ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTILHADO APLICADO A UMA EDIFICAÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS COMERCIAIS E RESIDENCIAIS

Andrigo Filippo Antoniolli – andrigofilippo@gmail.com
Juliane Silva de Almeida – juliane.almeida@gmail.com
Ernesto Moscardini Junior - junior.epe@gmail.com
Ricardo Ruther - ricardo.ruther@ufsc.br
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo: *O presente artigo visa realizar a análise de viabilidade de implantação um sistema de geração distribuída solar fotovoltaica aplicado a um edifício de unidades consumidoras residenciais e comerciais, que atende aos requisitos da Resolução Normativa 482 de 2012 da ANEEL (RN 482/2012). A RN 482/2012 estabelece os requisitos normativos aplicados à micro e minigeração distribuída, e sistema de compensação de créditos de energia, através do sistema de net metering. Tal resolução foi revisada no ano de 2015, e inseriu novos conceitos que permitiram a aplicação de modelos de negócios de geração distribuída solar fotovoltaica baseados no conceito de Community Solar. Dentre tais conceitos, estão o de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras. Este conceito permite o rateio dos custos do sistema e do excedente de geração entre unidades consumidoras integrantes de um edifício com geração distribuída solar fotovoltaica integrada. Com a finalidade de aplicar o conceito de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras, o presente trabalho apresenta um sistema de rateio da energia com base na potência instalada das unidades consumidoras integrantes do edifício. O projeto do sistema fotovoltaico do edifício, foi elaborado por meio dos máximos fatores de demanda, uma vez que o prédio se encontra em fase de projeto. Por fim, foi realizada a avaliação econômica do projeto, por meio das metodologias de VPL, e de taxa de retorno de investimento, payback, aplicadas à cada unidade consumidora. Destaca-se entre as conclusões que a elaboração do projeto fotovoltaico e regime de partilha de participação no sistema fotovoltaico, por meio do conceito de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras, bem como a estratégia adotada para projeção de consumo da edificação, apresentam potencial para aplicação em modelos de negócio na construção civil de edificações residenciais e comerciais, em virtude das atrativas taxas de retorno de investimento às unidades consumidoras.*

Palavras-chave*:* Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras; Microgeração Distribuída; *Community Solar*

1. INTRODUÇÃO

A demanda de energia encontra-se em ascensão. Tal característica implica em necessidade de expansão do setor para atender às demandas da sociedade. Somente edificações são responsáveis por mais de 50% do consumo de energia elétrica nacional (EPE, 2016). Na última década, tecnologias de geração de energia elétrica que utilizam fontes renováveis de energia como eólica e a solar fotovoltaica (FV) passaram a ser alvo de maiores investimentos no Brasil (EPE, 2016; REN21, 2017; SOLAR POWER EUROPE, 2017).

Além de sustentável, tecnologias de geração de energia solar fotovoltaica são cada vez mais acessíveis aos consumidores, em parte devido a sistemas de geração distribuída (GD) cuja viabilidade econômica no Brasil melhorou com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), implementado através da Resolução Normativa (RN) 482/2012 (ANEEL, 2012). Junto com os incentivos direcionados à geração fotovoltaica distribuída, podemos prever as redes inteligentes (*smart grids*) e casas inteligentes (*smart homes*), as quais vêm utilizando sistemas de armazenamento para otimizar a geração e o consumo, além de permitir o compartilhamento de energia entre unidades consumidoras (IGUALADA et al., 2014).

Neste contexto, a revisão da Resolução Normativa da ANEEL 482 de 2012, por meio da Resolução 687 de 2015, além de permitir o autoconsumo remoto, introduziu conceitos acerca de sistemas comunitários de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2012, 2015). Estes são: Geração Compartilhada e Edifícios com Múltiplas Unidades Consumidoras. Os novos conceitos da Resolução 687/2015 (ANEEL, 2015), incorporados ao texto da Resolução 482/2012 (ANEEL, 2012), referem-se ao compartilhamento de créditos de energia entre unidades consumidoras associadas em consórcio ou cooperativa, e condomínio, no caso de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Já o autoconsumo remoto se aplica ao compartilhamento de créditos resultantes do excedente de geração de energia injetado na rede elétrica, entre unidades consumidoras pertencentes a um mesmo proprietário.

