

LIMITES DE INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM UNIVERSIDADES FEDERAIS

Ricardo da Silva Benedito – r.benedito@ufabc.edu.br

Patrícia Teixeira Leite Asano – patricia.leite@ufabc.edu.br

Lucas Ribeiro Torin – lucas.torin@ufabc.edu.br

Universidade Federal do ABC, Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicada

Resumo. Os gastos das universidades federais com energia elétrica consomem parte significativa dos investimentos em custeio. Diante dos cortes orçamentários verificados nos últimos anos e dos frequentes reajustes tarifários aplicáveis ao mercado cativo, essas instituições necessitam buscar soluções para diversificar sua matriz elétrica, avaliando alternativas de menor custo, sob pena de não conseguirem honrar seus compromissos. Dentre as opções disponíveis, a geração solar fotovoltaica deve ser considerada, desde que as universidades reúnam condições técnicas e tenham o acesso aos investimentos necessários facilitado, caso o custo de geração solar fotovoltaico mostre-se atraente em relação às atuais condições de contorno. Visando investigar os limites de penetração da geração solar fotovoltaica em universidades públicas, os autores aplicaram uma metodologia que utiliza ferramentas e técnicas de uso livre, tendo como base o estudo de caso da Universidade Federal do ABC (UFABC). Os resultados levaram à conclusão principal de que, embora haja um bom casamento entre a curva de geração solar fotovoltaica e a curva de carga da universidade, que apresenta consumo majoritariamente diurno, a amplitude da geração precisaria ser maior para diminuir a dependência da universidade em relação à distribuidora. Os percentuais médios anuais de redução do consumo da energia proveniente da rede para os campi Santo André (SA) e São Bernardo do Campo (SBC) foram de 8,1 % e 16,6%, respectivamente. Verificou-se que esses limites têm relação com a falta de espaço físico em SA e com a demanda contratada insuficiente nos dois campi, de forma que tentar atacar a limitação de demanda incorrerá em aumento de custos junto à distribuidora. Ainda assim, a avaliação econômica mostrou que o projeto é viável, sendo o custo de geração inferior a 60% do custo médio do kWh fornecido pela concessionária.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Consumo de Energia Elétrica em Universidades

1. INTRODUÇÃO

O pagamento da fatura de energia elétrica nas 63 universidades federais constitui uma das maiores despesas dessas instituições, sendo que, somente em 2015, foram gastos R\$ 430 milhões para essa finalidade, representando cerca de 9% dos gastos apurados naquele ano, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016). Segundo Universidade Federal do ABC - UFABC (2016), a situação da própria universidade não é diferente, pois foram gastos R\$ 4,43 milhões com energia elétrica, o que corresponde a 9,4 % da verba de custeio. Com os recentes cortes orçamentários realizados pelo Governo Federal, a situação rumava para um cenário preocupante, posto que a demanda por energia elétrica das universidades tende a permanecer constante ou mesmo aumentar, mas o poder de honrar os compromissos das universidades é cada vez menor.

Uma alternativa para essas universidades é variar sua matriz elétrica em busca de fontes energéticas mais baratas. Dentre as opções, a geração solar fotovoltaica pode ser viável técnica e economicamente, devido ao amadurecimento do mercado solar brasileiro verificado desde 2012, com a consequente redução do custo de aquisição de equipamentos e serviços de qualidade. De fato, a conexão de micro e minigeração com fonte solar fotovoltaica vêm crescendo no Brasil, chegando ao patamar de mais de 17.180 conexões de acordo com ANEEL (2017), o que representava uma potência instalada de aproximadamente 141,2 MW em novembro de 2017. A regulamentação que fornece sustentação a essas usinas de geração distribuída (GD) é a Resolução Normativa ANEEL Nº. 482/2012, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A Resolução 482 foi revista pela Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015, que passou a enquadrar no conceito de microgeração a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e na minigeração usinas com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica).

Os dois campi da UFABC, Santo André (SA) e São Bernardo do Campo (SBC), fazem parte do Grupo A4 - Tarifação Horária Verde e apresentam demandas contratadas, junto à Eletropaulo, de 1.500 kW e 400 kW, respectivamente, remuneradas ao preço médio de R\$ 8,00/ kW. Além disso, O perfil de consumo nos dois locais é majoritariamente diurno (horário fora ponta), com preço médio de R\$ 0,56/kWh. No ano de 2016, a demanda contratada foi ultrapassada 4 vezes em SA e 6 vezes em SBC, sempre no início de tarde, quando o uso de ar condicionado é intensivo. Diante desses fatos e considerando as potencialidades da geração distribuída, esse artigo pretende aplicar uma metodologia para avaliar os limites de penetração da minigeração solar fotovoltaica em universidades, utilizando o

estudo de caso da UFABC. Pretende-se inferir qual será a redução no consumo de energia elétrica proveniente da rede da distribuidora e que impactos financeiros essa atenuação poderá trazer a longo prazo. Acredita-se que a importância do estudo reside no fato de que diversas universidades federais têm perfil de consumo semelhante ao da UFABC, de forma que as ferramentas e técnicas que serão descritas adiante apresentam custo zero e poderão ser utilizadas pelos tomadores de decisão visando diminuir a dependência das universidades em relação ao mercado cativo das concessionárias.

