XV ENCAC Encontro Nacional de Conforto no Ambiente Construído
XI ELACAC Encontro Latino-Americano de Conforto no Ambiente Construído
JOÃO PESSOA | 18 a 21 de setembro de 2019

A INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA ÁREA CENTRAL DA CIDADE DE CHAPECÓ - SC

Amanda Fontana (1); Greissi Gheno (2); Isadora Zanella Zardo (3); Laura Bencke Zambarda (4); Maiara Tais Wermeier (5); Miguel Teixeira Gomes Pacheco (6)

(1) Estudante de graduação em Arquitetura e Urbanismo, amandafontana@unochapeco.edu.br
(2) Estudante de graduação em Arquitetura e Urbanismo, greissigheno@unochapeco.edu.br
(3) Estudante de graduação em Arquitetura e Urbanismo, isadorazardo@unochapeco.edu.br
(4) Estudante de graduação em Arquitetura e Urbanismo, laurabz@unochapeco.edu.br
(5) Estudante de graduação em Arquitetura e Urbanismo, maiarawermeier@unochapeco.edu.br
(6) Doutor. Professor do Curso de Arquitetura e Urbanismo, miguelpacheco@unochapeco.edu.br
Universidade Comunitária da Região de Chapecó, Área de Ciências Exatas e Ambientais, Curso de Arquitetura e Urbanismo, Projeto Integrado do Ambiente Construído e Energia, Cx Postal 1141, Chapecó - SC, 89809-900, Tel.: (49) 3321 8044

RESUMO

No cenário mundial atual, verifica-se uma mudança de matriz energética dependente de fontes fósseis para renováveis. No Brasil, a matriz elétrica é prioritariamente dependente da geração hidrelétrica, que não supre a demanda nos períodos de seca. Desde 2012 é permitida no Brasil a microgeração distribuída de energia elétrica, um sistema compensatório de produção de energia de fontes renováveis, onde 99% dos sistemas são fotovoltaicos. A geração fotovoltaica se estabelece por atender as demandas nos períodos secos, quando o Brasil ainda depende de fontes de energia fósseis. As residências foram responsáveis por 80% da produção por sistemas fotovoltaicos em 2017. Alguns programas incentivam a microgeração distribuída fotovoltaica, e o acesso solar é essencial para que ela ocorra, já que a partir do sombreamento os sistemas fotovoltaicos deixam de produzir. A verticalização das cidades aumenta o sombreamento nos sistemas de microgeração distribuída fotovoltaica urbanos, principalmente quando instalados em residências unifamiliares. A falta de legislação que garanta o acesso solar pode reduzir a produtividade desses sistemas no contexto urbano. Este trabalho simula a influência do sombreamento na geração fotovoltaica, a partir do aumento dos índices urbanísticos no Plano Diretor de Chapecó, comparando a geração de energia elétrica das edificações existentes com a geração após o sombreamento do potencial máximo construtivo. Para efeito de simulação foi utilizado o programa EnergyPlus e escolheu-se a cidade de Chapecó devido à crescente verticalização na área central da cidade e na área limítrofe da macroárea área urbana de transição. Os resultados mostram que a adoção de índices máximos na Área Urbana de Transição apresentou de 55% do valor da geração fotovoltaica no cenário sem verticalização. Sazonalmente, a geração em junho no cenário índice máximo foi 45% do valor da geração sem verticalização. A alteração dos índices urbanísticos na área urbana de transição, resultam na redução da geração anual significativas com um impacto mais acentuado durante os meses de inverno

Palavras-chave: microgeração distribuída, geração fotovoltaica, planejamento urbano, acesso solar.

