

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA-CAMPUS ARARANGUÁ

CAIO SCARDUELI

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA**

ARARANGUÁ

2015

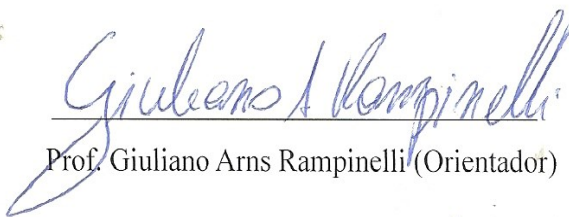
CAIO SCARDUELI


TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA

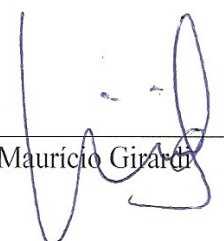
Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina-Campus Araranguá

Aprovado em: 27/11/15

Banca examinadora:


Prof. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)


Prof. César Cataldo Scharlau


Prof. Maurício Girardi

DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA MAPEAMENTO DA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM ÁREAS URBANAS

Caio Scardueli*

RESUMO

A produção de energia elétrica é fundamental para a vida e evolução da humanidade. As fontes renováveis cada vez mais assumem papel importante na matriz energética. Converter a energia solar de forma direta, através da geração solar fotovoltaica, apresenta-se como uma grande alternativa de geração. O presente trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia para o cálculo do potencial de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos utilizando a área das coberturas de edificações já existentes nas regiões. A metodologia desenvolvida também foi aplicada em duas regiões distintas da cidade de Araranguá, Santa Catarina. Para tanto, primeiramente foram realizadas estimativas das áreas em potencial através do uso dos *softwares* Google Earth e Google Street View. Em um segundo momento, foi realizada a classificação das coberturas quanto a sua inclinação e direção. Por fim, foram utilizadas porcentagens da área total como área real disponível, de acordo com a classificação da cobertura e após realizaram-se simulações utilizando esta área. A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a geração fotovoltaica das regiões estudadas apresenta um potencial muito maior que suas demandas.

Palavras-chave: Metodologia. Potencial Fotovoltaico. Geração Distribuída.

1 INTRODUÇÃO

O panorama atual indica que as fontes de energias renováveis devem assumir um papel de grande importância na matriz energética mundial, principalmente devido à perspectiva da redução das reservas de combustíveis fósseis e também pelo seu menor impacto ambiental. Devido a este fato, esforços são realizados na busca de novas alternativas para a geração de energia.

* Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: caio_scardueli@hotmail.com.

A utilização da energia solar apresenta-se como uma destas alternativas (MARINOSKI; SALAMONI; RÜTHER, 2004).

Quase todas as fontes de energia, como a hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos são formas indiretas de energia solar. Esta energia pode ser utilizada como fonte de energia térmica ou ser convertida diretamente em energia elétrica (ANEEL,2005).

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através dos efeitos da radiação sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores, e é chamada de geração solar fotovoltaica (ANEEL,2005).

Os sistemas fotovoltaicos de maneira geral apresentam duas configurações distintas: instaladas de forma integrada à edificação (no telhado ou fachada), ou de forma centralizada, como em uma usina geradora convencional (SALAMONI,2004).

Os estudos mostram que a inserção de energia solar fotovoltaica estaria mais próxima de se realizar naturalmente via geração distribuída, integrada nas edificações, por conta da paridade tarifária, ou seja, a equiparação do custo da energia gerada pelo sistema e as tarifas utilizadas pelas distribuidoras de energia elétrica (EPE, 2014).

Comparado aos países referência nesse modelo de geração, o Brasil possui enorme potencial, já que apresenta uma maior incidência solar e tarifas de energia elétrica em patamares parecidos aos de países onde a tecnologia já é difundida. No entanto, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, adotado no Brasil, não oferece a mesma atratividade financeira que outras nacionalidades (EPE, 2014).

A partir desse pressuposto este trabalho se propôs a elaborar uma metodologia simplificada que possibilite quantificar, utilizando *softwares* gratuitos, o potencial de geração fotovoltaica integrada a edificações em áreas e centros urbanos. A metodologia desenvolvida poderá ser replicada para qualquer ambiente urbano. Neste trabalho, como demonstração, a metodologia será aplicada em duas regiões distintas da cidade de Araranguá, Santa Catarina.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seguir são descritos pressupostos teóricos básicos relacionados a temática estudada neste trabalho, afim de demonstrar questões que influenciam no mapeamento do potencial solar de áreas urbanas.

2.1 Recurso solar

No centro do Sol, núcleos de hidrogênio se transformam em núcleos de hélio através do processo de fusão. Durante esse processo parte da massa é transformada em energia que atinge a Terra através da radiação solar. Cerca de 0,01% dessa energia seria suficiente para satisfazer a necessidade energética total da humanidade (PINHO, 2014).

A disponibilidade de radiação solar sofre variações de acordo com as condições atmosféricas, a latitude local e a posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Tais variações são decorrentes da trajetória elíptica (com uma pequena excentricidade de 0,017) que a Terra descreve em torno do Sol durante seu movimento anual, juntamente com a inclinação de $23,45^\circ$ que o eixo da Terra possui em relação ao plano da elipse (PINHO, 2014).

O ângulo compreendido entre o plano do Equador terrestre e o plano da elíptica é denominado declinação solar (δ) e sua variação ao longo de um ano varia de $-23,45^\circ$ até $23,45^\circ$. No hemisfério sul, a declinação solar é: zero nos equinócios de outono e primavera, onde o dia e a noite possuem durações iguais; $23,45^\circ$ no solstício de inverno, onde apresenta o dia mais curto e a noite mais longa do ano; e $-23,45^\circ$ no solstício de verão, correspondendo ao dia mais longo do ano (SILVA,2013). A Figura 1 ilustra a relação entre o Sol e a Terra.

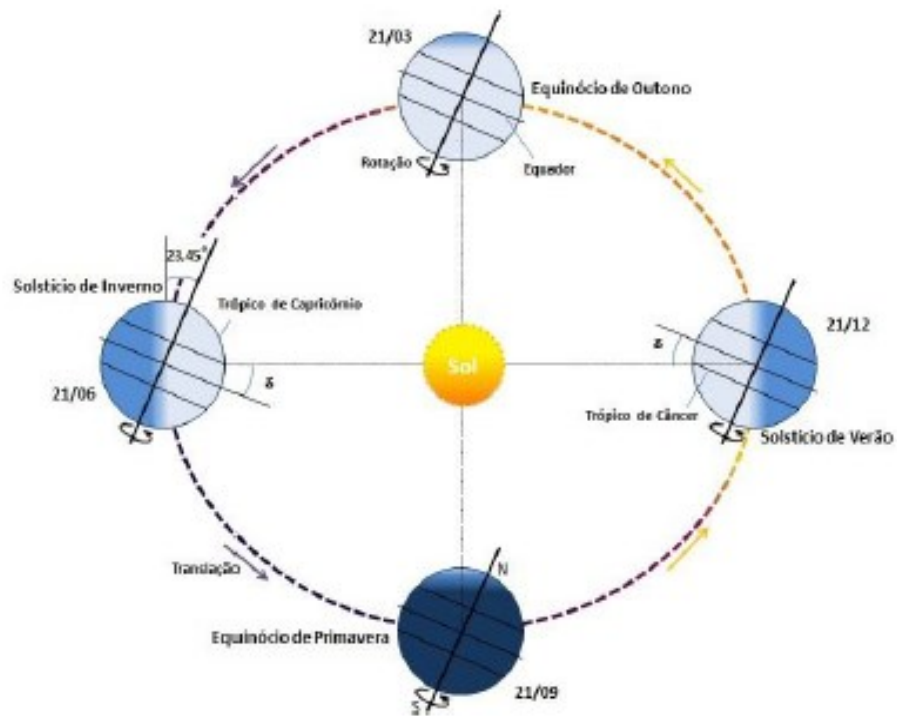


Figura 1 - Órbita da Terra em torno do Sol: Solstícios e Equinócios (PINHO, 2014).

Dessa maneira é possível observar que a variação da radiação solar possibilita uma produção homogênea de energia solar fotovoltaica em localidades equatoriais e à medida que se eleva a latitude local, a produção se concentra no verão, quando o sol está mais alto e os dias são mais prolongados (SALAMONI,2004).

Devido às variantes da relação Sol-Terra, a posição do Sol é um fator de grande importância para determinar os valores de radiação e assim a capacidade de produção fotovoltaica de regiões. A sua localização, quanto ao módulo fotovoltaico, pode ser definida pela sua altura e pelo seu azimute conforme a Figura 2 (ALTERNER,2004).

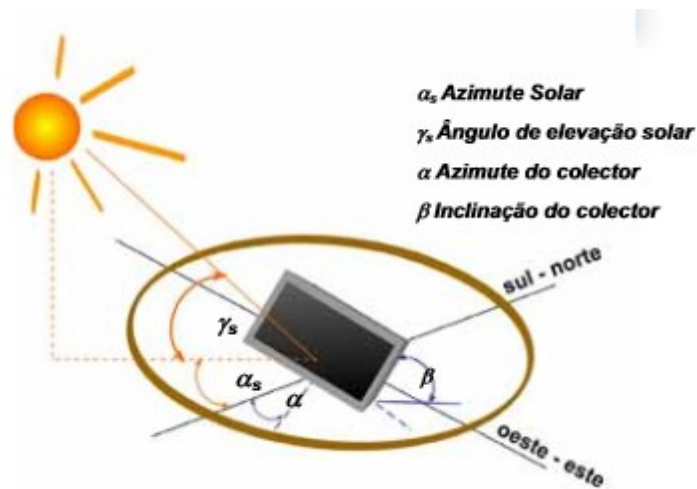


Figura 2 - Representação dos ângulos segundo as técnicas solares (ALTERNER,2004).

Desse modo, para maximizar o aproveitamento da radiação solar, deve-se ajustar a posição do módulo solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que se requer mais energia. O módulo deverá ser inclinado para o lado oposto ao hemisfério de onde ele se encontra e o seu ângulo de elevação deve ser estabelecido em função da latitude onde está localizado (SILVA,2013).

No Hemisfério Sul, um sistema de captação solar fixo para ter um desempenho otimizado deve ser orientado para o Norte, com ângulo de inclinação próximo ao da latitude local (ANEEL,2005).

2.2 Potencial da energia solar no Brasil

O Brasil é privilegiado pela abundante radiação solar, onde o sol aparece cerca de 280 dias por ano. Também apresenta uma das maiores reservas de silício do mundo, principal componente da célula fotovoltaica. No entanto, ainda carece de indústrias nacionais para a produção dos sistemas fotovoltaicos (CABRAL; TORRES; SENNA, 2013).

A região menos ensolarada do país apresenta índices em torno de 1642 kWh/m², que estão acima dos valores apresentados na área de maior incidência solar da Alemanha, a qual recebe cerca de 1300 kWh/m². No entanto, apesar de apresentar as melhores condições climatológicas, o Brasil está muito atrás do país Europeu quanto ao uso desse potencial para a produção de energia elétrica, muito em decorrência da falta de incentivo e campanhas do governo visando incentivar o uso da energia solar fotovoltaica. (CABRAL; TORRES; SENNA, 2013).

A Figura 3 apresenta uma comparação quanto ao potencial enquanto que através da Figura 4 é possível perceber a representatividade que a Alemanha possui quanto ao uso da tecnologia, ao contrário do que acontece no Brasil.