No tocante aos novos conceitos incorporados à RN 482/2012, destacam-se, ainda, as condições de unidades consumidoras separadas fisicamente da micro e minigeração distribuída, para aplicação do conceito de Geração Compartilhada, e de unidades consumidoras localizadas em área contígua ao condomínio, para que se enquadre no conceito de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras. Além disto, cabe ressaltar que os as novas definições permitem a implantação do conceito conhecido na literatura por *Community Solar*, que faz alusão a implantação de Sistemas Comunitários de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica.

A geração fotovoltaica comunitária, conhecida nos Estados Unidos como *Community Solar*, apresenta cenários de atratividade para criação de modelos de negócios num país como o Brasil, que possui ambiente propício para implantação da geração solar fotovoltaica comunitária, uma vez que possui grande disponibilidade de recursos energéticos, devido aos altos índices de irradiação ao longo de seu território (ALMEIDA, 2017; ANTONIOLLI et. al., 2014; ANTONIOLLI et al., 2017).

O presente artigo trata de um estudo de caso de aplicação de sistema de Múltiplas Unidades Consumidoras, com microgeração fotovoltaica na cobertura de um condomínio vertical com unidades comerciais e residenciais localizado na cidade de Fraiburgo, oeste de Santa Catarina. Tal estudo inclui a elaboração do projeto de microgeração distribuída solar fotovoltaica aplicado à cobertura do edifício, o sistema de partilha de excedente de geração entre as unidades consumidoras integrantes do condomínio, bem como, a análise financeira do empreendimento.

2. OBJETO DE ESTUDO

O artigo utiliza para estudo de caso o projeto de uma edificação com unidades consumidoras residenciais e comerciais. As unidades comerciais localizam-se no térreo da edificação, enquanto as residenciais nos andares superiores, formando um condomínio vertical. Os pavimentos da edificação são divididos conforme a seguinte ordem: térreo, mezanino, pilotis, quatro pavimentos, pavimento técnico e reserva técnica. Com área total construída de 1375m², situado à um terreno de 505,9 m², na cidade de Fraiburgo/SC. A Figura 1 apresenta a maquete virtual do edifício.

Figura 1 - Imagem perspectiva do modelo virtual da edificação

A cobertura do edifício apresenta características favoráveis à implantação da geração solar fotovoltaica no tocante à orientação geográfica. A mesma encontra-se direcionada para noroeste. Nessa orientação a cobertura encontra-se isenta de sombreamento a partir das 11:24h da manhã no verão e a partir das 8:00h no inverno. A Figura 2 ilustra o caminho do sol entre os solstícios de verão (01 de janeiro) e solstício de inverno (21 de julho).