ABSTRACT

In the current world scenario, there is a shift of the energy matrix from fossil to renewable sources. In Brazil, the electric matrix is primarily dependent on hydroelectric generation, which doesn't meet the demand in drought periods. Since 2012, distributed microgeneration of electricity has been allowed in Brazil, a compensatory system for the production of energy from renewable sources, where 99% of the systems are photovoltaic. Photovoltaic generation is established by meeting the demands in the dry periods, when Brazil still depends on fossil energy sources. Households accounted for 80% of photovoltaic system production in 2017. Some programs encourage distributed photovoltaic microgeneration, and solar access is essential for this to occur, as photovoltaic systems cease the production from shading. City verticalization increases

shading in urban photovoltaic distributed microgeneration systems, especially when installed in single-family homes. The lack of legislation guaranteeing solar access can reduce the productivity of these systems in the urban context. This work simulates the influence of shading on photovoltaic generation, from the increase of urban indexes in Chapecó's Master Plan, comparing the potential electric power generation of existing buildings with the resulted generation after shading from the maximum constructive potential. For the purpose of the simulation, the EnergyPlus program was used and the city of Chapecó was chosen due to the increasing verticality in the central area of the city and in the border area of the transition macroarea. The results show that the adoption of maximum indices in the Transition Urban Area presented 55% of the value of photovoltaic generation in the non-vertical scenario. Seasonally, photovoltaic generation for June in the maximum index scenario accounted only 45% of the non-vertical generation value. The increase of the transition macroarea resulted in a significant reduction of the overall annual photovoltaic generation with a more sharp reduction for the winter months
Keywords: distributed microgeneration, photovoltaic generation, urban planning, solar access.

1. INTRODUÇÃO

Verifica-se atualmente uma mudança mundial de matriz energética, de fóssil para renovável (Baborska-Narozny, Stevenson e Ziyad, 2016; Fouquet, 2010, 2016; Smil, 2016). Esta mudança é impulsionada pela necessidade de políticas para mitigação de alterações climáticas (IPCC, 2014, 2018) e pelo início do esgotamento do petróleo (Bentley e Bentley, 2015). Adicionalmente, a dependência de combustíveis fósseis expõe a economia riscos econômicos advindos das variações do preço do petróleo que sofre variações desde a década 1970 (Kerschner *et al.*, 2013). A transição para fontes renováveis implica aumentar a geração renovável para substituir a energia hoje gerada por combustíveis fósseis de duas formas. Em primeiro lugar, a substituição implica substituir a energia elétrica hoje gerada por termoelétrica. Adicionalmente, implica gerar energia elétrica para setores que hoje ainda não a utilizam, como no setor de transportes, substituindo motores de combustão interna por motores elétricos (Jones *et al.*, 2018; Rebecca Le, 2016).

A geração renovável difere da geração fóssil pela sua inerente variabilidade decorrente das mudanças constantes das condições climáticas. A transição para uma matriz renovável passa pela criação de uma matriz com diferentes fontes de geração renovável, pois para as mesmas condições climáticas diferentes fontes de energia renovável apresentam diferentes eficiências de geração.

A geração hidrelétrica desempenha um papel fundamental no Brasil, correspondendo a 64% da oferta nacional de eletricidade de 2019, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL. No entanto, crescentes restrições ambientais e as distâncias dos centros urbanos levaram a um aumento dos preços para os usuários finais. “Diante deste cenário, o Brasil, atualmente, vem passando por uma séria crise energética, em razão de matriz, que é pouco diversificada e altamente dependente de recursos hídricos como principal insumo para geração de energia, o que se torna um risco diante das previsões de escassez” (BEZERRA, 2016). Dessa forma, é importante que o Brasil diversifique suas fontes de energia para não estar tão dependente da geração hidrelétrica. A geração hidroelétrica é vulnerável às variações anuais de pluviosidade. Em anos com menor quantidade de chuva, é necessário recorrer a geração termoelétrica, com maiores custos ambientais e econômicos.

Dentre as possibilidades de fontes renováveis, a fotovoltaica se destaca no Brasil em função das suas condições favoráveis. A localização geográfica do Brasil, com 90% do seu território na zona tropical, favorece a geração fotovoltaica. O Brasil conjuga altos níveis de insolação e boa uniformidade de irradiação solar (1500-2500 Wh/m²) em todo o país. Estes valores ultrapassam países europeus com elevadas implantações de sistemas fotovoltaicos como Alemanha (900-1250 Wh/m²), França (900-1650 Wh/m²) e Espanha (1200-1850 Wh/m²) (Nascimento, 2017).

