencia a profundidade de descarga PD de 80% e a autonomia pretendida pelo sistema.

$$Bateria = \frac{\left(\text{Dias de Autonomia} * \frac{\text{Potência CC dos Módulos Escolhidos (kW}_p)}{\text{Profundidade de Descarga (80\%)}} \right)}{\text{Tensão CC de Operação do Sistema}}, \text{ Ah (21)}$$

$$\text{Controlador de Carga} = \frac{\text{Potência CC dos Módulos Escolhidos (kW}_p)}{\text{Tensão CC de Operação do Sistema}}, \text{ A (22)}$$

$$\text{Inversor} = \frac{\text{Potência CC dos Módulos Escolhidos (kW}_p)}{\text{Potência CA do Inversor Escolhido}}, \text{ Watt (23)}$$

3.1.3 Correção da Eficiência dos Módulos em Função da Temperatura

A equação (24), não se refere às perdas no sistema, mas pode-se corrigir a eficiência dos módulos em função da temperatura, para as tecnologias existentes no mercado com características próprias (a-Si, m-Si, p-Si, CdTc, CIS e HIT), lembrando, que o coeficiente de temperatura de operação das células se diferenciam. Esta correção serve para determinar a melhor área em função do número de módulos a ser utilizada para a instalação.

Segundo, Salamoni et al. (2004) e Salamoni (2004), para o cálculo da eficiência, considera-se a sua variação com a temperatura ($\Delta\eta_{mod} \%$), uma temperatura de operação dos módulos (NOCT) de 45°C. O padrão para teste e classificação e etiquetagem (STC) dos módulos é para temperatura de 25°C.

$$\Delta\eta_{mod} \% = (NOCT - STC) * |\beta(\%/^{\circ}C)| \quad (24)$$

O $|\beta(\%/^{\circ}C)|$ é o coeficiente de temperatura para a tecnologia empregada em módulo, pois a taxa é negativa. A Tabela 3 indica os coeficientes de temperatura dos módulos mais utilizados no mercado.

Tabela 3 - Características Padrão das Tecnologias dos Módulos Fotovoltaicos

Tipo de Módulo	η (%)	NOCT (°C)	$ \beta $ (%/°C)
Monocristalino (Mono-Si)	13.0	45	0.40
Policristalino (Poly-Si)	11.0	45	0.40
Amorfo (a-Si)	5.0	50	0.11
Telureto de Cádmio (CdTe)	7.0	46	0.24
Disseleneto de Cobre e Índio (CIS)	7.5	47	0.46
Heterojunção com uma Camada fina Intrínseca HIT (HCl)	17.3	50	0.33

Obs: os valores de β_p estão em módulo

Para chegar ao valor da eficiência ($\eta_{InvNOCT}$) considerando as questões relacionadas com a temperatura, foi utilizada a equação (25):

$$\eta_{InvNOCT} = \eta_{InvSCT} * \left(1 - \frac{(|\beta| * \Delta T)}{100}\right) \quad (25)$$

As perdas nos módulos ocorrem ao longo de sua vida útil (20 anos) e são de 8% para os primeiros 10 anos e 9% para os anos restantes. Esta observação nos lembra que o ponto de máxima potência foi deslocado em função da temperatura de operação e conseqüentemente sua tensão.

3.2 Componentes de Armazenagem

a) Bateria

São dimensionadas conforme solicitação da carga e aplicando os Métodos de Orsoni, da Área, para autonomia de dois dias quando em banco de baterias, sistema auxiliar ou conforme padrão da UPS fornecida pelo fabricante.

Geralmente são acumuladores à válvula (VRLA), mais compatíveis com a UPS, mas outras tecnologias podem ser utilizadas dependendo do fabricante da UPS. O barramento CC da UPS suporta tensão de entrada a partir de 2 V.

b) Volante (*Flywheel*)

Devido a sua importância no sistema de geração distribuída, deverá apresentar as seguintes características técnicas: potência nominal da carga a ser atendida ou da edificação, tensão de operação e tensão de recarga e autonomia requerida. Lembrando que quanto maior a carga, melhor será a eficiência do *Flywheel* na configuração da mini-rede. O *Flywheel* é alimentado pela rede e apresenta tensão de entrada do barramento CA, quando solicitado operará conforme a tensão CC (ajustável) do modelo escolhido, e sua potência unitária corresponderá à necessidade da carga que é proporcional a autonomia do equipamento. (SOCOMEK, 2010)

3.3 Componente de Controle

a) Chaves de Transferência Estática (STS) e Automática (ATS)

Este componente é responsável pela interligação das fontes existentes da geração distribuída e será determinada conforme solicitação da carga a ser atendida ou parte da própria edificação, sendo necessária a corrente de entrada (A) das fontes (rede + FV), atendendo à ambas sem distinção, pois opera com IGBT interno, tensão de saída CA, no caso da (STS). Para o funcionamento da (ATS) são necessários determinar: o número de pólos, tensão, corrente, o modelo (retardo, by-pass, transferência aberta ou fechada) e o tipo de acondicionamento (painel ou *racks*), (SOCOMEK, 2010).

b) UPS

As UPSs são escolhidas em função da potência aparente (VA) com fator de potência próxima de (0,99) (indutivo para cargas comuns e capacitivo para cargas de informática), regime de atendimento mono ou trifásico, tensões de entrada (CA), tensão de saída (CA). A autonomia requerida dependerá da configuração da mini-rede com o banco de baterias conforme logística de operação descrita anteriormente ou com UPSs em paralelo.

c) Inversor

O inversor para mini-rede pode ser instalado de diversas formas, inclusive em racks, dependendo do fabricante e conforme necessidade do sistema. Por exemplo, para interligação do sistema fotovoltaico a mini-rede, inversores devem ser instalados antes da STS, pois proporcionam uma tensão de entrada CA senoidal configurável com a STS dessa mini-rede.

4 ESTUDO DE CASO – PERFIS DE INTEGRAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AO PRÉDIO DO IBAM

4.1 Introdução

Neste capítulo serão descritos os possíveis perfis de integração do sistema fotovoltaico ao prédio do IBAM. As cargas a serem atendidas por esses perfis deverão ser compatíveis com a curva de geração do FV, a fim de determinar a melhor configuração de armazenagem de energia.

Um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica em edificações pode ser instalado no telhado (integração mais usual) ou nas fachadas (como revestimento) dependendo da demanda a ser atendida, para isto se necessita verificar a disponibilidade de espaço.

Portanto, é preciso conhecer o futuro local de instalação dos sistemas fotovoltaicos (FVs), diagnosticar as cargas que serão atendidas, para então estabelecer os perfis de integração dos FVs na edificação. Em se tratando de sistemas fotovoltaicos autônomos, após o conhecimento prévio das demandas atendidas será possível determinar a melhor forma de armazenamento.

Considerando o caso do prédio analisado, antes da visita técnica ao local, foi realizada uma consulta ao programa Google Earth (Google, 2010), obtendo-se uma área do telhado de 672 m². Observou-se a existência de alguns obstáculos que poderiam causar sombreamento em uma área de 100m² possível de instalação do sistema. Estes obstáculos eram a caixa d'água, equipamentos de ar condicionado central (*chiller*), antenas, etc. Também verificou-se que a fachada principal do prédio está voltada para Noroeste (NO) e apresenta vãos com áreas disponíveis para instalação de um sistema fotovoltaico. A outra fachada Nordeste (NE) tem parede cega sem janelas ou equipamentos de ar condicionado.

Segundo Marinusk et al. (2004), a aplicação dos painéis em locais sujeitos a sombreamento reduz a capacidade de geração do painel prejudicando o desempenho do sistema.



Figura 24 – Vista Superior do Prédio do IBAM. Telhado com alguns obstáculos como *chiller*, caixa d'água e dois trocadores de calor. Área total do telhado.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 25 – Vista Superior do Prédio do IBAM. Entorno sem obstáculos que causem sombreamento no telhado. Área possível de instalação do FV.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)

4.2 Descrição do Local do Estudo de Caso

O Instituto Brasileiro de Administração Municipal – IBAM – foi criado em 1º de outubro de 1952 na cidade do Rio de Janeiro. É uma organização de natureza não-governamental, sem fins lucrativos, cujos objetivos abrangem o estudo, a pesquisa e a busca de solução dos problemas municipais e urbanos, no quadro do desenvolvimento regional e nacional. O Instituto é reconhecido como de fins filantrópicos pelo Conselho Nacional de Serviço Social e de utilidade pública pelo Governo Federal, pelo Governo do Estado do Rio de Janeiro e pelo Governo Municipal, (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010).

O prédio do Instituto Brasileiro de Administração Municipal (IBAM) está classificado na concessionária local como prédio comercial e alguns de seus andares também são ocupados por outros órgãos da administração pública. O IBAM está localizado em uma região urbana na zona sul no bairro do Humaitá no Rio de Janeiro com clima tropical úmido e temperatura amena. No seu entorno não se encontra edificações que possam sombrear as fachadas Noroeste (NO), Nordeste (NE) ou o telhado.

A vegetação no entorno do Prédio do IBAM colabora para a temperatura agradável, evitando as ilhas de calor, fenômeno que ocorre em áreas urbanas onde a retirada da camada natural do solo, que é substituída por ruas, calçadas e edifícios, resulta no aumento da temperatura do ambiente. (ACADEMIA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA, 2010).



Figura 26 – Vista Panorâmica da entrada do Prédio do IBAM.
Região Urbana Arborizada.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 27 – Vista Panorâmica do Entorno da Edificação do IBAM.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 28 – Vista Panorâmica Lateral. Ao fundo Acidente Geográfico com Vegetação.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)

4.3 Visita Técnica

Uma visita inicial de prospecção ao prédio permitiu efetuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, e uma indicação mais ou menos favorável sobre a instalação de um sistema fotovoltaico, além da verificação sobre possíveis sombras na envoltória do edifício. As visitas foram acompanhadas por funcionários do IBAM que prestaram esclarecimentos e contribuíram para o levantamento de dados.

Também foi possível ter acesso a documentos importantes para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, tais como:

- Planta Baixa da Edificação;
- Dados das Cargas Passíveis de Atendimento pelo FV;
- Contas de Energia da Concessionária Local;
- Informações Gerais da Edificação (horário de funcionamento, tipo de edificação, área do entorno, etc.);
- Fotografias do local.

No total foram realizadas dez (10) visitas técnicas ao prédio do IBAM no período de maio a agosto de 2010, quando ocorre grande irradiância solar na fachada principal Noroeste (NO) e telhado e menor irradiância solar na fachada lateral Nordeste (NE) com sol apenas pela manhã. A localização da edificação é privilegiada, pois não apresenta elementos no entorno que possam provocar sombreamentos sobre a envoltória da edificação.

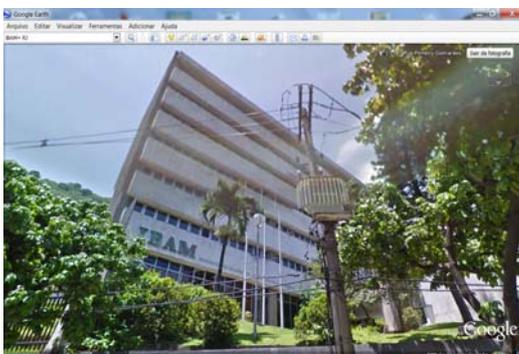


Figura 29 – Vista Frontal do Prédio do IBAM. Fachada Noroeste (NO), período matutino.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 30 – Vista Lateral do Prédio do IBAM. Fachada Nordeste (NE), período matutino.

Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)

A visita do dia 11 de maio de 2010 foi realizada às 10h15min, com céu claro sem nuvens e foi acompanhada pelo assistente de manutenção Sr. Antonio. No telhado verificou-se que os obstáculos vistos no Programa Google Earth eram dois trocadores de calor de 1m² com 1 m de altura cada, separados por 0,50 m no lado Sudeste (SE) e no lado Sudoeste (SO), a presença dos *chillers* com altura de 3,35 m, e conforme a posição do Sol poderia causar sombreamento no período da tarde sobre um ou dois painéis do sistema fotovoltaico proposto reduzindo assim sua eficiência. Com o auxílio de uma trena, mediu-se a área disponível para a instalação do FV que é de 80 m².



Figura 31 – Área disponível para instalação do FV.
Visão do *Chiller* e das Áreas disponíveis para Instalação dos Componentes de Controle em destaque.



Figura 32 – Visão Frontal do *Chiller* e de um dos Trocadores de Calor.

Fotos: Autora

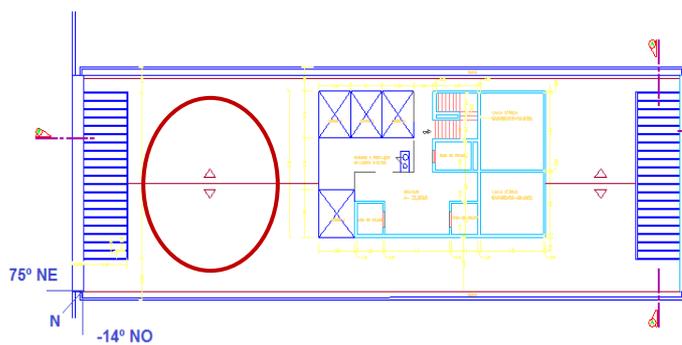


Figura 33 – Vista Superior do Telhado.
Área destacada disponível para instalação do FV.

Fonte: Acervo do IBAM



Figura 34 – Vista Real da Área disponível no Telhado de 80 m².

Foto: Autora.

Na ocasião foram identificadas duas áreas para a colocação dos demais componentes do sistema no telhado, uma entre as casas de máquinas dos elevadores, com pequena elevação do solo, aberta, e sujeita a intempéries. E outro espaço vazio onde se pode erguer um pequeno recinto dotado de ventilação natural para os componentes do sistema com a vantagem que está a uma menor distância do gerador solar, reduzindo as perdas elétricas na fiação, porém o custo da construção precisa ser avaliado.

A visita do dia 12 de maio realizou-se mesmo com o tempo parcialmente nublado, entre 11h ao 12h30min e foi possível tirar várias fotografias do local e verificou-se que não há sombreamento dos *chillers* sobre a possível área para a instalação dos arranjos.

Outra área para instalação dos componentes de controle foi identificada. É uma sala localizada na cobertura, com aproximadamente 5,70 m², três janelas tipo basculante, que permitem uma ventilação natural ou a instalação de um aparelho de ar condicionado. Seu piso está desnivelado precisando de reparos, mas está disponível para uma possível colocação dos equipamentos do sistema da mini-rede proposta. Por está diretamente abaixo do local da instalação, uma perfuração na laje diminuiria as perdas pela distância, desde que seguindo as normas de segurança necessárias.



Figura 35 - Vista Interna da Sala disponível para Instalação dos componentes, bem arejada.



Figura 36 – Vista do Espaço Físico.



Figura 37 – Vista do Piso desnivelado

Fotos: Autora

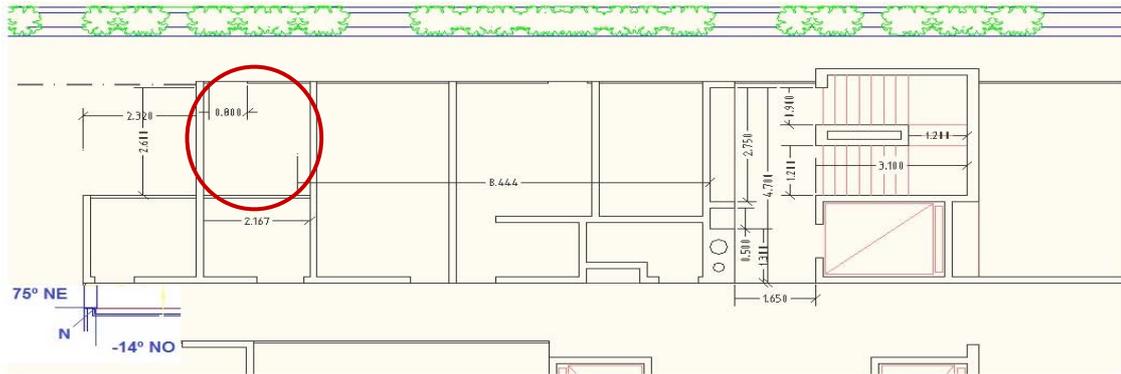


Figura 38 – Corte da Planta Baixa da Cobertura com Área disponível para Instalação dos Componentes.

Fonte: Acervo IBAM.

Na visita do dia 18 de maio de 2010 foi levantada a quantidade de lâmpadas e a potência do sistema de iluminação de emergência instalado, localizado entre o subsolo e os cinco pavimentos que não funcionam, pois as baterias que as alimentavam descarregaram devido à elevada temperatura na subestação, local de sua instalação no subsolo.



Figura 39 – Bateria fora de Operação.



Figura 40 – Iluminação de Emergência. Subsolo.



Figura 41 – Iluminação de Emergência. Escada.



Figura 42 – Iluminação de Emergência. Corredor.

Fotos: Autora

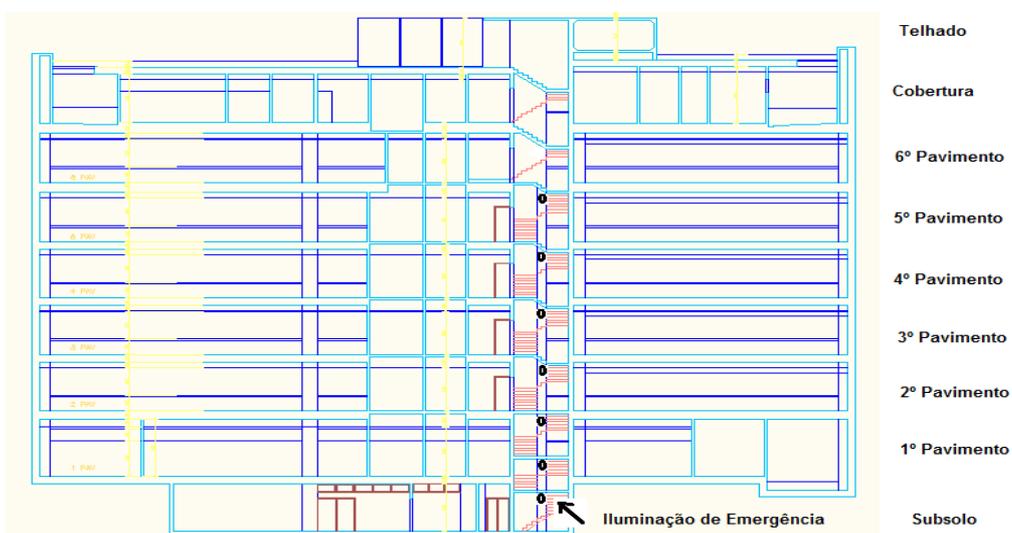


Figura 43 – Corte Lateral. Escadas com Iluminação de Emergência. Fonte: Acervo do IBAM.