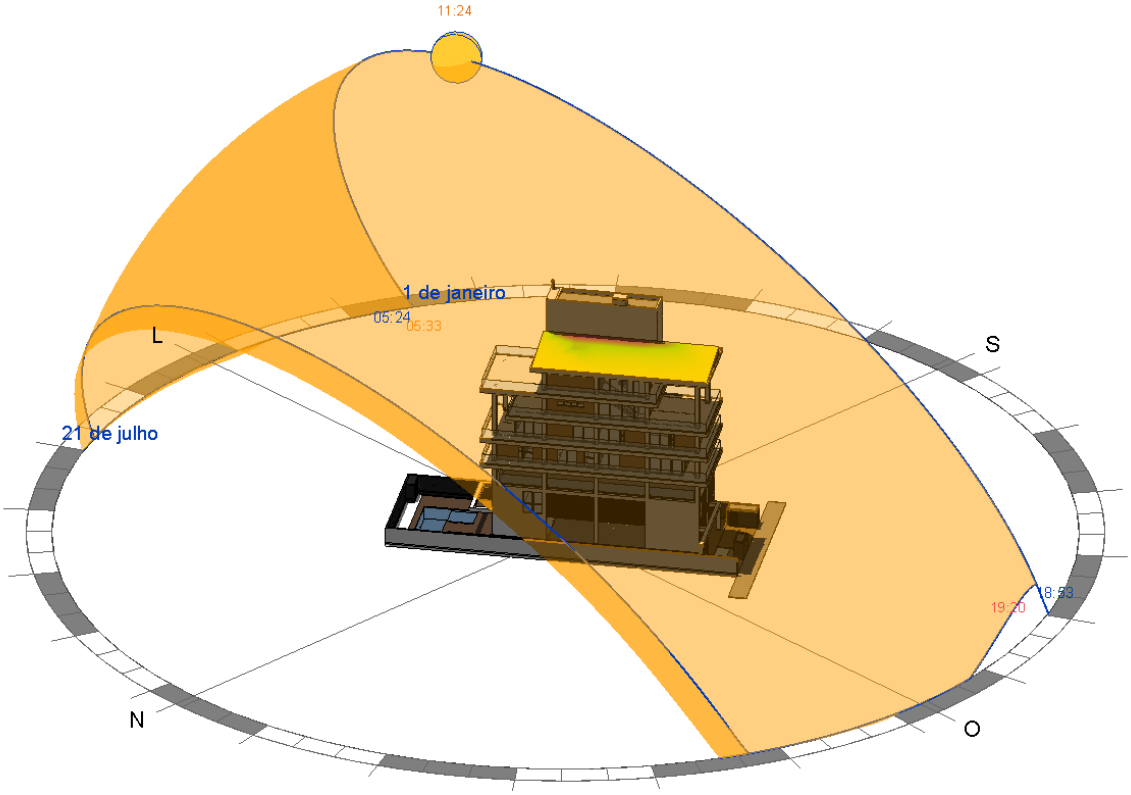

Figura 2 - Orientação do prédio e caminho do sol ao longo dos solstícios de verão e inverno

As unidades consumidoras do condomínio são definidas por meio da identificação dos quadros medidores (QM) do projeto, que são seis no total. Cada QM é relacionado com uma unidade consumidora. As áreas comuns foram consideradas como uma única unidade consumidora (QM1). A Tabela 1 informa a distribuição dos quadros de medição da edificação que será o objeto de estudo deste trabalho.

Tabela 1 - Divisão das Unidades Consumidoras (UC) da edificação

INSTALAÇÕES DA EDIFICAÇÃO			
MEDIDOR UC	**AMBIENTES**	**ÁREA (m²)**	**POTÊNCIA DO RELÓGIO MEDIDOR (W)**
QM1	USO COMUM *	452,32	31.860
QM2	LOJA 01 **	33,58	4.150
QM3	LOJA 02	23,79	5.200
QM4	APTO 01 ***	130,7	26.330
QM5	APTO 02 ***	127,86	23.400
QM6	APTO 03 ***	112,58	17.230

* Foram consideradas áreas comuns: Elevador, escada, garagem, espaço gourmet, lavanderia, mezanino, pilotis e acesso técnico. A piscina foi considerada apenas nas cargas elétricas.
** Possui mezanino.
*** Foi considerado apenas a área coberta fechada.

3. MÉTODO

A metodologia do artigo encontra-se organizada em cinco etapas: (i) Levantamento de informações; (ii) Análise de cobertura; (iii) Estimativa do consumo de energia da edificação; (iv) Projeto de microgeração distribuída solar fotovoltaica; (v) Rateio da energia e análise financeira. A Figura 3 abaixo apresenta, através de um fluxograma, cada uma das etapas.

