

Análise da contribuição da micro-geração distribuída com energia solar fotovoltaica para a criação de um campus universitário verde na PUC Minas

Gisele Mol da Silva
giselemols@uai.com.br
Tecnimont do Brasil
Construção e Administração
de Projetos Ltda

Antônia Sônia A. C. Diniz
asacd@pucminas.br
Pontifícia Universidade
Católica de Minas Gerais

Resumo

A crescente demanda mundial por energia, os reflexos do aquecimento global e a degradação do meio ambiente têm impulsionado diversas ações em prol do desenvolvimento sustentável e de alternativas para a intensificação do uso de energia limpa. Dentre as várias fontes que se destacam neste cenário extremamente preocupante, está a energia solar fotovoltaica cujo baixo impacto ambiental e características tecnológicas favorecem as perspectivas de sua disseminação, principalmente em países de condições climáticas como o Brasil. Outra vantagem desta opção energética é a possibilidade de inclusão da mesma dentro das metodologias de projeto definidas pelo Protocolo de Quioto, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e consequente aproveitamento dos chamados créditos de carbono. Também nos aspectos logísticos a alternativa é excepcional, uma vez que este tipo de energia é facilmente adaptado à micro-geração distribuída, ou seja, junto ao local de consumo, minimizando os custos com transmissão e distribuição da energia. A proposta deste trabalho de pesquisa foi estruturada no sentido de analisar a possibilidade da instalação de geradores fotovoltaicos em alguns prédios da PUC Minas e de avaliar a contribuição desta opção para a adequação da unidade Coração Eucarístico em um Campus Verde. Seu desenvolvimento exigiu vários estudos, tais como a caracterização dos prédios, levantamento das áreas para a instalação dos geradores fotovoltaicos, análises computacionais por meio de softwares específicos para a simulação de sombreamento e avaliação de potencial de incidência solar sobre as áreas escolhidas. As conclusões apontam para o fato de que somente a energia gerada pelos prédios em estudo representa uma tímida fração frente ao consumo de energia da PUC Minas Campus Coração Eucarístico. Entretanto, a proposta ampliada para um maior número de edificações do campus é viável tecnicamente, mas são necessários mecanismos de incentivo financeiro para que o projeto torne-se exequível.

Palavras-chave: Micro-geração distribuída. Energia fotovoltaica. Campus Verde, MDL.

Abstract

The ultimate growing demand for energy, the world heating reflection's, and the environment degradation have been driving many actions of self-sustained development and search alternatives for the use of renewable energy. Between many sources that emerged into this critical scenario, it is the photovoltaic solar energy with low environment impact and technological characteristics will lead its spreading driving also by the good weather countries conditions, as example, in Brazil. Another advantage of the inclusion of this source of energy is the opportunity to be part of project methodology from Kioto Protocol program, using the known Cleaning Development Mechanism (MDL) and hence carbon credits usage. Furthermore about logistics issues this alternative is very extraordinary, once this kind of energy is easily adopted to distributed micro power generation, better saying, it could be installed at local consumption, decreasing transmission and distribution power costs. The purpose of this research work was structured in order to install photovoltaics power generators in some buildings of PUC Minas what includes Coração Eucarístico unit inside GREEN BUILDING. These development research required many studies, as example photovoltaic power generators, computational analysis, computer simulations using specific softwares, as example shadow and solar irradiance areas for foresight. The conclusion drives to the facts that only the buildings studied solar generation represent a minor fraction in front to attend the PUC Minas energy consumption - Campus Coração Eucarístico. Therefore the proposal spreaded to other Campus buildings is technically feasible, but economic financial mechanisms are needed to become the project reliable.

Keywords: Distributed Micro Power Generation. Photovoltaic Energy. Green Building, MDL.

1 Introdução

Na busca por limitar e/ou reduzir as emissões de gases de efeito estufa, tais como dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), perfluorocarbonos (PFC), hidrofluorocarbonos (HFC) e hexafluoreto de enxofre (SF_6), bem como a degradação do meio ambiente, alguns empreendimentos já estão sendo concebidos dentro de padrões sustentáveis. Além disso, o aumento da demanda mundial de energia seja decorrente do crescimento da população, do desenvolvimento tecnológico ou do consumo inconsciente de energia levaram a sociedade a conjecturar sobre a melhoria da eficiência energética para solução dos problemas de energia, tais como a racionalização. Associado a busca dessa eficiência, avanços na ciência e tecnologia têm apresentado alternativas para produção de energia sustentável, como por exemplo a utilização de fontes renováveis integradas às edificações, amplamente aprovadas por alguns países industrializados, como a Comunidade Européia e o Japão que, além dos motivos já apresentados, devem cumprir com os compromissos de redução das emissões de carbono estabelecidos pelo Protocolo de Quioto.

Embora as fontes renováveis ofereçam benefícios ambientais, as mesmas apresentam alto custo de geração, se comparado aos combustíveis fósseis. Estes custos estão diminuindo e poderiam reduzir ainda mais com investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte dos governos de todos os países. Assim, gerações futuras poderiam se beneficiar da utilização de uma energia limpa e sustentável, contribuindo com o equilíbrio ecológico. Desta forma, a tecnologia fotovoltaica é vista por muitos como um caminho ideal para a geração de energia, através de uma fonte inesgotável e não poluente, trazendo benefícios tanto ambientais quanto energéticos (Marinoski; Salamoni; Ruther, 2004).

Como exemplo de empreendimentos sustentáveis podem ser citados os Prédios Verdes, comumente conhecidos como Green Buildings, que buscam a utilização eficiente de energia renovável. Seguindo esse padrão, o presente trabalho apresenta um estudo de avaliação da inserção da micro-geração distribuída utilizando energia solar fotovoltaica em alguns prédios da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como proposta para iniciar a transformação do campus Coração Eucarístico em um Campus Verde. O benefício da inserção de sistemas fotovoltaicos será a contribuição para reduzir a ponta de carga diurna do Campus Coração Eucarístico da PUC Minas, através da utilização desta tecnologia como micro-geração distribuída interligada à rede elétrica e integrada aos telhados das edificações escolhidas para o estudo. Cabe ressaltar que a modularidade dos sistemas fotovoltaicos permite que os mesmos sejam instalados de forma distribuída nas coberturas das edificações existentes. (Vieira et al, 2008).

Em linhas gerais, a geração de energia elétrica convencional é centralizada e distante do ponto de consumo, gerando perdas na distribuição, aumentando os custos da produção da energia e provocando danos ao meio ambiente (Salamoni et al, 2008). O sistema fotovoltaico proposto, além de apresentar baixo impacto ao ambiente pode ser instalado próximo ao ponto de consumo, em escala compatível com a necessidade do usuário. Essa forma de geração, conhecida como geração distribuída, minimiza as perdas na transmissão e distribuição de energia, embora o custo do MWh gerado seja maior que a geração convencional. Como forma de amortizar esses custos, no presente trabalho são considerados dois aspectos importantes: (i) o potencial energético obtido através da implantação do sistema de micro-geração distribuída, de forma a suprir não somente as necessidades energéticas do empreendimento bem como aproveitar o possível potencial energético excedente, podendo esse último ser comercializado entre a rede distribuidora de energia local e o próprio investidor e (ii) os créditos provenientes da redução da emissão de carbono (gases de efeito estufa), estabelecidos pelo Protocolo de Quioto.