Outro diferencial da geração fotovoltaica é ser contracíclica da matriz hidrelétrica, principal fonte de energia abastecedora do país (Rüther e Zilles, 2011). A geração hidrelétrica depende da pluviosidade. Nos períodos chuvosos, a geração hidrelétrica aumenta, e a geração fotovoltaica é reduzida, em função da escassez de luz solar. Já no período de secas, quando as usinas hidrelétricas não produzem tanta energia e o país recorre a geração termelétrica, os sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaicos atingem seu potencial máximo em função da intensa radiação solar. Mesmo com crescente participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, a energia solar ainda não tem valor representativo em comparação às demais.

No contexto brasileiro, os edifícios são o setor como o maior consumo de energia elétrica, respondendo por 50,63% do total segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2019 (ano base 2018)

(EPE, 2019). Como já mencionado, a geração fotovoltaica apresenta a vantagem de permitir a instalação na cobertura dos edifícios, o que permite um melhor uso do solo, sem obrigar a utilização de novas áreas para geração de energia. Esta possibilidade permite aos edifícios gerarem energia para suprir seu consumo. Os módulos fotovoltaicos que permitem geração podem ser utilizados como material de cobertura. A adoção de sistemas fotovoltaicos em residências agrega também, benefícios econômicos. Nos Estados Unidos, edifícios com sistemas fotovoltaicos têm maior valor de mercado e maior velocidade de vendas.

Para transformar os edifícios de consumidores passivos para produtores e consumidores é possível realizar a instalação de sistemas de microgeração distribuída fotovoltaica, que atuam produzindo energia elétrica a partir da irradiação solar. Dessa forma, os edifícios entram em uma relação de exportação e importação de energia elétrica com a rede da concessionária de energia elétrica. Quando a geração de energia elétrica do sistema renovável do edifício é superior ao consumo dos equipamentos no seu interior, o excedente é exportado para a rede, criando um crédito com a concessionária. Quando a geração é inferior ao consumo do edifício, os créditos são resgatados, importando energia da rede e abatendo o custo na fatura mensal de eletricidade.

A microgeração distribuída é um sistema compensatório de produção e consumo de energia elétrica através de fontes renováveis de geração como fotovoltaica, eólica ou hídrica. Essa possibilidade se estabelece em função da sua importância na compensação do consumo energético pelos maiores consumidores: os edifícios. A microgeração no Brasil iniciou-se em 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia regulamentadora e fiscalizadora do setor elétrico brasileiro regulamentada pela Lei de 9427/1996 e do Decreto nº 2335/1997 do Ministério de Minas e Energia, publicou a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições para instalação e ligação à rede das concessionárias de energia elétrica. A reduzida capacidade dos sistemas de geração renovável permitem a sua instalação em edifícios. Das diferentes fontes renováveis de geração de energia elétrica, a geração fotovoltaica representa 99% dos sistemas de microgeração distribuída no Brasil, que em 2016 cresceu 407%. Com relação à participação, as residências representam 80% da microgeração distribuída fotovoltaica (ANEEL, 2017).

No ranking brasileiro de micro e minigeradores por estado, a maior concentração do sistema está em Minas Gerais, seguido por São Paulo, e o estado de Santa Catarina encontra-se em 6º lugar com 546 unidades geradoras (ANEEL, 2017).

Em Santa Catarina a concessionária de energia CELESC é responsável pela implementação do Programa de Eficiência Energética da ANEEL, de 2013, que tem como objetivo promover o uso eficiente e racional de energia elétrica, transformando o mercado através do estímulo e desenvolvimento de novos hábitos e tecnologias. O Programa de Eficiência Energética (PEE) implementado no estado, visa combater os desperdícios e reduzir a demanda do consumo de energia elétrica. De grande impacto social, o programa atende a diversas classes de consumidores que recebem investimentos de até 60%. Tais benefícios acontecem através do Projeto Bônus Fotovoltaico (CELESC, 2018), que incentiva a microgeração a partir da instalação de sistemas completos para a geração de energia.

A geração fotovoltaica pressupõe a exposição ampla e ininterrupta à irradiação solar. Isto é a ausência de sombreamento nos módulos fotovoltaicos. Nos Estados Unidos algumas cidades têm provisões legais que garantem a ausência de sombreamento nos sistemas fotovoltaicos. Esta garantia é designada de acessos solar (*solar access*) (ASHLAND, 2015; BOULDER, 2006).