As escadas entre o sexto pavimento (desativado), cobertura e telhado não foram contemplados com a instalação referida.

O sistema de emergência foi instalado sem seguir o Manual Básico de Socorro e Emergência do Corpo de Bombeiros/RJ, Suarez (2007), pois a luminária encontra-se acima da porta corta-fogo e não próxima do piso como recomendado em áreas de escape.

Sua fiação poderia comprometer outras partes da edificação, já que se encontra exposta sem uma canalização adequada para instalação específica de emergência. Além disso, pela concessionária e para o RTQ-C, o sistema de iluminação de emergência não é visto como carga pertencente à demanda total da edificação, pois utiliza acumuladores de energia.

Na visita do dia 26 de Maio de 2010, realizou-se o levantamento de outras cargas a serem atendidas pelo FV, começando pelo primeiro pavimento, onde se localiza o único alarme de incêndio manual para toda edificação que está localizado no quadro de força neste andar e está desativado.

No mesmo dia foi verificada, a iluminação externa da edificação que constitui mais um ponto importante na questão da segurança predial, tanto para uso diário, quanto para sinistros. A mesma é constituída de projetores na entrada de pedestres e veículos, jardim, estacionamento e hall constituído de uma área comum entre o prédio principal e o teatro. De acordo com os Srs. Francisco e Robson Melo, este Chefe-Eletricista, algumas lâmpadas estão sendo trocadas por outras mais eficientes e que até o fim de 2010, a carga já poderia ser distinta daquela levantada no período das visitas. O *layout* com a distribuição das cargas elétricas não foi fornecida.



Figura 44 – Sistema de Alarme de Incêndio Manual.



Figura 45 – Iluminação Externa. Entrada do Prédio.



Figura 46 – Iluminação Externa, Jardim, Passagem de carros e Pedestres.

Fotos: Autora



Figura 47 – Iluminação Externa Fachada NO.
Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 48 – Iluminação Externa Rampa de Entrada, Coqueiro. Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010)



Figura 49 – Iluminação Externa Rampa de Entrada e Estacionamento ao fundo.
Fonte: (GOOGLE EARTH@ GOOGLE, 2010).

Na visita do dia 16 de Junho de 2010, outra carga foi levantada como a do Centro de Processamento de Dados (CPD) do IBAM, este localizado no primeiro pavimento que atende a toda edificação e devido a sua importância, os equipamentos servidores lá instalados precisam funcionar “sempre ligado”. A principal queixa dos funcionários deste setor é relacionada com as falhas da rede no período de férias de fim de ano, feriados prolongados e Carnaval, quando precisam fazer escala, pois os no-breaks existentes somente têm autonomia em torno de 20 minutos.

Na visita do dia 23 de Junho de 2010, foi realizada uma pesquisa na biblioteca do IBAM sobre documentos relativos ao prédio.

As demais visitas técnicas realizadas nos dias 07 e 28 de Julho 2010 e 04 e 18 de Agosto, serviram para complementar os registros anteriores, tais como atualização das plantas baixas com as áreas selecionadas, cópias das contas de energia dos últimos doze meses e projeção dos sistemas fotovoltaicos nas fachadas e telhado, além da complementação de informações sobre iluminação externa.

Após estas visitas técnicas, constatou-se que a edificação do IBAM apresenta três áreas possíveis para integração do FV, constituindo assim, três perfis distintos para o atendimento das cargas levantadas conforme seus regimes de operação.

Dependendo do perfil e da carga a ser atendida, pode-se escolher a melhor configuração para gerenciar a respectiva armazenagem. O atual conceito de armazenagem de energia com baterias e *Flywheel*, também se aplica a sistemas fotovoltaicos autônomos em edificações, como geração distribuída ou mini-rede, onde a própria edificação produz a energia a ser consumida.

O regime de operação das cargas levantadas tem as seguintes características:

- Esporádica – Demanda solicitada eventualmente com tempo de consumo reduzido;
- Ciclo Profundo – Demanda solicitada diariamente no período noturno, ou seja, sem a radiação solar presente.

Ambas as cargas necessitam de uma previsão de acumulação de eletricidade. Na esporádica, os acumuladores ficarão em flutuação por tempo indeterminado até a solicitação ocorrendo perdas. Enquanto, no ciclo profundo, a vida útil dos acumuladores é resultado do número de ciclos solicitados.

Na conta de energia mostrada na figura 50 estão destacados: a categoria à qual a edificação pertence, o valor consumido do período (mês), consumo no horário de ponta e fora, além das interrupções no fornecimento de energia por parte da concessionária¹².

¹²De acordo com a ANEEL (2008),

DEC/DIC (Duração Equivalente de Interrupção) – indica o número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. FEC/FIC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) - indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o tempo máximo de cada interrupção, visando impedir que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir de 2003.

DEC e FEC são apurados por área de concessão.

DIC e FIC são indicadores individuais, verificados por unidade consumidora. Indicadores de Continuidade.

Essas interrupções no fornecimento de energia são ressarcidas ao consumidor no mês seguinte, porém esses valores não cobrem as interrupções nas tarefas ou trabalhos realizados pelo consumidor na ocorrência do evento.

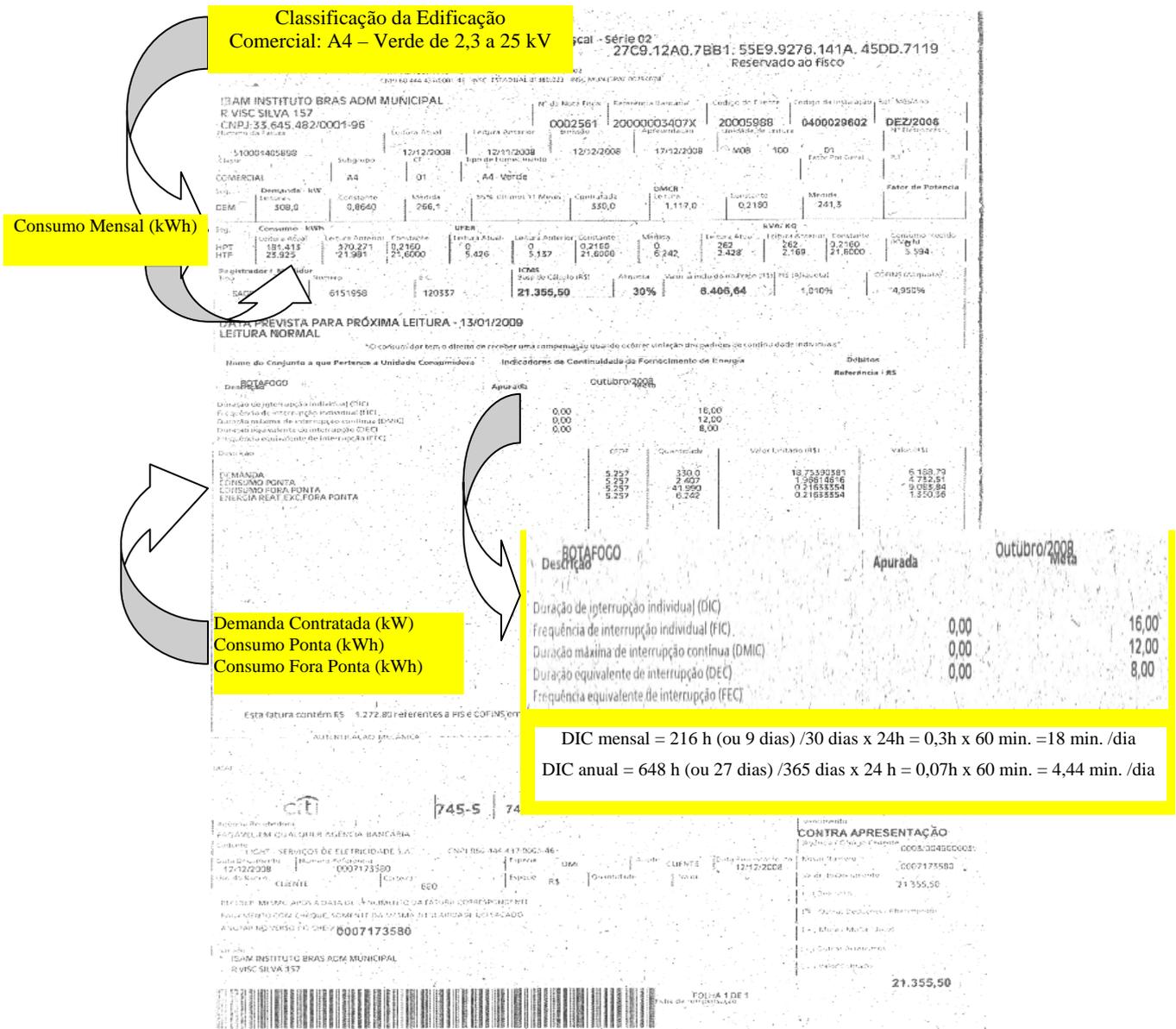


Figura 50 – Conta de Energia do Mês de Dezembro de 2008 da Edificação do IBAM. Fonte: Acervo do IBAM.

4.4 Descrição das cargas a serem atendidas pelos Perfis dos Sistemas Fotovoltaicos

O armazenamento de energia é o principal norteador destes sistemas, no qual os mesmos poderão operar na ocorrência de falha da rede (interrupções), no horário de ponta e fora dela e/ou na ocorrência de sinistro.

O objetivo desse estudo de caso é levar em conta as cargas já existentes na edificação do IBAM em função de suas demandas e armazenamento. Para o caso da demanda esporádica de iluminação de emergência e alarme será utilizada uma central combinada, no qual, o sistema proposto será calculado por intermédio do Método de Orsoni.

Para o caso da demanda de ciclo profundo em sistemas como a iluminação externa, serão utilizados os Métodos de Orsoni e o Método da Área. A distinção entre eles está relacionada com a disponibilidade do espaço para instalação do sistema fotovoltaico.

No caso de demanda esporádica em sistemas com cargas sensíveis, como CPD, o cálculo será realizado pelo Método da Área, que aproveita o espaço disponível em função da eficiência do módulo.

Após os cálculos do consumo das cargas que serão atendidas pelos FVs, será feita uma comparação entre seus regimes de operação e qual o perfil mais adequado a atendê-los e a configuração de armazenagem compatível.

Em conformidade com o item 2.3 referente à bonificação do RTQ-C, também será feito um estudo comparativo entre o consumo anual de energia da edificação do IBAM, e a geração fotovoltaica integrada a sua envoltória proporcionando eficiência de energia à edificação.

Os módulos fotovoltaicos empregados para cálculos neste estudo de caso são modelos policristalinos e monocristalinos classificados como “A” pelo selo Inmetro/Procel em julho de 2010. O primeiro é japonês, o segundo espanhol e o último chinês, o uso de equipamentos com selo Inmetro/Procel garante mais eficiência e menor falha em operação como mostrado na Tabela 4:

Tabela 4 – Módulos com Classificação “A” (INMETRO/PROCEL, 2010)

Fabricante	Família/Modelo	Medidas L x C (m)	Área (m ²)	Potência na Condição Padrão (W)	Corrente no Ponto de Máxima Potência (A)	Eficiência (%)
Kyocera	KD-205GX-LP	1,500 x 0,990	1,500	205	7,71	13,70
Solaria	S6M230 / S6P230	1,647 x 0,977	1,610	230	7,86	14,30
Exxa Global	CSUN 220M	1,480 x 0,990	1,465	220	8,04	15,00

4.4.1 Demanda Esporádica com Tensão de Flutuação – Iluminação de Emergência

As luminárias e lâmpadas do sistema de emergência existente serão aproveitadas em uma central combinada com alarme contra incêndio, sugerida no estudo de caso para atender aos usuários da edificação, em situações recomendadas de escape de acordo com o Corpo de Bombeiros/RJ (SUAREZ, 2007).

Tabela 5 – Sistema de Iluminação do Corredor de Circulação, Escadas e Sala de Máquinas

Iluminação	Pavimentos				Potências	
	Subsolo	1º	2º, 3º, 4º e 5º	6º (cobertura) desativado	Potência un. (W)	Potência Total (W)
Corredor de Circulação						
Lâmpada Fluorescente Tubular e Sensor de Presença	----	2	4	1	20	140
Luz de Emergência com Lâmpadas Fluorescentes	----	1	4	----	15	75
Escada						
Lâmpada Fluorescente Tubular e Sensor de Presença	2	1	4	1 (sem sensor)	60	480
Luz de Emergência com Lâmpadas Fluorescentes	2	1	4	----	15	105
Sala de Máquinas						
Luz de Emergência com Lâmpadas Fluorescentes (2 simples e 1 dupla)	4	----	----	----	15	60
					Total	860

A potência total usada para iluminação de emergência no corredor de circulação e escada que serão aproveitados para os cálculos são de 240 W com 16 lâmpadas de 15 W.

4.4.2 Demanda Noturna com Ciclo Profundo – Iluminação Externa

Segundo informações do Sr. Robson Melo, eletricista-chefe do IBAM, as lâmpadas mistas estão sendo trocadas por equivalentes VSAP e as incandescentes por fluorescente conforme a necessidade, logo os cálculos serão feitos considerando a iluminação externa mais eficiente. A Tabela 6 apresenta características fornecidas por Barbosa (2004) e Cotrim (2009) das substituições que estão ocorrendo.

Tabela 6: Comparação entre Lâmpadas Existentes e Lâmpadas Eficientes

Lâmpada Instalada	Fluxo Luminoso	Ciclo de vida (h)	Lâmpada Eficiente	Fluxo Luminoso	Ciclo de vida (h)
100 (incandescente)	1.300	1.000	20 ou 25 PL	1.100	10.000
500 (mista)	13.500	6.000	150 + 20 VSAP	14.000	24.000
250 (mista)	5.500	6.000	70 + 15 VSAP	6.000	18.000
40 (Tubular Fluorescente)	3.000	3.000	70 + 15 VSAP	6.000	18.000

As lâmpadas de Vapor de Sódio de Alta Pressão (VSAP), consideradas mais eficientes para iluminação externa, segundo Barbosa (2004), funcionam com reator diferente das mistas e a tubular fluorescente também opera com este componente.

Uma das desvantagens, segundo, Novicki e Martinez (2008) da lâmpada de vapor de sódio de alta pressão para iluminação externa está no baixo IRC (Índice de reprodução da Cor), que corresponde a 25 de uma escala limitada entre 0 a 100. Uma lâmpada que tem seu IRC baixo proporciona uma pior reprodução das cores no ambiente que ela ilumina.

Tabela 7 – Iluminação Externa Existente

Local/Lâmpada	Unidades	Potência Instalada (W)	Horas de Operação (h)	Potência Total (kWh/dia)
Entrada / Rua				
Rua/Coqueiro	2	20	18-06 (12h)	0,48
Rua/Poste Pirulito (3,5 m)	1	70 + 15 (vapor de sódio)	18-06 (12h)	1,02
Entrada/Rampa/Rua	1	150 + 20 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	0,68
Entrada/Rampa (meio)	1	70 + 15 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	0,34
Entrada / Edifício				
Escada/Edifício-Teatro	1	70 + 15 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	0,34
Passagem/ Edifício-Teatro	4	20	18-22 (4h)	0,32
Jardim				
Frente/Chão-Edifício	2	150 + 20 (vapor de sódio)	18-06 (12h)	4,08
Frente/Chão-Teatro	2	70 + 15 (vapor de sódio)	18-06 (12h)	2,04
Frente/Poste Pirulito (3,5 m)	1	70 + 15 (vapor de sódio)	18-06 (12h)	1,02
Estacionamento				
Entrada/Passagem	1	70 + 15 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	0,34
Passagem	10	40 + 11 (Tubular Fluorescente)	18-22 (4h)	2,04
Nível I/Coberto e Área Livre	10	20	18-22 (4h)	0,80
Nível II/Projeter	2	70 + 15 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	0,68
Nível II/Poste Pirulito (2,0 m)	3	70 + 15 (vapor de sódio)	18-22 (4h)	1,02
Total				15,20

Obs: A tensão que atende a iluminação externa é de 220 V.

A iluminação externa assim representada terá após as trocas por lâmpadas eficientes, 3,08 kW de demanda diária e 15,20 kWh/dia.

As VSAPs são as mais indicadas para iluminação pública junto à concessionária, porém ao operarem com fotovoltaico podem não ter o mesmo resultado esperado, seus componentes (reator e ignitor) apresentam regime de funcionamento não compatível com fotovoltaico, provocando redução na vida útil do banco de baterias, a situação só seria contornada com o uso de *Flywheel* no início da operação. A questão do desgaste das baterias com descarga profunda requer uma análise detalhada, que não faz parte desse estudo.

A substituição da iluminação externa por outra mais eficiente compatível com o uso do fotovoltaico, norteia a análise para tecnologias que atendam melhor a esta fonte geradora. Nesta análise se destaca a iluminação com LEDs ou lâmpada de estado sólido, bastante utilizada em sinais de trânsito, sendo previsto que até 2015, 20 % da iluminação pública será feita com lâmpadas LEDs que, além do alto desempenho (IRC=100), possuem uma vida útil em torno 50 mil horas. Adaptado de (CREDER, 2007).

De acordo com os estudos de Novicki e Martinez (2008), o critério para substituir as lâmpadas de VSAP, é que a lâmpada LED atinja o fluxo luminoso semelhante a elas, mas que tenha um consumo de energia inferior. Suas pesquisas se pautaram nos seguintes dados: consumo diário de 11 horas e vida mediana de 50.000 horas ou 12 anos para luminárias com LEDs e o mesmo período, mas com 24.000 horas ou 6 anos para as vapor de sódio, o que acarretará em uma troca a mais, quando usado no mesmo período de uma luminária a LED, ou seja, duas manutenções no mesmo período. E concluem que o conjunto de LEDs nas luminárias é capaz de atingir os níveis necessários de fluxo luminoso para iluminação externa e apesar do elevado custo da implementação, a tecnologia pode ser aplicada, pois o retorno do investimento viabiliza o projeto.