2 Desenvolvimento

O objeto do estudo é avaliar o potencial da micro-geração distribuída com energia solar fotovoltaica interligada à rede elétrica, em um campus universitário, bem como avaliar a aplicabilidade do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo neste setor.

2.1 Caracterização energética do Campus

O estudo foi realizado no Campus Coração Eucarístico da PUC Minas. O mesmo se enquadra na classificação comercial, com tarifa do tipo horo-sazonal Verde A4 que apresenta aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e tarifa única de demanda de potência. Sua curva de carga foi determinada de acordo com as contas de energia da instituição, emitidas pela concessionária de energia, no período de março de 2008 a fevereiro de 2009. A Tab. (1) apresenta os valores tabulados da demanda e do consumo da PUC Minas no período considerado.

Tabela 1: Demanda e consumo de energia da PUCMinas no período de mar/08 a fev/09.

Mês	Demanda (kW)		Energia (kWh)	
	Horário de Ponta (HP)	Horário Fora de Ponta (HFP)	Horário de Ponta (HP)	Horário Fora de Ponta (HFP)
mar/08	1.036	1.092	52.500	315.700
abr/08	1.078	1.120	44.100	286.300
mai/08	1.043	1.134	51.800	317.800
jun/08	952	1.043	45.500	274.400
jul/08	875	945	32.200	242.200
ago/08	931	938	30.800	217.000
set/08	1.057	1.092	52.500	297.500
out/08	1.127	1.141	54.600	326.200
nov/08	1.085	1.232	52.500	366.800
dez/08	1.036	1.141	34.300	301.000
jan/09	546	476	15.400	134.400
fev/09	469	945	17.500	298.200
Total ano	-	-	483.700	3.377.500
Média	936	1.025	40.308	281.458

Fonte: Companhia Energética de Minas Gerais, 2009.

Para a obtenção dos dados medidos foi utilizado o controlador de demanda instalado na instituição. Observou-se que os picos de energia no turno diurno ocorrem no período de 10:00 às 11:00h da manhã e no turno vespertino no período de 16:00 às 17:00h, sendo que o período de 13:00 às 14:00h apresenta uma queda na demanda, possivelmente relacionada ao horário de almoço. Verificou-se, ainda, que há uma redução significativa da demanda e do consumo no mês de janeiro, período este de férias escolares e funcionais. Nos meses de fevereiro, julho, agosto e dezembro a redução ocorre, mas de forma não tão expressiva.

Quanto aos tipos de alimentação aplicáveis à instituição (backup, horário de ponta e emergência), identificou-se que toda energia consumida é proveniente da concessionária, não sendo utilizada outra fonte de energia.

2.2 Caracterização dos prédios e levantamento das áreas para instalação dos geradores fotovoltaicos

Inicialmente, identificou-se as áreas úteis disponíveis nas edificações do campus universitário para alocação dos geradores fotovoltaicos. Esta etapa consistiu em obter as cópias dos projetos arquitetônicos de alguns prédios da instituição (Prédios 9, 10, 15, 25 e 43) que apresentam vasta área de cobertura, para verificação e cálculo das áreas disponíveis. Conforme apresentado na Tab. (2), a área final totalizou 4.379 m². Neste levantamento foram consideradas margens de 100 cm ao redor de cada área, para movimentação e segurança das pessoas, não sendo as mesmas inseridas no cálculo das áreas.

Tabela 2: Área de cobertura dos prédios.

Prédio	P9	P10	P15	P25	P43	Total
Área (m ²)	619	1886	606	592	676	4379

Fonte: Dados da pesquisa.

Em relação à tipologia dos telhados dos prédios, os mesmos podem ser considerados, em linhas gerais, planos ou de baixa declividade, com exceção do Prédio 9 que possui telhado com alta declividade, dificultando a instalação dos módulos, e sem platibanda (faixa horizontal - muro ou grade - que emoldura a parte superior de um edifício).

2.3 Identificação das áreas sombreadas

Identificadas as áreas disponíveis, foi preciso avaliar o entorno e definir os elementos fixos, cuja projeção da sombra poderia interferir nas áreas escolhidas. Realizou-se, então, uma modelagem tridimensional dos elementos para uma análise crítica das projeções de sombra sobre as superfícies, através do programa Ecotect v.5.20, que ajuda a melhor compreender, numa fase inicial do projeto, como os efeitos dos fatores climáticos - sol, temperaturas, sombras, luminosidade e ventilação irão afetar a performance dos edifícios. As simulações com esse programa se fazem necessárias para determinar as áreas ideais para instalação dos geradores, pois as áreas sombreadas reduzem significativamente a capacidade de geração de energia. A avaliação do sombreamento foi, então, realizada em três estágios, conforme descrito a seguir:

2.3.1 Estudo 1 - Análise global do sombreamento anual sobre as áreas de cobertura

Este estudo tem por objetivo avaliar o sombreamento anual nas áreas em que poderiam ser instalados os módulos fotovoltaicos para se obter uma idéia global do potencial de geração fotovoltaica de cada edificação. No seu desenvolvimento foram desconsideradas as declividades das coberturas, quando pouco acentuadas e o posicionamento dos módulos nas áreas, pois o objetivo do mesmo é obter uma idéia global do potencial de geração fotovoltaica de cada edificação. A análise do sombreamento foi realizada para todos os dias do ano, do nascer ao pôr do sol. Quando da análise do resultado considerou-se o percentual de sombreamento obtido, bem como a facilidade de instalação dos módulos na superfície analisada. Observa-se que as edificações fisicamente próximas foram avaliadas em conjunto, pois a sombra de um prédio poderia interferir sobre outro.

Quanto ao Prédio 9, o mesmo teve sua cobertura dividida em três áreas distintas, devido à diferença de inclinação das coberturas e os Prédios 15 e 25 foram divididos em duas áreas, cada um, pois a edificação é formada por dois blocos independentes. A Fig. 1 esquematiza como as áreas foram divididas para a realização das simulações, sendo os resultados destas apresentados na Tab. (3).