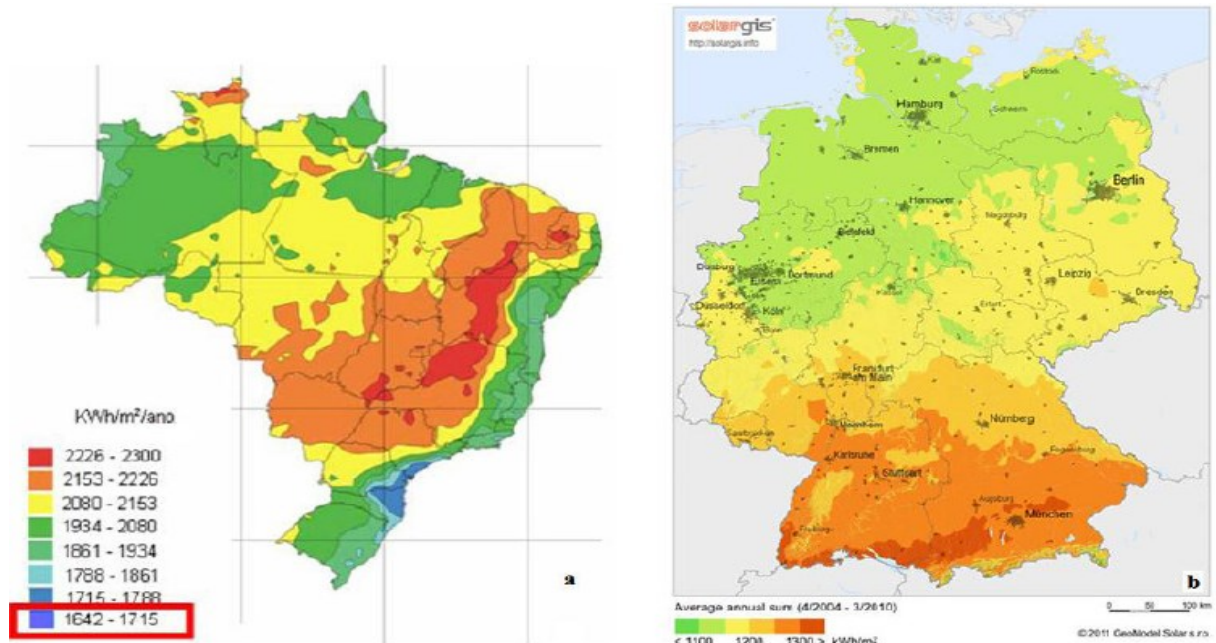


Figura 3- Irradiação solar-Brasil e Alemanha (CABRAL; TORRES; SENNA, 2013 *apud* SALAMONI; RUTHER,2007 e GEOMODEL SOLAR,2011).

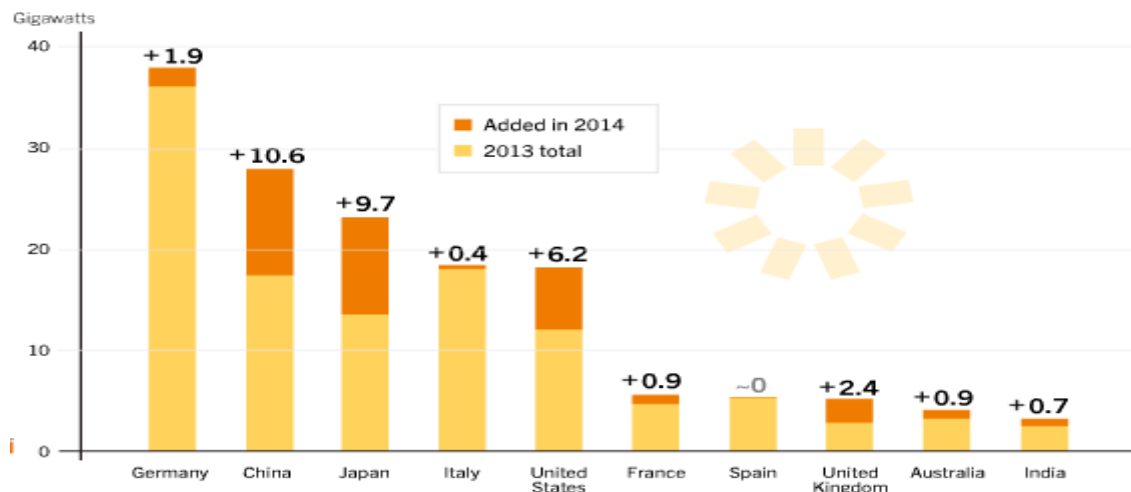


Figura 4- Ranking mundial de potência fotovoltaica instalada (REN 21,2015).

Outro fator que reforça as condições para a produção de energia elétrica a partir da conversão fotovoltaica é que o Brasil possui baixas latitudes e altos níveis de radiação solar, possibilitando assim que uma maior quantidade de energia seja absorvida (SALAMONI,2004).

Partindo de tal pressuposto, o melhor uso de tal potencial se apresenta como uma boa alternativa para diversificar a matriz energética do país e auxiliar na alimentação da demanda. Instalações solares fotovoltaicas integradas a edificações e interligadas à rede elétrica pública são um exemplo de aplicação ideal destes sistemas (SALAMONI,2004).

2.3 Geração distribuída

Caracterizam-se por sistemas que possuem geração de energia elétrica de forma descentralizada, ou seja, junto ao ponto de consumo (TORRES, 2012).

Estes sistemas fotovoltaicos integrados possuem a vantagem de representar uma usina geradora descentralizada e que não ocupa área física extra, já que sua integração com a edificação pode substituir ou sobrepor coberturas ou revestimentos. Também apresentam menor investimento em linhas de transmissão e distribuição (SALAMONI,2004).

Nestes sistemas, os geradores fotovoltaicos são dimensionados para atender toda ou parte da demanda da edificação. A produção ocorre em corrente contínua, sendo necessária a presença de um inversor para conversão em corrente alternada. Outra característica presente no sistema é o fornecimento de energia elétrica em conjunto com a rede de distribuição já existente, ou seja, quando a produção do sistema fotovoltaico for menor que a demanda, a rede irá fornecer energia elétrica para a edificação, quando a produção for maior que a demanda, o excedente será injetado na rede, gerando créditos ao consumidor junto à distribuidora de energia elétrica (CÂMARA, 2011).

O funcionamento deste modelo de compensação é normatizado conforme a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012, que entrou em vigor em 17 de Abril de 2012 e regulamenta a microgeração (menor ou igual a 100 quilowatts) e a minigeração (101 quilowatts a 1 megawatt) de fontes renováveis ou com elevada eficiência energética (ANEEL,2015).

A Figura 5 representa um esquema característico de uma geração interligada à rede, com a presença dos módulos fotovoltaicos, o inversor, a rede elétrica de distribuição, os medidores de energia elétrica e alguns exemplos de carga.

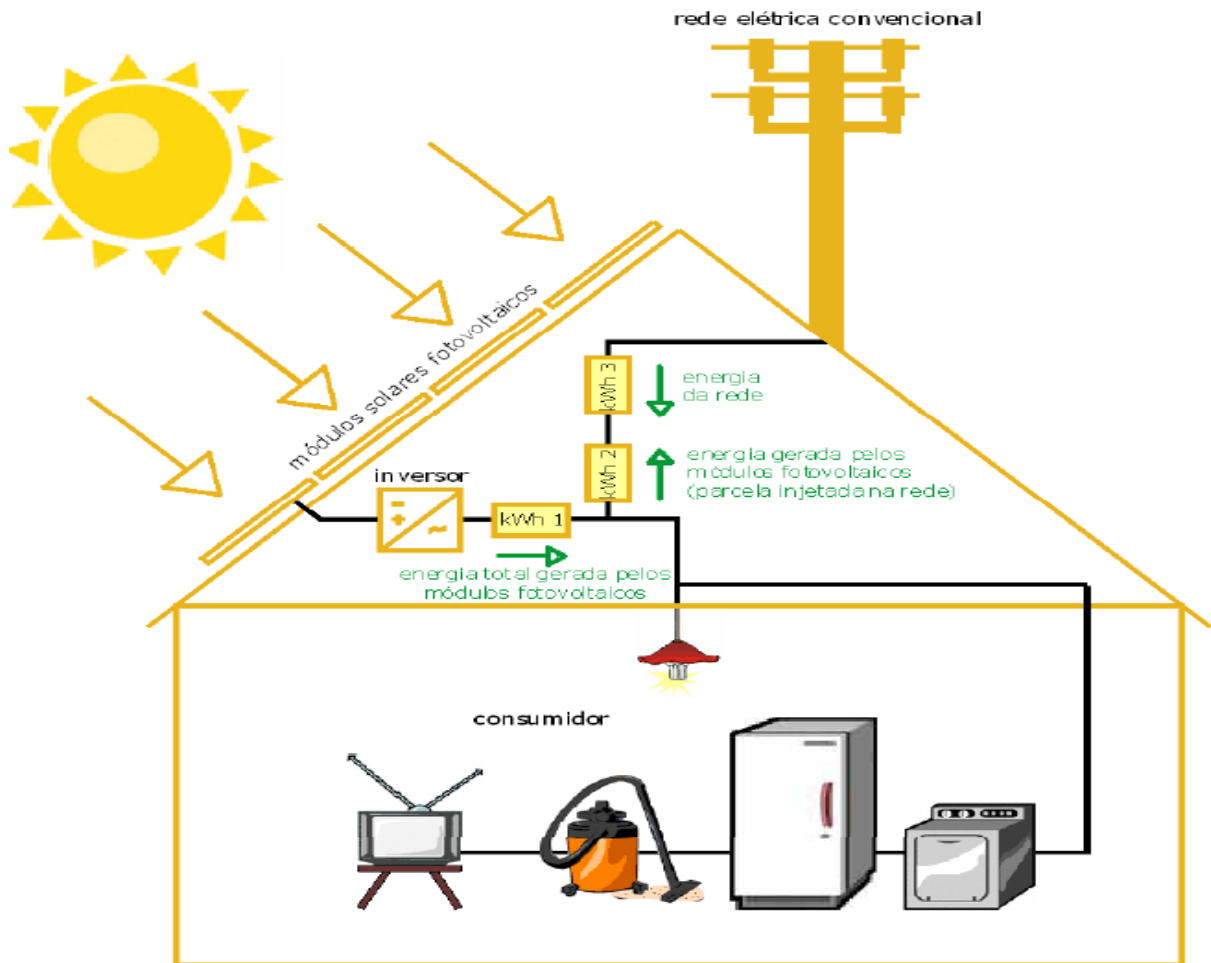


Figura 5 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SALAMONI,2004).

A geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico é influenciado por variáveis meteorológicas como: radiação solar e temperatura do ambiente. Outra questão que influencia na geração do sistema fotovoltaico é a geometria e aceitabilidade da envolvente urbana, já que em áreas com desenvolvimento urbano mais acentuado as coberturas planas de edifícios podem facilitar a integração dos módulos. Por outro lado, perdas devido ao sombreamento, impossibilidade de ocupação total e utilização não otimizadas da inclinação e direção, são mais acentuadas (PEREIRA,2009).

Dessa forma fica evidente a necessidade do estudo do potencial de um dada região a fim de diagnosticar a sua real capacidade de geração através de sistemas fotovoltaicos integrados.

3 METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR

Devido a quantidade de variáveis presentes na envoltória urbana existem muitas opções para mensurar o quanto a produção fotovoltaica é afetada positivamente ou negativamente pelo meio em que está inserida, além do estudo da viabilidade econômica. Desta forma este capítulo

visa demonstrar diferentes abordagens já utilizadas por outros autores para quantificar este potencial.

Torres (2012), trata o assunto de maneira simplificada, considerando que os módulos fotovoltaicos seriam instalados em edificações hipotéticas com área construída de 200m², destinadas a moradia de 4 pessoas e com um consumo médio de 3000 kWh/mês. Também considera-se que os telhados são do tipo quatro águas e com inclinação de 30°. Determinou-se que os módulos seriam instalados apenas na área voltada para o norte geográfico e não utilizariam toda a área disponível, já que, perdas quanto ao espaçamento entre os módulos e o não uso das bordas do telhado devem ser consideradas. Assim a área útil considerada foi de 50m². Também foi estabelecido que os módulos teriam a inclinação do próprio telhado, conforme demonstrado pela Figura 6.