Esta tecnologia destinada à iluminação pública aliada ao fotovoltaico vem sendo postas em funcionamento com sucesso em alguns Estados Americanos e países Europeus, o único inconveniente é o custo inicial compensado pelo ciclo de vida mais longo do acumulador de energia com menor manutenção. O sistema é composto de painéis fotovoltaicos, baterias, comando fotoeletrônico, luminária eficiente, lâmpada halogêna de corrente contínua ou LEDs, braços de sustentação, poste e fios de ligação, Barbosa (2004). Neste caso o painel fica acoplado ao poste, o que não ocorreria no IBAM.

Dependendo da empresa fornecedora de lâmpadas LEDs, o projeto de iluminação pode ser diferente, pois os modelos para iluminação externa ainda não foram padronizados, ficando a critério do usuário a melhor configuração.

Na Tabela 8, é mostrado modelos de LEDs para substituição compatível com a geração solar. O custo das Lâmpadas LEDs não foi fornecido pelo fabricante por alegar que seus produtos são exclusivos e só atendem por encomenda. Espera-se que nos próximos anos, ambas as tecnologias (FV e LED) apresentem custo competitivo no mercado proporcionando eficiência nas edificações.

Tabela 8 – Lâmpadas LEDs propostas para substituição no IBAM

Iluminação Existente	Iluminação LEDs
20 ou 25 PL / 100 (incandescente)	Lâmpada LED (5W) Rosca E27 - PAR20
70 + 15 (vapor de sódio) / 250 (mista)	90W – LEDSTAR Luminária IP66 (parede) / EI-RL50 (50 W) - Iluminador a LED para até 40m (30° a 180°) (solo) / PCS-101/1 (4 W) - Poste de iluminação a LED - 1 braço
150 + 20 (vapor de sódio) / 500 (mista)	130W – LEDSTAR Luminária IP66 (parede) / EI-RL100 (100 W) - Iluminador a LED para até 120m (10° a 180°) (solo)
40 + 11 (Tubular Fluorescente)	Lâmpada de LED Tubular T8 (10W) - 60 cm - Branco Frio

Fonte: ECCEL Eletrônica acessado em julho/2010 no site <http://www.eccel.com.br>

A economia com a troca por LEDs seria de 45% do consumo diário com a iluminação externa que já está sendo substituída e 75% comparada a iluminação externa existente com lâmpadas mistas e incandescentes, reduzindo o consumo para 6,86 kWh/dia.

4.4.3 Demanda Esporádica com Tensão de Flutuação - CPD

No presente estudo de caso, o consumo do CPD, será calculado como sistema de carga crítica, ou seja, é vital a continuidade de sua operação, mesmo em ocorrência de interrupção da rede. A demanda levantada no CPD poderá sofrer alterações devido a upgrade nos equipamentos, suas horas de operação contabilizaram o horário de ponta e possível interrupção de até duas horas seguidas ou intercaladas no dia.

Tabela 9 – Demanda do CPD

Componentes	Unidades	Potência (W)	Horas de Operação (h)	Potência Total Inst. (kWh/dia)
Servidores/Periféricos				
Compaq Pentium III	1	250	06	1,50
Compaq Proliant 800 (fita date)	1	500	06	3,00
Power Edge T410 Dell	1	580	06	3,48
Epcom Platinum	1	350	06	2,10
Hub/Switch				
3 Com Basiline Switch 2024	2	50	06	0,60
Cisco System 1800 séries	1	100	06	0,60
Cisco System 2800 séries	1	300	06	1,80
Parks 2048 SHDSL	2	100	06	1,20
Planet FSD-1600/10/100 Msps/Ethernet Switch	1	50	06	0,30
Micros				
Pentium IV	11	250	06	16,50
Monitor	5	100	06	3,00
Total				34,08

Os equipamentos em operação no CPD constituem carga sensível (crítica) para o funcionamento do IBAM, onde uma interrupção pode causar não só prejuízos, mas atrasos em diversos projetos em desenvolvimento.

Por esse motivo, são utilizados *no-breaks* juntos aos servidores principais, com autonomia em torno de 20 minutos. De acordo com o chefe do CPD, a problemática maior está nos feriados prolongados e férias de fim de ano, onde as interrupções são mais frequentes.

A armazenagem para este caso pode ser feita com bateria VRLA, geralmente utilizadas neste setor, mas que vêm crescendo seu uso com fotovoltaico pela praticidade e a alta capacidade que as mesmas podem armazenar.

4.5 Perfis de Integração do Sistema Fotovoltaico à Edificação do IBAM

A envoltória da Edificação do IBAM apresenta três áreas disponíveis para a integração do FV, sendo elas, a fachada Noroeste (NO), fachada Nordeste (NE) e o telhado. O potencial energético estimado nestas áreas da edificação possibilitará a escolha das cargas mais apropriadas a serem atendidas pelos seus sistemas fotovoltaicos, configurando um perfil direcionado a cada tipo de carga solicitada pela edificação.

Como visto no capítulo III, existem várias formas de integração do FV à edificação, no caso do IBAM a sugestão para integração nos vãos da fachada, é a ventilada (*Ventilated Fachade*), tipo especial de fachada, normalmente envidraçada, composta de dois sistemas de fachadas separados por um espaço através do qual circula o ar exterior. O fluxo de ar remove grandes quantidades de calor que de outra forma atingiria diretamente a fachada do edifício, com o que se obtém significativa redução da carga térmica interna e conseqüente diminuição do consumo de energia do edifício devido ao condicionamento ambiental. (ACADEMIA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA, 2010)

A área disponível da fachada Noroeste (NO) para a instalação dos painéis fotovoltaicos está situada nos quatro últimos vãos da edificação, enquanto toda a fachada Nordeste (NE) pode ser utilizada sem problemas de sombreamento do entorno. O telhado é considerado uma área clássica para instalações de FV nas edificações, no caso do IBAM sua geração e armazenamento servirão como *back-up*. Os detalhes correspondentes às áreas das fachadas e telhado são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Características das áreas dos Perfis de Integração do FV - IBAM

Fachada Noroeste (NO)	Fachada Nordeste (NE)	Telhado (NO)
Comprimento: 42 m ; Altura: 2,0 m Área: 84,0 m ² ; 84 m ² x 4 = 336 m ²	Comprimento: 13 m ; Altura: 15,0 m Área: 195,0 m ²	(Kyocera) Área: 66 m ² (Solaria) Área: 72 m ² (Exxa Global) Área: 64 m ²
(Kyocera) 84 m ² x 1,5 m ² = 56 módulos/vão (Solaria) 84 m ² x 1,610 m ² = 52 módulos/vão (Exxa Global) 84 m ² x 1,465 m ² = 56 módulos/vão 56 módulos x 4 = 224 módulos 52 módulos x 4 = 208 módulos	(Kyocera) 195 m ² x 1,5 m ² = 130 módulos (Solaria) 195 m ² x 1,610 m ² = 120 módulos (Exxa Global) 195 m ² x 1,465 m ² = 130 módulos	A área calculada considera a projeção da inclinação do módulo (30°) e o espaçamento necessário para evitar o sombreamento na <i>stringer</i> posterior.
(Kyocera) 224 módulos x 205 W _p = 45,92 kW _p (Solaria) 208 módulos x 230 W _p = 47,84 kW _p (Exxa Global) 224 módulos x 220 W _p = 49,28 kW _p	(Kyocera) 130 módulos x 205 W _p = 26,65 kW _p (Solaria) 120 módulos x 230 W _p = 27,60 kW _p (Exxa Global) 130 módulos x 220 W _p = 28,60 kW _p	(Kyocera) 40 módulos x 205 W _p = 8,2 kW _p (Solaria) 36 módulos x 230 W _p = 8,28 kW _p (Exxa Global) 40 módulos x 220 W _p = 8,8 kW _p

a) Perfil de Geração Fotovoltaica da Fachada Noroeste do IBAM

A área total de instalação da fachada Noroeste (NO) para os painéis fotovoltaicos pode variar de acordo com a tecnologia aplicada, sejam, módulos policristalinos ou monocristalinos, proporcionado conforme modelo adotado 367,36 kW_ph/dia (Kyocera), 382,72 kW_ph/dia (Solaria) e 394,24 kW_ph/dia (Exxa Global) para 8 horas de irradiância e área especificada na Tabela 11. A área disponível em questão pode ser revestida com outras tecnologias de integração (revestimento), a fim de aproveitar melhor a captação solar, atendendo as necessidades da edificação e não da especificação do fabricante.

Utilizando o método da área e aplicando a equação (11) é possível realizar os cálculos e estimar uma geração de energia com os módulos acima apresentados. O software utilizado para cálculo da irradiação de pico média diária mensal foi o RadLite, Castro (1996) em anexo, nele são mostrados valores de W_p (Watt Pico) em função da área (W/m^2), esta irradiação para um dia médio típico do mês em relação a esta fachada.

A localização e verificação do ângulo azimutal da edificação foram realizadas através da foto do Google Earth@Google (2010), onde o ângulo incidente com a fachada noroeste (NO) perfaz ($360^\circ - 14^\circ = 346^\circ$) ou ($-180^\circ + 14^\circ = -166^\circ$), para cálculos no RadLite será utilizado (-165°).



Figura 51 – Ângulo de Incidência Solar na Fachada Principal (NO). Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

Para sistemas fotovoltaicos autônomos, o tempo de recarga para os acumuladores recomendado é de 5 horas, considerando dias nublados e/ou chuvosos. (SHAYANI, 2002).

Utilizando o software RadLite, observa-se que o período de insolação é de 8 horas, uma vez que o sistema fotovoltaico integrado à edificação poderá vir a atendê-la em uma

solicitação na ausência da fonte de energia principal. O horário de funcionamento da edificação também é um fator importante a ser considerado, para o IBAM, é de 8 horas diárias para cargas internas e mais 4 horas no horário de pico para cargas críticas e externas.

A irradiância solar será calculada em função das horas de captação estimada pelo valor de pico máximo do dia típico, ou seja, Irradiação de Pico Diária Média Mensal ($\text{kW}_p\text{h/m}^2$) que é mostrada na Tabela 11:

Tabela 11 – Irradiação de Pico Média Mensal – Fachada Noroeste (NO)

RadLite @ 1996				
Irradiação do Céu Médio – Típico do Rio de Janeiro				
Método Dogniaux – Região de Clima Tropical – Ambiente Urbano				
Estação Meteorológica Praça XV, RJ				
Fachada Noroeste (NO)				
Mês	Irradiação Pico Diária Mensal (W/m^2)	Número de Horas de Insolação (h)	Irradiação de Pico Diária Média Mensal (kWh/m^2)	Irradiação Média Total Diária (kWh/m^2)
Jan	236,47	08	1,892	2,409
Fev	286,83	08	2,295	2,089
Mar	342,03	08	2,736	2,405
Abr	379,80	08	3,038	2,649
Mai	391,19	08	3,130	2,687
Jun	388,28	08	3,106	2,631
Jul	387,30	08	3,098	2,643
Ago	383,25	08	3,066	2,660
Set	355,09	08	2,841	2,489
Out	305,90	08	2,447	2,188
Nov	251,10	08	2,009	1,892
Dez	221,86	08	1,775	1,777
Média	327,43	08	2,619	2,377
Total	3929,10	08	31,433	28,519

A geração fotovoltaica para a fachada Noroeste (NO) é mostrada a seguir na tabela 12, e os valores dos dias de consumo ou período de leitura do relógio foram contados a partir das contas de energia do referido mês fornecido pelo IBAM no período de out/2008 a set/2009.

Tabela 12 – Geração Fotovoltaica Fachada Noroeste (NO) no IBAM

Geração Fotovoltaica – Fachada Noroeste (NO) Edificação IBAM								
Mês	Irradiação Média Diária Mensal (kWh/m ²)	Geração Média Diária Mensal Kyocera (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Solaria (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Exxa Global (kWh/dia)	Dias de Consumo/Mês	Geração Média Mensal Kyocera (kWh/mês)	Geração Média Mensal Solaria (kWh/mês)	Geração Média Mensal Exxa Global (kWh/mês)
Jan	1,892	78,38	81,82	85,82	32	2508,27	2618,12	2746,28
Fev	2,295	95,08	99,24	104,10	29	2757,29	2878,05	3018,93
Mar	2,736	113,35	118,31	124,10	30	3400,48	3549,40	3723,15
Abr	3,038	125,86	131,37	137,80	31	3901,68	4072,56	4271,91
Mai	3,130	129,67	135,35	141,98	29	3760,49	3925,19	4117,33
Jun	3,106	128,68	134,31	140,89	29	3731,66	3895,09	4085,76
Jul	3,098	128,35	133,97	140,53	33	4235,43	4420,93	4637,33
Ago	3,066	127,02	132,58	139,07	30	3810,62	3977,51	4172,21
Set	2,841	117,70	122,85	128,87	30	3530,98	3685,62	3866,03
Out	2,447	101,38	105,82	111,00	32	3244,04	3386,16	3551,87
Nov	2,009	83,23	86,88	91,13	30	2496,91	2606,27	2733,84
Dez	1,775	73,54	76,76	80,51	30	2206,08	2302,70	2415,42
Média	2,619	108,52	113,27	118,82	30	3298,66	3443,13	3611,67
Total	31,433	1302,24	1359,26	1425,80	365	39583,93	41317,60	43340,06

A tabela 13 - Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM.

Consumo Médio Mensal e Diário – Fachada (NO) Edificação IBAM									
Mês	Consumo Médio na Ponta (kWh)	Consumo Médio Fora da Ponta (kWh)	Consumo Médio Mensal (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Kyocera (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Solaria (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Exxa Global (kWh)	Eco. Kyocera %	Eco. Solaria %	Eco. Exxa Global %
Out/2008	3.225	34.128	37.353	3244,04	3386,16	3551,87	8,68	9,07	9,51
Nov/2008	2.715	46.850	49.565	2496,91	2606,27	2733,84	5,04	5,26	5,52
Dez/2008	2.407	41.990	44.397	2206,08	2302,70	2415,42	4,97	5,19	5,44
Jan/2009	1.891	33.674	33.565	2508,27	2618,12	2746,28	7,47	7,80	8,18
Fev/2009	2.735	51.667	54.402	2757,29	2878,05	3018,93	5,07	5,29	5,55
Mar/2009	3.762	53.525	57.287	3400,48	3549,40	3723,15	5,94	6,20	6,50
Abr/2009	3.160	47.542	50.702	3901,68	4072,56	4271,91	7,69	8,03	8,43
Mai/2009	2.816	37.606	40.422	3760,49	3925,19	4117,33	9,30	9,71	10,19
Jun/2009	3.256	40.781	44.037	3731,66	3895,09	4085,76	8,47	8,85	9,28
Jul/2009	3.081	37.498	40.579	4235,43	4420,93	4637,33	10,44	10,89	11,43
Ago/2009	2.753	33.394	36.147	3810,62	3977,51	4172,21	10,54	11,00	11,54
Set/2009	2.846	33.437	36.283	3530,98	3685,62	3866,03	9,73	10,16	10,66
Média	2.887	41.008	43.728	3298,66	3443,13	3611,67	7,78	8,12	8,52
Total	34.647	492.092	524.739	39583,93	41317,60	43340,06	7,54	7,87	8,26

Se a geração de energia solar da fachada noroeste (NO) for comparada ao consumo da edificação, como solicitado pelo item 2.3 do RTQ-C, tem-se a Tabela 13.

O percentual de economia de energia elétrica total estimada pela fachada Noroeste (NO) na edificação do IBAM com o sistema fotovoltaico integrado varia conforme tecnologia, com o módulo Kyocera é de 7,54 %, com o módulo da Solaria é de 7,87 %, e com o módulo da Exxa Global 8,26 %, ou seja, esta fachada somente, não atende ainda a bonificação do RTQ-C com 10 % de economia no consumo anual da edificação. Mas a edificação conta com mais uma fachada cega, a Nordeste (NE) e o telhado, o que vem possibilitar atingir este índice.

A mesma análise pode ser realizada para o consumo no horário de ponta, o percentual de economia poderia ocasionar mudança na tarifa, como mostrado na Tabela 14.

Tabela 14 – Estimativa do Percentual de Economia no Horário de Ponta do IBAM

	Consumo Médio na Ponta (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Kyocera (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Solaria (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Exxa Global (kWh)	Eco. Kyocera %	Eco. Solaria %	Eco. Exxa Global %
Out/2008	3.225	3244,04	3386,16	3551,87	100,59	105,00	110,14
Nov/2008	2.715	2496,91	2606,27	2733,84	91,97	104,38	100,69
Dez/2008	2.407	2206,08	2302,70	2415,42	91,65	95,67	100,35
Jan/2009	1.891	2508,27	2618,12	2746,28	132,64	138,45	145,23
Fev/2009	2.735	2757,29	2878,05	3018,93	100,81	105,23	110,38
Mar/2009	3.762	3400,48	3549,40	3723,15	90,39	94,35	98,97
Abr/2009	3.160	3901,68	4072,56	4271,91	123,47	128,88	135,19
Mai/2009	2.816	3760,49	3925,19	4117,33	133,54	139,39	146,21
Jun/2009	3.256	3731,66	3895,09	4085,76	114,61	119,63	125,48
Jul/2009	3.081	4235,43	4420,93	4637,33	137,47	143,49	150,51
Ago/2009	2.753	3810,62	3977,51	4172,21	138,42	144,48	151,55
Set/2009	2.846	3530,98	3685,62	3866,03	124,07	129,50	135,84
Média	2.887	3298,66	3443,13	3611,67	114,97	120,70	125,88
Total	34.647	39583,93	41317,60	43340,06	114,25	119,25	125,09

A Tabela 14 revela que o consumo no horário de ponta pode ser atendido por armazenamento de energia via baterias dependendo do componente de integração adotado e do mês em questão. Este percentual também é suficiente para atender pequenas interrupções na edificação, conforme cargas pré-estabelecidas por alguns minutos ao longo do dia, além da autonomia da UPS dependendo do mês e da configuração escolhida pela geração distribuída. Alguns meses não são contemplados em sua totalidade, no que tange a economia, mas a mesma pode ser alcançada com medidas de eficiência energética, tais como, a aplicação do RTQ-C.

Observa-se que quanto maior a eficiência do módulo, maior a economia da edificação, logo se o componente de integração utilizado for o fabricante Exxa Global no atendimento do consumo no horário de ponta, a economia anual poderá ser completa.

O perfil desta fachada apresenta uma curva da irradiação de pico média diária mensal que se aproxima da curva característica de um painel solar, sofrendo pequenas variações nos meses do solstício de verão com maior intensidade (valores de pico) no período da tarde, por se tratar de uma fachada no eixo Norte – Oeste. O consumo diário de cada carga levantada na edificação é: Iluminação de Emergência (1,44 kWh/dia), Iluminação Externa (15,20 kWh/dia) e CPD (34,08 kWh/dia), totalizando (50,72 kWh/dia). Para o módulo da (Kyocera) 13,8% de sua geração diária, 13,25% com (Solaria) e 12,87% com (Exxa Global) para 8 horas de irradiação, se todas as cargas levantadas fossem alimentadas por esse perfil.