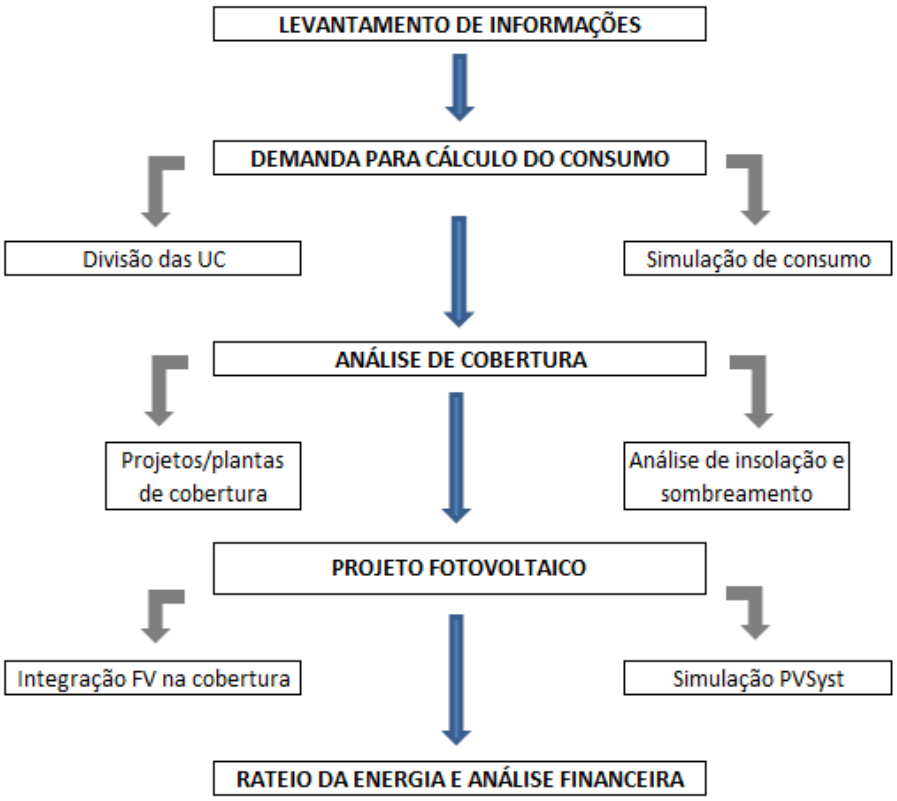

Figura 3 - Método do artigo em forma de fluxograma.

3.1 Levantamento de informações

A primeira etapa consiste em levantamento das características arquitetônicas referente à cobertura da edificação, atividade de cada unidade habitacional, e informações referentes à orientação geográfica da mesma.

3.2 Demanda para cálculo do consumo

Além das informações referentes às características arquitetônicas da edificação necessárias para elaboração do projeto de geração distribuída solar fotovoltaica, foram coletadas informações referentes às características do projeto de instalações elétricas, tais como organização dos quadros de distribuição e medição de energia elétrica, divisão das unidades consumidoras, levantamento de carga das áreas comuns e fatores de demanda (DE CASTRO FAGUNDES, 2011).

Os fatores de demanda costumam ser empregados para realizar a estimativa de consumo de energia da edificação, por meio do cálculo da demanda máxima[1] diária de energia, uma vez que o edifício objeto de estudo se encontra em fase de projeto. A partir desta informação é possível estimar o consumo de energia máximo mensal de cada unidade consumidora integrante da edificação. Cabe destacar que os fatores de demanda, segundo a Resolução 414/2010 da ANEEL, que trata de serviços de fornecimento de energia elétrica, considera que tais grandezas correspondem à uma relação de proporção entre à demanda máxima de uma unidade consumidora, em um dado período de tempo, e sua potência instalada (ANEEL, 2010).

3.3 Análise de cobertura

Nesta etapa, foi analisado o projeto arquitetônico da edificação e as áreas de cobertura da última unidade residencial, para verificar as condições de implantação dos módulos fotovoltaicos. A situação mais favorável foi um retângulo (7,05x19,45m) orientado para noroeste, com área útil de 137,12m². A escolha dessa área de telhado foi feita após uma análise de insolação da superfície, a qual foi simulado a trajetória do sol considerando os solstícios de verão (01 de janeiro) e solstício de inverno (21 de julho), dentro do s*oftware* REVIT da Autodesk. Uma imagem da máscara solar encontra-se ilustrada na Figura 2.

[1] Segundo à Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, a demanda máxima consiste na potência máxima injetada na rede elétrica com a finalidade de atendimento do pico de consumo de energia de uma dada unidade consumidora. Considerou-se para o presente artigo que a demanda máxima corresponde à potência injetada durante o período de uma hora, conforme indicado no trabalho de (DE CASTRO FAGUNDES, 2011).

3.4 Projeto Fotovoltaico

O projeto de microgeração distribuída solar fotovoltaica foi elaborado utilizando o programa PVSyst® (PVSYST SA, 2014) e a metodologia apresentada no trabalho (SANTOS, 2013, 2014). Tal metodologia permite estimar a potência de pico instalada do conjunto de módulos fotovoltaicos, bem como, a disposição dos módulos a ser implantados sobre a área da cobertura do edifício objeto de estudo.

Por se tratar de uma edificação ainda não implantada, apenas com projetos, não há informações de histórico de consumo disponíveis, realizou-se então a projeção de consumo da edificação por meio das informações de demanda máxima, conforme descrito no item 3.2. Através desta metodologia, obteve-se uma projeção de consumo mensal de 2,55 MWh por mês, para a edificação.