No Brasil, no entanto, não existem garantias legais ao acesso solar (Pacheco *et al.*, 2017). No país verifica-se um cenário de adensamento urbano e consequente verticalização. Alterações frequentes de planos diretores aumentam os índices urbanísticos e zonas de residências unifamiliares com baixas taxas de ocupação previstas no plano diretor podem, no período de poucos anos, ser objeto de alteração de índices urbanísticos resultando na verticalização do entorno. A verticalização possibilita o adensamento populacional, o que permite maior aproveitamento da infraestrutura urbana. Entretanto, tal verticalização aumenta a probabilidade de redução do acesso solar, ameaçando a geração fotovoltaica em função das grandes zonas de sombreamento.

Em zonas urbanas, a falta da garantia de acesso solar pode impactar a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos. Para fins de cálculos, estudos de viabilidade preveem vinte anos como tempo mínimo de vida útil e expectativa de operação no cálculo para o retorno financeiro dos investimentos. Sem garantias legais para o acesso solar, não é possível estimar o retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos dada a incerteza sobre qual o período no qual a incidência desimpedida de irradiação solar nos módulos está garantida. Sabendo que o acesso solar não está garantido no contexto urbano, torna-se

necessário estimar quais os impactos o aumento do sombreamento causado pela verticalização teria em sistemas fotovoltaicos instalados no seu entorno.

Chapecó é um exemplo desta problemática. É uma cidade média, com população estimada em 220 mil habitantes ("Projeções da População | IBGE", 2019), polo na mesorregião do oeste catarinense, o que resulta num crescimento populacional acima da média nacional. O grande crescimento populacional da cidade intensificou a verticalização das edificações, de acordo com a legislação de zoneamento (Plano Diretor) que especifica os índices urbanísticos. No caso de Chapecó, o Plano Diretor de 2014 teve alterações dos índices em 2017 e 2018, que permitiram edificações mais altas através da mudança do zoneamento vigente, transformando áreas residenciais limítrofes a Área Urbana Central (AUC) em zonas de transição. Dessa forma, no espaço de 4 anos, zonas anteriormente com baixas densidades tiveram seus índices alterados para permitir edifícios de alturas maiores, através da criação de uma Área Urbana de Transição (AUT).

A Figura 1 ilustra o caso de um edifício no centro de Chapecó, localizado na transição entre as macrozonas da Área Urbana Central (AUC) e Área de Urbana de Transição (AUT), com sistema fotovoltaico. Atualmente localizado em uma zona de baixa densidade, ele sofre influência de uma quadra a norte na qual o Plano Diretor de Chapecó permite a construção de edifícios de mais de 30 pisos, ameaçando o seu acesso solar fotovoltaico em função do sombreamento.



Figura 1 - Exemplo de sistema de microgeração distribuída fotovoltaico instalado entre a AUC e AUT (Autores, 2019).

É portanto necessário estimar os efeitos do sombreamento acrescido decorrente da verticalização nos centros urbanos nos sistemas de microgeração distribuída. Para estimar geração fotovoltaica existem vários softwares mais especializados como o PVSyst ou mais genéricos como EnergyPlus. Para o estudo dos impactos de sombreamento de geometrias complexas em sistemas fotovoltaicos, o EnergyPlus facilita levantamento dos modelos dos edifícios por ser possível importar modelos 3D criados no software SketchUp. O SketchUp um programa de projetos 3D, é utilizado por sua praticidade e facilidade de criação de formas que atuam como edificações, além de importar informações topográficas diretamente do Google Maps.

2. OBJETIVO

O objetivo do trabalho é estimar a influência da sombra ocasionada pela verticalização dos centros urbanos nos sistemas de microgeração distribuída, que utilizam de sistema de geração fotovoltaica em residências unifamiliares.

3. MÉTODO

O método divide-se em três etapas. Na primeira, escolheu-se uma quadra de estudo e lote de referência, onde se localiza o sistema fotovoltaico a ser simulado. Para o levantamento de dados sobre a incidência de sombras, escolheu-se a quadra número 372, Figura 2, delimitada pelas ruas Clevelândia, Independência, Nicácio Portela Diniz e Bento Gonçalves, localizada na unidade territorial Área Urbana de Transição - AUT. A área encontra-se próxima da Área Urbana Central - AUC, a qual tem os maiores índices urbanísticos da legislação vigente de Chapecó. A AUT hoje conta com uma variação muito grande entre edifícios de grande altura e residências unifamiliares de um ou dois pavimentos, por ser uma região anteriormente classificada como Unidade de Moradia, e que hoje sofre aumentos de índices construtivos.