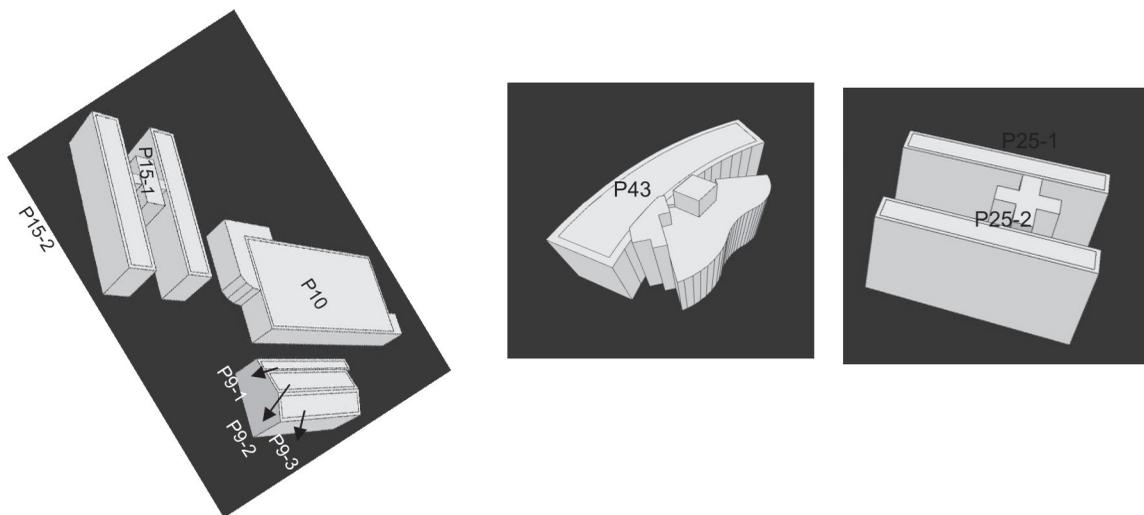


Figura 1: Áreas das coberturas dos prédios da PUC Minas utilizadas na simulação de sombreamento.

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 3: Resumo do resultado da simulação de sombreamento das áreas das coberturas dos prédios.

Prédio - Área	Coeficiente médio de sombreamento (%)		
	Verão	Inverno	Anual
P9 - 1	18,8	30,3	23,9
P9 - 2	6,0	13,8	9,7
P9 - 3	9,5	20,1	13,6
P10	9,9	12,9	11,0
P15 - 1	0,9	5,2	2,5
P15 - 2	0,8	3,9	2,4
P25 - 1	0,0	0,0	0,0
P25 - 2	3,6	2,0	3,0
P43	4,7	15,8	10,4

Fonte: Dados da pesquisa.

O *Stereographic Diagram* apresentado na Fig. 2 ilustra para o Prédio 9 (P9-1) o resultado da simulação. Observa-se que quanto mais clara é a região interna ao *Stereographic Diagram*, maior é a quantidade de sombra projetada na área em análise.

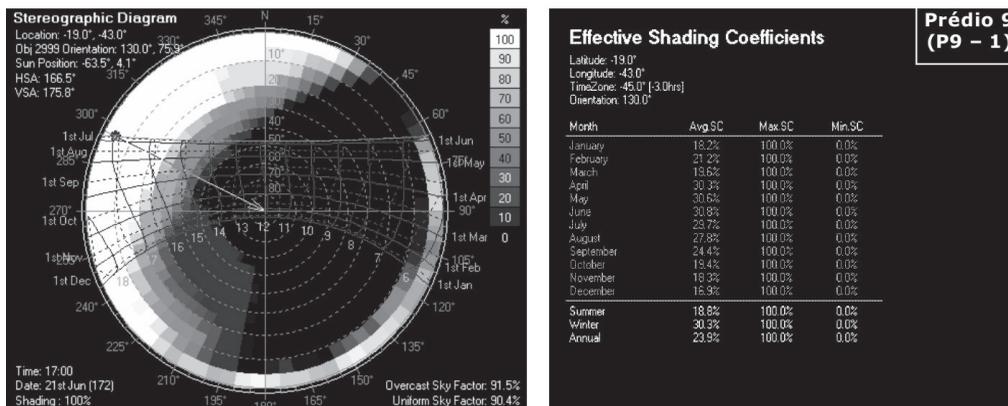


Figura 2: Resultado da simulação de sombreamento Prédio 9 (P9-1) - *Stereographic Diagram*.

Fonte: Dados da pesquisa.

Embora o estudo inicial de sombreamento tenha sido realizado sobre a superfície do telhado e não sobre a superfície do módulo a ser instalado, a Tab. (3) demonstra que o percentual de sombreamento calculado para o Prédio 9 é bastante significativo, chegando a apresentar aproximadamente 23,9% de sombreamento na área P9 – 1. Além disso, a posição do prédio e declividade das águas não favorece a instalação dos módulos. Diante do exposto, o estudo do prédio em questão foi suspenso.

Quanto aos Prédios 10 e 43, que também apresentaram percentual significativo de sombreamento, foram mantidos no estudo, para uma análise mais aprofundada, em função da ampla área de cobertura e da facilidade de instalação dos módulos na superfície analisada, fatores determinantes na escolha das áreas para instalação dos geradores fotovoltaicos.

De posse dos dados obtidos e da definição dos prédios que devem passar por uma avaliação mais criteriosa, iniciou-se o Estudo 2.

2.3.2 Estudo 2 - Análise do sombreamento sobre os módulos dos geradores fotovoltaicos instalados nas áreas de cobertura

Este estudo foi realizado sobre o conjunto de módulos fotovoltaicos posicionados nas áreas dos prédios. Para isso, definiu-se o módulo a ser utilizado e realizou-se a modelagem tridimensional do mesmo. O módulo escolhido foi o modelo KD180GX-LP da Kyocera, com potência máxima de 180W e dimensões de 1.341 X 990 mm. O mesmo foi definido por ser o módulo de maior potência disponível no mercado, composto por células policristalinas com eficiência acima de 16%. A sua instalação foi considerada com a superfície voltada para o norte verdadeiro com uma inclinação

de 20°, em função da latitude de Belo Horizonte - posição em que o módulo receberá maior incidência de irradiação. Também foram considerados, quando do seu posicionamento: a distância entre os módulos de 5 cm (a título de instalação e montagem), a distância entre as fileiras de módulos de 50 cm (para movimentação entre os mesmos) e a distância das laterais da cobertura de aproximadamente 100 cm. Dispostos os módulos sobre as superfícies das edificações, em toda a área útil disponível, realizou-se a avaliação do sombreamento sobre o conjunto de módulos locados em cada área, durante os 365 dias do ano, no período de 6:00 às 19:00h. Na análise do resultado focou-se o sombreamento no período de maior irradiação incidente - 9:00 às 15:00h. Observa-se pela Tab. (4) que os horários em que a sombra atinge os módulos fotovoltaicos concentram-se no início da manhã e no final da tarde, quando o nível de irradiação global é menor.

Tabela 4: Resumo do resultado da simulação de sombreamento dos módulos instalados nas áreas de coberturas dos prédios (% de sombreamento).

Hora	Prédio - Área					
	P10	P15 - 1	P15 - 2	P25 - 1	P25 - 2	P43
06 a 07	48,70	2,81	2,78	2,78	2,79	16,91
07 a 08	6,22	0,02	0,00	0,00	0,02	1,20
08 a 09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19
09 a 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10 a 11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11 a 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
12 a 13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36
13 a 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,06
14 a 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,47
15 a 16	0,48	0,01	0,00	0,00	0,01	11,15
16 a 17	21,16	0,06	0,00	0,00	0,06	23,33
17 a 18	66,31	19,59	19,44	19,44	19,63	56,60
18 a 19	91,90	80,56	80,56	80,56	80,63	93,29

Fonte: Dados da pesquisa.

Finalmente, realizou-se uma avaliação da trajetória da sombra em cada prédio, considerando a faixa de sombreamento ao longo de um dia crítico para o empreendimento (dia 21 de junho - solstício de inverno), durante o intervalo de horas definido. A Fig. 3 apresenta o resultado da simulação.