2. METODOLOGIA

Com a finalidade de determinar o limite de penetração da GD solar fotovoltaica na matriz elétrica da universidade, o procedimento metodológico adotado consistiu em avaliar o impacto da energia gerada na redução do consumo da energia elétrica proveniente da rede. Para isso, partiu-se da determinação do consumo atual, tendo como base o ano de 2016, seguindo-se com a determinação do potencial de geração solar fotovoltaica nas coberturas dos prédios dos campi SA e SBC. Optou-se por restringir a ocupação do espaço destinado à geração fotovoltaica às coberturas visando reduzir os custos de infraestrutura física e porque, a exemplo do câmpus SA, diversos campi de universidades federais são verticalizados, não possuindo, portanto, áreas propícias que não estejam nos telhados. A metodologia incluiu uma avaliação econômica da inserção da geração distribuída na universidade, visando fornecer suporte aos gestores da UFABC e de outras universidades públicas interessados em diversificar sua matriz elétrica e diminuir a dependência em relação ao mercado cativo das distribuidoras.

O consumo de energia elétrica nos períodos fora ponta e de ponta foi determinado através da análise das faturas dos campi SA e SBC do ano de 2016. Os respectivos valores encontram-se na Tab.1. Na área de concessão da Eletropaulo, o horário de ponta está compreendido entre 17h30min e 20h30min, de forma que a geração solar fotovoltaica ocorrerá necessariamente no período fora de ponta, já que a maior parte da geração ocorrerá aproximadamente entre 06h00min e 18h00min.

Tabela 1 - Consumo fora ponta e consumo ponta para os campi Santo André e São Bernardo da UFABC

MÊS	CONSUMO FORA PONTA SA (kWh)	CONSUMO PONTA SA (kWh)	CONSUMO FORA PONTA SBC (kWh)	CONSUMO PONTA SBC (kWh)
JAN	375.281	36.844	148.544	15.479
FEV	406.399	45.163	162.906	16.803
MAR	451.497	66.501	171.365	26.893
ABR	493.309	70.824	196.731	28.754
MAI	444.745	58.421	169.506	24.466
JUN	361.433	47.792	155.715	19.146
JUL	437.120	62.247	163.385	26.501
AGO	382.499	55.319	148.848	23.303
SET	431.268	57.474	152.405	20.422
OUT	294.300	47.492	140.316	20.509
NOV	421.239	56.436	167.213	22.567
DEZ	482.293	58.354	152.727	20.263
ANO	4.981.383	662.867	1.929.661	265.106

Para a seleção das coberturas elegíveis para a instalação de arranjos fotovoltaicos, optou-se por áreas isentas de sombreamento entre 9h00 e 15h00 em qualquer dia do ano. Esse critério foi adotado para maximizar a captação de radiação solar e eliminar os efeitos nocivos de sombreamentos parciais. Nesse processo foi utilizada a ferramenta online *Find My Shadow* (disponível gratuitamente em <http://findmyshadow.com>), na qual foram carregadas imagens bidimensionais georreferenciadas das coberturas, obtidas através do software *Google Earth Pro*. Os elementos tridimensionais com potencial de sombreamento foram desenhados na ferramenta observando-se as dimensões fornecidas pela Prefeitura Universitária ou medidas *in loco* quando não disponíveis. A simulação levou à seleção de 10 coberturas com as características desejadas, com a possibilidade da instalação de 20 arranjos fotovoltaicos no total, de acordo com a quantidade de faces dos telhados disponíveis.

Na determinação da potência dos arranjos foram considerados módulos fotovoltaicos de 250 W_p na mesma inclinação dos telhados (todos eles possuem inclinação de 10°) e um espaçamento mínimo entre fileiras de 80 cm para facilitar procedimentos futuros de inspeção e manutenção. A Tab. 2 apresenta as características básicas dos arranjos.

Tabela 2 - Características básicas dos subsistemas considerados

CÂMPUS	COBERTURA	ARRANJOS	AZIMUTE DOS ARRANJOS	POTÊNCIA DOS ARRANJOS (kW _p)	POTÊNCIA POR SUBSISTEMA (kW _p)
SA	Torre 1	2	-28° ; +152°	33,0 ; 44,0	77,0
SA	Torre 2	2	-28° ; +152°	33,0 ; 44,0	77,0
SA	Torre 3	2	-28° ; +152°	33,0 ; 44,0	77,0
SA	Bloco B	1	-28°	31,5	31,5
SA	Ginásio	2	-118° ; +62°	34,3 ; 34,3	68,6
SBC	Alfa 1	2	-180° ; 0°	35,0 ; 35,0	70,0
SBC	Delta	2	-180° ; 0°	25,0 ; 30,0	55,0
SBC	Ômega	3	-180° ; 0° ; 0°	27,0 ; 27,0 ; 21,0	75,0
SBC	Biotério	2	-90° ; +90°	5,3 ; 5,3	10,5
SBC	Restaurante	2	-180° ; 0°	29,3 ; 29,3	56,6
TOTAL		20	***	***	600,0

A Fig. 1 mostra a distribuição espacial dos arranjos fotovoltaicos para o câmpus SA e a Fig. 2 para o câmpus SBC. As fotografias foram obtidas a partir do Google Earth Pro e a disposição dos arranjos fotovoltaicos está de acordo com a descrição realizada na Tab. 2. É possível notar a influência dos edifícios do entorno no sombreamento de alguns telhados do câmpus Santo André, como é o caso do telhado da biblioteca (cobertura mais ao Norte na Fig. 1). Nessa mesma figura pode-se notar, também, o sombreamento causado pelos próprios elementos construtivos do câmpus SA. Destaca-se que a fotografia foi capturada no dia 16 de agosto de 2016, cerca de dois meses depois do período mais crítico para o sombreamento que é o início do inverno. Ou seja, a verticalização do câmpus e do seu entorno mais do que justificam a restrição da instalação da usina fotovoltaica a algumas coberturas selecionadas.