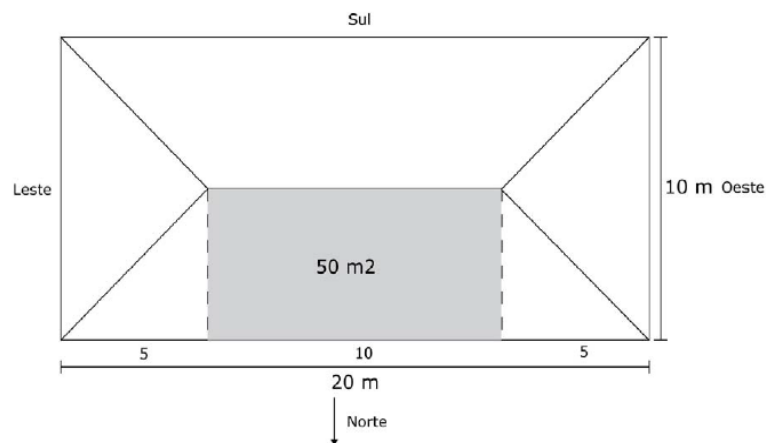


Figura 6 - Área útil para instalação dos painéis (TORRES, 2012).

Foram analisados os potenciais das cidades de Porto União (SC), São Carlos (SP) e Petrolina (PE). Utilizou-se o *software* Radiasol 2 para obtenção dos dados referentes a radiação solar e o PVsyst para simulações. Também é feito o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, quanto a configuração de instalação, inversores e equipamentos elétricos do sistema, de acordo com a potência simulada de cada residência. Por fim é feita uma análise econômica através do fluxo de caixa, baseada na tarifa da energia elétrica, a fim de demonstrar o saldo final após 25 anos, considerando a Taxa Interna de Retorno (TIR) em 7% ao ano e uma inflação de 5% ao ano.

Outra forma de análise, agora considerando o potencial de coberturas reais e já construídas na cidade de Palermo, na Itália, é apresentado por Cellura e Orioli (2013). Primeiramente através do Google Earth, foram classificadas as coberturas das edificações em inclinadas, planas, terraços e outros. Após, utilizando o Google Street View, foram identificados o número de pavimentos e observou-se que a maioria das edificações que possuem

telhados inclinados apresentam 4 andares e telhados planos 8 andares. Tal observação foi realizada devido a arquitetura histórica dos edifícios da cidade que apresenta aberturas e varandas com coberturas e que também poderiam ser utilizadas como base para os módulos fotovoltaicos. Os telhados inclinados foram classificados e identificados em 16 tipos de acordo com seu modelo e os telhados planos em 5, conforme demonstrado pelas Figuras 7 e 8.

T1 (8162 m ²)	T2 (12901 m ²)	T3 (2690 m ²)	T4 (2031 m ²)
T5 (2144 m ²)	T6 (2219 m ²)	T7 (1582 m ²)	T8 (2880 m ²)
T9 (2296 m ²)	T10 (1683 m ²)	T11 (3298 m ²)	T12 (2906 m ²)
T13 (3787 m ²)	T14 (3765 m ²)	T15 (3618 m ²)	T16 (4183 m ²)

Figura 7 - Classificação de telhados inclinados (CELLURA; ORIOLI, 2013).

FR1 265 m ²	FR2 387 m ²	FR3 482 m ²	FR4 717 m ²	FR5 1394 m ²
---------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------------------

Figura 8 - Classificação de telhados planos (CELLURA; ORIOLI, 2013).

Para o cálculo energético foi utilizado o programa PVsyst e calculado o potencial por andar de cada residência. Nos telhados inclinados os módulos apresentam a mesma inclinação do telhado. Nos telhados planos os módulos foram orientados para o Sul com inclinação de 30°. Também foram feitas considerações quanto ao sombreamento, utilizando uma redução de 0%, 5% e 10% da energia produzida.

Outro trabalho que considerou parâmetros hipotéticos para o cálculo do potencial fotovoltaico foi o de Gaviria, Pereira e Mizgier (2013). Primeiramente, foi estabelecido uma área quadrada de 100m x 100m, representando uma porção de uma cidade, onde foram inseridas 25 edificações uniformemente espaçadas entre si. Cada modelo possui 35.965,62m² de área total e fixa construída com três porcentagens diferentes de ocupação 40%, 30% e 20%. Como a área construída é constante, para variar a taxa de ocupação é necessário modificar suas alturas,

o que altera a disponibilidade de radiação solar no meio urbano. Então, estabeleceu-se três tipos de quadras bases para o modelo da planta urbana total, conforme os três valores de taxa de ocupação. Os modelos foram classificados em Uniforme, Misto e Miolo de Quadra, que são demonstrados pela Figura 9.



Figura 9 - Tipologias urbanas selecionadas para a criação dos modelos (GAVIRIA; PEREIRA; MIZGIER, 2013).

Uma vez que cada agrupamento de 25 edificações pode representar uma quadra na malha urbana, os modelos foram construídos replicando-se a quadra base nove vezes e avaliando-se apenas a quadra central, garantindo, assim, uma aproximação de vizinhança de um contexto urbano. As separações entre as quadras, representando as ruas, foram definidas com espaçamentos de 16 m.

Para as simulações foram utilizados os *softwares* Rhinoceros que é uma ferramenta de modelagem 3D. Nele é possível editar a geometria, orientação, tipologia e materiais dos elementos. Também foi utilizado o *Plug-in* DIVA 2.0 para a manipulação gráfica dos modelos e a conferência das entradas diretamente na tela. O *plug-in* realiza a avaliação sobre uma série de nodos, localizados nas superfícies a serem analisadas. A densidade dos nodos em cada superfície determina, então, os resultados da radiação solar disponível nas superfícies da envoltória das edificações, dada em kWh/m². A Figura 10 representa tal resultado para os modelos mistos.

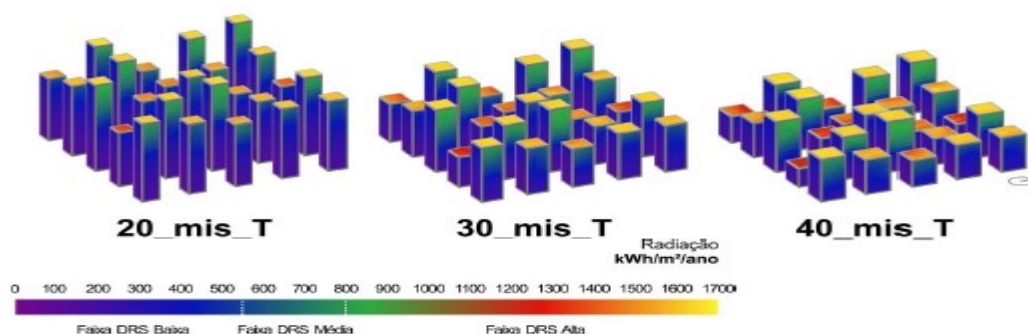


Figura 10 - Níveis de radiação disponível nas superfícies externas – Modelos Mistos (GAVIRIA; PEREIRA; MIZGIER, 2013).

Quanto as perdas, foi tomada como base a recomendação europeia de usar 60% do total de radiação disponível. Porém, adotou-se, 40% como limite mínimo de radiação solar disponível para aproveitamento fotovoltaico. Também foram delimitadas 3 faixas de uso potencial devido aos espaçamentos entre os módulos e as aberturas das edificações, 25%, 50% e 75% da área total disponível.

Uma outra forma de análise é encontrada em Miranda (2013), que utiliza dados sociais e de ocupação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para definir seus parâmetros, para todo o Brasil. Foram considerados dois tomadores de decisão, uma pessoa física (caso normal) e uma distribuidora de energia elétrica (caso social), e como ferramentas de análise o System Advisor Model (SAM) e o Excel.

O grupo normal inclui os domicílios com faixa de renda maior ou igual a 2 salários mínimos. O grupo social aborda todos com até 2 salários mínimos, que podem aderir a chamada tarifa social de energia elétrica. Para este nicho é considerado que todas as residências são casas. Foram então apresentados 3 métodos de cálculo de área das coberturas em potencial para a instalação fotovoltaica.

Primeiramente, foi utilizando um estudo brasileiro com o objetivo de estimar a potência de economia de água através da captação da chuva, onde foram estimados 80m² de telhado para casas e 15m² para apartamentos. O número de casas e apartamentos considerados foram obtidos através de dados do IBGE. Foi então multiplicado o número de domicílios pela área de cada tipo.

A segunda metodologia de cálculo é bem similar ao primeiro método. A exceção para o segundo caso se dá pela exclusão de todos os domicílios onde a faixa de renda domiciliar mensal fosse de até 2 salários mínimos. Este corte foi escolhido devido à baixa probabilidade de domicílios, com tais padrões de renda, optarem por instalar painéis fotovoltaicos em seus telhados. A partir dos dados disponíveis no IBGE, não foi possível obter quais desses domicílios eram do tipo casa ou apartamento. Dessa forma, optou-se por considerar que as residências retiradas do cálculo seriam todos do tipo casa e, portanto, o corte teria influência apenas sobre o número total de domicílios desse tipo.

A terceira metodologia utiliza os dados das metodologias anteriores como primeira estimativa proveniente e realiza o refino das áreas disponíveis através de coeficientes. Estes coeficientes levaram em consideração fatores como orientação das coberturas, outras funcionalidades como, caixas d'água e antenas, e também perdas por conta de sombreamento.

Com uma maior exatidão no que se refere a perdas quanto ao sombreamento Pereira (2009), trata de dois tipos de metodologias. Na primeira abordagem é adotada o modelo que

calcula a irradiação total sobre uma superfície de um sistema genérico. Não é adotado nenhum tipo de sombreamento ou outros obstáculos e a modelagem ocorre através de equações para o cálculo da irradiação extraterrestre, índice de atenuação, componente difusa da radiação, radiação direta, irradiação diária e ângulos solares.

A segunda metodologia leva em conta os efeitos urbanos, como o sombreamento causado pelos edifícios. Para tal são utilizados modelos de análise espacial e tridimensional, suportados por sistemas de informação geográfica.

O programa utilizado para a modelagem em um ambiente urbano foi o ArcGIS que é um conjunto de programas informáticos que constitui um Sistema de Informação Geográfica (SIG). Um SIG é um sistema de manipulação, análise e visualização de informações geográficas, que organiza toda a informação em diversas *layers* e tabelas. Para tal são utilizadas informações da região como localização e elevação de cada ponto do terreno. Estas informações estão contidas nos Modelos Digitais de Terreno (DTM). Os DTM são métodos de transformação de dados sobre a variação contínua do relevo da superfície usando curvas de nível ou representações gráficas tridimensionais, na qual possibilita a sobreposição de outro tipo de informação como os edifícios.

Primeiramente é necessário representar a região desejada através de um *array* de pontos igualmente espaçados (*mesh points*) no referencial XYZ. Cada um desses pontos terá o valor da coordenada Z, referenciados a uma base comum, como por exemplo em relação ao nível do mar. Em seguida é utilizada a ferramenta MultiPatch Footprint do ArcToolbox para conversão da região de 3D para 2D que é exercida por vários polígonos que representam o lugar no espaço dos edifícios. A Figura 11 apresenta o processo realizado pela ferramenta.



Figura 11 - Exemplo de um *output* da ferramenta MultiPatch (PEREIRA ,2009).

Após, esta superfície de polígonos é transformada em *Raster* (representação de uma área geográfica dividida por várias células, quadradas e retangulares, discretas e dispostas numa rede) o que permite o melhor controle sobre os valores de cada célula. A Figura 12 apresenta um exemplo deste processo.

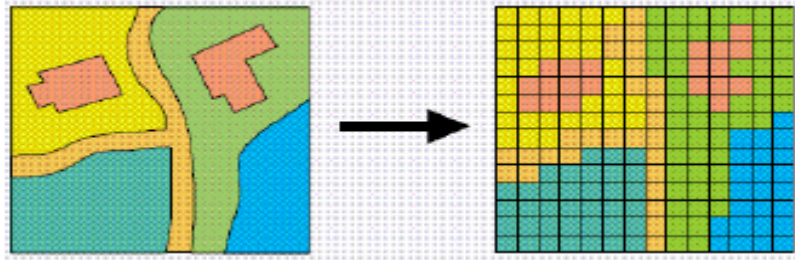


Figura 12 - Exemplo de uma apresentação em *Raster* (PEREIRA ,2009).