A iluminação de Emergência é utilizada apenas uma hora quando solicitada e não se enquadraria nesse perfil, já a Iluminação Externa tem ciclo diário com início de operação durante o horário de ponta e se estende até o amanhecer, já o CPD funciona 24h, necessitando de armazenamento apenas para eventuais interrupções da rede e horário de ponta.

Como a captação de energia solar nesta fachada é similar a de um painel fotovoltaico com apenas pequeno deslocamento do ponto máximo para as 14h, e o armazenamento de energia é assegurado no horário de ponta e eventuais falhas da rede, a carga do CPD é a que mais se adapta a este perfil.

O sistema de energia que irá gerenciar esta carga será uma mini-rede ou uma geração distribuída com elementos de regulação, filtro, controle e medição na própria edificação do IBAM, neste caso a medição será direcionada para o CPD ou Consumo no horário de Ponta, já se preparando para o *smart-grid*.

A configuração sugerida da mini-rede deste perfil de integração permite que duas fontes geradoras de energia (rede + FV) atuem em comutação constante através da chave de transferência estática STS responsável pela entrada simultânea de correntes oriundas dessas fontes. Os inversores serão utilizados para melhor acoplamento entre o FV e a STS. Desta forma permite que ambas as fontes (rede + FV) tenham entrada na STS senoidal.

A STS realiza a primeira filtragem das interferências, pois opera com IGBT mantendo a tensão no padrão e repassa o fluxo de energia para a UPS, no qual realiza mais uma filtragem de harmônicos para o sistema. A UPS também opera com IGBT interno que permite interligação com os barramentos CA e CC.

Ou seja, neste perfil, o IBAM, teria uma configuração de mini-rede com o uso do *Flywheel* (alimentação CA (3 ϕ), geração CC e regulação da mini-rede) em paralelo com o

banco de baterias (alimentação e geração CC), ambos ligados a UPS (alimentação CA (3 ϕ), geração CA (3 ϕ) e CC, filtro de harmônicos bilaterais - geração/carga e controle da mini-rede). Dependendo da UPS, a mesma pode operar com uma pequena autonomia pré-estabelecida pelo fabricante junto com o *Flywheel* e para eventos mais longos a UPS operará junto com o banco de baterias e o *Flywheel*.

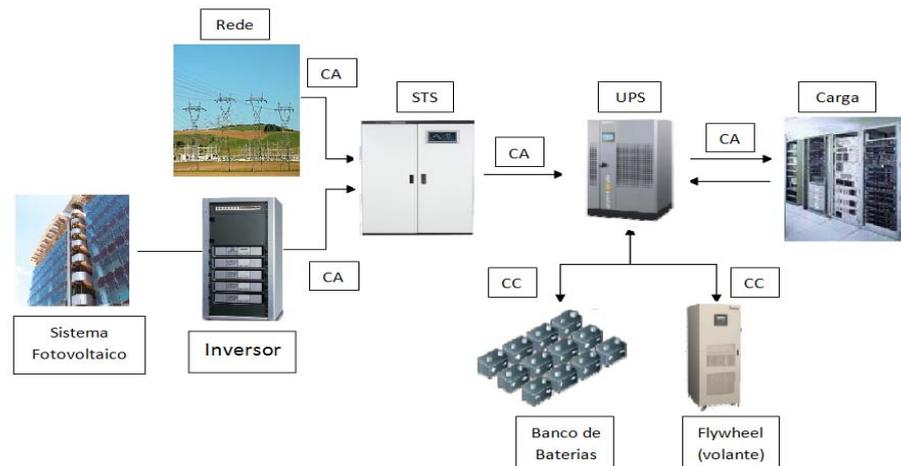


Figura 52 – Configuração (topologia) sugerida para o perfil da Fachada Noroeste (NO).

Fonte: Adaptado de (SOCOMECC, 2010)

O barramento CC é o responsável pelo armazenamento de energia neste sistema proposto para mini-rede do IBAM, devido a sua importância vital, os acumuladores utilizados são da tecnologia VRLA compatível com a UPS e o *Flywheel*.

O *Flywheel* (volante) funciona como um regulador de tensão de todo o sistema, não deixando que o mesmo pare por qualquer evento ou que a carga perceba as oscilações da rede. O volante opera em paralelo com o banco de baterias estendendo sua vida útil, pois ao iniciar o processo de descarga da bateria, o efeito “*Coup de Fouet*” desse componente é eliminado. Neste estudo de caso, o *Flywheel* só operará na configuração de mini-rede para ponta, pois o mesmo não é aplicável para cargas menores como a do CPD, (SOCOMECC, 2010).

Em Medeiros (2010), tal configuração proposta, elimina as perdas no decorrer do processo entre a geração e o consumo e adaptando-se de forma eficiente a geração intermitente como a solar.

Um medidor de (Wh) é colocado, por exemplo, próximo a carga (CPD) para aferição junto a concessionária mensalmente, como um *smart-grid*.

A eficiência é garantida pelos componentes da mini-rede que são compatíveis com o sistema fotovoltaico também com 20 anos de operação.

A atual configuração do CPD no prédio IBAM tem demanda diária e 34,08 kWh/dia de consumo.

a) - Cálculo pelo Método da Área

Para este perfil, a irradiação de referência será a média de 2,62 kWh/dia:

$$P_{DC} = (34080/2.62)/0.9 = 14,45 \text{ kW}_p$$

$$A_{total} = \frac{14,45}{0,137} = 106 \text{ m}^2 \approx 72 \text{ módulos de } 205 \text{ W}_p,$$

$$A_{total} = \frac{14,45}{0,143} = 102 \text{ m}^2 \approx 64 \text{ módulos de } 230 \text{ W}_p \text{ e}$$

$$A_{total} = \frac{14,45}{0,150} = 97 \text{ m}^2 \approx 66 \text{ módulos de } 220 \text{ W}_p$$

Obs₁: Para os cálculos dos outros componentes, utiliza-se o valor da potência gerada pelos módulos.

$$Bateria = \left(2x \frac{14760}{0,8}\right) / 24 = 1538 \text{ Ah} \quad , \quad Bateria = \left(2x \frac{14720}{0,8}\right) / 24 = 1534 \text{ Ah} \quad \text{e}$$

com 2 de 800 Ah (2 dias de autonomia)

Tabela 15 – Armazenamento para o CPD

Componentes	Unidades	Medidas	Totais
Kyocera 205GX-LP	72	205	14,76 kW _p
Solaria	64	230	14,72 kW _p
Exxa Global	66	220	14,52 kW _p
Bateria VRLA	2	850	1700 Ah

Outra carga que poderá aplicar a mesma configuração da mini-rede é o consumo no horário de ponta que será calculado para a maior média mensal nas contas no período estudado, sendo o mês de março a base para os cálculos com 3762 kWh/mês ou 125,4 kWh/dia de consumo na hora de ponta. Esta carga conforme a Tabela 14, não é atendida plenamente, mas serão mostrados os cálculos a seguir:

a) Cálculo com o Método da Área

O consumo no horário de ponta médio de 3762 kWh/mês no período de 30 dias no mês de Março, maior valor no período analisado,

$$\frac{3762 \text{ kWh/mês}}{30 \text{ dias}} = 125,4 \text{ kWh/dia}$$

Considerando as perdas no sistema (inversor) de 0,9.

$$P_{cc} = \left(\frac{125400}{2,62} \right) / 0,9 = 53,18 \text{ kW}$$

O cálculo da nova área para instalação de acordo com a tecnologia fotovoltaica adotada será:

$$\frac{53,18}{0,137} = 390 \text{ m}^2$$

$$\frac{390 \text{ m}^2}{1,5 \text{ m}^2} = 260 \text{ módulos} \times 205 \text{ W} = 53,30 \text{ kW}$$

$$\frac{53,18}{0,143} = 372 \text{ m}^2$$

$$\frac{372 \text{ m}^2}{1,61 \text{ m}^2} = 232 \text{ módulos} \times 230 \text{ W} = 53,36 \text{ kW}$$

$$\frac{53,18}{0,150} = 355 \text{ m}^2$$

$$\frac{355 \text{ m}^2}{1,465 \text{ m}^2} = 242 \text{ módulos} \times 220 \text{ W} = 53,24 \text{ kW}$$

Lembrando que a UPS pode se conectar ao barramento CC com entrada de 2 a 120 Vcc.

$$Bateria = \frac{(2 \times \frac{53300}{0.8})}{48} = 2776 \text{ Ah} \quad , \quad Bateria = \frac{(2 \times \frac{53360}{0.8})}{48} = 2780 \text{ Ah} \quad e \quad Bateria = \frac{(2 \times \frac{53240}{0.8})}{48} = 2773 \text{ Ah}$$

com 2 de 1500 Ah (2 dias de autonomia)

Comparando o resultado com a Tabela 15 observa-se que a armazenagem para o CPD solicitaria a metade da acumulação de energia calculada para o horário de ponta da edificação. Verifica-se que consumo médio na ponta do mês de referência (março) após os cálculos como mostra a carga, não é plenamente atendida por essa fachada, mas estratégias de eficiência energética podem ser aplicadas na edificação, a fim de reduzir os custos com energia, proporcionando uma autonomia predial neste período do dia.

Este perfil de integração do FV também pode atender a edificação do IBAM na seguinte hipótese: a edificação se encontra na tarifa verde (A4) e com demanda contratada entre 275 kW (período seco) a 330 kW (período úmido), na eminência de ultrapassagem da demanda contratada, o sistema de armazenagem pode atender em um período curto a edificação com eficiência, pois nenhuma energia é desperdiçada e sua tarifa poderia ser revista.

O *Flywheel* terá um papel importante no armazenamento desta edificação dentro da mini-rede, pois operará como um regulador de todo o sistema de forma contínua em qualquer situação. A topologia ou configuração dos sistemas de armazenamento com esta tecnologia devem ser melhor analisada, a fim de atender corretamente as necessidade de cada edificação com seu perfil próprio de forma eficiente e com qualidade no serviço oferecido.

Resumo

O perfil de integração do FV na fachada Noroeste (NO) atende a edificação nos seguintes casos:

- Carga do CPD;
- Consumo no Horário de Ponta (“*peak-shaves*”);
- Interrupções da rede;
- Ultrapassagem da Demanda Contratada;
- Poderá atender até 1/6 da demanda contratada pela edificação próxima de 50 kW independente do módulo aplicado;
- Poderá atender ao mínimo de 50 kW para futura ligação com a rede no caso de fornecimento quando acrescido mais 20 módulos Kyocera, 10 Solaria ou 4 Exxa Global, (Lei nº 10.438/02);
- Poderá atender aos 10 % do item 2.3 do RTQ-C, se reduzir os gastos com energia, (Portaria nº 181/2010);
- Mini-rede direcionada para a carga específica (CPD e Interrupções da rede) ou mini-rede para sustentabilidade da edificação no horário de ponta e ultrapassagem com garantia de 20 anos, (Lei nº 10.438/02, Portaria nº 60/2009, Task 11);

A economia alcançada com este perfil, de acordo com o período fornecido de contas de luz com um montante de R\$ 248.891,34 e conforme calculado o percentual para cada tecnologia resulta em Kyocera (7,54 %) com R\$ 18.766,41, Solaria (7,87 %) com R\$ 19.587,75 e Exxa Global (8,26 %) com R\$ 20.558,42. Parece pouco comparado ao gasto anual, mas deve-se lembrar que os 10 % solicitado pelo RTQ-C equivaleria a R\$ 24.889,13.

Esta economia aumentaria ainda mais, ao longo dos anos com a aplicação da mini-rede na edificação associado ao sistema fotovoltaico, este investimento será calculado a seguir em função da geração da fachada para o atendimento do consumo no horário da ponta e para o CPD.

Tabela 16 - Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfil I (Ponta):

Perfil – Fachada Noroeste (NO)				
Equipamento	Especificação	Unidade	Custo Unitário (R\$)	Investimento (R\$)
Componente Integrador - Módulo				
Kyocera	205 W	224	(205 x 224 x 14,00) + 10 %	642.880,00 + 64.288,00 = 707.168,00
Solaria M ou P	230 W	208	(230 x 208 x 7,00) + 10 %	334.880,00 + 33.488,00 = 368.368,00
Exxa Global	220 W	224	(220 x 224 x 10,00) + 10 %	492.800,00 + 49.280,00 = 542.080,00
Componentes de Controle				
Investimento (R\$)				
STS, UPS e inversor		150.000,00		
Componentes de Armazenagem				
Investimento (R\$)				
Bateria e Flywheel		70.000,00		
Investimento de Projeto de mini-rede com Sistema Fotovoltaico (Ponta)				
Opção Kyocera				927.168,00
Opção Solaria				588.368,00
Opção Exxa Global				762.080,00
Redução do uso de CO₂ (referência: 50 g/kWh)				
				Carvão³
				Óleo Diesel³
				GLP³
Opção Kyocera (6,70 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 134,01 ton CO ₂ /ano (20 anos))				72,55
Opção Solaria (6,98 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 139,70 ton CO ₂ /ano (20 anos))				75,59
Opção Exxa Global (7,19 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 143,90 ton CO ₂ /ano (20 anos))				77,86
				59,70
				33,52
				62,20
				34,92
				64,06
				35,97

Obs₁: 10 % de Mão – de – Obra.

Obs₂: Cada 1 kW (FV): 1,58 toneladas de CO₂ / ano de Carvão , 1,30 toneladas de CO₂ / ano de óleo Diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano de GLP. (OLIVEIRA; ZILLES, 1998). Foi considerado 50 g/kWh de CO₂ (AYOUB et al., 2001).

Tabela 17 - Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfil I (CPD):

Perfil – Fachada Noroeste (NO)				
Equipamento	Especificação	Unidade	Custo Unitário (R\$)	Investimento (R\$)
Componente Integrador - Módulo				
Kyocera	205 W	72	(205 x 72 x 14,00) + 10 %	206.640,00 + 20.664,00 = 227.304,00
Solaria M ou P	230 W	64	(230 x 64 x 7,00) + 10 %	103.040,00 + 10.304,00 = 113.344,00
Exxa Global	220 W	66	(220 x 66 x 10,00) + 10 %	145.200,00 + 14.520,00 = 159.720,00
Componentes de Controle				
Investimento (R\$)				
STS, UPS e inversor		50.000,00		
Componentes de Armazenagem				
Investimento (R\$)				
Bateria		800,00		
Investimento de Projeto de mini-rede com Sistema Fotovoltaico (CPD)				
Opção Kyocera		278.104,00		
Opção Solaria		164.144,00		
Opção Exxa Global		210.520,00		
Redução do uso de CO₂ (referência: 50 g/kWh)				
				Carvão³
				Óleo Diesel³
				GLP³
				(1 ano)
				(1 ano)
				(1 ano)
Opção Kyocera (2,15 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 43,10 ton CO ₂ /ano (20 anos))				23,32
Opção Solaria (2,15 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 42,98 ton CO ₂ /ano (20 anos))				23,26
Opção Exxa Global (2,12 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 42,40 ton CO ₂ /ano (20 anos))				22,94
				19,19
				19,14
				18,88
				10,77
				10,75
				10,60

Obs₁: 10 % de Mão – de – Obra.

Obs₂: Cada 1 kW (FV): 1,58 toneladas de CO₂ / ano de Carvão, 1,30 toneladas de CO₂ / ano de óleo Diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano de GLP. (OLIVEIRA; ZILLES, 1998). Foi considerado 50 g/kWh de CO₂ (AYOUB et al., 2001).

Pela Tabela 16 e Tabela 17, a tecnologia de integração com menor custo benefício é a Solaria, tanto para mini-rede do CPD com retorno de investimento em menos de 1(um) ano, quanto para a mini-rede de Ponta com retorno de investimento de 2 anos e meio. Deve-se observar que nestes períodos, a eficiência na edificação será ainda maior com implantação da mini-rede.

Perfil de Integração de FV à Edificação do IBAM – Fachada Noroeste (NO)

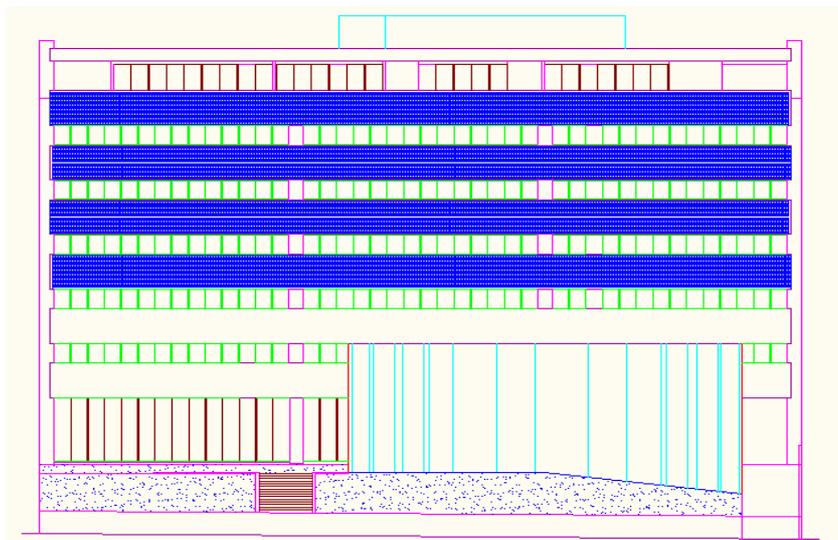


Figura 53 – Vista Frontal da Fachada Principal. Fonte: Acervo do IBAM.



Figura 54 – Sombreamento na Edificação do IBAM no mês de Maio com a maior irradiação próxima das 15h00minh.

Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

b) Perfil de Geração Fotovoltaica da Fachada Nordeste (NE)

O ângulo azimutal da fachada Nordeste (NE) perfaz 76°, conforme foto do Google Earth@Google (2010), para cálculos no RadLite (anexo) será utilizado (75°).



Figura 55 – Ângulo de Incidência Solar na Fachada Nordeste (NE).