Figura 1 - Distribuição espacial dos arranjos fotovoltaicos para o câmpus SA

UFABC - CAMPUS SÃO BERNARDO

Capacidade : 269 kW_p

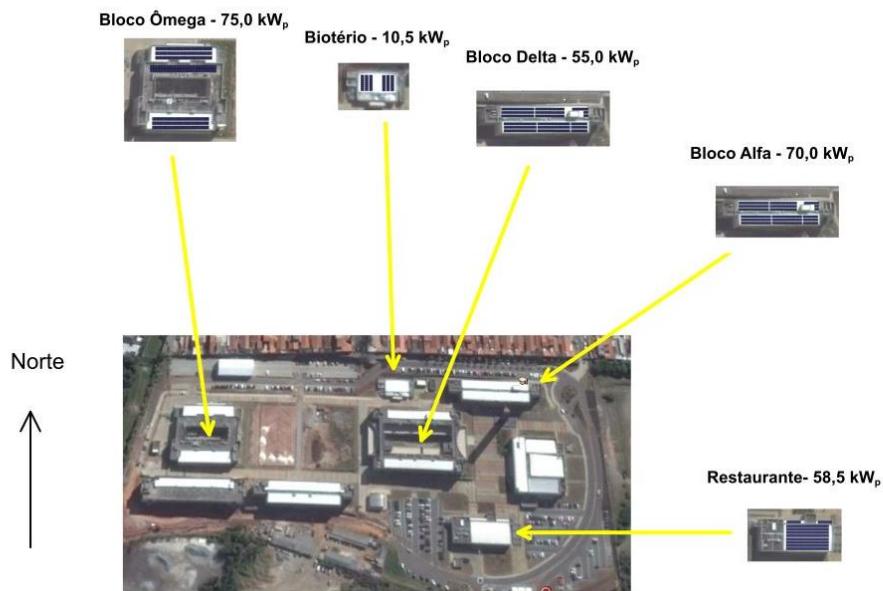


Figura 2 - Distribuição espacial dos arranjos fotovoltaicos para o câmpus SBC

A Fig. 3 apresenta, em detalhes, o estudo de sombreamento e a disposição dos módulos para a Torre 1.

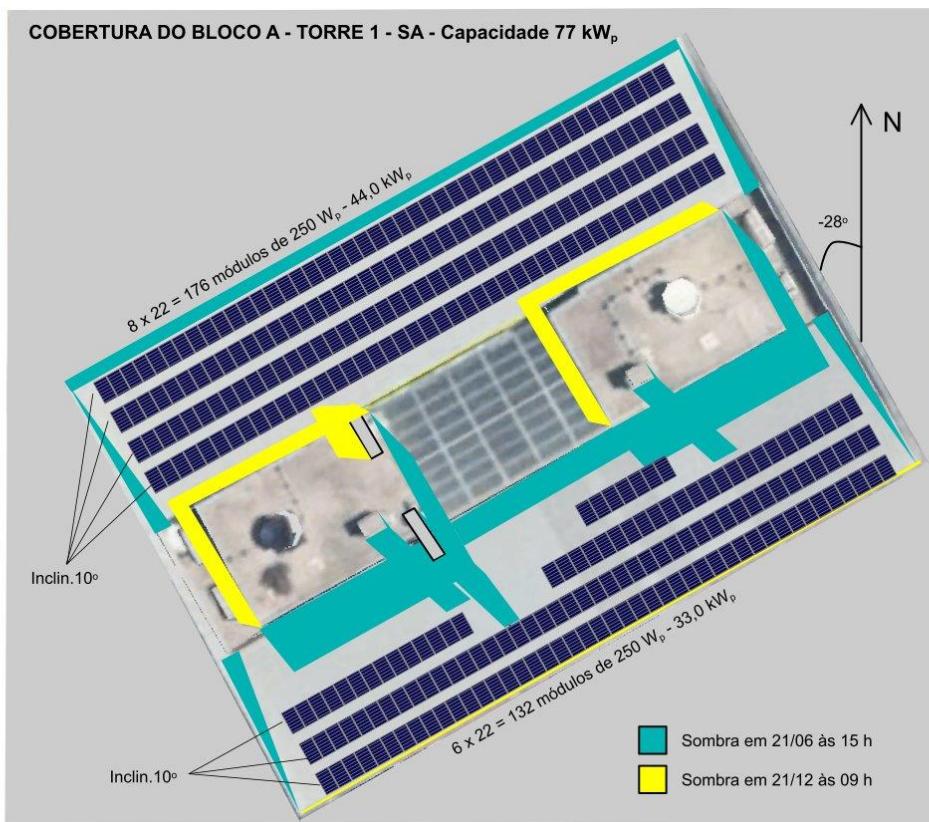


Figura 3 - Detalhes do estudo de sombreamento e da disposição dos módulos fotovoltaicos na Torre 1

Para a obtenção da irradiação anual incidente no plano de cada arranjo, parâmetro essencial para a estimativa da energia elétrica a ser gerada, os dados de irradiação média diária no plano horizontal fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) foram inseridos e processados no software Radiasol 2 (disponível gratuitamente em

www.lume.ufrgs.br). A Tab. 3 apresenta os valores obtidos para SA e a Tab. 4 para SBC, respectivamente. A terceira coluna dessas tabelas mostra os dados brutos obtidos do Atlas (para o plano horizontal e sem desvio azimutal). Já as colunas 5 a 7 apresentam os valores obtidos para cada desvio azimutal descrito na Tab. 2, sempre considerando-se uma inclinação fixa de 10° para todas as faces dos telhados.