Depois da representação em *Raster*, efetua-se uma conversão para pontos através da ferramenta *Raster to Point* para a representação da região com base em pontos de coordenadas XYZ.

Para estimar o sombreamento, compara-se o ângulo entre a normal da célula sujeita a análise e o ponto mais alto do obstáculo com o ângulo dado pela incidência da posição solar. Também é necessário verificar em cada momento o ângulo de incidência entre a linha Sol-Terra e a normal à célula. Caso seja superior a 90° , a célula está na sombra (noite). Outra análise possível pode ser feita usando um ponto P como posição do sol numa determinada altura do ano. Então para cada célula 3D é calculado o ângulo de incidência entre a fonte de luz e a normal à superfície da célula. Uma vez que cada célula possui a informação relativa a sua inclinação e orientação, as outras variáveis apenas dependem do dia de simulação e da latitude da região estudada.

Lange (2012), também trata de uma metodologia utilizando DTM's. Primeiramente o autor apresenta grupos de classificação de acordo com a escala geográfica em nível local, regional e nacional. O DTM é apresentado como uma possibilidade de metodologia local, já que os dados como áreas de base e altura das edificações muitas vezes estão disponíveis nos cadastros das prefeituras.

O autor aplicou uma metodologia em nível nacional. Para isso, utilizou dados de irradiação solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e o censo demográfico do IBGE para estimar o quanto de radiação solar incide sobre as coberturas no Brasil.

A primeira etapa consistiu na atribuição da irradiação solar a cada setor censitário usando ferramentas de sobreposição de camadas geográficas (ArcGIS), demonstrado pela Figura 13.

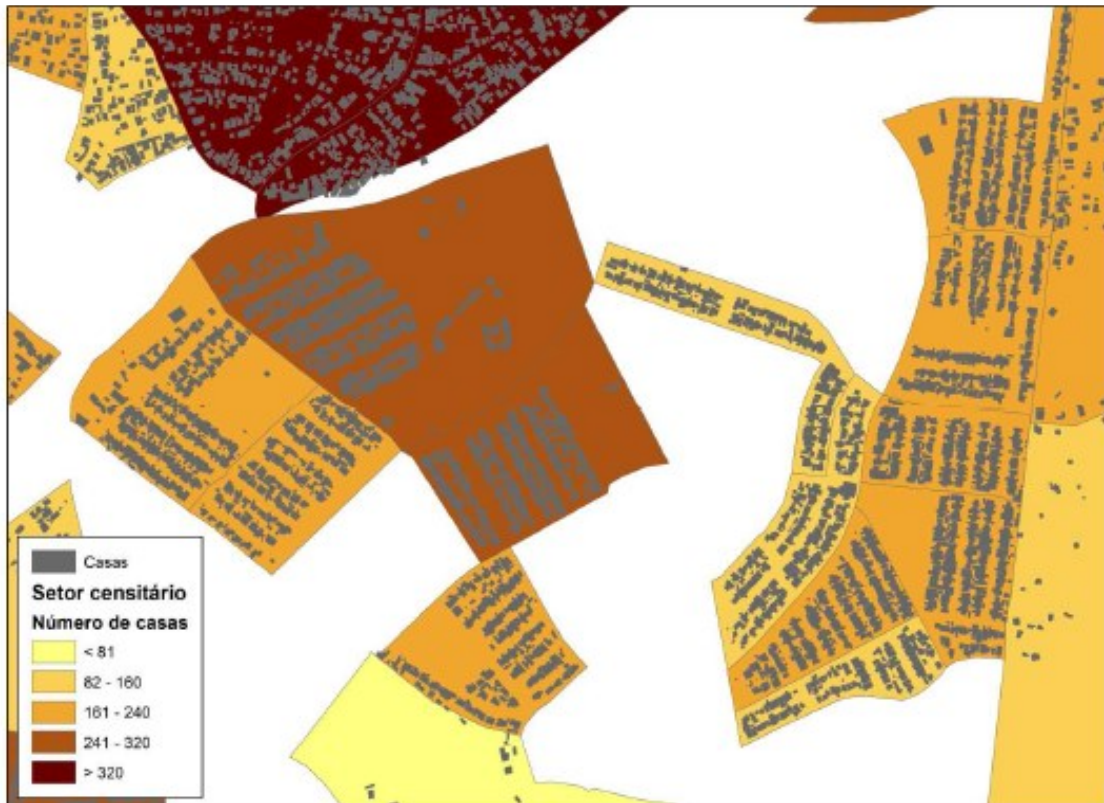


Figura 13 - Setores censitários com 100% de domicílios do tipo casa e a área edificada (LANGE, 2012).

Posteriormente a área de telhados de cada setor é calculada através de dados dos tipos de domicílios do censo demográfico e estimativas da área total de telhados por cada tipo de domicílio e após a área aproveitável é estimada. Foi utilizado 80m^2 de área para cada casa comum, 20m^2 para apartamentos e 35m^2 para cada casa classificada como “sub-normal”, que é definido pelo IBGE como um conjunto constituído de, no mínimo, 51 unidades habitacionais carentes. A área de telhados aproveitável é multiplicada pelo valor da irradiação solar por metro quadrado de cada setor para obter a energia solar total, e também por uma taxa de aproveitamento utilizando dois cenários: otimista de 0,9 e conservador de 0,3.

Estudos como esse possibilitam o mapeamento para o país conforme a Figura 14 ou até para um estudo mais local como o realizado no Rio de Janeiro, demonstrado pela Figura 15.

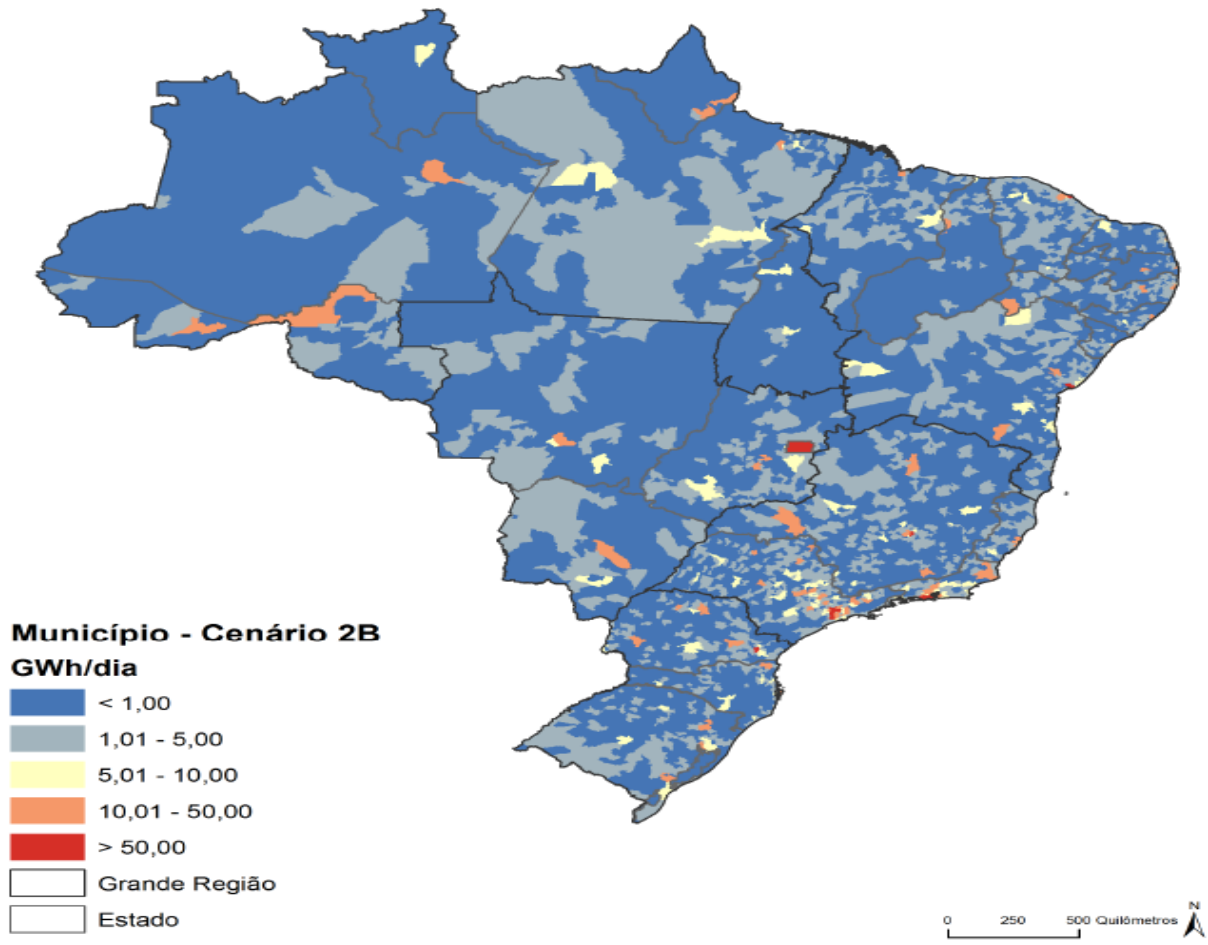


Figura 14 - Potencial solar inventariado por município (taxa de aproveitamento de 0,3) (LANGE, 2012).

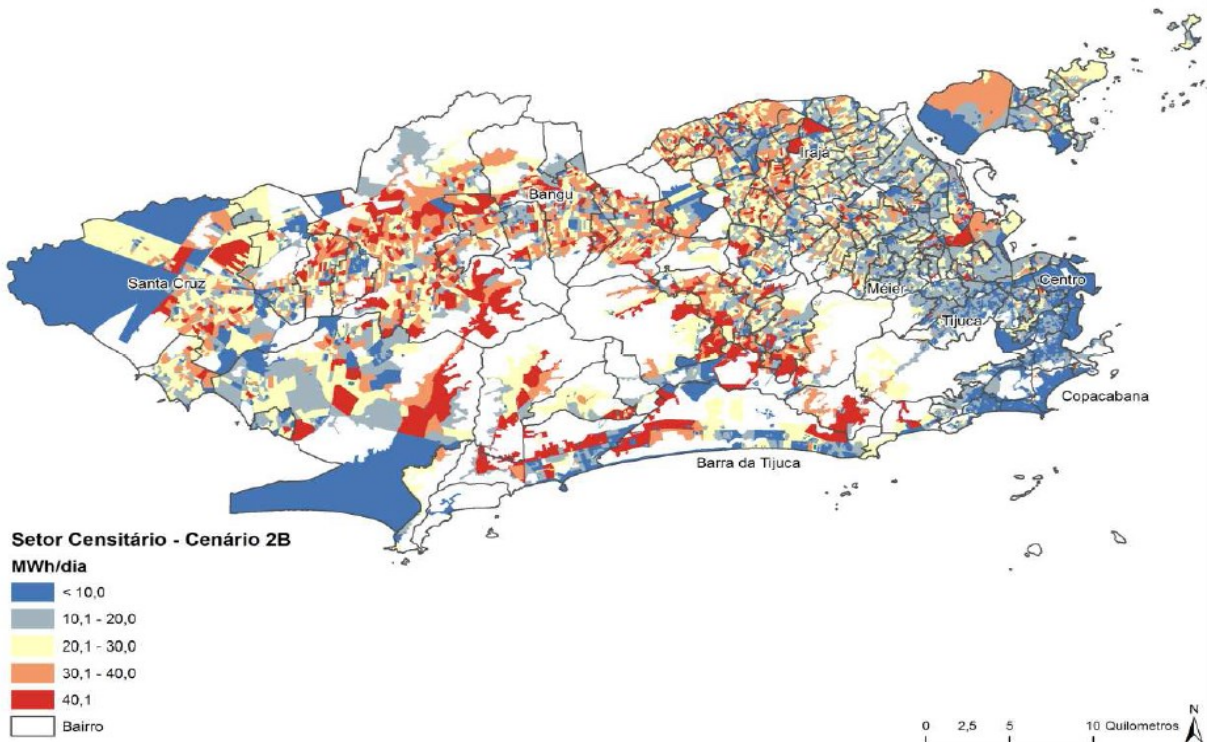


Figura 15 - Potencial solar inventariado no Rio de Janeiro por setor censitário (taxa de aproveitamento de 0,3) (LANGE, 2012).