Fonte: Google Earth@Google (2010)

A fachada Nordeste (NE) é cega, ou seja, sem janela e sem vãos ou aparelhos de ar condicionados, o melhor período de captação de energia solar ocorre pela manhã. A área útil da fachada Noroeste (NO) para instalação dos painéis fotovoltaicos com módulos policristalinos ou monocristalinos proporciona de acordo com modelo adotado 213,20 kW_ph/dia (Kyocera), 220,80 kW_ph/dia (Solaria) e 228,80 kW_ph/dia (Exxa Global) para 8 horas de irradiação.

Tabela 18 – Irradiação de Pico Média Mensal – Fachada Nordeste (NE)

RadLite @ 1996				
Irradiação do Céu Médio – Típico do Rio de Janeiro				
Método Dogniaux – Região de Clima Tropical – Ambiente Urbano				
Estação Meteorológica Praça XV, RJ				
Mês	Irradiação Pico Diária Mensal (W/m²)	Número de Horas de Insolação (h)	Irradiação de Pico Diária Média Mensal (kWh/m²)	Irradiação Média Total Diária (kWh/m²)
Jan	452,45	08	3,620	3,174
Fev	436,38	08	3,491	3,011
Mar	394,36	08	3,155	2,670
Abr	336,77	08	2,695	2,226
Mai	280,13	08	2,241	1,815
Jun	249,86	08	1,999	1,602
Jul	259,92	08	2,079	1,679
Ago	307,61	08	2,461	2,015
Set	365,25	08	2,922	2,465
Out	417,65	08	3,341	2,820
Nov	445,90	08	3,567	3,043
Dez	455,33	08	3,643	3,162
Média	366,80	08	2,934	2,474
Total	4401,61	08	35,213	29,682

Tabela 19 – Geração Fotovoltaica Fachada Nordeste (NE) no IBAM

Geração Fotovoltaica – Fachada Noroeste (NE) Edificação IBAM								
Mês	Irradiação Média Diária Mensal (kWh/m ²)	Geração Média Diária Mensal Kyocera (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Solaria (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Exxa Global (kWh/dia)	Dias de Consumo/Mês	Geração Média Mensal Kyocera (kWh/mês)	Geração Média Mensal Solaria (kWh/mês)	Geração Média Mensal Exxa Global (kWh/mês)
Jan	3,620	87,04	90,85	95,30	32	2785,20	2907,18	3049,49
Fev	3,491	83,94	87,61	91,90	29	2434,14	2540,74	2665,12
Mar	3,155	75,86	79,18	83,06	30	2275,72	2375,38	2491,66
Abr	2,695	64,80	67,64	70,95	31	2008,71	2096,69	2199,32
Mai	2,241	53,89	56,24	59,00	29	1562,56	1631,00	1710,84
Jun	1,999	48,06	50,17	52,62	29	1393,83	1454,87	1526,09
Jul	2,079	49,93	52,18	54,73	33	1649,56	1721,80	1806,08
Ago	2,461	59,17	61,76	64,79	30	1775,13	1852,87	1943,57
Set	2,922	70,26	73,33	76,92	30	2107,65	2199,96	2307,65
Out	3,341	80,33	83,85	87,95	32	2570,54	2683,12	2814,46
Nov	3,567	85,76	89,52	93,90	30	2572,89	2685,58	2817,04
Dez	3,643	87,59	91,43	95,90	30	2627,71	2742,80	2877,06
Média	2,934	70,55	73,65	77,25	30	2146,97	2241,00	2350,70
Total	35,213	846,62	883,76	927,02	365	25763,64	26892,00	28208,38

A Tabela 20 - Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM.

Consumo Médio Mensal e Diário – Fachada Nordeste (NE) Edificação IBAM									
Mês	Consumo Médio na Ponta (kWh)	Consumo Médio Fora da Ponta (kWh)	Consumo Médio Mensal (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Kyocera (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Solaria (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Exxa Global (kWh)	Eco. Kyocera %	Eco. Solaria %	Eco. Exxa Global %
Out/2008	3.225	34.128	37.353	2570,54	2683,12	2814,46	6,88	7,18	7,53
Nov/2008	2.715	46.850	49.565	2572,89	2685,58	2817,04	5,19	5,42	5,68
Dez/2008	2.407	41.990	44.397	2627,71	2742,80	2877,06	5,92	6,18	6,48
Jan/2009	1.891	33.674	33.565	2785,20	2907,18	3049,49	8,30	8,66	9,09
Fev/2009	2.735	51.667	54.402	2434,14	2540,74	2665,12	4,47	4,67	4,90
Mar/2009	3.762	53.525	57.287	2275,72	2375,38	2491,66	3,97	4,15	4,35
Abr/2009	3.160	47.542	50.702	2008,71	2096,69	2199,32	3,96	4,14	4,34
Mai/2009	2.816	37.606	40.422	1562,56	1631,00	1710,84	3,87	4,03	4,23
Jun/2009	3.256	40.781	44.037	1393,83	1454,87	1526,09	3,17	3,30	3,47
Jul/2009	3.081	37.498	40.579	1649,56	1721,80	1806,08	4,07	4,24	4,45
Ago/2009	2.753	33.394	36.147	1775,13	1852,87	1943,57	4,91	5,13	5,38
Set/2009	2.846	33.437	36.283	2107,65	2199,96	2307,65	5,81	6,06	6,36
Média	2.887	41.008	43.728	2146,97	2241,00	2350,70	5,04	5,26	5,52
Total	34.647	492.092	524.739	25763,64	26892,00	28208,38	4,91	5,12	5,38

Se a geração de energia solar da fachada nordeste (NE) for comparada também ao consumo da edificação, conforme o período disponibilizado, na Tabela 20.

O percentual de economia anual estimado pela fachada Nordeste (NO) na edificação do IBAM com o sistema fotovoltaico integrado com policristalino da Kyocera é de 4,91 %, com o módulo mono ou policristalino da Solaria proporciona 5,12 % e com o módulo policristalino da Exxa Global é de 5,38 %, ou seja, esta fachada sozinha também não atende a bonificação do RTQ-C com 10 % de economia no consumo anual da edificação, mas pode atender a cargas noturnas, tais como Iluminação Externa e futuramente a recarga de Veículos Elétricos no período matutino.

A Iluminação Externa tem seu começo de funcionamento uma hora após o início do horário de ponta e se estende até o amanhecer, já o Veículo Elétrico recarregam no período da manhã com maior incidência solar, por isso é sugerido um sistema de geração distribuída só para o atendimento da demanda de ciclo profundo, bem como sua autonomia e os componentes de gerenciamento de energia.

O banco de baterias poderia aumentar, caso a demanda também aumentasse, e se fosse uma necessidade da edificação, sem ônus à concessionária. O mesmo ocorreria para o consumo após a ponta, com a inclusão de recarga de veículos elétricos.

Para o cálculo do armazenamento da carga de iluminação Externa foram aplicados dois métodos, a seguir:

a) Cálculo pelo Método Orsoni

$$Cb = 0.2 \left[1 - \frac{7600}{15200} \right] = 0.1$$

Cálculo para demanda AC, o fator do inversor é 0.9. Para o cálculo da irradiação neste perfil será a média aproximada de 3,0 kWh/m².

$$W_{pdia} = \frac{15200 * (1 + 0,1) * 1.1}{(3.0) * (0.9)} = 6812 W_p$$

$$W_{pcor} = 6812 [1 + 0.004 * (49^\circ - 8^\circ C)] = 7929 W_{pcor} \text{ (Temperatura de operação)}$$

$$Ce = 2 * 4855 = 15858 W \text{ (2 dia)}$$

$$C_{Wh} = \frac{15858}{0.8} = 19,82 kWh \text{ (80\% de descarga da bateria)}$$

$$C_{Ah} = \frac{19822}{24} = 826 \text{ Ah (capacidade da bateria)} \text{ ou}$$

$$C_{Ah} = \frac{19822}{48} = 413 \text{ Ah (capacidade da bateria)}$$

A eficiência ou a tecnologia do componente integrador não interfere no método, sua armazenagem é dada diretamente, ou seja, duas de 450 Ah/24 V ou uma 450 Ah/48 V.

b) Cálculo pelo Método da Área

$$P_{DC} = (15200/3.0)/0.9 = 5,63 \text{ kW}_p$$

Obs₁: Neste método, a eficiência do módulo é considerada.

$$A_{total} = \frac{5,63}{0.137} = 42 \text{ m}^2 \approx 28 \text{ módulos de } 205 \text{ W}_p,$$

$$A_{total} = \frac{5,63}{0.143} = 40 \text{ m}^2 \approx 25 \text{ módulos de } 230 \text{ W}_p \text{ e}$$

$$A_{total} = \frac{5,63}{0.150} = 38 \text{ m}^2 \approx 26 \text{ módulos de } 220 \text{ W}_p$$

Obs₁: Para os cálculos dos outros componentes, utiliza-se o valor da potência gerada pelos módulos.

$$Bateria = \left(2x \frac{5740}{0.8}\right)/24 = 598 \text{ Ah} \text{ , } Bateria = \left(2x \frac{5750}{0.8}\right)/24 = 599 \text{ Ah e}$$

$$Bateria = \left(2x \frac{5720}{0.8}\right)/24 = 596 \text{ Ah}$$

com 2 de 300 Ah (2 dias de autonomia)

Tabela 21 – Armazenamento para Iluminação Externa

Componentes	Unidades	Medidas	Totais
Kyocera 205GX-LP	28	205	5,74 kW _p
Solaria	25	230	5,75 kW _p
Exxa Global	26	220	5,72 kW _p
Bateria VRLA	02	300	600 Ah

Concluí-se que comparando os resultados obtidos pelos dois métodos observa-se que no Método de Orsoni, a correção da temperatura afeta diretamente a potência nominal do módulo e conseqüentemente a escolha dos outros componentes.

E que o Método da Área pode ser aplicado em sistemas com armazenamento, porém o componente integrador, o módulo com a sua eficiência influenciará na escolha dos demais componentes, sendo o mais indicado para está carga.

O princípio de funcionamento é o mesmo descrito anteriormente no perfil I, porém neste perfil a demanda a ser atendida é de ciclo profundo e a curva de carga do módulo (anexo A) mostra que o período de recarga é o matutino, logo após a descarga noturna. Esta pequena geração também pode contribuir para eficiência do sistema da edificação na ocorrência de interrupções. A configuração proposta não é a única e poderá ser modificada conforme necessidade ou perfil de cada edificação. Em vista ao atendimento do RTQ-C, este perfil junto com o perfil I apresentaria uma excelente curva de carga no atendimento à edificação, além de atingir a bonificação solicitada.

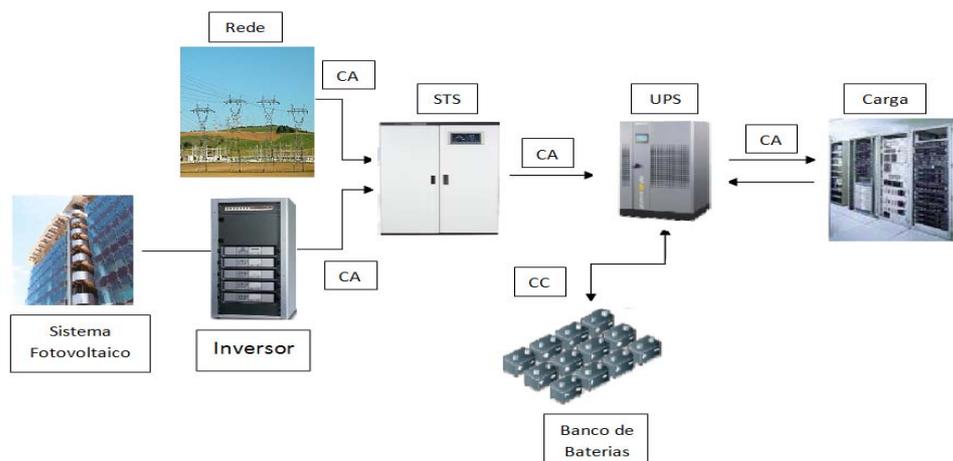


Figura 56 – Configuração (topologia) sugerida para o perfil da Fachada Nordeste (NE).

Fonte: Adaptado de (SOCOME, 2010)

Resumo

O perfil de integração do FV na fachada Nordeste (NE) atende a edificação nos seguintes casos:

- Carga de Ciclo Profundo (Iluminação Externa ou Veículo Elétrico);
- Poderá atender ao item 2.3 do RTQ-C, se operar junto com o perfil I;

Tabela 22 - Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede –
Perfil II (Iluminação Externa):

Perfil – Fachada Nordeste (NE)				
Equipamento	Especificação	Unidade	Custo Unitário (R\$)	Investimento (R\$)
Componente Integrador - Módulo				
Kyocera	205 W	28	(205 x 28 x 14,00) + 10 %	80.360,00 + 8.036,00 = 88.396,00
Solaria M ou P	230 W	25	(230 x 25 x 7,00) + 10 %	40.250,00 + 4.025,00 = 44.275,00
Exxa Global	220 W	26	(220 x 26 x 10,00) + 10 %	57.200,00 + 5.720,00 = 62.920,00
Componentes de Controle				
Investimento (R\$)				
STS, UPS e inversor		20.000,00		
Componentes de Armazenagem				
Investimento (R\$)				
Bateria		600,00		
Investimento de Projeto de mini-rede com Sistema Fotovoltaico (IE)				
Opção Kyocera			104.836,00	
Opção Solaria			60.715,00	
Opção Exxa Global			79.360,00	
Redução do uso de CO₂ (referência: 50 g/kWh)				
				Carvão*
				Óleo Diesel*
				GLP*
Opção Kyocera (0,83 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 16,76 ton CO ₂ /ano (20 anos))			9,07	9,07
Opção Solaria (0,83 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 16,79 ton CO ₂ /ano (20 anos))			7,46	7,48
Opção Exxa Global (0,84 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 16,80 ton CO ₂ /ano (20 anos))			4,19	4,20

Obs₁: 10 % de Mão – de – Obra.

Obs₂: Cada 1 kW (FV): 1,58 toneladas de CO₂ / ano de Carvão , 1,30 toneladas de CO₂ / ano de óleo Diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano de GLP. (OLIVEIRA; ZILLES, 1998). Foi considerado 50 g/kWh de CO₂ (AYOUB et al., 2001).

A iluminação externa não é considerada para fins de pontuação pelo RTQ-C, mas está inserida no consumo de ponta da edificação, logo sua condição deveria ser revista diante do contexto mostrado. A economia em R\$ 12.743,24 é equivalente ao percentual de consumo anual opção Solaria e só será computado quando em adição com o perfil I, no próximo item. Este perfil atenderia ao mesmo regime de um veículo elétrico, que também seria mais um avanço tecnológico aplicado em prédios públicos, comerciais e de serviços, sendo beneficiado pela mini-rede e sistemas fotovoltaicos.

Pela tabela 21, a tecnologia de integração com menor custo benefício continua sendo a Solaria, com retorno de investimento menor do que seis meses para a mini-rede proposta.

Perfil de Integração de FV à Edificação do IBAM – Fachada Nordeste (NE)

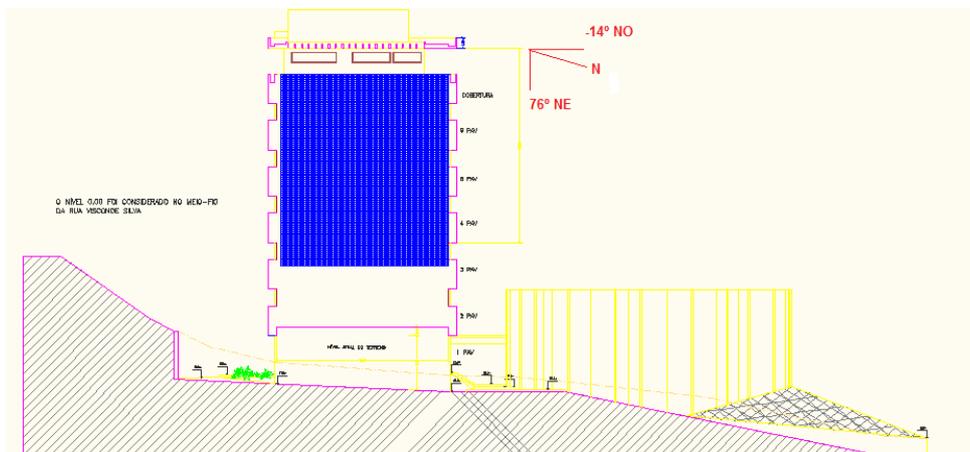


Figura 57 – Vista Frontal da Fachada Nordeste (NE). Fonte: Acervo do IBAM.



Figura 58 – Sombreamento na Edificação do IBAM no mês de Junho com a maior irradiação próxima das 07h00minh. Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

c) Perfil de Geração Fotovoltaica das Duas Fachadas

O percentual de economia anual estimado pelas fachadas Noroeste (NO) e Nordeste (NE) na edificação do IBAM com o sistema fotovoltaico integrado com o módulo da Kyocera é de 12,45 % ou R\$ 30.986,93, com o módulo da Solaria proporciona 13,00 % ou R\$ 32.355,87 e com o módulo da Exxa Global é de 13,64 % ou R\$ 33.948,78, supera a bonificação do RTQ-C com 10 % de economia no consumo anual da edificação.

Tabela 23 – Economia Percentual em relação ao Consumo Médio Mensal do IBAM

Consumo Médio Mensal e Diário – Fachadas (NO) e (NE) Edificação IBAM									
Mês	Consumo Médio na Ponta (kWh)	Consumo Médio Fora da Ponta (kWh)	Consumo Médio Mensal (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Kyocera (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Solaria (kWh)	Geração Média Estim. Mensal Exxa Global (kWh)	Eco. Kyocera %	Eco. Solaria %	Eco. Exxa Global %
Out/2008	3.225	34.128	37.353	5814,58	6069,28	6366,33	15,57	16,25	17,04
Nov/2008	2.715	46.850	49.565	5069,80	5291,85	5550,88	10,23	10,68	11,20
Dez/2008	2.407	41.990	44.397	4833,79	5045,50	5292,48	10,89	11,36	11,92
Jan/2009	1.891	33.674	33.565	5293,47	5525,30	5795,72	15,77	16,46	17,27
Fev/2009	2.735	51.667	54.402	5191,43	5418,79	5684,05	9,54	9,96	10,45
Mar/2009	3.762	53.525	57.287	5676,20	5924,78	6214,81	9,91	10,34	10,85
Abr/2009	3.160	47.542	50.702	5910,39	6169,25	6471,23	11,66	12,17	12,76
Mai/2009	2.816	37.606	40.422	5323,05	5556,19	5828,17	13,17	13,75	14,42
Jun/2009	3.256	40.781	44.037	5125,49	5349,96	5611,85	11,64	12,15	12,74
Jul/2009	3.081	37.498	40.579	5884,99	6142,73	6443,41	14,50	15,14	15,88
Ago/2009	2.753	33.394	36.147	5585,75	5830,38	6115,78	15,45	16,13	16,92
Set/2009	2.846	33.437	36.283	5638,63	5885,58	6173,68	15,54	16,22	17,02
Média	2.887	41.008	43.728	5445,63	5684,13	5962,37	12,82	13,38	14,04
Total	34.647	492.092	524.739	65347,57	68209,60	71548,44	12,45	13,00	13,64

Mais se os perfis I e II forem considerados, em função da bonificação do RTQ-C, a configuração que prevaleceria seria a do perfil I, figura 52.