Tabela 3 - Irradiação média diária no plano horizontal e no plano dos arranjos para o câmpus SA

MÊS	Dias	H 0°;0° (kWh/m ²)	H -28°;10° (kWh/m ²)	H +152°;10° (kWh/m ²)	H -118°;10° (kWh/m ²)	H +62°;10° (kWh/m ²)
JAN	31	5,19	5,12	5,20	5,18	5,13
FEV	28	5,44	5,47	5,32	5,36	5,43
MAR	31	4,67	4,86	4,46	4,56	4,75
ABR	30	4,14	4,43	3,79	3,94	4,26
MAI	31	3,40	3,72	2,96	3,14	3,56
JUN	30	3,16	3,54	2,70	2,91	3,34
JUL	31	3,26	3,62	2,81	2,99	3,44
AGO	31	4,16	4,50	3,68	3,88	4,31
SET	30	4,18	4,40	3,90	4,03	4,28
OUT	31	4,69	4,79	4,56	4,60	4,74
NOV	30	5,11	5,07	5,08	5,08	5,07
DEZ	31	5,65	5,56	5,72	5,69	5,64
TOTAL ANUAL	365	1611	1674	1524	1560	1639

Tabela 4 - Irradiação média diária no plano horizontal e no plano dos arranjos para o câmpus SBC

MÊS	Dias	H 0°;0° (kWh/m ²)	H -180°;10° (kWh/m ²)	H 0°;10° (kWh/m ²)	H -90°;10° (kWh/m ²)	H +90°;10° (kWh/m ²)
JAN	31	5,11	5,13	5,03	5,00	5,00
FEV	28	5,40	5,30	5,45	5,37	5,34
MAR	31	4,60	4,37	4,79	4,61	4,60
ABR	30	4,08	3,66	4,40	4,05	4,04
MAI	31	3,34	2,88	3,72	3,32	3,29
JUN	30	3,08	2,57	3,51	3,05	3,04
JUL	31	3,18	2,69	3,58	3,15	3,13
AGO	31	4,04	3,51	4,42	3,98	3,97
SET	30	4,08	3,79	4,33	4,09	4,08
OUT	31	4,52	4,39	4,63	4,52	4,51
NOV	30	5,01	4,97	4,98	4,99	4,98
DEZ	31	5,57	5,67	5,46	5,58	5,58
TOTAL ANUAL	365	1579	1486	1650	1573	1569

A partir dos dados apresentados nas três últimas tabelas, a energia elétrica em corrente alternada associada a cada arranjo, $E_{c.a.i}$, foi calculada através da Eq. (1), apresentada por Lorenzo (2002). Nessa equação, P_{FV}^0 é a potência nominal do arranjo, PR é a taxa de desempenho global (*performance ratio*), $H_{t,\beta}$ é a irradiação no plano do arranjo no período considerado (nesse caso, mensal), G_0 é a irradiância de referência (1000 W/m²) e FS é o fator de sombreamento (que será adotado como unitário devido às premissas descritas no início desta seção).

$$E_{c.a.i} = P_{FV}^0 \times PR \times \frac{H_{t,\beta}}{G_0} \times FS \quad (1)$$

O valor adotado para PR foi de 0,75, tendo em vista a necessidade da utilização de transformadores no rebaixamento da tensão de geração (geralmente 380 V entre fases para inversores com potência maior que 10 kW) quando do acoplamento com a rede elétrica de baixa tensão da UFABC (cuja tensão é de 220 V entre fases). É importante ressaltar

que em sistemas fotovoltaicos modernos sem transformadores e bem dimensionados operando nos locais, o valor de PR adotado poderia ser ligeiramente maior, como demonstrado por De Lima, Ferreira e Moraes (2017). Outro aspecto importante é que, na simulação, foi assumido um fator de dimensionamento do inversor unitário ($FDI = 1$).

A energia total entregue em corrente alternada em cada câmpus, $E_{c.a.total}$, corresponde ao somatório dos resultados provenientes da aplicação da Eq. (1) para os respectivos arranjos e pode ser calculada através da Eq. (2). Nela, o parâmetro N corresponde ao número de arranjos, sendo $N = 9$ para SA e $N = 11$ para SBC, totalizando 20 arranjos.

$$E_{c.a.total} = \sum_{i=1}^N E_{c.a.i} \quad (2)$$

Na análise econômica, o valor presente VP_j do fluxo de caixa do projeto em um determinado ano pode ser calculado de acordo com a Eq. (3). Nela, d é a taxa anual de degradação dos módulos (geralmente 0,5 % ao ano), VE^0 é o valor pago à concessionária por kWh no momento da instalação da usina (R\$ 0,56/kWh para a UFABC), r_{eaj} corresponde à taxa de reajuste tarifário (assumiu-se 8% a.a. nesse estudo). O termo $O\&M_j$ é a taxa de manutenção (adotada como 1% do investimento inicial para cada ano de projeto), DC_j é a demanda contratada no ano em questão (assumiu-se o valor inicial de R\$ 8,00/kW reajustado anualmente pela mesma taxa aplicável à energia). Finalmente, o parâmetro t_{desc} corresponde à taxa de desconto aplicável (assumiu-se o valor de 8% a.a. nesse estudo).

$$VP_j = \frac{E_{c.a.total} \times (1-d)^j \times VE^0 \times (1+r_{eaj})^j - (O\&M_j + DC_j)}{(1+t_{desc})^j} \quad (3)$$