A metodologia apresentada anteriormente por Lange (2012) também foi utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2014). Os dados utilizados também são a irradiação solar e o censo demográfico do IBGE. Neste estudo foi utilizado apenas os valores do que seria o pior caso apresentado por Lange (2012), com uma área útil de telhados sendo 30% da área total disponível. A Figura 16 apresenta o mapa brasileiro da relação entre o potencial de geração fotovoltaica e o consumo residencial em cada estado. A Tabela 1 mostra o potencial técnico fotovoltaico residencial.

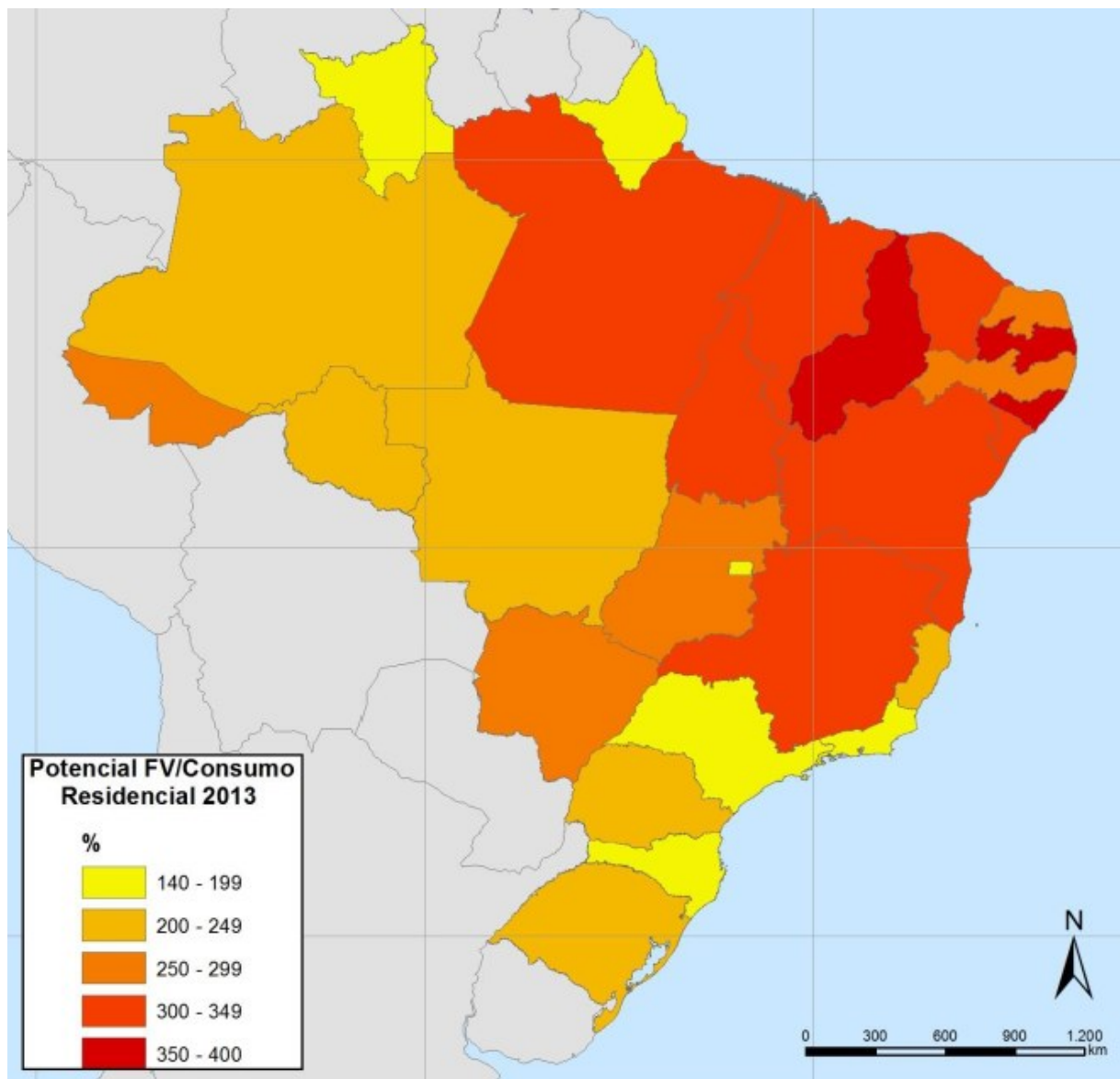


Figura 16 – Potencial técnico fotovoltaico/consumo residencial (ano base 2013) por unidade federativa (EPE, 2014).

Tabela 1- Potencial técnico fotovoltaico residencial.

Unidade Federativa	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)	Potencial Fotovoltaico /Consumo Residencial
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
Brasil	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: EPE, 2014.

Salamoni (2004), apresenta um estudo mais detalhado sobre a estimativa do potencial levando em conta as perdas por sombreamento, através de softwares. Para início foram considerados dois setores da cidade de Florianópolis (residencial e comercial) e três para a cidade de Belo Horizonte (residencial, comercial e misto).

Os dados de radiação solar foram coletados no Labsolar da Universidade Federal de Santa Catarina. Os softwares utilizados foram o Radiasol, desenvolvido no Labsol da Universidade Federal do Rio Grande do Sul e o Lightscape, que é um programa de visualização que a partir de um modelo tridimensional delimita a área sombreada por um elemento em horários e épocas do ano.

Para cada região foi necessário o cálculo da área total de cobertura dos setores, a fim de verificar a potência fotovoltaica hipotética disponível para instalação. Florianópolis não

apresenta dados das suas coberturas, portanto, utilizou-se o valor das plantas fornecidas pelo Instituto de Planejamento Urbano de Florianópolis (IPUF) referentes à área edificada. Em Belo Horizonte utilizou-se um banco de dados da Empresa de Informática e Informação do Município de Belo Horizonte (PRODABEL) e da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) referentes a área de cobertura real.

Para calcular a média anual de sombreamento foi utilizado o programa Lightscape. Utilizando amostras da cidade de Florianópolis foram criadas maquetes eletrônicas das coberturas das edificações e simuladas as projeções de sombra. Assim, foi verificado o caminho percorrido pela sombra nas datas correspondentes aos três períodos marcados pela inclinação solar durante o ano, que são os solstícios e equinócios. A Figura 17 apresentam imagens geradas pelo programa.

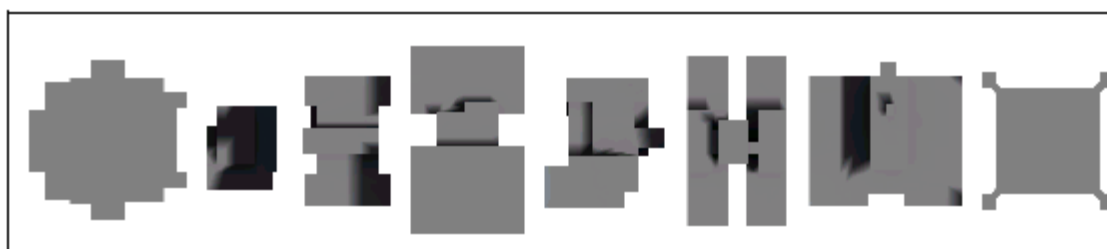


Figura 17 - Imagem do programa Lightscape para o Solstício de Verão, às 9h, no setor Centro (SALAMONI, 2004).

Em cada mês foi escolhido o pior dia e o estudo foi realizado considerando três horários (9h, 12h e 15h). Após simular as projeções para cada período foi calculada uma média anual (em m²) de sombra nas coberturas de cada setor. Para obter a média anual da área sombreada para cada orientação foi verificada uma relação entre área total de sombra e área da edificação. Este valor foi multiplicado pela média de área de cada orientação. Com base nesses dados foram obtidas as áreas úteis para a implantação do sistema.

Por fim, Silva (2013) apresenta uma metodologia utilizando dados fornecidos por ferramentas de sensoriamento remoto, especialmente o *Light Detection And Ranging* (LIDAR). A aquisição de dados é feita por uma aeronave que sobrevoa uma região, enquanto que o equipamento, efetua uma varredura no chão em direção perpendicular à direção do voo.

O funcionamento da tecnologia *Airborne Laser Scanner* (ALS), ocorre através da medida do tempo de ida e retorno de um pulso, sabendo a velocidade da onda eletromagnética, é possível determinar a distância entre os pontos através da intensidade do sinal refletido e o tempo de ida/retorno do pulso.

Como consequência da possibilidade de divergência do pulso, cada pulso laser transmitido pode resultar em múltiplos retornos. O registro da primeira e da última reflexão,

por exemplo, pode permitir a detecção de alturas de árvores, linhas de transmissão, construções, entre outros. A Figura 18 representa tal procedimento.

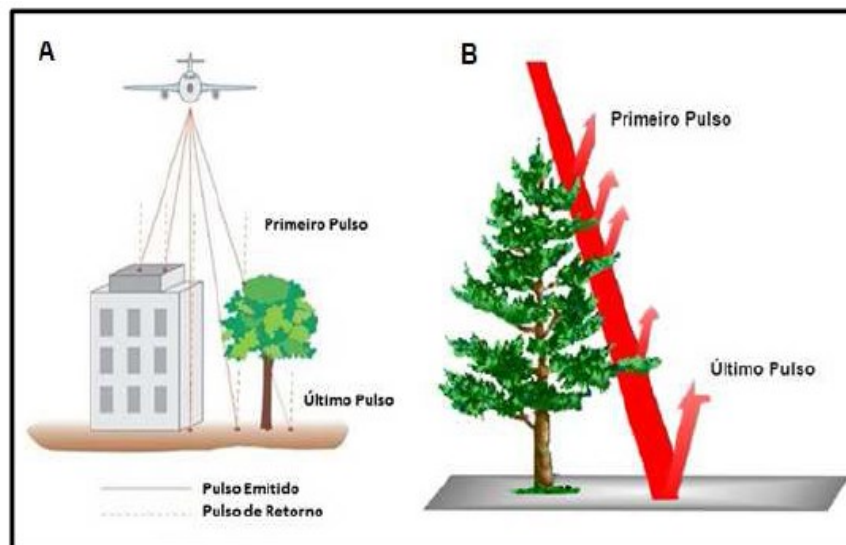


Figura 18- Retornos (SILVA,2013 *apud* SANTOS, 2010 e KERSTING, 2006).

A partir destes múltiplos dados, é possível gerar uma grade altimétrica que pode ser usada para delimitar os contornos dos telhados. Uma segmentação das imagens é feita para subdividir a imagem em regiões homogêneas, que correspondam aos objetos de interesse SILVA (2013).

A metodologia foi aplicada em duas etapas distintas. A primeira etapa, aplicada na Universidade Federal do Paraná (UFPR) utilizou-se técnicas topográficas em algumas edificações para levantar dados como perímetro, altura dos pontos mais baixo e mais alto dos telhados. Porém este método torna-se inviável quando aplicado a grandes áreas.

Na segunda etapa foram selecionadas duas áreas de estudos em Curitiba. Foram utilizados dados de sensores remotos de forma a não ser necessário o levantamento em campo, além de implementar computacionalmente o memorial de cálculo.

Quanto aos programas utilizados: o programa Environment for Visualizing Images (ENVI), é um programa de processamento e análise de imagens digitais de diferentes formatos e provenientes de diferentes sensores. O Airborne LIDAR Data Processing and Analysis Tools (ALDPAT) foi utilizado para a obtenção do MDT através da filtragem de pontos de dados LIDAR, mediante aplicação de filtros morfológicos disponibilizados pelo software. A Figura 19 demonstra um MDT. O programa Edge Detection and Image Segmentation (EDISON) tem a função de segmentar as imagens e detectar as bordas. O Matrix Laboratory (MatLab) foi utilizado para a implementação de algoritmos responsáveis por: geração do Modelo Digital da Superfície (MDS), demonstrado pela Figura 20, perímetro, área, orientação e inclinação das

coberturas e potencial fotovoltaico. O Radasol foi utilizado para cálculo da intensidade de radiação solar.