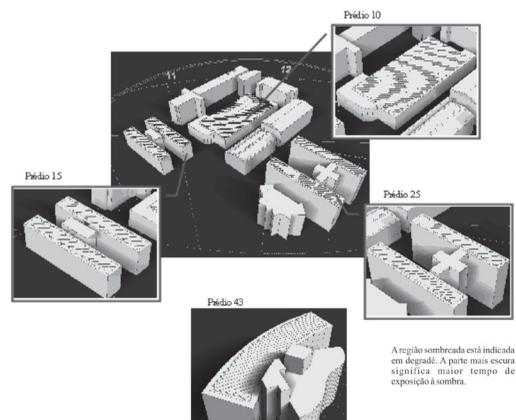


Figura 3: Imagem da simulação de sombreamento sobre os módulos instalados nas coberturas dos prédios no período de 9:00 às 15:00h, do dia 21 de junho.

Fonte: Dados da pesquisa.

A Fig. 3 ratifica as informações apresentadas na Tab. (4), pois no período de 9:00 às 15:00h não há sombreamento nas coberturas dos Prédios 10, 15 e 25. Já o Prédio 43 apresentou uma região atingida pela sombra neste período, devido à caixa d'água e à casa de máquinas do elevador, considerados elementos de interferência nessa edificação. Desta forma, os módulos sombreados neste período foram eliminados, a fim de se evitar a instalação dos mesmos em áreas que permanecem sombreadas nos períodos de maior incidência de irradiação global. Realizada, então, reavaliação do sombreamento, conforme Estudo 3 a seguir.

2.3.3 Estudo 3 - Simulação da trajetória da sombra sobre o conjunto de módulos posicionados nas superfícies das edificações depois da retirada dos módulos sombreados

Depois da retirada dos módulos sombreados locados na cobertura do Prédio 43, foi realizada uma nova análise do sombreamento, para garantir que nenhum módulo esteja sombreado no horário de maior irradiação global, conforme pode ser observado pelo comparativo apresentado na Fig. 4. O resultado da simulação ratificou as informações obtidas no Estudo 2, ou seja, não irá ocorrer sombras sobre os módulos no período de 9:00 às 15:00h.

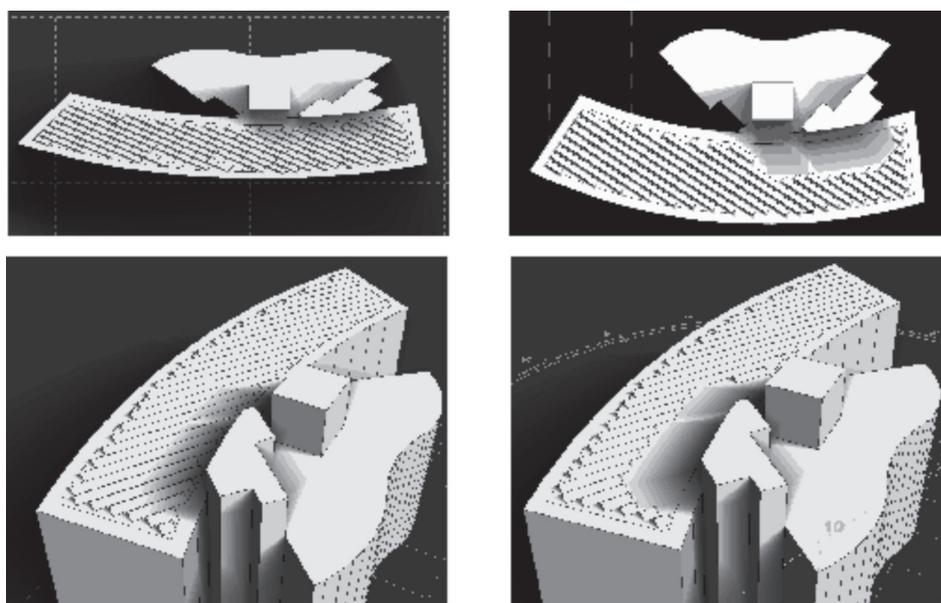


Figura 4: Imagem da simulação de sombreamento sobre os módulos instalados na cobertura do Prédio 43 no período de 9:00 às 15:00h, do dia 21 de junho, com e sem os módulos instalados na região de sombreamento.

Fonte: Dados da pesquisa.

A área sombreada no período de 9:00 às 15:00h equivale a 20% da área de cobertura do Prédio 43. Com a retirada dos 58 módulos fotovoltaicos sombreados houve uma redução da potência instalada equivalente a aproximadamente 10kWp (quilowatt-pico).

Para ratificar os resultados obtidos, registrados na Fig. 4, foi realizada uma avaliação do sombreamento sobre o conjunto de módulos locados em cada área, durante os 365 dias do ano, a fim de se confirmar o resultado esperado - 0% de sombreamento no período de 9:00 às 15:00h. A Tab. (5) apresenta o resultado da simulação.

Tabela 5: Resumo do resultado da simulação de sombreamento dos módulos instalados nas áreas de coberturas dos prédios (% de sombreamento) - desconsiderando os módulos na região sombreada do Prédio 43.

Hora	Prédio - Área					
	P10	P15 - 1	P15 - 2	P25 - 1	P25 - 2	P43
06 a 07	48,70	2,81	2,78	2,78	2,79	4,20
07 a 08	6,22	0,02	0,00	0,00	0,02	0,05
08 a 09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
09 a 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10 a 11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11 a 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 a 13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13 a 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14 a 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15 a 16	0,48	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01
16 a 17	21,16	0,06	0,00	0,00	0,06	0,59
17 a 18	66,31	19,59	19,44	19,44	19,63	21,98
18 a 19	91,90	80,56	80,56	80,56	80,63	81,55

Fonte: Dados da pesquisa.

Para finalizar, foi realizada a projeção tridimensional da trajetória da sombra sobre o conjunto de módulos posicionados na cobertura do Prédio 43, referente ao dia 21 de junho - solstício de inverno, ratificando, novamente, a não ocorrência de sombras sobre os módulos no período definido.

2.4 Quantitativos de geradores a serem instalados nas áreas

Concluída a análise de sombreamento, realizou-se o levantamento da quantidade de módulos fotovoltaicos que poderiam ser instalados nas coberturas de cada prédio (considerando o estudo de sombreamento no período de 9:00 às 15:00h), conforme pode ser observado na Tab. (6).

Tabela 6: Quantidade de módulos e potência a serem instalados nas coberturas dos prédios.

Prédio	Quantidade de geradores previstos para a área útil total das coberturas	Potência Instalada (kWp)	Quantidade de geradores considerando análise de sombreamento	Potência Instalada (kWp)
10(*)	894	161	894	161
15	248	44	248	44
25	256	46	256	46
43	296	53	238	43
Total	1694	304	1636	294

(*) Desconsiderado 30 módulos (área aprox. de 36 m²) equivalente a área ocupada pelos exaustores instalados na cobertura do Prédio 10.

Fonte: Dados da pesquisa.