O valor presente líquido ao final do projeto, VPL , pode ser calculado por meio da Eq. (4), onde $-I_{inv}^0$ é o investimento inicial (adotado como R\$ 4000,00/ kW instalado) e n é o tempo de duração do projeto (considerado como 25 anos nesse estudo).

$$VPL = -I_{inv}^0 + \sum_{i=1}^n VP_j \quad (4)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Fig. 4 apresenta o efeito da GD no consumo de energia elétrica proveniente da rede no câmpus SA. A Fig. 5, por sua vez, mostra esse mesmo efeito para o câmpus SBC. Os valores calculados para a energia gerada em cada câmpus

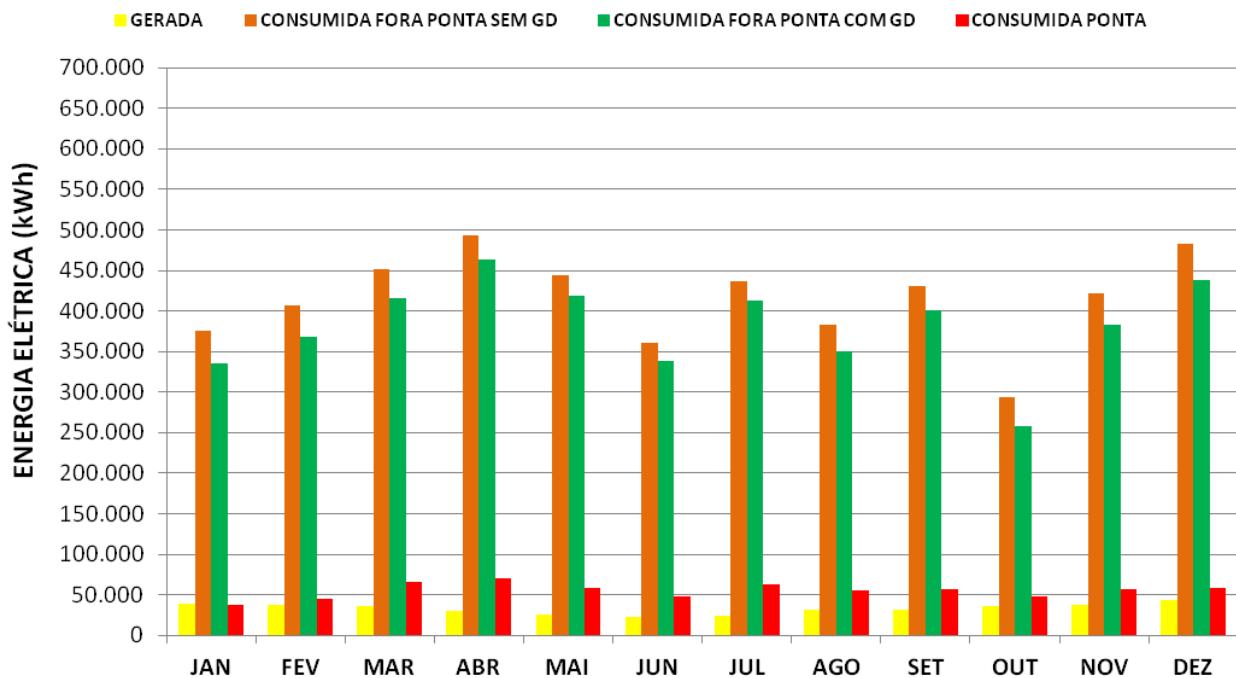


Figura 4 - Efeito da GD no consumo de energia elétrica proveniente da rede no câmpus SA

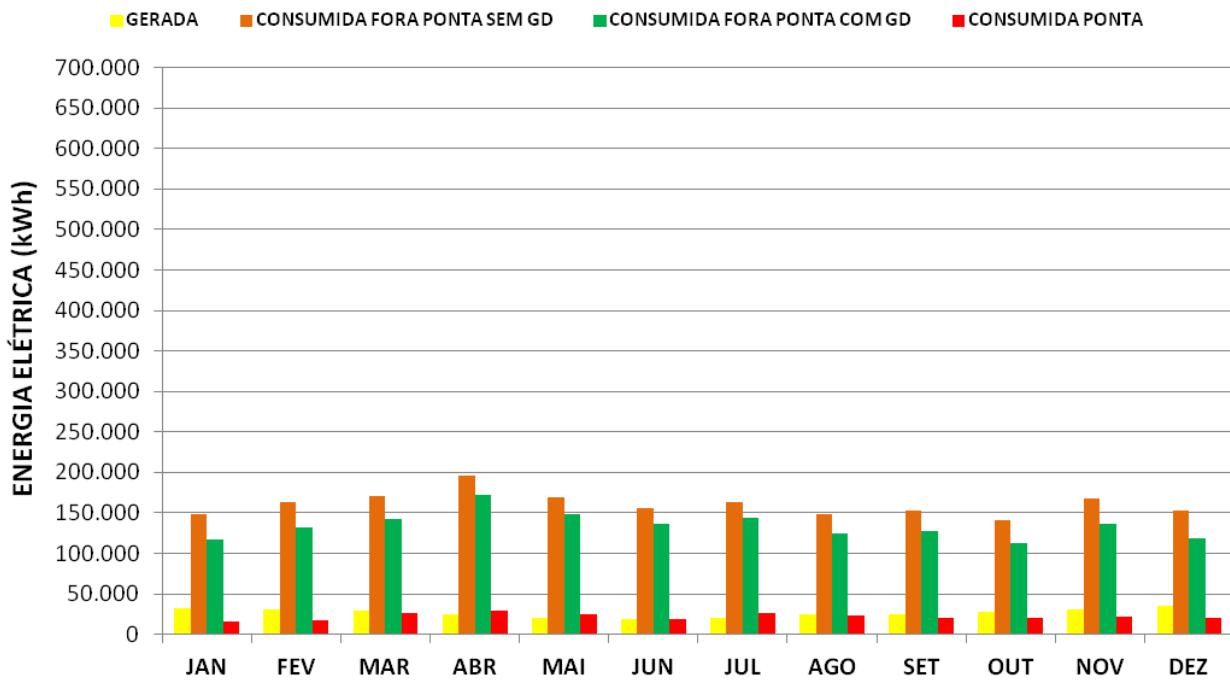


Figura 5 - Efeito da GD no consumo de energia elétrica proveniente da rede no câmpus SBC