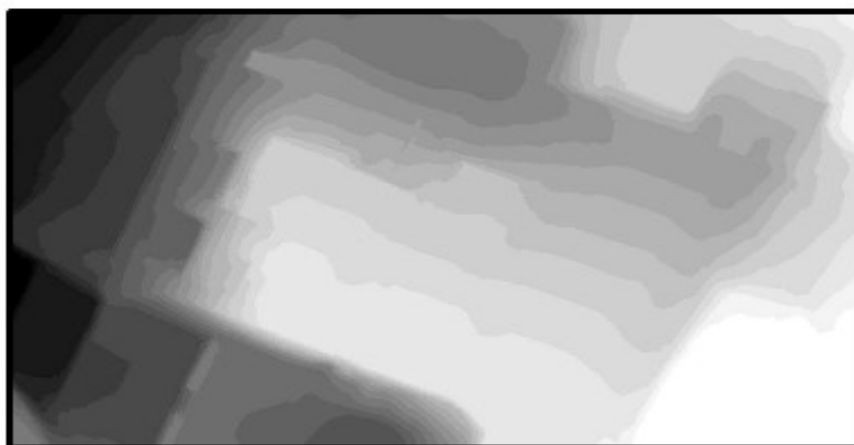


Figura 19 - MDT da área 1 (SILVA, 2013).

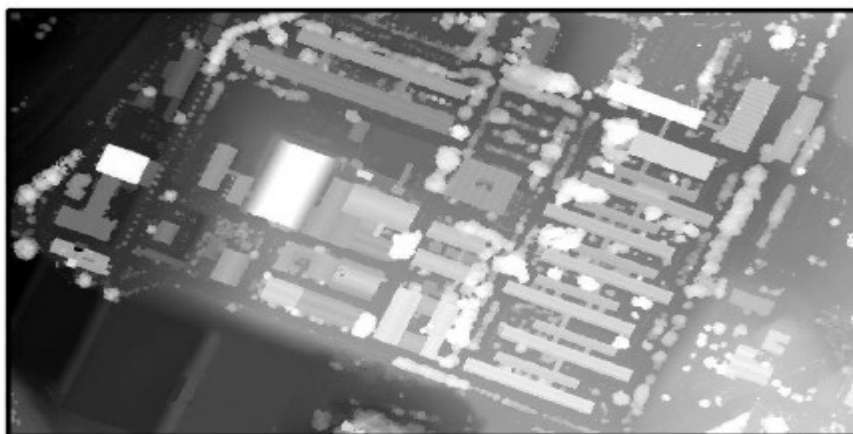


Figura 20 - MDS da área 1 (SILVA, 2013).

Por fim, foi realizado o cálculo da quantidade de energia gerada pelo sistema. Porém, não foram considerados fatores como: diferença de temperatura, sombras, acoplamento elétrico, poeira e perdas por deterioração.

Além de todas as formas apresentadas para o cálculo da irradiação solar disponível no meio urbano, existem outras considerações tratadas por alguns dos modelos como o caráter econômico e de viabilidade da implementação do sistema. Desta forma fica evidente a variedade de metodologias e os diferentes níveis de complexidade e precisão que cada uma possui.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Nas seções que se seguem são descritos os procedimentos da metodologia proposta, já tomando como base as duas regiões de aplicação da cidade de Araranguá.

4.1 Regiões de estudo

Primeiramente é necessário identificar as regiões onde se deseja realizar o estudo. A metodologia utilizada pode ser replicada em qualquer região. Entretanto, para demonstração, foram escolhidas duas áreas da cidade de Araranguá, denominadas Região 1 e Região 2. Estas regiões foram escolhidas de forma aleatória e assume-se que elas possuem uma boa representatividade das características de ocupação e das edificações da cidade, que consiste em casas e edifícios verticais de pequena ou média altura.

A Região 1 caracteriza-se por não se localizar na região central da cidade e portanto apresentar mais residências do tipo casa e terrenos sem nenhuma construção. A Região 2, por se localizar na região central apresenta uma maior quantidade de edifícios e também uma maior taxa de ocupação. A Figura 21 apresenta a localização das regiões estudadas dentro da cidade, enquanto que as Figuras 22 e 23 mostram com maior clareza, respectivamente, a Região 1 e a Região 2.



Figura 21 - Vista superior da localização das regiões na cidade de Araranguá (Adaptado de Google Earth,2015).



Figura 22 - Região 1 (Adaptado de Google Earth,2015).



Figura 23 - Região 2 (Adaptado de Google Earth,2015).

4.2 Obtenção das dimensões de estudo

O cálculo do potencial se baseia na área disponível para a inserção dos módulos fotovoltaico. Desta forma é de grande importância que as áreas utilizadas no estudo apresentem o valor mais próximo possível da realidade.

Devido à presença de uma quantidade considerável de edificações, a solicitação das plantas ou a própria medição de cada cobertura através de visitas se torna inviável. Desta forma, as dimensões aproximadas da área de cobertura de cada edificação e também da área total das regiões podem ser obtidas através da ferramenta “régua” presente no Google Earth. As Figuras

24 e 25 apresentam as dimensões totais das Regiões 1 e 2, respectivamente. As Figuras 26 e 27 apresentam o uso da ferramenta “régua” para a obtenção da área de cada cobertura nas Regiões de estudo.



Figura 24 - Dimensões totais da Região 1 (Adaptado de Google Earth,2015).



Figura 25 - Dimensões totais da Região 2 (Adaptado de Google Earth,2015).

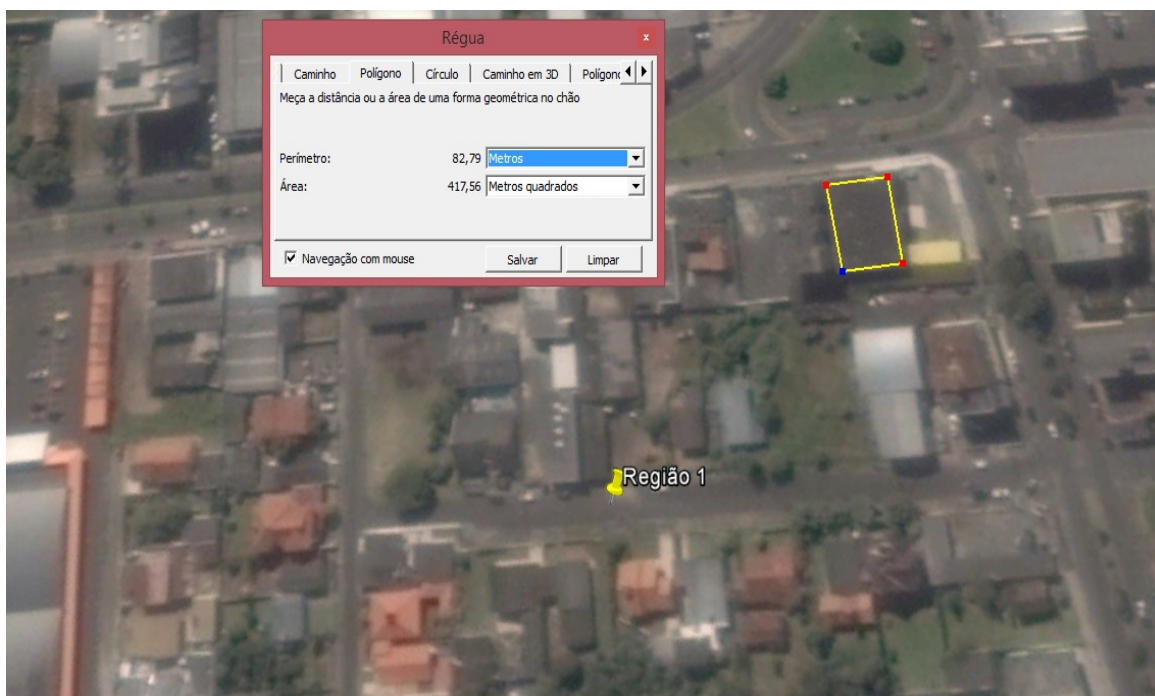


Figura 26 - Obtenção das dimensões da área de cobertura de cada edificação na Região 1 (Adaptado de Google Earth, 2015).

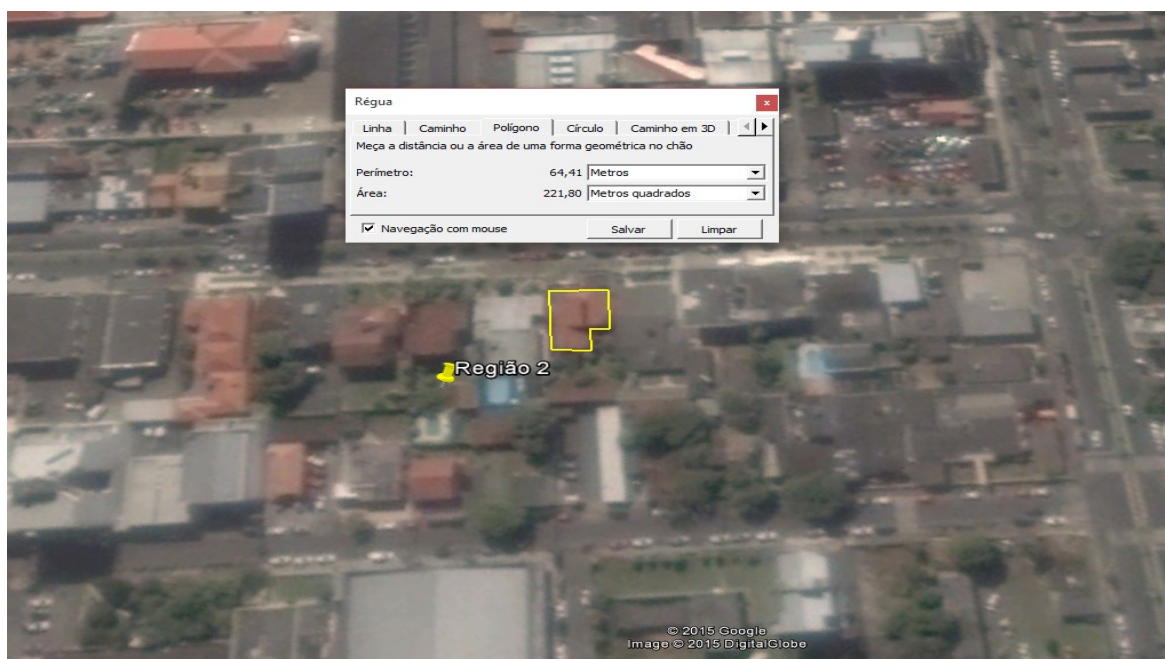


Figura 27 - Obtenção das dimensões da área de cobertura de cada edificação na Região 2 (Adaptado de Google Earth, 2015).

4.3 Classificação das coberturas

A variação da disponibilidade de radiação solar torna a classificação das coberturas um item de grande importância. Nas coberturas inclinadas os módulos fotovoltaicos podem ser instalados utilizando a direção e a inclinação do próprio telhado. Desta forma determinar o

modelo e a direção da cobertura é fundamental para a simulação do potencial apresentado pela região de estudo.

Outra questão importante é o fato de as coberturas do tipo Plano possibilitarem a instalação de estruturas de suporte aos módulos, o que viabiliza o uso da inclinação e direção otimizadas para a região. No entanto, o uso de tais estruturas ocasionam a diminuição no percentual de área aproveitável devido ao espaço que elas ocupam.

Para a classificação de cada cobertura de edificação foi utilizado o Google Earth em conjunto ao Google Street View, que possibilita o uso de imagens da rua em que a residência está localizada e, conseqüentemente, apresenta uma imagem frontal da edificação, possibilitando assim a classificação quanto aos subitens apresentados a seguir.