De posse das informações de consumo, levantou-se informações acerca das características de irradiação média mensal do local de implantação do projeto de microgeração solar fotovoltaica. Tal informação encontra-se disponível em bases de dados climáticos, tais como SWERA e Meteonorm (MARTINS; PEREIRA; ABREU, 2006). Optou-se pelo uso da base de dados Meteonorm para o projeto, pelo fato de esta base de dados ser integrada ao software PVsyst, além de apresentar dados de irradiação mais conservadores que a base SWERA. Segundo a base de dados Meteonorm, a irradiação média anual para a cidade de Fraiburgo, localização do objeto de estudo deste trabalho, é de 4,47 kWh/m²/dia, valor considerado pequeno, se comparado com outras localidades do Brasil (BUENO et al., 2016). Cabe ressaltar que ao longo do ano, Fraiburgo apresenta grande variabilidade de irradiação, com valores abaixo dos 3 kWh/m²/dia nos meses de inverno, e valores acima de 5 kWh/m²/dia nos meses de verão.

Por fim, aplicou-se estas informações à metodologia de cálculo da potência instalada dos módulos descrita por (SANTOS, 2013, 2014), por meio da seguinte fórmula.

$$P \equiv \frac{\frac{E}{30}}{G \cdot PR} \tag{1}$$

Em que:

- P – Potência de pico do arranjo de módulos fotovoltaicos do sistema, em kWp;
- E – Consumo médio mensal, em kWh;
- PR- Fator de desempenho[2], adimensional;
- G – Irradiação média diária da localidade do projeto, em kWh/m²/dia.

Por meio da relação acima foi estimado que o sistema, em condições ótimas de operação deveria ter uma potência de 23,5 kWp. No entanto, não foi possível implantar à simulação do sistema nas condições ótimas devido às restrições de integração arquitetônica impostas pelo projeto da edificação. Pelo fato de a latitude de Fraiburgo ser próxima à 27°, e a cobertura ter inclinação próxima dos 10°, adotou-se a inclinação dos módulos em 15° para favorecer à integração arquitetônica do projeto à edificação. Adicionalmente, adotou-se a configuração dos módulos com sua maior dimensão disposta na horizontal. Desta forma, associou-se os módulos em quatro *strings* de dezoito módulos cada, totalizando 19 kWp de potência instalada. Os inversores trifásicos selecionados para o projeto possuem 10 kW de potência cada[3].

De posse das informações obtidas anteriormente, realizou-se o projeto do sistema no PVSyst, e simulou-se as condições de implantação de projeto. O projeto de 19 kWp de potência apresentou uma produção anual total de energia de 27,342 MWh.

3.5 Rateio da energia e análise financeira

Rateio da energia:

Segundo à nova Resolução 482/2012 da ANEEL, para sistemas de compensação de energia em condomínio, a microgeração é conectada nas instalações de uso comum. O excedente de energia exportado para a rede é rateado entre os condôminos participantes.

Neste artigo, o sistema FV será conectado às instalações de uso comum representadas pela unidade consumidora QM1. A energia excedente será rateada proporcionalmente a potência instalada de cada relógio medidor (nomeados aqui como QM).

---

[2] O fator de desempenho, também conhecido como *Performance Ratio* é uma grandeza que depende da relação entre a energia produzida pelo sistema e a potência dos módulos (produtividade), inversor e conexões elétricas. Para este projeto, foi selecionado 0,75 para efeito de cálculo da potência de pico do sistema.

[3] Adotou-se para o projeto os módulos Yingli Solar 60 célular de 250 Wp, e os inversores SMA Sunny Tripower de 10 kW.

Análise Financeira:

A análise da viabilidade econômica do sistema de microgeração distribuída solar fotovoltaica proposto para essa edificação foi baseada na metodologia de Valor presente líquido (VPL). Nesse estudo foram calculados a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno do investimento (*Payback* descontado), adotando as seguintes considerações:

- Fluxo de caixa mensal.
- Toda energia FV gerada é consumida no mesmo mês.
- Não há pagamento de custo de disponibilidade em nenhum mês.
- Não há cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede. Apesar do estado de Santa Catarina ainda cobrar ICMS sobre a energia FV injetada, a tendência é que ocorra isenção desse imposto em breve, pois 21 dos 26 estados brasileiros e o Distrito Federal, em 2016, já aderiram o convênio que isenta a cobrança desse imposto na energia injetada na rede por micro- e minigeração distribuída (isenção dada pelos Convênios ICMS 16, 44, 52 e 130, todos publicados pelo CONFAZ em 2015). Faltando apenas os estados de Santa Catarina, Paraná, Amazonas, Amapá e Mato Grosso do Sul.
- Não há cobrança de PIS/COFINS sobre a energia injetada (Lei 13.169, de 7/10/15).
- Tarifa residencial considerada (Grupo B, classificação 01): 0,6631 R$/kWh Tarifa cobrada pela concessionária local (CELESC) em novembro/2017, incluindo impostos e adicional bandeira vermelha.
- Tarifa comercial considerada (Grupo B, classificação 03): 0,7967 R$/kWh Tarifa cobrada pela concessionária local (CELESC) em novembro/2017, incluindo impostos e adicional bandeira vermelha.
- Potência instalada do sistema fotovoltaico: calculada conforme simulação no PVSYST.
- A média mensal anual de consumo das UCs.
- Custo aproximado do kWp instalado para os valores de P_{FV} calculados: 6.000 R$/kWp Investimento inicial: custo do kWp instalado X P_{FV}.
- Vida útil do sistema FV: 25 anos.
- Taxa de degradação dos módulos FV: -0,5% ao ano.
- Despesas anuais com O&M (Prevendo troca de inversores a cada dez anos): 1% do valor total investido.
- TMA: 6,0% [Rendimento médio da poupança].
- Aumento anual da tarifa residencial, ao longo dos 25 anos de operação do SFVCR: 1,19% a.a.

4. RESULTADOS

Os resultados decorrentes da simulação de aplicação de *net metering* para as unidades consumidoras do condomínio encontram-se nas Tabelas 2 e 3. A Tabela 2 apresenta os dados de consumo médio mensal estimado para cada unidade consumidora, com base em suas demandas máximas de energia.

Tabela 2: Consumo mensal estimado de cada unidade consumidora

CONSUMO POR UNIDADE CONSUMIDORA (UC)			
MEDIDOR UC	**POTÊNCIA DO RELÓGIO MEDIDOR (W)**	**DEMANDA MÁXIMA (Wh)**	**CONSUMO MÊS (kWh) - Demanda máxima em 1h x Dias mês**
QM1	31.860	26.071,20	782,14
QM2	4.150	4.816,00	144,48
QM3	5.200	4.030,00	120,90
QM4	26.330	16.682,40	500,47
QM5	23.400	19.137,30	574,12
QM6	17.230	14.316,80	429,50

Observa-se na Tabela 2, que o consumo de energia das áreas comuns supera as demais unidades consumidoras, uma vez que o condomínio apresenta infraestrutura de alto padrão, com espaço gourmet e piscina. Cabe destacar que as unidades QM4, QM5 e QM6 são residenciais, enquanto as unidades QM2 e QM3 são comerciais. A unidade QM1 refere-se às áreas comuns do condomínio. Cada perfil de unidade consumidora possui uma tarifa diferenciada, de acordo com a concessionária de energia que atende a cidade de Fraiburgo, CELESC.

Quanto à partilha de créditos de energia elétrica, a Tabela 3 apresenta os resultados referentes aos créditos recebidos para cada UC.

Tabela 3: Participação das unidades consumidoras no *net metering*, conforme cotas de potência instalada.

RATEIO DE COTAS DO SISTEMA FV POR UNIDADE CONSUMIDORA (UC)					
MEDIDOR UC	**POTÊNCIA DO RELÓGIO MEDIDOR (W)**	**CONSUMO MÊS (kWh) -** Demanda máxima em 1h x Dias mês	**RATEIO DA ENERGIA** (proporcional a potência instalada da UC)	**BALANÇO DE ENERGIA** (Geração FV - Consumo QM1)	**RATEIO - kWh** (Excedente condomínio)
QM1	31.860	782,14	29%		
QM2	4.150	144,48	4%		57,41
QM3	5.200	120,90	5%		71,93
QM4	26.330	500,47	24%	1.496	364,23
QM5	23.400	574,12	22%		323,70
QM6	17.230	429,50	16%		238,35
TOTAL	108.170	2.551,61	100%		

Observa-se na Tabela 3 que, das unidades consumidoras que receberam o excedente de geração fotovoltaica, as residenciais (QM's 4, 5 e 6) apresentaram maiores recebimentos de créditos, devido à sua maior participação no sistema. O QM1 tem 100% de abatimento do consumo de energia elétrica e as unidades que participaram do rateio apresentam os seguintes abatimentos: QM2 40%, QM3 59%, QM4 73%, QM5 56% e QM6 55%.