Figura 2 – Mapa de localização da quadra de estudo e do lote de referência (Autores, 2019).

A Tabela 1 apresenta os potenciais construtivos calculados a partir dos índices urbanísticos do Plano Diretor de Chapecó - PDC. Foi considerada uma proposta de edificações hipotéticas além da já existente, levando em consideração o Coeficiente de Aproveitamento Máximo do PDC. Os índices seguidos são referentes a Área Urbana de Transição (AUT), na qual o Coeficiente de Aproveitamento máximo é igual a 6 e a Taxa de Ocupação de base é 80% e de torre é 60%. O cálculo do potencial construtivo foi realizado utilizando o valor da área do lote multiplicado pelo índice apresentado no PDC. Para definir o potencial construtivo máximo, atingido com outorga onerosa para a Prefeitura de Chapecó, foi multiplicado o valor da área do lote por 6.

Tabela 1 - Potencial Construtivo e cálculo dos Índices Urbanísticos.

Número da quadra	**Número do lote**	**Área do lote [m²]**	**Número de pavimentos existentes**	**Potencial construtivo máximo [m²]**
372	1	1200	1	7200
	3	600	1	3600
	4	600	1	3600
	5	600	2	3600
	6	600	2	3600
	7	600	0	3600
	8	600	0	3600
	9-10	1200	1	7200
	11-12	1600	1	9600
	13-14	800	4	4800
	15	600	1	3600
	16	600	1	3600

(Autores, 2019)

A partir desses resultados, a quantidade e a metragem dos pavimentos foram obtidas relacionando esses valores à taxa de ocupação permitida. O número máximo de pavimentos de base é 4, e eles podem ocupar até 80% da área do terreno, portanto o valor da área do terreno foi multiplicado por 80% para definir a área dos pavimentos. A quantidade de pavimentos de torre é definida pela metragem quadrada restante da subtração entre o potencial construtivo total e a metragem dos pavimentos de base. Como a taxa de ocupação de torre é de 60% da área do terreno, o valor resultante da subtração é dividido pela área de ocupação, resultando na quantidade de pavimentos de torre. No caso da quadra 372, lote 1, cada um dos 4 pavimentos de base tem 960m². Isso resulta em 3840m² do potencial construtivo. Para os pavimentos de torre, o potencial construtivo restante é calculado com a subtração de 7200 - 3840 = 3360m². Com a taxa de ocupação de 60%,

cada pavimento de torre terá 720m² e para descobrir o número de pavimentos é feita a divisão 3360 / 720 = 4,6 ≅ 4. Dessa forma, a edificação do lote 1, segundo os índices máximos atuais, tem 7 pavimentos.

Tabela 2 - Potencial Construtivo de acordo com o índice máximo.

Número da quadra	Número do lote	Número de pavimentos permitidos para a base	Área máxima permitida para os pavimentos de base [m²]	Número de pavimentos permitidos para torre	Área máxima permitida para os pavimentos de torre[m²]
372	1	4	960	4	720
	3	4	480	4	360
	4	4	480	4	360
	5	4	480	4	360
	6	4	480	4	360
	7	4	480	4	360
	8	4	480	4	360
	9-10	4	960	4	720
	11-12	4	1280	4	960
	13-14	4	640	4	480
	15	4	480	4	360
	16	4	480	4	360

(Autores, 2019)

A segunda etapa visa estimar através de simulação a geração fotovoltaica de três cenários. Em todos os cenários é estimada a geração fotovoltaica em um único lote, o lote 8 (ver figura 2). Este lote foi escolhido por se encontrar atualmente sem construção nenhuma, a sua testada estar virada a sul e por não ser um lote de esquina. Dessa forma o lote 8 é sujeito a sombreamento no início do dia pelo edifício presente no lote 9-10, durante o dia pelos edifícios presentes nos lotes 12+11, 13+14, e no fim do dia pelo edifício locado no lote 7.