4.3.1 Classificação quanto à inclinação

Com o objetivo de classificar as coberturas quanto à inclinação que apresentam, foram utilizados 5 modelos básicos: Inclinado A, Inclinado B, Inclinado C, Inclinado D e Plano. A Figura 28 mostra os modelos utilizados.

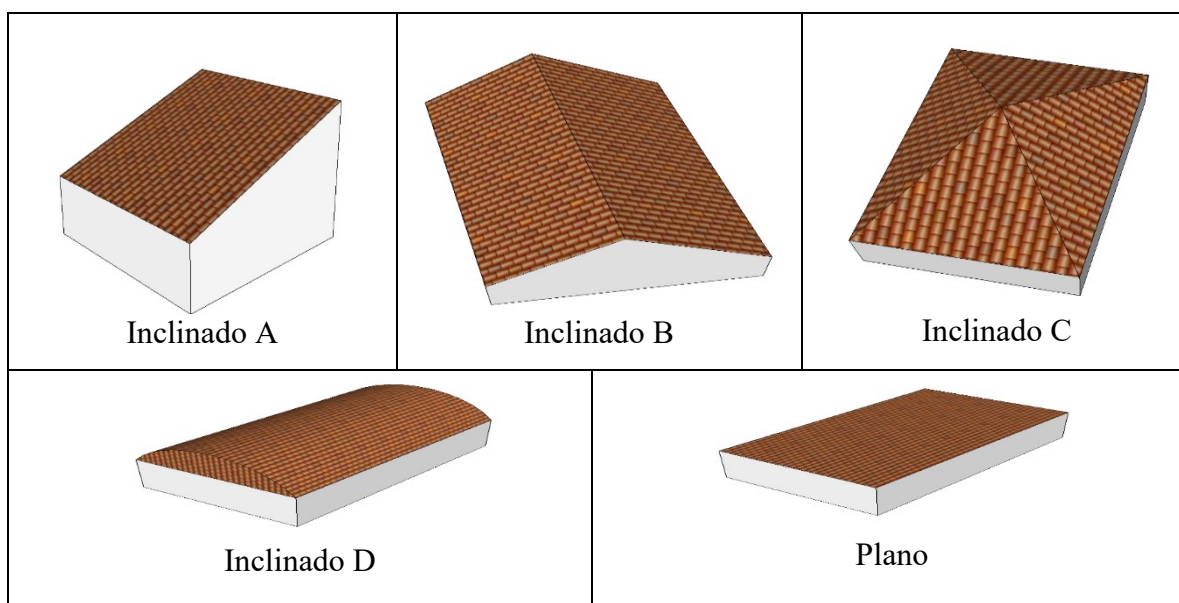


Figura 28 - Classificação das inclinações das coberturas (AUTOR,2015).

Vale ressaltar que a arquitetura moderna é mais incrementada, com um número maior de detalhes que os modelos utilizados, porém para esse estudo utiliza-se o modelo que mais se aproxima ao que a edificação possui.

4.3.2 Classificação quanto à direção

Para identificação da orientação do telhado, tomou-se como referência os pontos cardeais e assim determinou-se, aproximadamente, qual a porcentagem da cobertura está voltada para as direções Norte, Sul, Leste e Oeste. Este tipo de classificação só ocorreu para os telhados do tipo Inclinado, já que os telhados do tipo Plano não possuem variação quanto a orientação dos módulos.

Desta forma, é possível estimar a partir da área total de cobertura da edificação o quanto está voltado para cada direção, apenas multiplicando a área total de cada telhado pela porcentagem que cada direção representa deste.

Quando a cobertura não está exatamente voltada para as direções utilizadas, considera-se a direção que mais se aproxima.

4.4 Processamento dos dados

Após identificar qual a quantidade de área de cobertura disponível para cada tipo de inclinação e direção, é necessário realizar a filtragem dos dados para que sejam consideradas as perdas em potencial do sistema. Foram utilizadas três configurações diferentes para os telhados Inclinados e três para os Planos, totalizando nove combinações possíveis.

Para o estudo dos telhados do tipo Inclinado A, B, C e D, foi utilizada 60%, 70% e 80% da área disponível. Este intervalo de redução se deve a impossibilidade da instalação de módulos nas beiradas da cobertura e também por eventuais construções, como por exemplo uma caixa d'água, que podem estar presente e impossibilitar a presença dos módulos nesses locais.

Quanto ao telhado do tipo Plano, foi utilizado 40%, 50% e 60% da área disponível. Utilizou-se um percentual menor que os telhados do tipo Inclinado devido a necessidade da instalação de estruturas auxiliares que ajustam a orientação e inclinação dos módulos, a fim de otimizar a geração. Mesmo ocasionando uma maior redução na área disponível, o ganho pela possibilidade da instalação dos painéis na inclinação e orientação ótima é maior do que o uso sem tais estruturas.

Outra perda em potencial seria aquela referente ao sombreamento. Tais reduções não serão consideradas nesta metodologia já que a envoltória urbana em que os módulos estão inseridos não apresentam grandes estruturas que podem ocasionar uma perda significativa. Também pelo fato que o sombreamento é mais intenso nos períodos de amanhecer e pôr do sol,

o que também coincide com os intervalo de menor produção dos módulos fotovoltaicos. Dessa forma, os maiores decréscimos por sombreamento ocorrem justamente nos momentos menos significativos.

4.5 Simulações

Para as simulações quanto a energia elétrica gerada, foi utilizado o RETScreen Software Suite. Considera-se o número de módulos fotovoltaicos que podem ser inseridos nas áreas finais disponíveis após a aplicação de todas as reduções necessárias.

Este *software* é fornecido gratuitamente e trata-se de uma ferramenta de apoio à decisão, baseado no Excel, desenvolvida pelo Ministério de Recursos Naturais do Canadá com a contribuição de muitos especialistas do governo, da indústria e de universidades. É possível utilizar este programa para avaliar a produção e economia de energia, custos, a redução de emissões, análise de viabilidade financeira e de risco de vários tipos de tecnologias de energia eficiente e renovável (RETSCREEN, 2015).

Dentro do programa, após escolher a opção de simulação para geração fotovoltaica de energia elétrica, é necessário escolher alguns parâmetros no que se refere à cidade de referência para os dados climáticos, ao modelo, tecnologia, direção (azimute) e inclinação do módulo fotovoltaico e os dados do modelo do inversor utilizado.

4.5.1 Condições de referência

Para o procedimento de simulação, é necessário escolher onde se localiza a fonte de dados climáticos que o *software* irá utilizar. A biblioteca ofertada pelo programa, não possui a cidade de Araranguá, desta forma foi escolhida a cidade de Criciúma.

A escolha de outra localidade como fonte de referência dos dados climáticos não gera grandes impactos nas simulações desde que as cidades sejam próximas. A Figura 29, utilizando a ferramenta “régua” do Google Earth, mostra que em linha reta a distância entre as cidades de Criciúma e Araranguá é de, aproximadamente, 31,23Km.

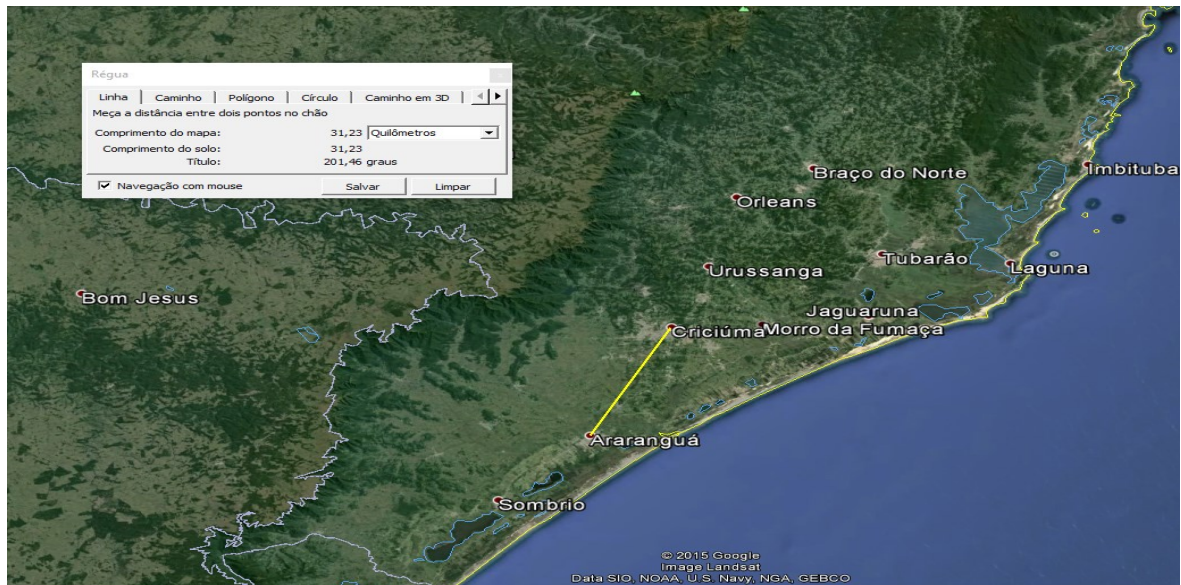


Figura 29 - Distância entre Araranguá e Criciúma (Adaptado de Google Earth, 2015).

A radiação solar, que é o parâmetro de maior importância para o estudo, não sofre grandes mudanças de intensidade em pequenas distâncias. A Figura 30 demonstra que para a região em que estão localizadas as duas cidades a ordem de grandeza no que se refere a radiação solar permanece inalterada.

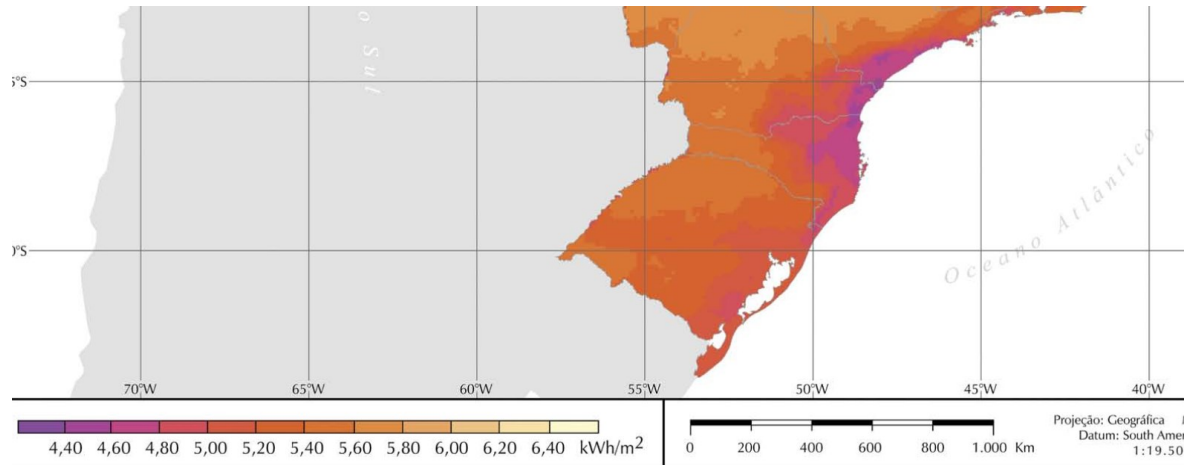


Figura 30 - Radiação solar na região de estudo (ANEEL, 2005).

4.5.2 Escolha do módulo e inversor

O *software* oferece uma grande variedade de tecnologias e fabricantes de módulo fotovoltaico. Neste caso foi escolhido o Yingle Solar Panda- YL265C-30b, que utiliza a tecnologia de Silício-Monocristalino. Cada módulo apresenta uma potência nominal de 265W, eficiência de 16,2% e área de 1,63m². A opção por este modelo se deu devido a empresa

fabricante ser amplamente utilizada comercialmente e possuir uma tecnologia que condiz com a eficiência da maioria dos módulos.