Observa-se que o único prédio que apresentou diferença na quantidade de módulos instalados, após análise do sombreamento, foi o Prédio 43, sendo esta redução bastante significativa, equivalente a 20% do total de módulos possíveis de serem instalados na cobertura da edificação.

2.5 Avaliação do potencial solar do local de instalação dos geradores fotovoltaicos

A avaliação do potencial solar da PUCMinas Coração Eucarístico foi realizada mediante cálculo da irradiação global incidente sobre a superfície dos geradores. Os valores da irradiação foram obtidos junto ao Grupo de Estudos em Energia (GREEN), que utilizou o programa Climate_Generator do software Solar Design Studio v.5.0. Esse software gera a irradiação solar horária no plano inclinado dos geradores fotovoltaicos para os 365 dias do ano e, através dos dados obtidos, podem ser calculados os valores médios mensais da irradiação, em W/m².

A Tab. (7) apresenta os dados compilados da irradiação global média mensal horária, obtidos pelo programa Climate_Generator.

Tabela 7: Irradiação solar global (W/m²) - plano inclinado a 20° (dia típico no mês).

	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	Média 9:00 às 15:00
Jan	0	190	130	253	352	415	477	501	415	415	351	283	183	51	0	418
Fev	0	82	130	341	466	561	620	691	678	585	449	358	202	47	0	578
Mar	0	11	129	223	395	387	552	573	459	445	432	269	159	10	0	464
Abr	0	0	200	324	434	560	598	617	549	511	414	284	148	0	0	526
Mai	0	0	236	301	410	492	544	621	544	497	416	272	117	0	0	503
Jun	0	0	33	380	478	564	709	615	624	540	466	291	110	0	0	571
Jul	0	0	32	344	504	546	681	682	557	560	446	311	124	0	0	568
Ago	0	0	285	365	492	598	727	693	700	576	480	325	137	0	0	609
Set	0	0	187	317	442	547	617	686	647	518	429	323	172	1	0	555
Out	0	72	150	267	370	483	522	565	548	469	374	265	149	21	0	476
Nov	0	28	165	267	400	474	593	593	505	455	425	285	170	42	0	492
Dez	0	44	136	236	378	400	451	491	450	433	396	269	162	52	0	428
Média anual	0	36	151	302	427	502	591	611	556	500	423	295	153	19	0	516

Fonte: Dados da pesquisa.

Observa-se que o mês de maior irradiação global é o mês de agosto, estação de inverno - período em que o céu encontra-se mais limpo e com menos interferências de nuvens. Já o mês de menor irradiação global é o mês de janeiro, estação de verão. Ainda que janeiro seja um dos meses que apresenta maior temperatura no ano, possui alto índice pluviométrico e elevada interferência de nuvens.

Quanto aos horários de maior irradiação global incidente, os mesmos podem ser identificados através da média anual da irradiação solar global, conforme Tab. (7). Apresentam ápice às 12:00h, sendo a irradiação média registrada neste horário de 611W/m².

2.6 Cálculo da potência instalada do sistema solar fotovoltaico

A potência instalada do sistema é obtida em função da área disponível e é calculada, separadamente, por prédio. Nesta fase, os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, passíveis de fornecerem energia ao empreendimento, são, então, projetados. O projeto consiste em definir a quantidade de *strings* em série e a quantidade de módulos em paralelo que poderão ser instalados na área de cobertura de cada edificação, bem como a determinação do inversor a ser utilizado, observando que as características elétricas do gerador fotovoltaico e do inversor devem ser compatíveis. De posse destas informações, calculou-se a energia gerada através do programa PV-DesignPro-G do software Solar Design Studio v.5.0. Nesta etapa foram considerados o estudo de sombreamento no período de 9:00 às 15:00h, o ângulo de inclinação obtido através da latitude local, o projeto de instalação dos módulos fotovoltaicos e as perdas de eficiência do inversor e dos módulos. Ressalta-se que o cálculo foi realizado para todas as horas do dia, embora o foco deste trabalho seja o período de 9:00 às 15:00h. O percentual de sombreamento identificado no período de 6:00 às 9:00h e 15:00 às 18:00h foi deduzido somente após os cálculos da geração de energia. Os resultados compilados estão apresentados na Tab. (8) e gráfico da Fig. 5.

Tabela 8: Energia anual gerada (kWh) - por prédio - módulo Kyocera KD180GX-LP.

Prédio	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	Total
10	0	164	4.336	12.338	17.874	20.446	23.453	23.737	21.454	19.697	17.048	9.614	2.076	48	0	172.287
15	0	75	1.229	3.288	4.748	5.415	6.201	6.274	5.672	5.221	4.554	3.249	1.323	29	0	47.278
25	0	80	1.295	3.474	5.028	5.744	6.584	6.662	6.021	5.535	4.820	3.433	1.394	31	0	50.102
43	0	80	1.213	3.223	4.648	5.300	6.067	6.138	5.551	5.110	4.458	3.167	1.263	29	0	46.248
Total	0	399	8.073	22.323	32.298	36.904	42.305	42.811	38.698	35.564	30.881	19.464	6.056	137	0	315.914

Fonte: Dados da pesquisa.

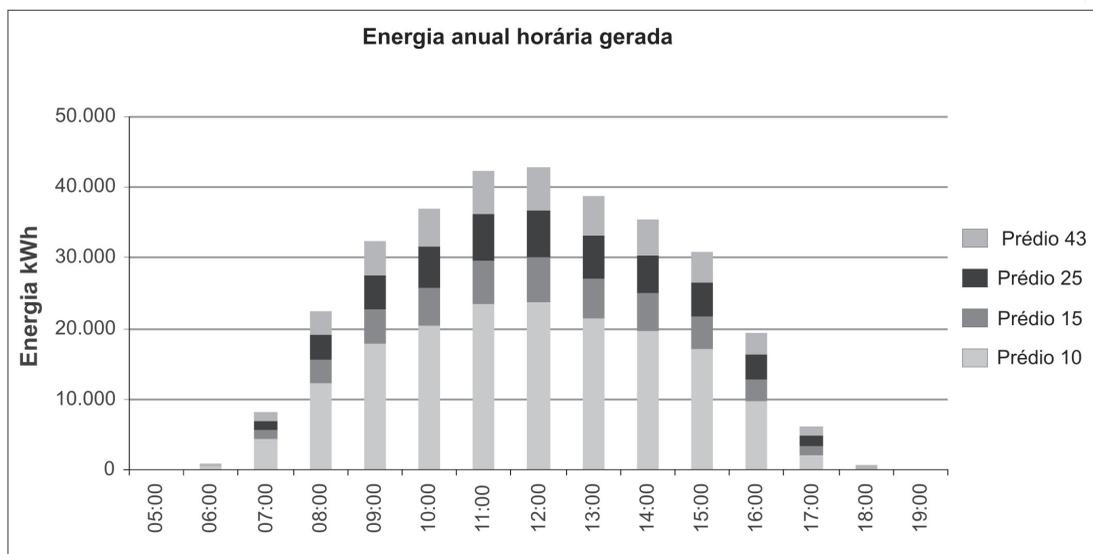


Figura 5: Energia anual gerada (kWh) - por prédio - módulo Kyocera KD180GX-LP.