Os três cenários visam estimar os efeitos na geração fotovoltaica no lote 8 de regimes com crescente intensidade, começando no cenário existente (menos sombreamento), para o cenário máximo e o cenário bloqueio (pior caso). O primeiro cenário (cenário existente) estima a geração de acordo com a volumetria dos edifícios presentes hoje na quadra 372 (ver figura 3). O segundo cenário (cenário máximo) apresenta uma situação em que todos os lotes da quadra 372 (menos o lote 8) são implantados edifícios aproveitando o potencial máximo construtivo permitido atualmente para a AUT pelo Plano Diretor de Chapecó (ver figura 4). O terceiro cenário (cenário bloqueio) pressupõe que um mesmo empreendedor comprou os lotes 7, 14+13, 12+11 e 9+10 para construir um edifício único aproveitando todo o potencial máximo, onde o Plano Diretor de Chapecó teria sido alterado para permitir que a torre tivesse a mesma taxa de ocupação hoje permitida para a base 80%. O cenário bloqueio, dessa forma, assume um pior caso futuro (ver figura 5).

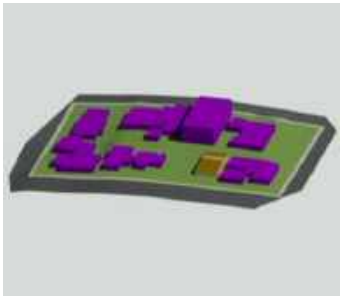


Figura 3 - Cenário existente
(Autores, 2019).

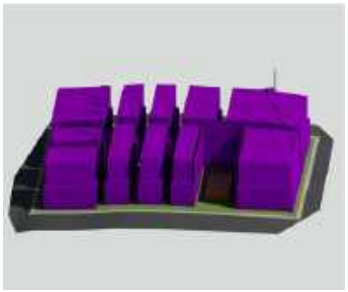


Figura 4 - Cenário máximo
(Autores, 2019).

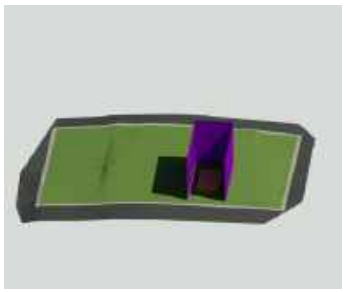


Figura 5 - Cenário máximo
(Autores, 2019).

Para fazer a estimativa de geração fotovoltaica em todos os 3 cenários, foi usado o programa de simulação EnergyPlus versão 8.7. As geometrias dos edifícios nos três cenários foram levantadas no software de desenho 3D sketchup com plugin Euclid 0.93 para permitir a exportação posterior para o EnergyPlus. O EnergyPlus 8,7 não é o mais recente, mas é a versão mais atual compatível com o plugin Euclid 0.93.

Os três modelos (existente, índice máximo e bloqueio), apresentam o mesmo modelo de sistema fotovoltaico. O sistema simulado está orientado ao azimute 0º com uma inclinação de 10º do plano do solo, instalado numa cobertura plana a 3,5 m do chão e 0,5 m da cobertura com uma área de 20 m². Apresentando uma potência de 2800 Wp. A simulação no Energyplus usou o objeto do energyplus "PhotovoltaicPerformance:Simple" com uma eficiência fixa de 12%..

Para o cálculo de sombras definido no objeto do Energyplus "ShadowCalculation" os parâmetros foram:

```
ShadowCalculation,
    TimestepFrequency,      !- Calculation Method
    20,                     !- Calculation Frequency
    150000,                 !- Maximum Figures in Shadow Overlap Calculations
    SutherlandHodgman,      !- Polygon Clipping Algorithm
    DetailedSkyDiffuseModeling;  !- Sky Diffuse Modeling Algorithm
```

Para a simulação é necessário um arquivo climático do local com séries históricas de dados, como temperatura do ar, umidade, velocidade e direção dos ventos, radiação solar, entre outros. Dado Chapecó não possuir arquivo climático, no formato epw (EnergyPlusWeather), necessário para o software EnergyPlus, foi utilizado o arquivo climático de Xanxerê, da cidade mais próxima com arquivo disponível. Xanxerê dista 45 Km de Chapecó, tendo um clima semelhante.