Tabela 24- Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfis I e II

Perfis I e II– Fachada Noroeste (NO) e Nordeste (NE)					
Equipamento	Especificação	Unidade	Custo Unitário (R\$)	Investimento (R\$)	
Componente Integrador - Módulo					
Kyocera	205 W	224 + 130	(205 x 354 x 14,00) + 10 %	1.015.980,00 + 101.598,00 = 1.117.578,00	
Solaria M ou P	230 W	208 + 120	(230 x 328 x 7,00) + 10 %	528.080,00 + 52.808,00 = 580.888,00	
Exxa Global	220 W	224 + 130	(220 x 354 x 10,00) + 10 %	778.800,00 + 77.880,00 = 856.680,00	
Componentes de Controle					
Investimento (R\$)					
STS, UPS e inversor		250.000,00			
Componentes de Armazenagem					
Investimento (R\$)					
Bateria e Flywheel		100.000,00			
Investimento de Projeto de mini-rede com Sistema Fotovoltaico (IE)					
Opção Kyocera			1.467.578,00		
Opção Solaria			930.888,00		
Opção Exxa Global			1.206.680,00		
Redução do uso de CO₂ (referência: 50 g/kWh)					
			Carvão*	Óleo Diesel*	
			GLP*		
Opção Kyocera (10,60 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 212,00 ton CO ₂ /ano (20 anos))			114,66	119,20	123,05
Opção Solaria (11,01 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 220,30 ton CO ₂ /ano (20 anos))			94,34	98,07	101,24
Opção Exxa Global (11,37 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 227,41 ton CO ₂ /ano (20 anos))			52,98	55,07	56,85

Obs₁: 10 % de Mão – de – Obra.

Obs₂: Cada 1 kW (FV): 1,58 toneladas de CO₂ / ano de Carvão , 1,30 toneladas de CO₂ / ano de óleo Diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano de GLP. (OLIVEIRA; ZILLES, 1998). Foi considerado 50 g/kWh de CO₂ (AYOUB et al., 2001).

Pela Tabela 24, a tecnologia de integração com menor custo benefício é a Solaria, novamente para ambos os perfis I e II com retorno de investimento em 4 (quatro) anos para esta mini-rede.

d) Perfil de Geração Fotovoltaica no Telhado

O telhado é considerado como área clássica para instalação de sistemas fotovoltaicos nas edificações, no caso do IBAM será destinado às demandas de emergência ou *back-up*. Este sistema fotovoltaico está direcionado para a fachada principal, Noroeste (NO), onde os módulos estarão inclinados conforme a latitude local .



Figura 59 – Área do Telhado para Instalação do FV.

Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

Tabela 25 – Geração Fotovoltaica – Telhado da Edificação do IBAM

Geração Fotovoltaica – Telhado (NO) Edificação IBAM								
Mês	Irradiação Média Diária Mensal (kWh/m ²)	Geração Média Diária Mensal Kyocera (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Solaria (kWh/dia)	Geração Média Diária Mensal Exxa Global (kWh/dia)	Dias de Consumo/Mês	Geração Média Mensal Kyocera (kWh/mês)	Geração Média Mensal Solaria (kWh/mês)	Geração Média Mensal Exxa Global (kWh/mês)
Jan	5,330	43,37	49,39	46,05	32	1387,84	1580,48	1473,60
Fev	4,670	38,00	43,27	40,35	29	1102,00	1254,83	1170,15
Mar	5,401	43,95	50,05	46,66	30	1318,50	1501,50	1399,80
Abr	5,035	40,97	46,66	43,50	31	1270,07	1446,46	1348,50
Mai	4,508	36,69	41,77	38,95	29	1064,01	1211,33	1129,55
Jun	4,180	34,02	38,73	36,12	29	986,58	738,73	1047,48
Jul	4,293	34,94	39,78	37,09	33	1153,02	1312,74	1223,97
Ago	4,751	38,66	44,02	41,05	30	1159,80	1320,60	1231,50
Set	5,221	42,49	48,38	45,11	30	1274,70	1451,40	1353,30
Out	5,420	44,11	50,22	46,83	32	1411,52	1607,04	1498,56
Nov	5,335	43,42	49,44	46,09	30	1302,60	1483,20	1382,70
Dez	5,278	42,95	48,91	45,60	30	1288,50	1467,30	1368,00
Média	4,963	40,30	45,89	42,78	30	1226,60	1364,63	1302,26
Total	59434	483,57	550,62	513,40	365	14719,14	16375,61	15627,11

Este perfil apresenta curva de carga semelhante aos módulos fotovoltaicos, com boa irradiação durante o ano todo, porém como o espaço disponível não permite uma grande geração de energia, sendo destinado a cargas pequenas, sistemas emergenciais ou *back-up*.

O sistema de emergência proposto visa aproveitar a carga existente de iluminação de emergência com uma central combinada, sua configuração será a clássica, com FV, bateria e controlador de carga.

a) Cálculo pelo Método Orsoni

Para o cálculo da irradiação de pico diária mensal com inclinação de 30°, utilizou-se o *software* RadLite, Castro (1996) em anexo nos quais os valores fornecidos são próximos e adotou-se o valor médio anual arredondado de 5 kWh/m² como base.

$$W_{p\acute{d}ia} = \frac{1440 * (1 + 0,1) * 1.1}{(5) * (0.5)} = 697 W$$

$$W_{p\acute{cor}} = 697[1 + 0.004 * (45 - 8^{\circ}C)] = 800,16 W_{p\acute{cor}} \text{ (Temperatura de operação)}$$

$$C_g = 2 * 800,16 = 1600,32 W$$

$$C_{wh} = \frac{1600,32}{08} = 2000,4 \text{ ou } 2,0 kWh$$

$$C_{Ah} = \frac{2000,4}{24} = 83,35 Ah \text{ ou } 90 Ah$$

Para o cálculo do controlador de carga, necessita-se apenas da corrente de curto-circuito dos módulos em paralelo, no caso tem-se um arranjo com quatro módulos, dois em paralelo.

Tabela 26: Cálculo do Controlador de Carga

Módulo	Corrente de Curto-Circuito (A)	Corrente Calculada (A)	Controlador de Carga (A)
Kyocera	8,36	16,72	20

Os resultados fornecidos pelo Método Orsoni, se aproximam da prática comercial para sistemas pequenos, em comparação aos dados fornecidos pelo fabricante da central combinada, segundo o revendedor Sr. Júnior da KBR Eletrônica em Junho de 2010.

Assim, o gerador fotovoltaico que atenderá ao sistema de iluminação de emergência e alarme contra-incêndio será composto dos módulos conforme tecnologia escolhida, uma bateria VRLA 90 Ah, além de um controlador de carga de 20 A, Phocos CML20, destinado a aplicações com energia solar de baixo custo com alta eficiência. Este modelo também permite a função do SOC ou desconectar por baixa tensão e ainda permite uma tensão controlada. O sistema está em local apropriado e arejado para sua instalação próximo da geração FV e da escada. Para a configuração padrão, o investimento é apresentado na Tabela 27

Tabela 27 – Investimento Inicial do Sistema de Iluminação de Emergência

Componentes	Unidades	Medida	Especificação	Preço (R\$)
Módulo Solaria	4	230 W _p	920 W _p	6.440,00
Bateria	1	90 Ah	90 Ah	100,00
Controlador de carga	1	20 A	20A	405,00
Lâmpada de Emergência	16	15 W	240 W	195 (13,00 cada)
Central Combinada	1	1200 W	1200 W	520,00
			Total	7.660,00

Obs: Preço no site Em <http://www.brasilhobby.com.br> em julho de 2010 e www.mercadolivre.com.br em julho de 2010.

Caso neste perfil seja proposta uma configuração de mini-rede, a geração distribuída do perfil II pode ser adotada, pois assim evita-se a corrente de fuga quando o sistema fotovoltaico estiver ocioso, ou seja, a geração de energia mesmo pequena contribuirá para a eficiência da edificação.

Este perfil poderá atender a outras cargas, além da iluminação de emergência proposta e que se enquadrem nessa configuração de mini-rede, como a recarga de veículos elétricos ou *back-up*. Assim como, sofrer acréscimos de módulos em sua geração caso seja necessário, respeitando os espaçamentos de segurança do local e sombreamento de alguns equipamentos.

Se os três perfis fossem adotados, a economia anual conforme a tecnologia seria de 15,26 % Kyocera, 16,12 % Solaria, 16,62 % Exxa Global. A configuração dessa mini-rede para os três perfis juntos de integração ao prédio do IBAM seria a mesma do perfil I com o uso do *Flywheel* e banco de baterias.

Tabela 28 – Investimento com Sistema Fotovoltaico e Mini-Rede – Perfis I, II e III:

Perfis I, II e III– Fachada Noroeste (NO) e Nordeste (NE) e Telhado				
Equipamento	Especificação	Unidade	Custo Unitário (R\$)	Investimento (R\$)
Componente Integrador - Módulo				
Kyocera	205 W	394	(205 x 394 x 14,00) + 10 %	1.130.780,00 + 113.078,00 = 1.243.858,00
Solaria M ou P	230 W	364	(230 x 364 x 7,00) + 10 %	586.040,00 + 58.604,00 = 644.644,00
Exxa Global	220 W	394	(220 x 394 x 10,00) + 10 %	866.800,00 + 86.680,00 = 953.480,00
Componentes de Controle				
Investimento (R\$)				
STS, UPS e inversor		280.000,00		
Componentes de Armazenagem				
Investimento (R\$)				
Bateria e Flywheel		125.000,00		
Componentes de Controle				
Investimento de Projeto de mini-rede com Sistema Fotovoltaico (IE)				
Opção Kyocera				1.648.858,00
Opção Solaria				1.049.644,00
Opção Exxa Global				1.358.480,00
Redução do uso de CO₂ (referência: 50 g/kWh)			Carvão*	Óleo Diesel*
Opção Kyocera (11,79 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 235,85 ton CO ₂ /ano (20 anos))			127,62	132,28
Opção Solaria (12,22 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 244,46 ton CO ₂ /ano (20 anos))			105,00	108,84
Opção Exxa Global (12,66 ton CO ₂ /ano (1 ano) ou 253,11 ton CO ₂ /ano (20 anos))			58,96	61,12

Obs₁: 10 % de Mão – de – Obra.

Obs₂: Cada 1 kW (FV): 1,58 toneladas de CO₂ / ano de Carvão , 1,30 toneladas de CO₂ / ano de óleo Diesel e 0,73 toneladas de CO₂ / ano de GLP. (OLIVEIRA; ZILLES, 1998). Foi considerado 50 g/kWh de CO₂ (AYOUB et al., 2001).

Pela Tabela 28, a tecnologia de integração com menor custo benefício é a Solaria, para os três perfis com retorno de investimento em 4 anos para implantação da mini-rede.

Perfil de Integração de FV à Edificação do IBAM - Telhado

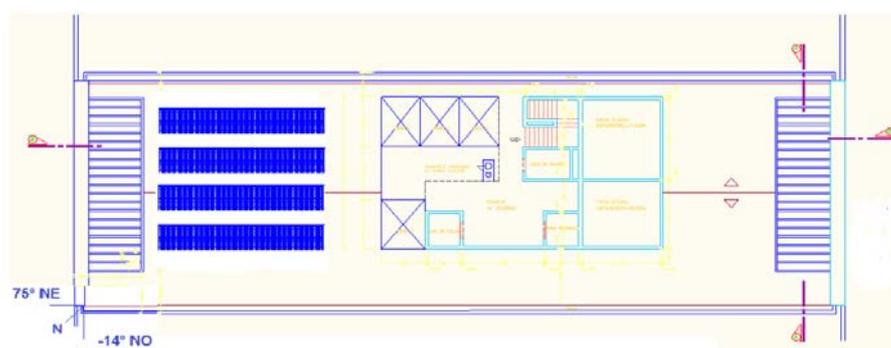


Figura 60 – Vista Superior do Telhado. Corte da Área com Integração do FV. Fonte: Acervo do IBAM.

5 CONCLUSÃO

Após o estudo sobre a viabilidade da integração do FV ao prédio do IBAM, constatou-se que a fachada Noroeste (NO), atenderá aos 10 % referente à bonificação solicitada pelo RTQ-C, se medidas de eficiência energética forem adotadas. Porém, esta mesma fachada pode vir a atender totalmente ao consumo no horário de ponta, além de atender a 1/6 da demanda contratada possibilitando também futuramente uma interligação à rede com o mínimo de 50 kW. A estocagem inercial por meio do *Flywheel* tem um papel fundamental nesta mini-rede, pois a sua utilização pode ser apontada como uma inovação tecnológica.

A colocação de painéis fotovoltaicos na fachada Nordeste (NE), possibilita o atendimento à demanda da carga com ciclo profundo, tais como, iluminação externa e possivelmente recarga para veículos elétricos. A armazenagem de eletricidade neste caso consiste apenas de um banco de baterias. A economia do consumo anual com a instalação dos FVs nas Fachadas Noroeste (NO) e Nordeste (NE) proporcionam 13,00 % para Solaria melhor custo / benefício ou 13,64 % Exxa Global melhor eficiência, em atendimento ao RTQ-C.

Para o telhado do IBAM, o sistema fotovoltaico se destina a cargas de *back-up* e sistemas de emergência.

De acordo com as normas, regulamentos e Leis vigentes, os perfis (fachadas NO e NE e Telhado) isolados ou em conjunto atendem às qualificações pertinentes aos sistemas fotovoltaicos autônomos, porém no que tange ao RTQ-C, alguns itens necessitam ser revistos para integração do FV na edificação, uma vez que o percentual de economia do consumo anual não é especificado.

Outro quesito a ser revisto pelo RTQ-C é percentual de 30 % de economia para inovação tecnológica, pois com os componentes da mini-rede (*Flywheel*, bateria, UPS, inversor e STS), a mesma poderá superar este percentual quando na aplicação no consumo no horário de ponta, além de preparar a edificação para o *smart-grid*.

A acumulação de energia por baterias, *Flywheel* e UPS, permite a análise do deslocamento de energia para o consumo no horário de ponta, sendo o mesmo gerenciado por mini-redes, mudando o conceito de sistemas fotovoltaicos autônomos no meio urbano e rural. É confirmado então como um aporte na eficiência de energia na edificação, bem como para a matriz energética brasileira.

A análise realizada demonstrou que no prédio do IBAM em virtude do seu partido arquitetônico, permite a instalação de sistemas fotovoltaicos. Desta forma podem carrear

economia de energia substancial e concorrer para um uso eficiente da energia elétrica. Além disso, pode ser proporcionada uma confiabilidade no serviço de energia, com um retorno do investimento próximo dos 5 anos e com uma garantia de funcionamento com pequena ou nenhuma manutenção durante o período de vida de 20 anos.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Os seguintes temas serão de interesse para trabalhos futuros.

- Estudos que considerem o FV como revestimento nas fachadas das edificações proporcionando eficiência energética em consonância com o RTQ-C e RTQ-R, além do confronto dos programas internacionais de bonificação e uso de mini-redes;
- Estudo de multi mini-redes em edifícios comerciais com atividades diversas e o uso do FV na fachada como revestimento em prédios novos a antigos;
- Pesquisar equipamentos que atendam as necessidades de operação de uma mini-rede em edificações e analisar os efeitos intrínsecos de cada componente operando com fontes renováveis visando uma futura interligação com a rede e adaptando a edificação para o uso de *smart-grids*;
- Solicitar classificação para equipamentos de controle e armazenamento dinâmico em atendimento ao uso com fontes intermitentes pelo Inmetro / Procel, além da já existente pela Anatel;
- Analisar as UPSs no mercado brasileiro que eliminam o efeito “*Coup de Fouet*” em seu processo, pois na ocorrência de interrupções de energia, a UPS pode não operar devido ao afundamento de tensão em uma edificação ou parque industrial;
- Estudos de equipamentos que operem com outra tecnologia de acumuladores que requeiram menor manutenção, maior capacidade e dedicados a autonomia predial com mini-redes;
- Estudo da aplicação do FV + mini-rede + veículo elétrico + *smart-grid*;
- Transmissão de energia da edificação com FV + mini-rede para a concessionária com fibra ótica evitando as perdas inerentes ao processo. Conceito de transmissão de dados;
- Regulamentação pertinente ao assunto proposto, visando à aplicação das novas tecnologias no mercado de energias renováveis.

REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10898: Sistemas de Iluminação de Emergência**. Rio de Janeiro. 1999.

ACADEMIA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA. Informe nº 59. 2010.

ALAMPI FILHO, Sérgio. **Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia**. Dissertação de Mestrado da Faculdade de Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” UNESP. 2005.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Por dentro da Conta de luz: informações de Utilidade Pública**. 4 Ed. 32 p. : il Brasília (Brasil). 2008. CDU: 621.31:330.567.2(81).

AYOUB, Josef, Dignard, Lisa e Filion, André . **Photovoltaics for buildings: Opportunities for Canada**. Natural Resources Canada. CanmetENERGY. CETC Number 2001-123 / 2001-12-21. Disponível em: http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-nrcan.gc.ca/eng/buildings_communities/buildings/pv_buildings/publications.html?2001-123.

BARBOSA, Robson e ALMEIDA, João Gabriel Pereira. **Iluminação Pública Eficiente**. 2 ed., Revisão e Atual por PACHECO, Luis Felipe Lacerda [et al.] – Rio de Janeiro. Eletrobrás/IBAM, 2004 – 176 p.

BASTOS, L.E.G. **Relatório Final – Estudo da viabilidade Técnico – Econômica da Utilização de Energia Solar em Prospecção de Petróleo para o Nordeste – Petrobrás/CENPES**. COPPE/UFRJ, Coppetec ET – 12050. Parte B, Capítulo V. 1984.

BRAUN, Priscila, JARDIM, Carolina da Silva. e RÜTHER Ricardo. **Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, um Estudo de Caso**. IX Encontro Nacional e V latino Americano de conforto no ambiente construído (ENCAC 2007). 2007.