Fonte: Dados da pesquisa.

Observa-se que os meses e horários de maior geração fotovoltaica são exatamente os de maior irradiação global, sendo o horário de 12:00h o que apresenta maior geração de energia.

Destaca-se a geração no Prédio 10, responsável por 55% da energia fotovoltaica gerada, chegando a 23.737kWh. Isto se deve ao fato da edificação apresentar a maior área disponível e, conseqüentemente, maior quantidade de módulos instalados na mesma. Quanto às demais edificações, apresentam geração de energia fotovoltaica similar, em torno de 15% cada uma. Verifica-se, ainda que a energia horária gerada varia entre 30.881kWh às 15:00h e 42.811kWh às 12:00h.

Pela análise do estudo de sombreamento, responsável pela supressão de 58 módulos da cobertura do Prédio 43 e pela compensação do sombreamento no período de 6:00 às 9:00h e/ou 15:00 às 18:00h, identificou-se uma redução de 8% da energia gerada, equivalente a 26MWh. Ressalta-se que a análise de sombreamento e a definição do projeto de instalação do sistema fotovoltaico são determinantes no cálculo da energia fotovoltaica total gerada.

3 Análise dos resultados

Com base nos resultados obtidos, realizou-se (i) uma análise da energia gerada para avaliar se há excedente que possa ser injetado na rede, (ii) uma avaliação do percentual da carga do consumidor que poderá ser atendido pelo sistema fotovoltaico em análise, considerando a curva de carga entre 9:00 e 15:00h, (iii) uma avaliação da possibilidade de participação com o projeto no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e (iv) uma análise econômica do projeto.

3.1 Avaliação da energia gerada e do excedente que poderá ser injetado na rede

De posse dos valores da energia mensal horária calculada, foram elaboradas as curvas mensais de geração versus consumo de energia no período de 12 meses, a fim de identificar o percentual de carga diurna do Campus Coração

Eucarístico da PUCMinas que poderá ser atendida pelo sistema fotovoltaico em análise. Foram utilizados os dias de maior consumo mensal - pior situação - para esta análise. O gráfico da Fig. 6 apresenta a curva do dia típico do ano.

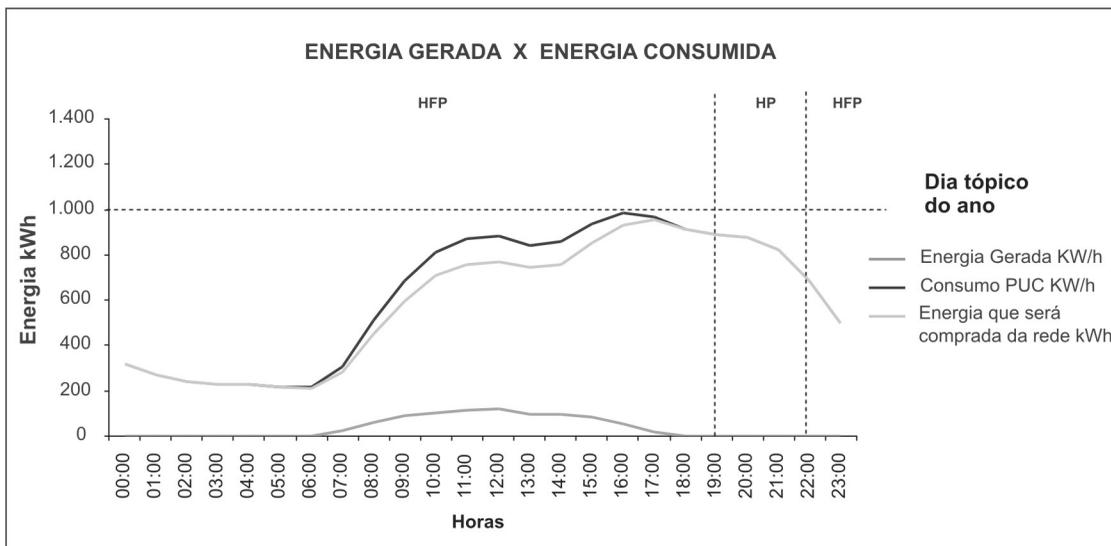


Figura 6: Energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos com módulo Kyocera KD180GX-LP e energia consumida pela PUCMinas Coração Eucarístico.

Fonte: Dados da pesquisa.

Ressalta-se que a PUCMinas não dispõe dos dados de consumo de energia específicos para cada edificação, sendo as análises realizadas sobre o consumo total do campus universitário, embora o sistema fotovoltaico tenha sido dimensionado em parte dos prédios.

Verifica-se pelo gráfico da Fig. 6 que a energia gerada não é suficiente para atender à carga diurna da PUCMinas Coração Eucarístico. Para que isso ocorresse, seria necessária uma área para instalação dos sistemas fotovoltaicos aproximadamente 11 vezes maior que a área considerada neste trabalho, o equivalente a 0,04 km². Isto se deve principalmente ao pico de carga que ocorre por volta das 15:00h. Desta forma, conclui-se que não há energia excedente que possa ser injetada na rede.

3.2 Avaliação do percentual da carga do consumidor que poderá ser atendido pelo sistema fotovoltaico em análise, considerando a curva de carga entre 9:00 e 15:00h

Para a avaliação do percentual de carga do consumidor que poderá ser atendido pelo sistema fotovoltaico foi realizada a projeção mensal / anual do dia de maior consumo em cada mês para comparação com a energia gerada. Verificou-se que o percentual máximo de carga anual que será atendida pelo sistema fotovoltaico, nessas condições, será de 13,3% às 11:00h da manhã, sendo 6% a média anual. Avaliando-se o horário diurno (9:00h às 15:00h), objeto deste estudo, verifica-se que neste período o percentual de carga atendida é correspondente a 12%, conforme pode ser observado pela Tab. (9). Nesta mesma tabela, verifica-se, também, que o sistema fotovoltaico projetado é capaz de reduzir a ponta de carga diurna da PUCMinas (às 15:00h) em aproximadamente 9%, considerando a curva teórica média.

Tabela 9: Percentual da carga que será atendida pelo sistema fotovoltaico - projeção dos dias de maior consumo mensal.

Energia (KWh)		00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total
Total anual	Gerada	0	0	0	0	0	0	399	8.073	22.323	32.298	36.904	42.305	42.811	38.698	35.564	30.881	19.464	6.056	137	0	0	0	0	0	315.914
	Consumida	115.370	98.318	87.343	84.103	82.602	78.725	77.968	111.451	185.363	249.185	295.497	318.168	322.148	306.714	312.217	342.295	358.199	353.619	333.487	324.271	319.181	299.761	249.814	181.620	5.487.417
	% da carga atendida	0	0	0	0	0	0	1	7	12	13	12	13	13	13	11	9	5	2	0	0	0	0	0	0	6
	% da carga atendida (9 às 15:00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Dados da pesquisa.