A Tabela 4 apresenta o retorno do investimento no sistema de geração solar fotovoltaica entre as UCs. Cabe destacar que as unidades consumidoras residenciais apresentaram menor retorno pois a tarifa residencial é menor que a comercial (0,6631 R$/kWh e 0,7967 R$/kWh respectivamente).

Tabela 4: Retorno de investimento para cada UC

RETORNO DE INVESTIMENTO POR UNIDADE CONSUMIDORA (UC)					
MEDIDOR UC	**RATEIO DA ENERGIA** (proporcional a potência instalada da UC)	**INVESTIMENTO** (R$ 6.000,00/kWp)	**POTÊNCIA FV INSTALADA** (kWp)	**TARIFA DE ENERGIA** (R$/kWh)	**PAYBACK DESCONTADO** (Anos)
QM1	29%	R$ 33.577,15	5,60	0,6631	5
QM2	4%	R$ 4.373,67	0,73	0,7967	10
QM3	5%	R$ 5.480,26	0,91	0,7967	10
QM4	24%	R$ 27.749,10	4,62	0,6631	13
QM5	22%	R$ 24.661,18	4,11	0,6631	13
QM6	16%	R$ 18.158,64	3,03	0,6631	13
TOTAL	100%	R$ 114.000,00	19		

Nota-se que a maior demanda (782,14 kWh) é proveniente do consumo das instalações das áreas comuns do condomínio. Somente essas instalações (QM1) tem um consumo estimado de 29% do total instalado e previsto no projeto elétrico do prédio. Tal consumo de energia pode ser suprido com uma geração proveniente de 5,6 kWp, do total de 19 kWp do sistema fotovoltaico projetado para a cobertura do edifício. Desta forma, as instalações de áreas comuns do condomínio tornam-se autossuficientes em energia, por um custo de R$ 33.577,15 (R$ 6.715,43 para cada condômino) e com retorno de investimento estimado de 5 anos.

Após a compensação da energia das áreas comuns, o restante da energia produzida pelo sistema fotovoltaico da cobertura foi dividido entre os condôminos para abatimento do consumo de energia de seus respectivos imóveis. O parâmetro utilizado para fazer essa divisão foi a potência instalada de cada unidade consumidora, conforme apresenta a Tabela 4. Além do investimento coletivo, os condôminos podem optar em adquirir mais cotas FV para abatimento do consumo próprio. Neste trabalho, considerou-se que todos os condôminos participaram do rateio de créditos de energia.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho concluiu que a aplicação de geração solar fotovoltaica em condomínios com unidades consumidoras mistas é viável, pelo fato de o tempo de retorno de investimento ocorrer entre 5 e 13 anos e de que esse custo é partilhado entre as unidades consumidoras, com base na sua proporção de potência instalada na edificação. A participação de todas as unidades consumidoras no rateio do excedente de geração do sistema fotovoltaico foi de importante contribuição para o tempo de retorno de investimento obtido nos resultados deste trabalho.

O tempo de retorno de investimento por parte das unidades consumidoras comerciais, mostra que a aplicação do conceito de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras apresenta-se interessante para condomínios com unidades consumidoras desta natureza, uma vez que a tarifa de energia para consumidor comercial possui maior valor que a tarifa aplicada a consumidores residenciais. Outro fator que influenciou no tempo de retorno de investimento dos consumidores comerciais consiste no menor consumo destas unidades consumidoras, uma vez que, deve-se considerar que as unidades consumidoras comerciais estão sujeitas a um período de disponibilidade de locação.

Além disto, o custo de investimento inicial adotado neste trabalho, de 6000 R$/ kWp foi conservador, uma vez que já existem refererências que relatam que o custo de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída acima de 10 kWp se situam em torno de 5000 R$/ kWp (NAKABAYASHI, 2015).

No tocante à elaboração do projeto de geração distribuída solar fotovoltaica, destaca-se a utilização do conceito de máximo fatores de demanda para projeção do consumo da edificação, uma vez que a mesma não possui dados históricos de consumo pelo fato de se encontrar ainda em fase de projeto. Tipicamente, uma das maiores despesas do condomínio correspondem a despesas com energia elétrica (iluminação, elevador, bombas, etc...), com o apoio de um sistema FV capaz de abastecer pelo menos as áreas comuns de uma edificação, os usuários terão a vantagem de, além de economizar com a conta de energia, poderão ter suas taxas mensais de condomínio reduzidas.