Naturalmente, a atenuação do consumo de energia elétrica proveniente da rede pela GD (diferença de amplitudes entre a segunda e a terceira colunas de cada mês) se dá exclusivamente no horário fora de ponta diurno, quando a radiação solar está presente. No caso da UFABC, cujo perfil de carga pode ser semelhante ao de inúmeras universidades públicas, esse é um fato positivo, pois a maior parte do consumo (no mínimo 84% para os dois campi) também ocorre no horário fora de ponta. De fato, a análise das contribuições das cargas no consumo dos dois campi, levantadas junto à Prefeitura Universitária e mostradas na Fig. 6 e na Fig. 7, denota a predominância do consumo diurno, especialmente devido ao uso do ar condicionado e de equipamentos de informática.

A redução verificada para SA, na Fig. 4, varia de 5,6 % (julho) a 12,2 % (outubro), com uma média anual de 8,1 %. Já para SBC, a variação observada na Fig. 5 é de 11,9% (junho) a 22,7% (dezembro), com média anual de 16,6%. Esses percentuais podem ser considerados pequenos mesmo no caso do câmpus SBC, o que está associado a uma insuficiência de áreas apropriadas nas coberturas dos edifícios. Ainda assim, a instalação de 331 kW_p em SA e 269 kW_p em SBC pode contribuir para amenizar um problema recorrente na universidade, que é a ultrapassagem da demanda contratada em horários específicos do dia, geralmente no início da tarde, devido ao uso intensivo de ar condicionado. Especialmente em relação ao câmpus SA, em que uma parcela significativa dos arranjos apresenta desvio azimutal voltado para Oeste, essa contribuição tende a ser maior.

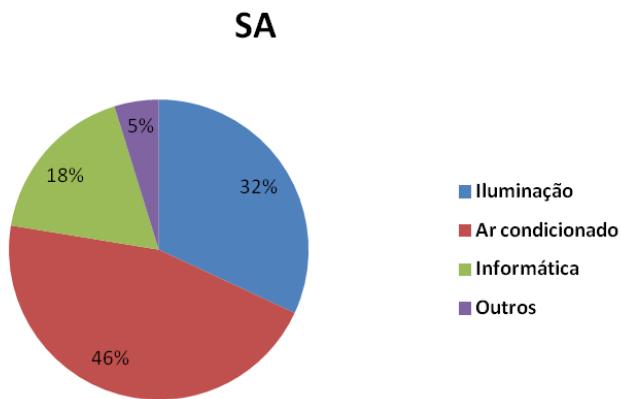


Figura 6 - Distribuição das cargas no câmpus SA

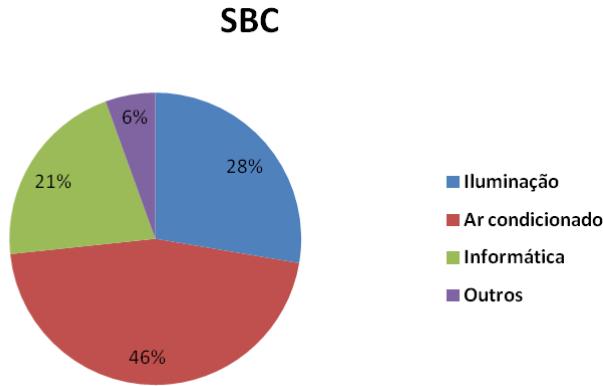


Figura 7 - Distribuição das cargas no câmpus SBC

O câmpus SA, por ser majoritariamente verticalizado, não dispõe de áreas adicionais sem sombreamento agressivo, de forma que a sua contribuição para a geração própria com fonte solar, a partir das tecnologias atuais, encontra-se bem delimitada pelos resultados expressos na Fig. 4. Mesmo que possuísse tais áreas, para produzir a totalidade da energia consumida no horário fora de ponta, o câmpus necessitaria de uma potência fotovoltaica instalada de 4.137 kW_p em vez dos 331 kW_p simulados. Porém, a demanda contratada atualmente é de apenas 1.500 kW , o que implicaria na necessidade de reformular a contratação, com aumento significativo de custos pelo pagamento da demanda e de eventuais reforços na rede.

Em relação ao câmpus SBC, seriam necessários 1.614 kW_p e não os 269 kW_p considerados neste estudo, caso fosse requerido o atendimento da totalidade do consumo no horário fora de ponta. Por ter um caráter construtivo mais horizontal, com uma boa separação entre os edifícios e com abundantes áreas reservadas a estacionamentos, esse câmpus permitiria atingir a potência necessária. Porém, seriam necessários investimentos em infraestrutura para acomodar os geradores fotovoltaicos a serem instalados fora das coberturas dos edifícios. Adicionalmente, seria necessário solicitar uma nova demanda contratada junto à concessionária para esse câmpus, posto que a atual é de 400 kW , também implicando no aumento de custos, a exemplo do câmpus SA.