Para uma avaliação global, mais próxima à situação real, foram, então, utilizados os valores de consumo das contas de energia emitidas pela concessionária, no período de mar/08 a fev/09, considerando o Horário Fora de Ponta (HFP) como um todo, uma vez que a conta de energia não apresenta os valores de consumo horário. Observou-se que o percentual máximo de carga anual que poderia ser atendida pelo sistema fotovoltaico é de 9,35%, considerando o consumo no horário fora de ponta.

Pelo resultado apresentado, pode-se dizer que a contribuição do sistema fotovoltaico projetado é pouco significativa quando comparada com o consumo do campus universitário, ao longo do horário fora de ponta. Não foi possível realizar uma análise do percentual de carga diurna (9:00 às 15:00h) que poderá ser atendido pelo sistema, uma vez que a conta de energia não apresenta os consumos horários de energia. Estes resultados seriam bem mais significativos se fossem considerados apenas o horário diurno e a conta de energia fosse exclusiva para as edificações onde os sistemas fotovoltaicos foram instalados.

3.3 Avaliação da possibilidade de participação com o projeto no mecanismo de desenvolvimento limpo

O presente projeto se enquadra como projeto de pequena escala do Tipo I, categoria AMS-1.D - Geração de eletricidade renovável conectada à rede. O mesmo tem como objetivo a geração de energia elétrica fotovoltaica em substituição à energia utilizada do Sistema Interligado Nacional (SIN) compensando a geração térmica por combustíveis fósseis, presente neste sistema, com a geração de eletricidade renovável - solar fotovoltaica. Apresenta a possibilidade de contribuir na mitigação de emissões dos gases de efeito estufa ao evitar a entrada em operação de centrais termelétricas que utilizam combustíveis fósseis como insumos energéticos. Após os cálculos realizados foram obtidos os seguintes resultados:

- Fator de emissão da linha de base referente ao ano de 2008: 0,3939 tCO₂e/MWh.
- Emissões da linha de base referente ao ano de 2008: 124 tCO₂e ao ano.
- Emissões da atividade de projeto: consideradas nulas, conforme descrito na ferramenta metodológica *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*.
- Redução das emissões para a atividade de projeto: é a própria emissão da linha de base no ano.

A Tab. (10) apresenta os valores calculados para o primeiro período de obtenção de créditos, considerando uma duração de 7 anos, podendo este ser renovado por duas vezes. Considerou-se, ainda, que a data do início da atividade de projeto como 01/01/2010.

Tabela 10: Estimativa de reduções de emissões totais (tCO₂e).

Anos	Estimativas de emissão da linha de base (tCO ₂ e)	Estimativas de emissão da atividade projeto (tCO ₂ e)	Estimativa de fugas (tCO ₂ e)	Estimativa de reduções de emissões totais (tCO ₂ e)
2010	124	0	0	124
2011	124	0	0	124
2012	124	0	0	124
2013	124	0	0	124
2014	124	0	0	124
2015	124	0	0	124
2016	124	0	0	124

Fonte: Dados da pesquisa.

3.4 Análise econômica do projeto

Na avaliação econômica do projeto foi considerada a contribuição da energia gerada pelo sistema fotovoltaico para redução do valor da conta de energia da PUC Minas referente ao consumo no horário fora de ponta, a estimativa

do investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico e a estimativa do valor do crédito de carbono. A título de comparação, tomou-se como premissa que a energia fotovoltaica gerada possui o mesmo valor da energia gerada pela concessionária. Os custos intrínsecos à participação com o projeto no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo não foram apurados. Ressalta-se, ainda, que a avaliação econômica foi realizada para o período de 2010 a 2039, pois o sistema fotovoltaico apresenta vida útil superior a 30 anos. Entretanto, cabe lembrar que os inversores empregados no sistema devem ser substituídos a cada 10 anos, sendo este investimento considerado na avaliação econômica. Quanto às reduções das emissões de dióxido de carbono em tCO_2e , as mesmas foram avaliadas para 21 anos, considerando que o prazo inicial de 7 anos do projeto no âmbito do MDL seja renovado por duas vezes. Verifica-se que este período de 21 anos é inferior à vida útil do sistema.

Em resumo, analisando os dados levantados referentes à redução do valor da conta de energia ao longo de 30 anos trazidos para a data presente (US\$268.891), a estimativa do investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico (US\$3.689.510) e a estimativa do valor do crédito de carbono para 21 anos (US\$20.470), pode-se inferir que:

- (i) A contribuição da redução do valor da conta de energia equivale a aproximadamente 7% do investimento total.
- (ii) Os benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo são insignificantes quando comparados ao valor dos sistemas projetados - inferior a 1%, mesmo não considerando os custos intrínsecos à participação no MDL.
- (iii) Os sistemas fotovoltaicos a serem instalados não se pagam no tempo de vida útil dos mesmos - 30 anos; retornarão o investimento em 113 anos.
- (iv) Se não houver outro mecanismo de incentivo, público ou privado, que possa amortizar os investimentos para a implementação do sistema fotovoltaico projetado, o mesmo é inexecuível.

4 Conclusão

Após o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa é possível expressar as seguintes conclusões e considerações frente aos objetivos inicialmente declarados:

(i) A metodologia desenvolvida identifica e permite avaliar as principais características que devem ser observadas durante a elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, em campi universitários, tais como os aspectos construtivos das edificações, caracterização energética do empreendimento, determinação das áreas para instalação do sistema fotovoltaico, análise de sombreamento, avaliação do potencial solar local e cálculo da potência instalada, dentre outros. Além disso, a metodologia considera a influência da energia excedente gerada injetada na rede e dos benefícios advindos do mecanismo de desenvolvimento limpo na avaliação econômica para implantação do projeto.

(ii) A carga diurna da PUCMinas, considerada de 9:00 às 15:00h, apresenta sua ponta de consumo às 15:00h, sendo toda a energia consumida pela instituição proveniente da concessionária. As edificações escolhidas para o estudo foram definidas devido às suas vastas áreas de cobertura e à reduzida quantidade de elementos de interferência. Para o desenvolvimento do estudo, o módulo modelo Kyocera KD180GX-LP foi definido por ser o módulo de maior potência disponível no mercado e por apresentar eficiência acima de 16%. O estudo de sombreamento permitiu identificar os módulos fotovoltaicos sombreados, evitando a instalação dos mesmos em áreas cobertas por sombra nos horários de maior irradiação solar. As simulações com os 4 prédios avaliados demonstraram a capacidade de suprir aproximadamente 12% da energia consumida no horário diurno (9:00 às 15:00h) em todo o Campus Coração Eucarístico e reduzir teoricamente a ponta de carga diurna da PUCMinas, que ocorre às 15:00h, em aproximadamente 9%. Isto se deve ao fato de que este horário apresenta o maior consumo diurno do campus (considerado os dias de maior consumo no mês) e a menor geração fotovoltaica, devido à reduzida irradiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Quanto à comercialização da energia excedente, se houvesse, poderia ser realizada diretamente com a concessionária, ainda que no Brasil não exista uma legislação específica que estabeleça parâmetros e condições para a difusão desta sistemática.