BRITO, Osório. **Eficiência Energética**. Fórum de Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Opção para uma política energética sustentável no Brasil. Realização: Programa Energia Coalizão Rios Vivos e Fundação Heinrich Böll.2002.

CASELLI, Adilson. **Apostila do Curso de Conservação de Energia – Soluções Tecnológicas e Empresariais** – Rio de Janeiro: SEBRAE/RJ, 2009.

CASTRO, Eduardo B. P. **Simulador de Iluminação RadLite**. Dissertação de Mestrado em Arquitetura na Área de Conforto Ambiental pela Pós Graduação em Arquitetura da Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ/FAU. 1996.

CHIVELET, Nuria Martín, SOLLA, Ignacio Fernández. **Técnicas de Vedação Fotovoltaica na Arquitetura**. Tradução Alexandre Salvaterra. Porto Alegre 194 p. ISBN: 978-85-7780-581-5. 2010.

Contas de Energia Elétrica do IBAM – Light. Período Out/2008 a Set/2009. Classe: Comercial, Subgrupo: A4 – Verde.

Controlador de Carga da marca Phocus. Acessado em 16 de julho de 2010.
<http://www.brasilhobby.com.br/descricao.asp?CodProd=CML20>

COTRIN, Ademaro A. M. B., 1939. **Instalações Elétricas**. Ademaro A. M. B. Cotrim; Revisão e Adaptação Técnica. GROMONI, José Aquiles Baesso e MORENO, Hilton. 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall. ISBN 978-85-7605-208-1. 2009

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas**. [Coordenador da Revisão Técnica e Atualização – Luiz Sebastião Costa]. 15 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007. ISBN 978-85-216-1567-5. 2005.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – Grupo de trabalho de Energia Solar – GTES**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB. Rio de Janeiro, CRESESB, 1999. Revisão 2004.

ELETROBRÁS, Informativo N° 02/07/09. **Eletrobrás e Inmetro entregam Etiqueta de Eficiência Energética a Cinco Edificações no País**. Assessoria de Comunicação da Eletrobrás e Assessoria de Comunicação do Inmetro.

ESTADÃO, Jornal do Estado de São Paulo. Tema: Arquiteto diz que energia solar pode ser financiada por emissões ‘Acho que cada país tem de estipular uma taxa sobre o carbono’, diz Norbert Lechner, por Karina Ninni. Acessado em 09 de novembro de 2010.
www.estadão.com.br/planeta.

Exxa Global. Catálogo do Modelo de Painel Fotovoltaico CSUN 220M Series. 2010.
Disponível em: <http://exxaglobal.com.br/site/a-empresa-exxa-global/>. Acesso em: out. 2010.

GOOGLE EARTH@ GOOGLE. Disponível em: <<http://maps.google.combr/>>. Acesso em: 2010.

GREENPRO. **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers**. Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie (DGS). 2nd ed. p. cm. ISBN-13: 978-1-84407-442-6 (pbk.: alk. paper). First edition published in 2005, reprinted 2006. The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie (DGS LV Berlin BRB), 2008.

HAWKINS, John M. **Storage Devices in PV System: Latest Developments, Technology and Integration Problems**. Telepower Australia Pty Ltd 2/71. Rushdale St Knoxfield Victoria 3180. 1997.

IEA PVPS Task VII. **Photovoltaic Building Integration Concepts. Proceeding of the IEA PVPS Task VII**. Workshop . EPFL. Lausanne, Switzerland featuring a review of PV Products. 2000. Disponível em: < <http://www.iea.org>>

INMETRO - RTQ – **Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos**. Anexo da Portaria Inmetro Portaria nº 181 , de 21 de maio de 2010. Ministério do Desenvolvimento, Industrial e Comércio Exterior Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial – INMETRO.

INMETRO/PROCEL. ELETROBRÁS. Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - Programa Brasileiro de Etiquetagem. Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Equipamento : Componentes Fotovoltaicos -MÓDULOS- Edição setembro de 2010. Nº Modelos / Marcas etiquetados.

JANNUZZI, Gilberto de Martino, VARELLA, Fabiana K. de O. M. e GOMES, Rodolfo Dourado Maia. **Relatório Final. Avaliação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI's**. Coordenação: International Energy Initiative para a América Latina (IEI-LA), Pro Cobre Connects Life e Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas/SP. Outubro de 2009.

KBR Eletrônica Ltda. Catálogo de Iluminação de Emergência, Alarme de Incêndio entre outros. 2010. Disponível em: www.kbr.com.br. Acesso em: maio 2010.

KYOCERA. Installation Manual for the of Solar Photovoltaic Power. Module KD205GX-LPU. 6C-207114. Disponível em: <http://www.kyocera.com.br/>. Acesso em: maio 2010.

LORICA. Baterias Chumbo-Ácida Estacionária Regulada por Válvula (VRLA). Nife Baterias Industriais Ltda. Disponível em: www.nife.com.br.1999. Acesso em: abr. 2010.

_____. **Baterias VRLA. Manual Técnico Northstar. Instruções de Operação e Manutenção**. Nife Baterias Industriais Ltda. Disponível em: www.nife.com.br.2005. Acesso em: abr. 2010.

_____. **Manual de Operação e Manutenção de Baterias Ácidas Tipo TM**. Nife Baterias Industriais Ltda. Disponível em: www.nife.com.br.2007. Acesso em: abr. 2010.

_____. **Manual Técnico. Baterias Chumbo-Ácidas Reguladas por Válvula – Tipo OPzV**. Nife Baterias Industriais Ltda. Disponível em: www.nife.com.br.2006. Acesso em: abr. 2010.

KNIGHT, Peter T. **Smart Grid – Redes elétricas inteligentes**. Artigo publicado na revista, Banco Hoje, novembro de 2008, p. 10.

MAIA, José Luiz Pitanga, Coordenador. **Manual de Prédios Eficientes em Energia Elétrica** – Rio de Janeiro: IBAM/Eletróbrás/Procel, 2004, 228 p.

MARINOSKI, Deivis Luis... [et al.]. **Pré-Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de Caso do Edifício Sede do CREA-SC**. I Conferencia Latino-Americana de Construção Sustentável e X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído 2004. ISBN 85-89478-08-4. São Paulo. 2004.

MEDEIROS, João Luis de Brito. **Operação e Controle de Redes em Ilha**. Dissertação de Mestrado apresentado na Pós Graduação de Engenharia Eléctrotécnica e de Computadores pelo Instituto Superior Técnico. Lisboa. 2010.

MELO, Luciana Cavalcanti. **Modelagem da Evolução e Projeção de Volume de Óleo Recuperável Acumulado: Metodologia e Aplicação**. Mestrado de Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE/UFRJ. 2004.

MOURA. Baterias. Fabricante Moura Clean. Catálogo Técnico. **A Bateria Estacionária para Altas Temperaturas. Famílias MF e MC**. Tecnologia SPV: Um passo à frente na Evolução das Baterias Estacionárias. 2001. Disponível em: www.moura.com.br. Acesso em: maio 2010.

MUSEUM, National Building. The Green House: New Directions in Sustainable Architecture and Design. May 20, 2007 – June 3, 2007 (Informe).

Notas de aula da disciplina de Tópicos Especiais em Energia Solar ministrada pelo Orientador Leopoldo Eurico Gonçalves Bastos. Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade do Estado do Rio de Janeiro UERJ. 2009.

NOVICKI, Jackson Merise, MARTINEZ, Rodrigo. **Leds para Iluminação Pública. Curso de Engenharia Elétrica**. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. Paraná. 2008.

OLIVEIRA, S. H. F. & ZILLES, R. **Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede de Distribuição de Eletricidade (EFCR); Situação Atual no País**. IV Encontro do Fórum Permanente de Energias Renováveis, Recife – PE, Outubro/1998.

PINHO, João Tavares...[et al.]. **Sistemas Híbridos Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª Edição. Brasília : Ministério de Minas e Energia, 2008. 396p. (Soluções energéticas para a Amazônia) ISBN 978-85-98341-02-6. Série. CDD (22ª ed.) 333.79.

PQS, 2010. **Catálogo on-line**. Disponível em: www.pqs.com.br. Acesso em: ago. 2010.

RAC-C. Regulamento de Avaliação da Conformidade do Nível de Eficiência Energética para Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos. LabEEE, Procel Edifica, Eletrobrás e Inmetro. Portaria n.º 185, de 22 de junho de 2009.

RAMOS, Cristina de Moura. **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos.** Dissertação de Mestrado pelo Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP, FEA, IEE, IF) da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.140p.

RIBEIRO, Anderson Luiz A. , CONCEIÇÃO, Claudio Alvares, BIELER, Geraldo. **Influencia do Efeito Coup de Fouet em UPS.** 2009.

RICETTA, Márcia R. A. M. A.. **Flywheel – Volante. Armazenamento Inercial de Energia.** Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Tópicos Especiais em Conservação de Energia. Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. 2010.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Florianópolis : LABSOLAR, 2004. 114 p. : il. ISBN 85-87583-04-2.

SALAMONI, Isabel Tourinho. **Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaico em Áreas Urbanas Aplicadas a Florianópolis e Belo Horizonte.** Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC pela Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2004.

SALAMONI, Isabel, RÜTHER, Ricardo, KNOB, Paulo, ZOMER, Clarissa e DINIZ, Antônia Sônia Cardoso. **O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação e Interligados à Rede Elétrica em Centros Urbanos do Brasil: Dois estudos de caso.** I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável e X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. CLA CS'04/ENTAC 2004. ISBN 85-89478-08-4.

SANDIA, National Laboratories (SNL). **Manual de Práticas recomendadas para Projetos de Sistemas Fotovoltaicos Independentes.** Versão em espanhol. The Solar Energy Book – Solar Electricity: A Directory of U. S. Photovoltaic Industry. 1990.

SANYO. HIT Photovoltaic Module. **Heterojunctio with Intrinsic Thin Layer. HIP-210NKHB5 and HIP-205NKHB5. Electrical and Mechanical Characteristics.** Sanyo Electric Co., Ltd. Solar Division. Certificate Number: PV05-53203-1012. 2009.
www.sanyo.com/solar.

SEITO, Alexandre (coord.) et al. **A Segurança contra incêndio no Brasil.** São Paulo: Projeto Editora, 2008. p. 496. ISBN:978-85-61295-00-4. CDD: 628.92

SHAYANI, R. A. **Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília UNB, Brasília, DF, 2006. 184p.

SOCOME. **Advanced Energy Storage System for a Reliable Voltage Support Solution** 2006. Disponível em: www.socomec.com. Acesso em: jun. 2010.

_____.SOCOME. **CATÁLOGO- O Fornecimento de Energia de Elevada Qualidade. Alimentação para Equipamentos Críticos**. Innovative Power Solutions UPS. Absoluti Green Availability e Saving. 2010. PDF disponível em: www.socomec.com. Acesso em: ago. 2010.

SOLARIA. **Catálogo dos Módulos Fotovoltaicos S6P220 e S6M220**. Disponível em: <<http://www.solariaenergia.com/PT-productos-ampliados-2-0/modulos-fotovoltaicos.html>> . Acesso em: out. 2010.

SOUSA, Cristina e MURTA, Joel. **Baterias**. Engenharia Electrotécnica Instituto Superior Politécnico de Viseu Escola Superior de Tecnologia. 2004.

SUAREZ, Fernando Alvarez, et al. **Manual Básico de Socorro de Emergência**, editora Atheneu - 2 edição, 2007.

TASK 11: **PV Hybrids in Mini-Grids**. Disponível em: < <http://www.iea-pvps-task11.org/>>. Acesso em: set. 2010.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno et al. **Energias alternativas no Brasil: perspectivas futuras**. Fórum de Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Opção para uma política energética sustentável no Brasil. Realização: Programa Energia Coalizão Rios Vivos e Fundação Heinrich Böll.2002.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**. Tese de Doutorado da Faculdade de Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas. Campinas, SP. 2009.

ZICA, Luciano. **Propostas Para um Marco Normativo e Institucional para a Promoção de Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética no Brasil**. Seminário Internacional Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética Opção para uma Política Energética Sustentável para No Brasil. Brasília, 2002.

ZILLES, Roberto. **Energia Solar Fotovoltaica**. Fórum de Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética. Opção para uma política energética sustentável no Brasil. Realização: Programa Energia Coalizão Rios Vivos e Fundação Heinrich Böll.2002.

<http://flywheel.esmartbiz.com/facts.htm>. Acesso em: mar. 2010.

http://na.wikipedia.org/wiki/Flywheel_energy_storage. Acesso em: mar. 2010.

<http://www.fau.ufrj.br/apostilas/conforto/apradlite.pdf>. Acesso em: maio 2010.

<http://www.fau.ufrj.br/apostilas/conforto_claudia/nova/links/apoio/programas_de_apoio.html
l> Acesso em: maio 2010.

ANEXO A

A.1 - Métodos Determinísticos e Probabilístico

Os procedimentos determinísticos são aqueles que fazem uso da melhor estimativa do valor de cada parâmetro de entrada para cálculo baseado em dados conhecidos, e usam classificação das quantidades calculadas como provada, provável e/ou possível.

Os procedimentos probabilísticos são aqueles que envolvem o uso de um intervalo ou função de distribuição de probabilidade para cada parâmetro de entrada para quantificar algo, MELO (2004).

Para determinação da radiação solar, podem-se usar métodos determinísticos, como as equações dos parâmetros e os softwares existentes no mercado. Para o estudo de caso desse trabalho, o software adotado é o RadLite.

A.2 – Software RadLite

O software RadLite foi utilizado para determinação das irradiações, por Castro (1996). Ele é constituído de diversas telas informativas que permite a simulação da radiação solar incidente na envoltória da edificação. No presente estudo de caso, utilizou-se a versão do RadLite 1.0.

Ao se abrir o software, aparecerá uma tela com diversas opções, clica-se em **DADOS** para escolha do mês de simulação e do ângulo de inclinação. Na tela (figura A.1), é possível escolher:

- **MÊS DA SIMULAÇÃO**
- **INCLINAÇÃO** (0° a 90°);
- **CORREÇÃO DE HORA:** 0 (default). Horário de verão;
- **ORIENTAÇÃO** do módulo fotovoltaico (0° Sul, -90° Oeste, 90° Leste e 180° Norte);
- **ALBEDO:**20 (default);
- **ESTAÇÃO METEREOLÓGICA:**(referência é da Praça XV, Rio de Janeiro).

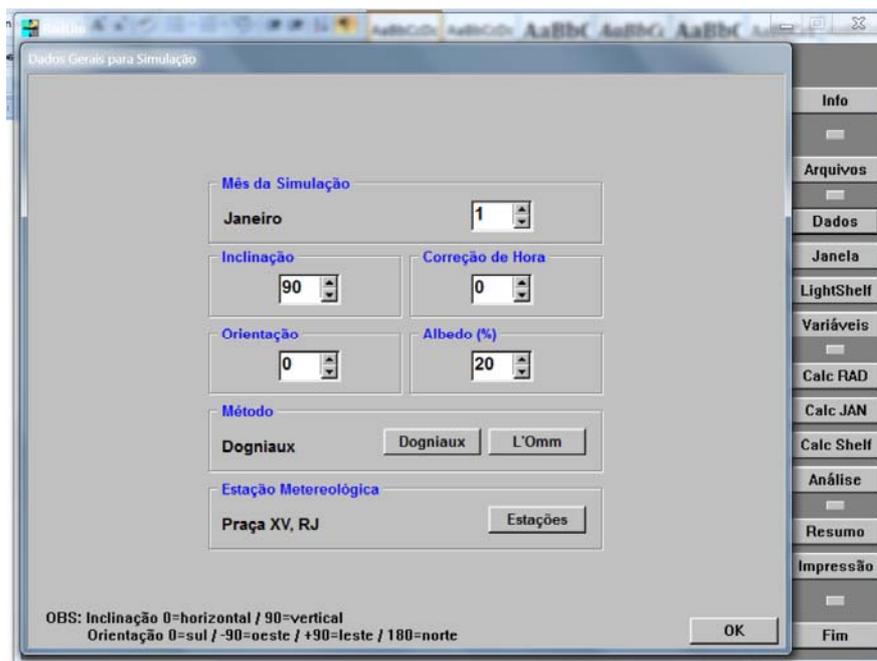


Figura A.1 – Tela de Dados para Simulação do RadLite 1.0

Para simulação, o método (determinístico) adotado foi o Dogniaux, com os seguintes parâmetros:

- **CARACTERÍSTICA DA REGIÃO:** (Região de Clima Tropical);
- **TIPO DE AMBIENTE:** (Ambiente Urbano).

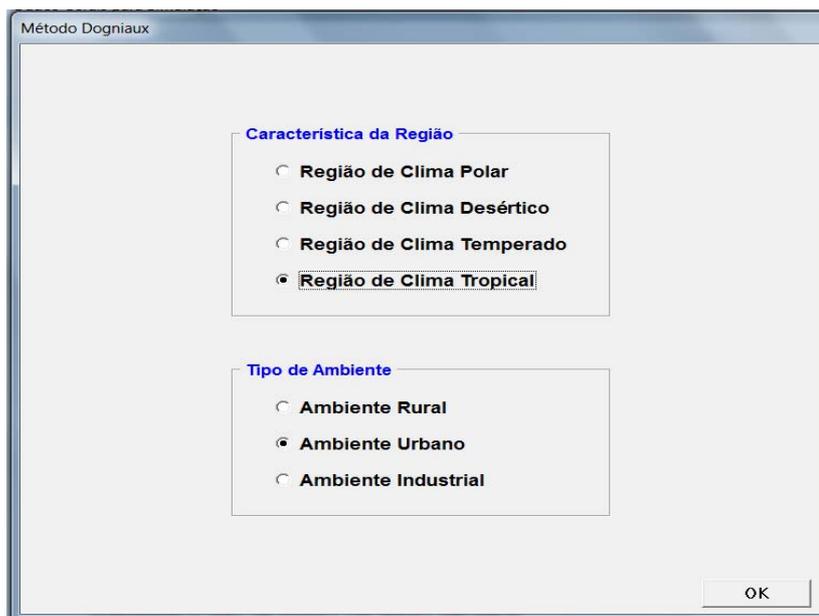


Figura A.2 – Tela do Método Dogniaux para simulação

Após a escolha dos parâmetros do Método Dogniaux, retornar a tela anterior e clicar em **RADIAÇÃO** na tela principal.