Em relação à avaliação econômica do projeto, a Tab. 5 apresenta os índices de mérito obtidos. A Fig. 8 permite acompanhar a evolução anual do VPL para SA e a Fig. 9 para SBC. Nota-se que, independentemente das limitações de potência citadas anteriormente nesta seção, a instalação de GD solar fotovoltaica na universidade é extremamente vantajosa do ponto de vista financeiro, com um VPL cerca de três vezes maior que o investimento inicial e uma taxa interna de retorno (TIR) muito superior à taxa de atratividade média praticada no mercado (a taxa SELIC ao final de 2017, por exemplo, encontrava-se na casa dos 8,15% a.a.).

Tabela 5 - Índices de mérito da avaliação econômica do projeto

PARÂMETRO	CÂMPUS SA	CÂMPUS SBC
Potência instalada	331 kW	269 kW
Investimento inicial	R\$ 1.324.000,00	R\$ 1.076.000,00
VPL	R\$ 4.213.628,00	R\$ 3.424.289,00
TIR	17%	17%
PAYBACK	6,1 anos	6,1 anos
Custo de geração (CG)	R\$ 0,33 /kWh	R\$ 0,33 /kWh

O custo de geração CG apresentado na Tab. 5 foi calculado através da Eq. (5) conforme sugerido por Messenger e Abtahi (2017), onde RES é o valor residual da planta ao final de sua vida útil (adotado em 20% do investimento inicial).

$$CG = \frac{I_{inv}^0 + [\sum_{j=1}^n (O\&M_j + DC_j)/(1+t_{desc})^j] - RES/(1+t_{desc})^n}{\sum_{i=1}^n E_{c.a.totalj}/(1+t_{desc})^j} \quad (5)$$

Nota-se que CG é de apenas R\$ 0,33/kWh, frente aos R\$ 0,56/kWh pagos atualmente para adquirir energia elétrica junto à concessionária. É importante destacar que outras universidades federais encontram-se em áreas de concessão com tarifas ainda mais elevadas que a da UFABC e com maior disponibilidade de recurso solar. Para elas, o cenário para instalação de GD solar fotovoltaica torna-se ainda mais vantajoso. Resta, porém, facilitar o acesso dessas universidades a linhas de crédito para aquisição de equipamentos.