A metodologia proposta nessa pesquisa apresenta-se interessante para aplicação na área de construção civil, especialmente para empreendimentos ainda em fase de projetos e que se deseja realizar o lançamento com geração distribuída solar fotovoltaica integrada à edificação.

Portanto, cabe destacar que a elaboração de um sistema de rateio de excedente de geração de energia elétrica pela potência instalada das edificações integrantes do condomínio apresenta-se interessante para aplicação de geração solar fotovoltaica distribuída por meio do conceito de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras. Tal contribuição é válida devido à grande quantidade de dúvidas e questionamentos de investidores acerca das aplicações de *Community solar* previstas pela Resolução normativa 482 de 2012 da ANEEL, após sua revisão.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, J. S. DE. Estudo de Viabilidade Regulatória de Implantação de Sistemas Comunitários de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil Legal Feasibility for Community Solar Deployment in Brazil. (Virtualhab, Ed.) **V Encontro Nacional de Sustentabilidade em Projeto**. Anais Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010. Brasília Governo Federal - Ministério de Minas e Energia, 2010.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf.

ANTONIOLLI, A. et al. Análise de serviço de energia solar fotovoltaica compartilhada no brasil. **Anais Inovação, Tecnologia e Sustentabilidade** - ITS 2017. Brusque/SC, 2017.

ANTONIOLLI, A. F. et al. A review of grid-connected PV systems in Brazil including system performance. **Anais do 29th European Union Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. Munique - Alemanha: WIP Munchen, 2014.

ANTONIOLLI, A. F. et al. Avaliação técnica e econômica entre sistemas fotovoltaicos aplicados a edificações (BAPV) e sistemas idealmente instalados para máxima geração anual. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 3, n. 1, p. 4–12, 2016.

BUENO, E. P. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar 2a. Edição Revisada e Ampliada São José dos Campos Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais**, 2016.

DE CASTRO FAGUNDES, W. **Estimativa do Fator de Carga (Fc) e Fator de Demanda (Fd) de Consumidores de Energia Elétrica via medição e pesquisa de posses e hábitos**. Rio de Janeiro, Brazil: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, abril. 2011.

EPE. Brazilian Energy Balance 2016, Year 2015. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)**, p. 292, 2016.

IGUALADA, L. et al. Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 2163–2172, 2014.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. 2006.

PVSYST SA. PVSyst User's Manual, 2014.

REN21. **Renewables 2017 global status report 2017**. [s.l: s.n.].

SANTOS, I. P. Desenvolvimento de Ferramenta de Apoio à Decisão em Projetos de Integração Solar Fotovoltaica à Arquitetura. [s.l.] Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

SANTOS, Í. P. DOS. Minicurso Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) para Arquitetos e Engenheiros CivisRecifeInternational Energy Initiative, , 2014.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market Outlook For Solar Power** / 2017-2021. 2017.

DISTRIBUTED GENERATION BUILDING-INTEGRATED PHOTOVOLTAIC SYSTEM APPLIED TO RESIDENTIAL AND COMMERCIAL BUILDINGS

Abstract. *This article aims to study building-integrated distributed generation PV applied in a commercial and residential building, according to RN 482/2012 requirements, normative instruction established by Brazilian national electrical energy agency, ANEEL. RN 482/2012 contains the regulatory procedures about small-scale distributed generation PV and net metering energy system rewards. RN 482/2012 was reviewed in 2015. After its review, RN 482/2012 included the possibility of Community solar business model deployment, such as Building-integrated PV shared solar. In order to apply the net metering energy rewards system to the building's consumer in the mentioned*

concept, this article pursues a strategy of sharing energy credit rewards among them, by the installed power contribution of each consumer. Building-integrated PV project is applied in a building that does not have energy consumption information, because it is in construction process. Thus, we project the electrical energy consumption of the building by maximum demand factors, information available in electrical energy project. Besides that, we analyze the participation in the investment return and the payback time for each consumer in the central building-integrated PV system. We conclude that building-integrated PV shared solar indicates to be a good community solar business model applied to residential and commercial buildings due to the attractive payback time for consumers. Furthermore, the adopted strategy would be interesting for application in project building and civil construction due to the prorate system of distributed generation PV and the maximum demand factors method applied to the project design.

***Key words**: Building-integrated PV; small-scale distributed generation PV; Community Solar*