4. RESULTADOS

A tabela 3 compara as gerações mensais e anuais entre os três cenários, destacando os impactos do sombreamento em cada caso apresentado.

Tabela 3 - Gerações mensais e anuais dos três cenários analisados.

	Cenário existente [kWh]	**Cenário máximo [kWh]**	**Cenário bloqueio [kWh]**
Janeiro	175	102	92
Fevereiro	152	89	81
Março	151	83	74
Abril	98	50	44
Maio	82	41	32
Junho	56	25	15
Julho	81	39	25
Agosto	99	51	44
Setembro	131	71	64
Outubro	137	75	68
Novembro	186	108	98
Dezembro	214	130	119
Anual	1563	863	758

(Autores, 2019).

Percentualmente, os resultados mostram uma redução significativa da geração anual no cenário existente comparado com o cenário do cenário máximo (55% da geração anual) e o cenário bloqueio (49%

da geração anual). A redução da geração fotovoltaica é verificada em todos os meses mas não é constante quando analisada sazonalmente. Comparando a geração mensal entre os três cenários, a diferença entre as gerações mensais dos três cenários aumenta no inverno. No mês com menor geração nos três cenários (junho) o cenário existente apresenta uma geração de 56 kWh para somente 25 kWh e 15 kWh nos cenários máximo e bloqueio, respectivamente. Esta diferença ocorre dadas as menores alturas solares no inverno, que resultam em maiores áreas de sombreamento.

A tabela 4 visa mostrar como a verticalização tem um maior impacto nos meses de inverno, comparando a diferença, dentro de cada cenário, entre o mês com maior geração (dezembro, com valor 100%, servindo de base) e a geração dos restantes meses apresentados como percentual em relação a dezembro.

Tabela 4 - Influência sazonal da verticalização na geração fotovoltaica.

	Cenário existente	**Cenário máximo**	**Cenário bloqueio**
Janeiro	82%	78%	77%
Fevereiro	71%	68%	68%
Março	70%	63%	62%
Abril	46%	39%	37%
Maio	38%	31%	27%
Junho	26%	19%	13%
Julho	38%	30%	21%
Agosto	46%	39%	37%
Setembro	61%	55%	54%
Outubro	64%	58%	57%
Novembro	87%	83%	82%
Dezembro	100% (mês referência)	100% (mês referência)	100% (mês referência)

(Autores, 2019).

A eliminação dos afastamentos entre os edifícios afeta mais a geração no inverno. Possivelmente, os afastamentos entre os edifícios permitem pontualmente a incidência de radiação solar direta nos módulos durante o inverno. Adicionalmente é possível que o afastamento entre os edifícios também permita maior índices de radiação difusa. No entanto, os dados só permitem constatar a tendência, mas não comprovar a razão para este desempenho.

5. CONCLUSÕES

Os resultados validam a premissa central do trabalho. A verticalização pode ter um impacto significativo na geração fotovoltaica em zonas urbanas. No caso específico, para o lote estudado (o lote 8 na quadra 372) a verticalização máxima permitida segundo a AUT (no cenário máximo) estima-se que implicará uma numa geração anual com o valor de 55% comparada com o cenário existente, de residências de poucos pavimentos.

Os recuos são importantes para atenuar a redução da geração nos meses de inverno. A verticalização provoca uma redução mais intensa na geração fotovoltaica nos meses de inverno, decorrente da menor altura solar, onde a geração no mês de junho para o cenário máximo é somente 45% da geração do mês de junho

para o cenário existente. A redução sazonal de geração pode ser intensificada através da eliminação dos recuos entre os edifícios, como os resultados do cenário bloqueio mostram.

Nota-se que a legislação atual, pode permitir situações semelhantes ao cenário bloqueio, caso um empreendedor cerque um lote pela compra de todos os seus lotes vizinhos. Desta forma, do ponto de vista da geração fotovoltaica, seria proveitoso introduzir alterações ao PDC, que mantenham os índices atuais, reduzam taxas de ocupação de base e torre. Tal implicaria em edifícios mais altos mas permitindo maior insolação.