Ao simular a **RADIAÇÃO** solar com a inclinação, orientação pretendida e a escolha do método, alguns parâmetros importantes são informados, tais como:

- EtCLA – Energia em função do Tempo (clima) em W/m^2 para Céu Claro;
- EtMED – Energia em função do Tempo (clima) em W/m^2 para Céu Médio;
- EtCOB – Energia em função do Tempo (clima) em W/m^2 para Céu Coberto;
- Altura Solar;
- Azimute.

EtCLA	EtMED	EtCOB	Alt. Solar	Azimute
-------	-------	-------	------------	---------

Figura A.3 – Tela de Radiação com os parâmetros necessários para o estudo de caso.

Para os cálculos de radiação solar do estudo de caso, a coluna EtMED deve ser consultada, mas apenas o valor de energia de pico (W_p) serve para os cálculos de cada mês considerado.

O valor de pico da irradiação média diária mensal (EtMED) é multiplicado pela média de insolação diária, estimada em 8 horas/dia. Este resultado possibilita estimar a geração fotovoltaica mensal e anual de um determinado perfil da edificação.

Caso queira visualizar os gráficos com as curvas de radiação (EtCLA, EtMED e EtCOB), deve-se clicar em **GRÁFICOS**.

As áreas de interesse no prédio do IBAM são: o telhado e as fachadas Noroeste (NO) e Nordeste (NE).

A.3- Áreas da Envoltória do prédio do IBAM para Estudo de Caso.

A.3.1 – Telhado

Para o telhado, a instalação do sistema fotovoltaico apresenta inclinação de 30° e orientação igual a da fachada principal Noroeste (NO), no caso (-165°). Seguindo o roteiro anterior, simulando para cada mês, se obtêm o valor de pico da irradiação média diária mensal. Para a simulação do telhado o mês de Fevereiro apresenta o maior valor de pico,

como nas mostrados nas telas das figuras A.4, A.5 e tabela A.1. Na figura A.5, observa-se que a curva de radiação do telhado assemelha-se à curva característica de um painel fotovoltaico.

Mês de Fevereiro - Telhado

Resultados da Simulação de Radiação								
Hora	EtCLA	EtMED	EtGOB	ItCLA	ItMED	ItGOB	Alt. Solar	Azimute
6.00	18.37	15.85	11.33	1965	1759	1428	3.41	77.38
6.50	45.06	45.17	35.09	4821	4927	4423	10.18	80.15
7.00	105.51	90.24	60.36	11286	9768	7608	17.02	82.82
7.50	211.87	158.90	86.58	22664	17138	10913	23.89	85.48
8.00	339.90	237.04	113.10	35618	25520	14257	30.79	88.20
8.50	460.28	319.51	139.21	49236	34369	17547	37.69	91.10
9.00	586.39	401.67	164.12	62726	43187	20687	44.59	94.30
9.50	704.49	479.01	187.06	75359	51491	23579	51.46	98.05
10.00	808.35	547.17	207.27	86469	58810	26127	58.26	102.75
10.50	892.90	602.42	224.07	95513	64745	28244	64.90	109.19
11.00	955.03	642.38	236.88	102160	69038	29858	71.22	119.14
11.50	994.47	666.75	245.23	106378	71655	30911	76.71	136.93
12.00	1015.96	678.75	248.82	108677	72945	31364	79.90	170.12
12.50	1027.44	683.86	247.53	109906	73494	31201	78.65	-150.36
13.00	1024.83	679.33	241.40	109627	73006	30428	73.97	-126.13
13.50	999.88	659.60	230.65	106958	70890	29073	67.94	-113.27
14.00	949.77	623.05	215.67	101597	66964	27185	61.42	-105.50
14.50	875.43	570.67	196.98	93645	61339	24829	54.68	-100.12
15.00	780.04	506.08	175.24	83441	54299	22089	47.84	-95.99
15.50	668.16	429.73	151.16	71473	46213	19054	40.95	-92.56
16.00	545.08	348.32	125.52	58308	37482	15822	34.04	-89.54
16.50	416.37	264.43	99.10	44539	28491	12492	27.14	-86.75
17.00	287.84	181.71	72.65	30790	19628	9157	20.25	-84.07
17.50	166.87	104.97	46.86	17850	11400	5906	13.40	-81.41
18.00	65.63	41.88	22.32	7020	4602	2814	6.60	-78.70

Energia em W/m² - Iluminamento em Lux - Orientação, Altura Solar e Azimute em Graus
 EtMED Total Diária: 4,974 kWh/m²
 Estação Meteorológica de: Praça XV, RJ
 Turvamento de Link: 3,760 Método de Cálculo: Dogniaux
 Latitude -22,90 e Longitude -43,17 Orientação da Superfície: -165 graus
 Altitude de: 26 metros Inclinação da Superfície: 30 graus

Figura A.4 – Tela com Resultados de Simulação da Radiação. Telhado Mês de Fevereiro.

Tabela A.1 – Irradiação do Céu Médio – Telhado Mês de Fevereiro

FEVEREIRO			
Irradiação do Céu Médio – Típico do Rio de Janeiro			
Método Dogniaux – Região de Clima Tropical – Ambiente Urbano			
Estação Meteorológica Praça XV, RJ			
Irradiação Média Total Diária (kWh/m ²)	Irradiação de Pico do Dia Médio Mensal (W/m ²)	Número de horas de sol do Dia Médio Mensal (h)	Irradiação de Pico Diário Médio Mensal (kWh/m ²)
4,974	683,86	08	5.471

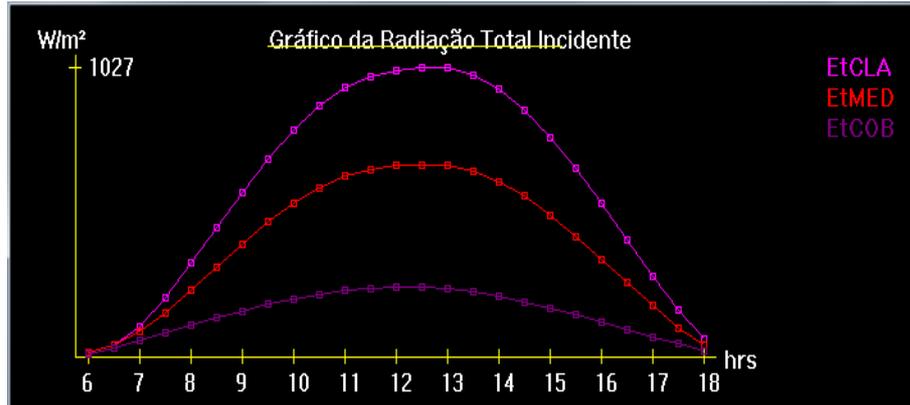


Figura A.5 – Gráfico da Radiação Total Incidente. Telhado Mês de Fevereiro.

Para o cálculo das áreas de instalação dos módulos no telhado, os mesmos devem estar afastados, a fim de não causar sombreamento no módulo posterior, considerando o ângulo de inclinação de 30° , como na figura A.6.

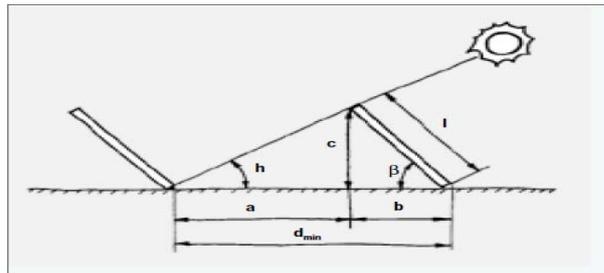


Figura A.6 – Espaçamentos de segurança entre os módulos. Telhado.

d_{\min} = distância entre os módulos para evitar sombras expressa em m. É a soma de $a + b$.

I = Comprimento do módulo

c = distância do módulo ao solo.

β = ângulo de inclinação do módulo com a horizontal.

h = ângulo de incidência solar no momento que toca o módulo posterior.

$$b = I \times \cos \beta$$

$$c = I \times \sin \beta$$

$$a = c / \tan h$$

A.3.2 - Fachada Noroeste (NO)

A localização e verificação do ângulo azimutal da edificação foi realizada através de fotos do Google Earth@Google2010, onde o ângulo incidente com a fachada noroeste (NO) perfaz $(360^\circ - 14^\circ = 346^\circ)$ ou $(180^\circ - 14^\circ = -166^\circ)$, para cálculos no RadLite será utilizado (-165°) .



Figura A.7 – Ângulo de Incidência Solar na Fachada Principal (NO).

Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

Após simulação, o mês de maio apresenta a maior irradiação solar na fachada (NO), a curva de irradiação solar se iguala a curva característica de um painel solar, pois o Sol está com incidência direta na fachada. Já no mês de dezembro, a curva de irradiação solar se apresenta deslocada para o período da tarde, uma vez que a localização da edificação se encontra a -14° ao Norte. Esta fachada (NO) apresenta pequena variação de irradiação durante o ano, podendo atender a maioria das cargas da edificação do IBAM.

Mês de Maio – Fachada Noroeste (NO)

Resultados da Simulação de Radiação

Hora	EtCLA	EtMED	EtCOB	ItCLA	ItMED	ItCOB	Alt. Solar	Azimute
6.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.00	110.22
6.50	20.07	9.12	2.97	2147	1017	374	1.74	111.19
7.00	77.96	42.61	14.30	8340	4659	1803	8.12	114.34
7.50	146.29	84.38	25.97	15648	9146	3275	14.32	117.87
8.00	218.34	129.28	37.65	23356	13955	4747	20.31	121.86
8.50	290.80	174.43	49.00	31107	18787	6178	26.03	126.45
9.00	361.39	218.05	59.65	38658	23459	7521	31.40	131.76
9.50	428.15	258.84	69.24	45799	27830	8730	36.30	137.95
10.00	489.29	295.63	77.44	52339	31775	9764	40.60	145.18
10.50	543.25	327.45	83.96	58112	35188	10586	44.13	153.53
11.00	588.76	353.47	88.54	62980	37981	11164	46.69	162.97
11.50	624.79	373.10	91.03	66834	40087	11477	48.12	173.26
12.00	650.47	388.67	91.32	69581	41454	11514	48.29	-176.08
12.50	664.92	391.19	89.41	71126	42033	11273	47.19	-165.63
13.00	667.17	388.74	85.37	71367	41774	10764	44.91	-155.93
13.50	656.27	378.05	79.35	70202	40632	10004	41.62	-147.28
14.00	631.29	358.71	71.57	67529	38564	9023	37.50	-139.76
14.50	591.28	330.30	62.31	63249	35528	7856	32.75	-133.31
15.00	535.10	292.23	51.91	57240	31463	6545	27.49	-127.78
15.50	461.09	243.68	40.71	49322	26284	5133	21.86	-123.02
16.00	366.62	182.83	29.08	39217	19987	3667	15.93	-118.88
16.50	248.49	113.45	17.38	26581	12368	2191	9.78	-115.24
17.00	108.57	40.66	5.92	11613	4503	747	3.45	-111.99
17.50	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.00	-110.26
18.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.00	-110.22

Energia em W/m² - Iluminamento em Lux - Orientação, Altura Solar e Azimute em Graus
 Estação Meteorológica de: Praça XV, RJ EtMED Total Diária: 2,687 kWh/m²
 Turvamento de Link: 3,622 Método de Cálculo: Dogniaux
 Latitude: -22,90 e Longitude: -43,17 Orientação da Superfície: -165 graus
 Altitude de: 26 metros Inclinação da Superfície: 90 graus

Figura A.8 – Tela com Resultados de Simulação da Radiação. Fachada Noroeste (NO) Mês de Maio

Tabela A.2 – Irradiação do Céu Médio – Fachada Noroeste (NO) Mês de Maio

MAIO			
Irradiação do Céu Médio – Típico do Rio de Janeiro			
Método Dogniaux – Região de Clima Tropical – Ambiente Urbano			
Estação Meteorológica Praça XV, RJ			
Irradiação Média Total Diária (kWh/m²)	Irradiação de Pico do Dia Médio Mensal (W/m²)	Número de horas de sol do Dia Médio Mensal (h)	Irradiação de Pico Diário Médio Mensal (kWh/m²)
2,687	391,19	08	3,130

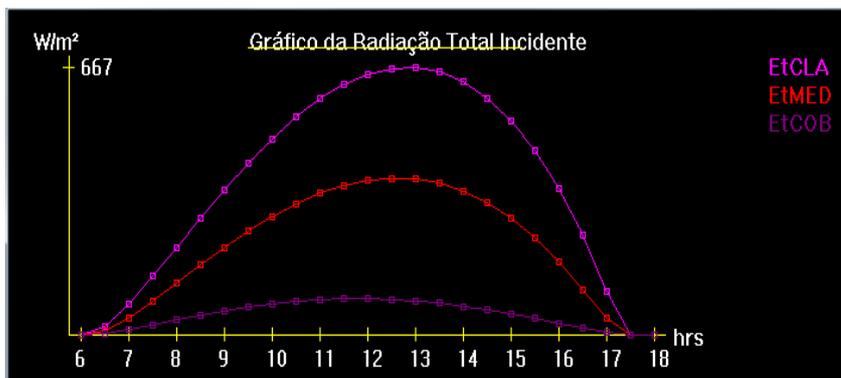


Figura A.9 – Gráfico da Radiação Total Incidente. Noroeste (NO) Mês de Maio.

A.3.3 - Fachada Nordeste (NE)

A localização e verificação do ângulo azimutal da edificação foi realizada através de fotos do Google Earth@Google2010, onde o ângulo incidente com a fachada nordeste (NE) perfaz $(90^\circ - 14^\circ) = 76^\circ$ ou $(360^\circ - 14^\circ) = 346^\circ$, para cálculos no RadLite será utilizado (75°) .



Figura A.10 - Ângulo de Incidência Solar na Fachada Nordeste (NE).

Fonte: (GOOGLE EARTH@GOOGLE, 2010)

Após simulação, o mês de dezembro apresenta a maior irradiação solar na fachada (NE), a curva de irradiação solar revela que o período matutino apresenta os maiores valores de energia (Wp).

Mês de Dezembro – Fachada Nordeste (NE)

Resultados da Simulação de Radiação

Hora	ETCLA	ETMED	ETCOB	ITCLA	ITMED	ITCOB	Alt. Solar	Azimute
6.00	462.23	215.74	22.22	49445	23433	2802	11.76	69.82
6.50	610.26	310.81	35.49	65280	33566	4474	18.29	72.13
7.00	705.82	379.52	49.27	75501	40872	6212	24.91	74.26
7.50	758.39	424.14	63.24	81125	45612	7974	31.59	76.24
8.00	775.49	448.42	77.05	82954	48188	9715	38.32	78.09
8.50	762.46	455.33	90.31	81560	48911	11387	45.10	79.83
9.00	723.29	446.82	102.62	77370	47993	12939	51.92	81.48
9.50	661.36	424.49	113.60	70746	45585	14323	58.77	83.05
10.00	580.23	389.75	122.88	62068	41851	15494	65.64	84.56
10.50	483.96	344.59	130.17	51769	37001	16412	72.52	85.99
11.00	377.09	291.45	135.19	40337	31295	17046	79.42	87.30
11.50	264.52	233.14	137.80	28295	25033	17374	86.32	87.90
12.00	211.09	206.74	137.88	22581	22199	17384	86.77	87.81
12.50	224.77	216.85	135.44	24044	23284	17076	79.87	87.37
13.00	234.29	222.59	130.56	25062	23902	16462	72.97	86.08
13.50	238.39	222.96	123.42	25501	23942	15561	66.08	84.66
14.00	236.22	217.38	114.26	25268	23344	14406	59.21	83.15
14.50	227.53	205.85	103.38	24339	22108	13034	52.36	81.58
15.00	212.73	188.99	91.14	22755	20301	11492	45.55	79.94
15.50	192.78	167.86	77.94	20622	18038	9826	38.76	78.20
16.00	168.71	143.52	64.15	18047	15433	8088	32.02	76.36
16.50	141.18	116.74	50.17	15102	12571	6326	25.34	74.40
17.00	110.35	87.90	36.37	11804	9491	4585	18.72	72.28
17.50	76.02	57.36	23.06	8132	6227	2908	12.18	69.97
18.00	38.68	26.57	10.53	4137	2917	1328	5.74	67.45

Energia em Wh/m² - Iluminamento em Lux - Orientação, Altura Solar e Azimute em Graus
 ETMED Total Diária: 3,162 KWh/m²

Estação Meteorológica de: Praça XV, RJ
 Turvamento de Link: 3.742 Método de Cálculo: Doqniaux
 Latitude -22.90 e Longitude -43.17 Orientação da Superfície: 75 graus
 Altitude de: 26 metros Inclinação da Superfície: 90 graus

Figura A. 11 - Tela com Resultados de Simulação da Radiação. Fachada Noroeste (NO)

Mês de Dezembro

Tabela A.3 – Irradiação do Céu Médio – Fachada Nordeste (NE)

Mês de Dezembro

DEZEMBRO			
Irradiação do Céu Médio – Típico do Rio de Janeiro			
Método Dogniaux – Região de Clima Tropical – Ambiente Urbano			
Estação Meteorológica Praça XV, RJ			
Irradiação Média Total Diária (kWh/m ²)	Irradiação de Pico do Dia Médio Mensal (W/m ²)	Número de horas de sol do Dia Médio Mensal (h)	Irradiação de Pico Diário Médio Mensal (kWh/m ²)
3,162	455,33	08	3,643

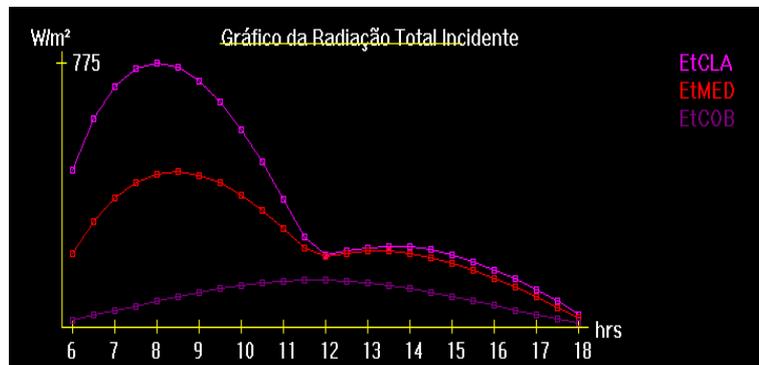


Figura A.12 – Gráfico da Radiação Total Incidente. Nordeste (NE) Mês de Dezembro.

As simulações realizadas mostram as características de cada área na envoltória da edificação do IBAM, possibilitando assim, a escolha de quais as cargas que eventualmente podem ser atendidas por cada perfil.