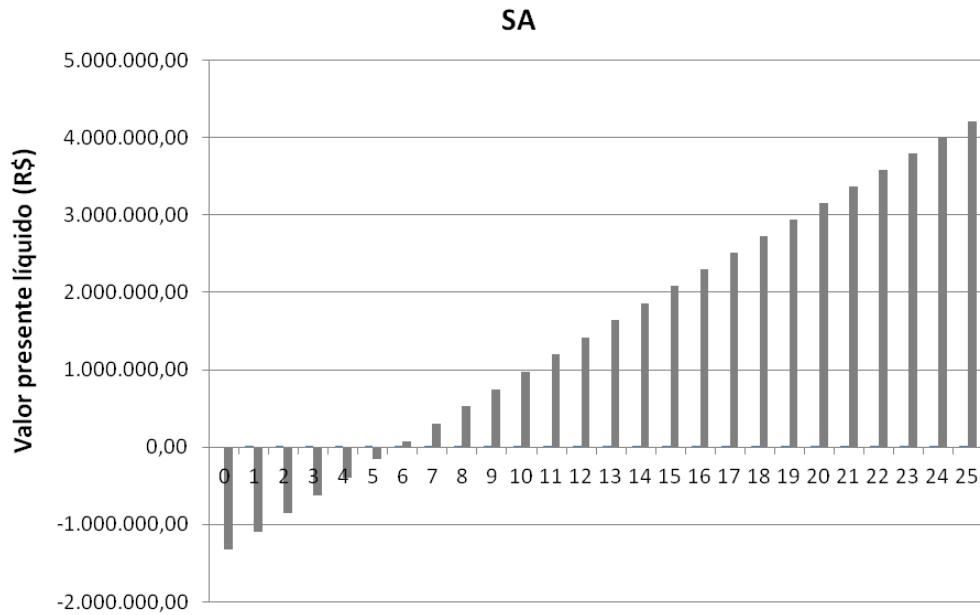


Figura 8 - Valor presente líquido para o câmpus SA

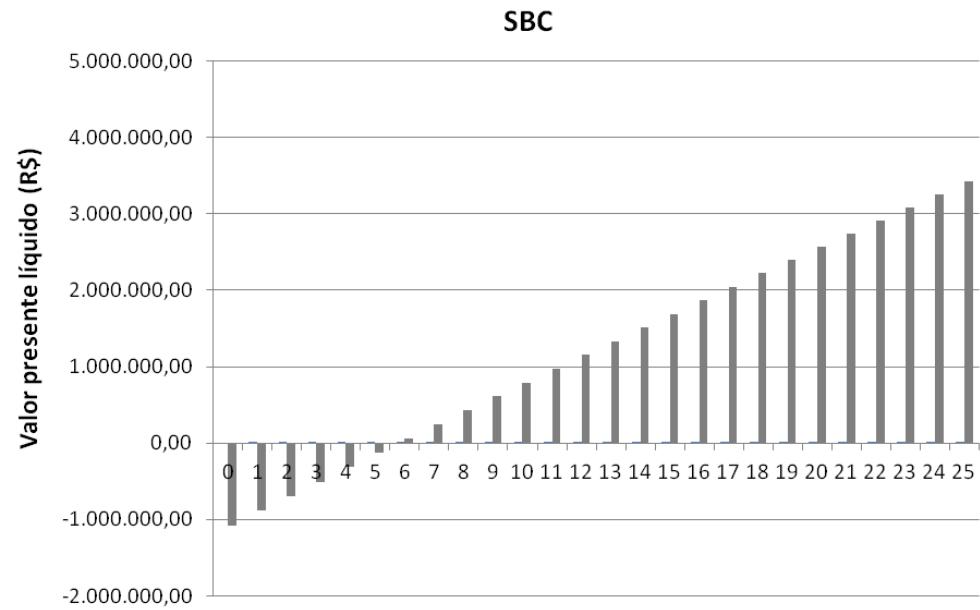


Figura 9 - Valor presente líquido para o câmpus SBC

4. CONCLUSÕES

Este trabalho analisou, através de uma simulação que utiliza dados reais de faturamento e de espaço físico disponível na cobertura de prédios de uma universidade de grande porte, a possível contribuição da geração solar fotovoltaica na atenuação do consumo de energia elétrica proveniente da rede. O estudo de caso realizado na UFABC é perfeitamente replicável a outras universidades por reunir dados e ferramentas simples e disponíveis gratuitamente, dispensando o uso de softwares proprietários de alto custo. Os resultados revelaram que o perfil de carga diurno da universidade tem excelente compatibilidade com o perfil de geração solar fotovoltaica. Esse fato permite não só abater parte do consumo de energia elétrica mas também contribuir para evitar ultrapassagens de demanda, o que é recorrente na universidade, especialmente quando há uso intensivo de ar condicionado. Porém, se forem utilizadas apenas as áreas das coberturas dos prédios, visando diminuir o custo de instalação e maximizar as áreas isentas de sombreamento, a

redução no consumo de energia elétrica proveniente da rede mostra-se pouco expressiva, sendo de no máximo 12,2% para o câmpus SA e de 22,7% para a unidade de SBC. Essa pode ser a realidade da maioria dos campi verticalizados de universidades federais no Brasil. Caso se disponha de áreas adicionais fora da cobertura de edifícios, deve-se considerar um incremento no custo de instalação decorrente da necessidade de estruturas de fixação e, muito provavelmente, da extensão da rede elétrica para a realização da conexão. Um outro fator que deve ser observado é a razão entre a potência de geração necessária ao suprimento da totalidade do consumo e a demanda contratada junto à concessionária pois, no caso de recontratação, poderão incidir custos proibitivos incidentes sobre cada kW adicional. Nesse sentido são sugeridos, como temas de estudos futuros: a) uma análise quantitativa do incremento no custo de geração, em R\$/kWh, na situação hipotética de a universidade possuir toda a área necessária mas ter que renegociar sua demanda contratada perante a distribuidora, com possibilidade de ter participação financeira em eventuais reforços da rede e b) formas de facilitar a aquisição de equipamentos fotovoltaicos pelas universidades federais elegíveis quanto aos critérios de viabilidade técnica e financeira.

Agradecimentos

Os autores agradecem aos funcionários da Prefeitura Universitária da UFABC pelo fornecimento das informações referentes ao consumo de energia elétrica e do ambiente construído nos campi Santo André e São Bernardo do Campo.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2016. Chamada Nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: "Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior".
- Universidade Federal do ABC (UFABC), 2016. Boletim do Orçamento 2016/2017. Disponível em: <<http://propladi.ufabc.edu.br/orcamento/boletim-orcamento>>. Acesso em: <19 nov 2017>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017. Informações Técnicas - Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso em: <19 nov 2017>.
- Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017. LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) – Brasil.
- Lorenzo, E., 2002. La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: el mito del 1300 y “el cascabel del gato”, Revista Era Solar, n.107, p.22-28.
- De Lima, L.C., Ferreira, L.A., Morais, F.H., 2017. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil, Energy for Sustainable Development, vol. 37, pp. 79-85.
- Messenger, R., Abtahi, A., 2017. Photovoltaic Systems Engineering, CRC Press.

LIMITS TO THE INSERTION OF SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATION IN FEDERAL UNIVERSITIES

Abstract: Electricity costs consume a significant part of the investments of Brazilian federal universities. Due to budget cuts observed in recent years and the frequent tariff increase applicable to the regulated market, these institutions need to seek solutions to diversify their electricity matrix, evaluating lower cost alternatives, otherwise these institutions will not be able to pay their bills. Among the available options, the solar photovoltaic electricity generation should be considered, in case that those universities meet technical conditions and have access to the necessary investments facilitated, if the cost of photovoltaic solar generation is attractive. Aiming to investigate the limits of penetration of photovoltaic solar generation in public universities, the authors applied a methodology that uses tools and techniques of free use, based on the case study of the Federal University of ABC (UFABC). The results lead to the main conclusion that although there is a good match between the photovoltaic solar generation curve and the load curve of the university, which presents a diurnal consumption profile, the amplitude of the generation would need to be greater to decrease the dependence of the university in relation to the utility. The average annual reduction of electricity consumption from the network for the campuses Santo André (SA) and São Bernardo do Campo (SBC) were 8.1% and 16.6%, respectively. It was verified that these limits are related to the lack of physical space in SA and to the insufficient contracted demand in the two campuses, so that trying to solve that demand limitation will imply in an electricity cost increase. Nevertheless, the economic evaluation showed that the project is viable, with the generation cost being less than 60% of the average cost of each kWh supplied by the utility.

Keywords: Photovoltaics, Distributed Generation, Electricity Consumption in Universities