É preciso notar as limitações deste estudo de caráter exploratório. O lote 8 escolhido para o estudo apresenta possivelmente, um pior caso. Um lote orientado a norte, poderia ter um melhor desempenho pelo afastamento que a rua apresentaria dos lotes da próxima quadra, embora dependente da largura da via e da altura dos edifícios na quadra a norte. Esta problemática de sombreamento entre edifícios em diferentes lotes é válida mas não foi abordada neste trabalho, que focou o somente sombreamento entre lotes da mesma quadra.

A microgeração distribuída fotovoltaica, adotada por privados, tem dado um contributo expressivo para a diversificação da matriz energética brasileira com vantagens de ser complementar à matriz predominantemente hidrelétrica brasileira e no uso do solo. Dada a maioria da população brasileira residir em zonas urbanas, garantir o acesso solar é um fator importante para o futuro crescimento da microgeração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 24 mar. 2019.

ASHLAND. **City of Ashland, Oregon - Community Development - Solar Setback Guide**. Disponível em: <http://www.ashland.or.us/Page.asp?NavID=11748>. Acesso em: 8 ago. 2016.

BABORSKA-NAROZNY, M.; STEVENSON, F.; ZIYAD, F. J. User learning and emerging practices in relation to innovative technologies: A case study of domestic photovoltaic systems in the UK. **Energy Transitions in Europe: Emerging Challenges, Innovative Approaches, and Possible Solutions**, v. 13, p. 24–37, mar. 2016.

BENTLEY, R.; BENTLEY, Y. Explaining the price of oil 1971–2014 : The need to use reliable data on oil discovery and to account for 'mid-point' peak. **Energy Policy**, v. 86, p. 880–890, nov. 2015.

BEZERRA, FILOMENA NÁDIA RODRIGUES. SUSTENTABILIDADE DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA. [s.d.].

BOULDER. **Solar acess**, 2006. Disponível em: <https://www-static.bouldercolorado.gov/docs/PDS/forms/815_Solar_Access_Brochure.pdf>

CELESC. **Projeto Bônus Fotovoltaico**. Disponível em: <http://bonusfotovoltaico.celesc.com.br/>. Acesso em: 19 mar. 2018.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2019**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>. Acesso em: 27 jun. 2019.

FOUQUET, R. The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. **Energy Policy**, v. 38, n. 11, p. 6586–6596, nov. 2010.

___. Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation. **Energy Research & Social Science**, v. 22, p. 7–12, dez. 2016.

IPCC. **IPCC Fifth Assessment Synthesis Report**. Disponível em: <http://ar5-syr.ipcc.ch/>. Acesso em: 24 mar. 2018.

___. **Special Report - Global Warming of 1.5 ºC**, 2018. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/sr15/>. Acesso em: 14 abr. 2019

JONES, P. *et al.* **The Future of Transportation Electrification: Utility, Industry and Consumer Perspectives**.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no Brasil : situação e perspectivas. mar. 2017.

PACHECO, M. T. G. *et al.* ACESSO SOLAR E O PLANEJAMENTO URBANO À LUZ DA RESOLUÇÃO 482/2012 DA ANEEL: UMA APLICAÇÃO A MACROZONAS URBANAS DO MUNICÍPIO DE CHAPECÓ. *In*: **Chapecó em foco: textos e contextos sobre o espaço urbano-regional.** 1 ed ed. São Carlos: Pedro e João Editores, 2017. v. 1p. 429–450.

Projeções da População | IBGE. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9109-projecao-da-populacao.html?=&t=resultados>. Acesso em: 1 maio. 2019.

REBECCA LE. **Transportation Electrification**. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Divisions/Policy_and_Planning/PPD_Work/PPD_Work_Products_(2014_forward)/PPD%20Transportation%20Electrification%20Whitepaper%20.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2019.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1027–1030, mar. 2011.

SMIL, V. Examining energy transitions: A dozen insights based on performance. **Energy Research & Social Science**, v. 22, p. 194–197, dez. 2016.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do Programa de Bolsas Universitárias de Santa Catarina (UNIEDU), viabilizado por meio da Universidade Comunitária da Região de Chapecó - UNOCHAPECÓ, a partir do Edital n.013/REITORIA/2019 e do Programa de Bolsas Universitárias PIBIC/FAPE a partir do Edital n.032/REITORIA/2019.