(iii) Com a implantação do projeto as emissões de gases de efeito estufa seriam mitigadas, pois a geração de energia fotovoltaica compensaria a geração térmica por combustíveis fósseis presentes no Sistema Interligado Nacional, podendo a PUCMinas requerer a participação no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Entretanto, considerando as dimensões do projeto em estudo e o fato do Brasil possuir uma matriz energética limpa, esta participação não é financeiramente interessante em decorrência dos requisitos e custos intrínsecos ao processo para validação do projeto e verificação / certificação das reduções de emissões. Para o primeiro ano de projeto, o retorno da comercialização de RCE's foi calculado em US\$2.300, sem considerar as despesas administrativas relacionadas ao MDL. Embora este benefício possa

se estender por até 21 anos, o valor do benefício obtido para este período é inferior a 1% do investimento estimado para o projeto.

(iv) O investimento para instalação dos sistemas, equivalente a 3,5 milhões de Dólares, é bastante significativo, pois se trata de uma tecnologia pouco difundida e com poucos concorrentes no mercado. De acordo com a avaliação econômica realizada para o estudo de caso, os sistemas fotovoltaicos a serem instalados não se pagam no tempo de vida útil dos mesmos, estimado em 30 anos. Isto se deve ao fato de que a redução no valor da conta de energia, proveniente da instalação dos sistemas fotovoltaicos, é baixa, cerca de US\$28.336/ano. Ainda que por 30 anos, não será significativa, equivalente a apenas 7% do investimento total, pois a energia gerada é utilizada no horário fora de ponta, quando a tarifa praticada é reduzida em relação às tarifas do horário de ponta. Além disso, como já foi descrito no parágrafo anterior, os créditos de carbono para o projeto em questão não apresentam contribuição significativa. Portanto, o retorno do investimento somente ocorrerá após 113 anos, tornando o projeto inviável. Como uma outra possibilidade a ser considerada quanto ao aspecto financeiro existe a alternativa de se buscar um investidor externo, sendo a universidade beneficiária do investimento e das vantagens da sua implementação e, em contrapartida, o investidor seria o detentor dos créditos de carbono oriundos do MDL.

Em resumo, mecanismos de incentivo que possam amortizar os investimentos para a implementação dos sistemas fotovoltaicos projetados são fundamentais para que os mesmos sejam exequíveis, ainda que a aplicação do presente estudo possa contribuir significativamente na disseminação dos conceitos e benefícios da adoção de medidas que favorecem a eficiência energética dos edifícios, além de reafirmar a imagem positiva da PUC Minas perante o seu público.

Referências

- AUTODESK. *Ecotect v.5.20*. São Paulo: Autodesk, [200-]. 1 software.
- BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. *Fatores de emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica: "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL*. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>>. Acesso em: 30 out. 2009.
- CEMIG. *Tarifas e services*. Disponível em: <<http://agenciavirtual.cemig.com.br/portal/avisos/?txtCod=1#>>. Acesso em: 30 out. 2009.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. *Manual de capacitação sobre mudança do clima e projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)*. Brasília, DF 2008. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/publicacoes/MudancaDoClima.php>>. Acesso em: 29 ago. 2008.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. *Conta de energia março 2008 / fevereiro 2009 da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais*. Belo Horizonte: Cemig, 2009.
- EUROPEAN CLIMATE EXCHANGE. *CER Futures*. Disponível em: <<http://www.ecx.eu/CER-Futures>>. Acesso em: 30 out. 2009.
- GESTAL. *Smart 32*. São Paulo: Gestal, [200-]. 1 software.
- JAPÃO. Ministério do Meio Ambiente. *Manual do MDL: para desenvolvedores de projetos e formuladores de políticas*, 2006. Disponível em: <http://homologa.ambiente.sp.gov.br/biogas/docs/manual_mdL.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2008.
- KYOCERA. *KD180GX-LP: high efficiency multicrystal photovoltaic module*. Kyoto, [20-].
- MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I. T.; RUTHER, R. Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL, 1; ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 10, 2004, São Paulo. *Anais...* São Paulo, 2004. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/linhas_pesquisa/energia_solar/publicacoes/pre_dimensioamento.pdf>. Acesso em: 30 out. 2008.
- MAUI SOLAR ENERGY SOFTWARE CORPORATION. *Solar Design Studio v.5.0*. Haiku, [200-]. 1 Software.
- OLIVEIRA, S. H. F.; ZILLES, R. Pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade, In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3, 1998, São Paulo. *Anais...* Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/1998/trabalho/pequen~1.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2008.
- PIETRAPERIOSA, F. et al. Comprehensive modelling for approaching the Kyoto targets on a local scale. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 7, n. 3, p. 249-270, June 2003.

RUTHER, R.; SALAMONI, I. *Edifícios solares fotovoltaicos: potencial da geração solar integrada à edificações urbanas e interligada à rede elétrica*. Disponível em: <<http://www.nteditorial.com.br/revista/Materias/?RevistaID1=7&Edicao=58&id=820>>. Acesso em: 30 out. 2009.

SALAMONI, I. T.; KNOB, P.; RUTHER, R. *Metodologia para cálculo do potencial de geração de energia fotovoltaica em áreas urbanas*. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/linhas_pesquisa/energia_solar/publicacoes/metodologia_calculo.doc>. Acesso em: 29 out. 2008.

SALAMONI, I. T.; RUTHER, R. *Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica: eficiência energética e sustentabilidade*. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/linhas_pesquisa/energia_solar/publicacoes/Sistema_fotovoltaico_integrado.doc>. Acesso em: 29 out. 2008.

SALAMONI, I. T. et al. *O potencial dos sistemas fotovoltaicos integrados à edificação e interligados à rede elétrica em centros urbanos do Brasil: dois estudos de caso*. Disponível em: <http://www.lepten.ufsc.br/publicacoes/solar/eventos/2004/Entac04/salamoni_ruther.pdf>. Acesso em: 29 out. 2008.

SANTOS, I. P.; URBANETZ JÚNIOR, J.; RUTHER, R. Energia solar fotovoltaica como fonte complementar de energia elétrica para residências na busca da sustentabilidade. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 12., 2008, Fortaleza. *Anais...* Disponível em: <http://www.lepten.ufsc.br/publicacoes/solar/eventos/2008/ENTAC/santos_urbanetz.pdf>. Acesso em: 29 out. 2008.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 1, p. 506-511, 2009.

UNFCCC. *Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM Project activity categories*. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC_guid06.pdf>. Acesso em: 30 set. 2009.

UNFCCC. *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.pdf>> Acesso em: 30 set. 2009.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *The energy smart guide to Campus Cost savings*. Washington, DC, 2003.

VIEIRA, C. S. et al. Simulação de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede pública para suprir a demanda de energia no CEFET-MG, In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2 E CONFERÊNCIA REGIONAL LATINO-AMERICANA DA ISES, 3, 2008. Florianópolis. *Anais ...* Florianópolis, 2008. 1 CD-ROM.

XANTREX. *PV inverter*. British Columbia: Xantrex, 2004.

ZOMER, C. D. Usina solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana: o maior gerador solar do hemisfério sul, In: ECO_LÓGICAS: concurso catarinense de monografias sobre energias renováveis e eficiência energética. Santa Catarina: Instituto IDEAL, 2008. *Anais ...* 1 CD-ROM.