Quanto aos inversores, o programa não apresenta uma biblioteca como a dos módulos, ele apenas permite que o usuário entre com os dados como eficiência, capacidade (kW) e perdas diversas. Para este trabalho utilizou-se como base um catálogo do inversor SMA Sunny Boy SB 4000TL, que possui uma eficiência de 97% e potência de 5kW. Foi considerado que as perdas diversas seriam de 1%, este valor foi estimado com base em valores apresentados por outros estudos e considera-se com uma boa representatividade.

4.5.3 Procedimento de simulação

Após escolher todos os equipamentos, é necessário realizar a configuração da instalação destes.

Primeiramente o *software* utiliza o número de módulos instalados como base para o cálculo da geração fotovoltaica. Porém, os dados disponíveis para o cálculo após toda a processamento está em área disponível (m^2). Logo, é necessário dividir a área total disponível para cada direção (Norte, Sul, Leste e Oeste) dos telhados Inclinação e também a área total disponível de telhados do tipo Plano, pela área de um módulo fotovoltaico escolhido, que neste caso é $1,63m^2$. Desta forma, é possível quantificar quantos módulos deste modelo é possível instalar em cada direção e assim realizar a simulação.

Após o cálculo de quantos módulos podem ser instalados, através da disponibilidade de área, é necessário determinar a configuração de instalação destes módulos.

Foi escolhido como, inclinação e angulação de 20° para todas as configurações de cobertura. Este valor se aproxima da inclinação comumente encontrada nos telhados das edificações e também é próximo da inclinação ótima indicada para a região. Desta forma pode-se considerar que o ajuste das estruturas auxiliares nos telhados do tipo Plano seria realizado para esta inclinação.

Depois de inserir os dados de número de módulos e inclinação, é necessário determinar a direção (azimute). Nos telhados do tipo Inclinação, a direção utilizada é a mesma já presente na estrutura. Desta forma a simulação ocorreu de acordo com o total disponível para cada direção após as devidas reduções mencionadas anteriormente. Nas coberturas do tipo Plano, as simulações ocorreram considerando que toda a área disponível, após as reduções, seria ocupada com módulos voltados para o Norte, já que esta é a direção que otimiza a produção nos países do Hemisfério Sul.

Um fato curioso é que, como o *software* foi desenvolvido no Canadá, o ângulo de orientação (azimute) é o contrário do que se utiliza para o Brasil. Por exemplo, no *software*, para indicar um orientação para o Norte utiliza-se um ângulo de 180°, o Sul de 0°, o Leste 270° e o Oeste 90°.

Todo este processo é realizado para cada combinação possível quanto a porcentagem de ocupação de módulos fotovoltaicos, sempre tomando como base a conversão de área disponível para número de módulos instalados, mantendo a direção dos telhados do tipo Inclinado e orientando para o Norte os telhados do tipo Plano. O resultado apresentado pelo *software* é em MWh produzido mensalmente e anualmente. A Figura 31 apresenta um exemplo de simulação utilizando apenas um módulo voltado para o Norte.

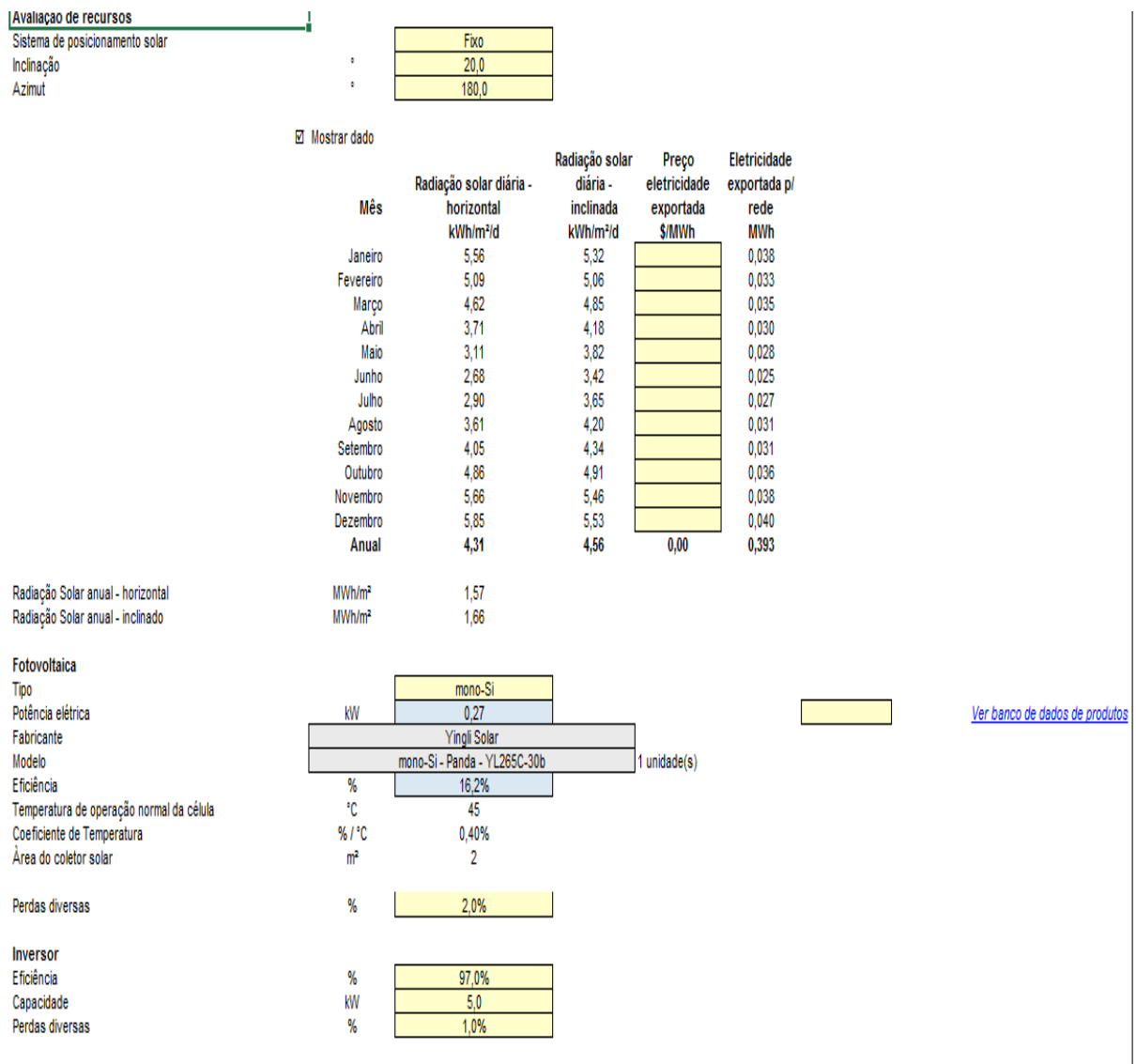


Figura 31 - Exemplo de uma simulação utilizando o Retscreen (AUTOR, 2015).

4.6 Estimativa da demanda

A abordagem final será referente a comparação entre a demanda da Região em questão e a geração elétrica estimada.

Vale ressaltar que o número de unidades consumidoras não será necessariamente o mesmo das edificações identificadas quando realizada a medição de área de cobertura disponível.

Portanto, primeiramente foram identificadas utilizando o Google Street View as possíveis unidades consumidoras em cada Região. Considera-se que cada residência e sala comercial representa uma unidade consumidora, mesmo que esta sala comercial se localize em uma mesma estrutura juntamente com outras. Por exemplo, uma edificação de maior tamanho pode apresentar três salas alugadas para diferentes comerciantes. Dessa forma, ao invés de uma única unidade consumidora, há três unidades consumidoras.

Também é necessário identificar o número de andares que cada edifício possui, já que em um mesmo andar, pode-se ter mais de uma residência. Para este estudo, foi considerado que cada andar apresenta quatro unidades consumidoras em média.

Por fim, utiliza-se alguma fonte de dados referente ao consumo médio das unidades consumidoras da região em questão para que assim seja estimado a demanda necessária

Como fonte de dados de consumo médio para Araranguá, foram utilizados os dados de SEBRAE (2013) que apresenta os números da cidade em 2010 para vários quesitos, inclusive no que se refere ao número de unidades consumidoras da cidade, conforme apresentado pela Tabela 2.

Tabela 2- Número de consumidores e demanda de energia elétrica, segundo tipologia da unidade consumidora de Araranguá, em 2010.

Tipo de Consumidor	Número de Unidades Consumidoras	Consumo Total Anual (MWh)
Residencial	18.422	38.009,89
Industrial	1.038	15.464,82
Comercial	2.355	22.980,04
Rural	2.413	18.579,46
Poderes Públicos	161	2.921,38
Iluminação Pública	1	3.826,46
Serviço Público	9	1.022,66
Consumidor Próprio	3	88,227
Revenda
Total	24.402	102.892,94

Fonte: SEBRAE,2013 *apud* CELESC,2010.

Como as regiões de estudo apresentam praticamente apenas residências e comércio, será considerado que o número de unidades consumidoras do estudo será formado apenas pelas tipologias Residencial e Comercial. Tomando como base os valores da Tabela 2, o consumo médio anual por unidade do tipo Residencial é de 2,06 MWh e do tipo Comercial é de 9,75 MWh.

Outra questão importante que deve ser observada é a característica presente na cidade quanto ao número de unidades consumidoras de cada tipo. Se for tomado como base apenas os consumidores residenciais e comerciais apresentados pela Tabela 2, tem-se um total de 20.777 unidades consumidoras sendo assim 88,6% destas do tipo Residencial e 11,3% sendo do tipo Comercial.

Tais porcentagens são importantes já que após a primeira análise com o Google Street View, tem-se um número total de consumidores e, conforme apresentado anteriormente, os valores dos consumidores do tipo Comercial é significativamente superior aos do tipo Residencial. Portanto, é necessário identificar quantas unidades consumidoras de cada tipo estão presentes, em média, nas regiões de estudo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados das medições realizadas a fim de quantificar a área de cobertura e a classificação quanto a inclinação e direção em cada residência, podem ser observados através da Tabela 3 para a Região 1, e a Tabela 4 para a Região 2.

Tabela 3 - Classificação e medidas das coberturas da Região 1.

(Continua)

Edificação	Área da Cobertura (m ²)	Inclinação	Direção			
			S	N	O	L
1	98	Plano				
2	65	Inclinada A	1			
3	156	Inclinada B			0,5	0,5
4	293	Inclinada B			0,5	0,5
5	335	Plano				
6	415	Plano				
7	107	Inclinada A		1		
8	288	Plano				
9	417	Plano				
10	417	Plano				
11	373	Inclinada A	0,33	0,33		0,33

(Conclusão)

Edificação	Área da Cobertura (m ²)	Inclinação	Direção			
			S	N	O	L
12	249	Plano				
13	74	Plano				
14	237	Inclinada A		0,75		0,25
15	73	Inclinada B	0,5	0,5		
16	414	Plano				
17	175	Plano				
18	124	Inclinada B	0,6	0,4		
19	159	Inclinada B	0,5	0,5		
20	68	Plano				
21	99	Inclinada B			0,5	0,5
22	125	Inclinada B	0,5	0,5		
23	88	Plano				
24	205	Inclinada B	0,5	0,5		
25	213	Inclinada B			0,5	0,5
26	198	Inclinada B	0,5	0,5		
27	117	Inclinada B	0,5	0,5		
28	145	Inclinada C				
29	222	Inclinada B	0,5	0,5		
30	231	Inclinada B	0,5	0,5		
31	243	Inclinada B	0,5	0,5		
32	373	Plano				
33	129	Inclinada B	0,5	0,5		
34	170	Plano				
35	212	Inclinada B	0,5	0,5		
36	106	Inclinada B	0,5	0,5		
37	350	Plano				
38	127	Inclinada A				1
39	157	Plano				
40	157	Inclinada B				1
41	208	Inclinada D			0,5	0,5
42	290	Inclinada D	0,5	0,5		

Fonte: Autor,2015.

Tabela 4 - Classificação e medidas das coberturas da Região 2.

Edificação	Área da Cobertura (m ²)	Inclinação	Direção			
			S	N	O	L
1	763	Inclinada B	0,5	0,5		
2	296	Plano				
3	295	Plano				
4	455	Plano				
5	330	Inclinado A				1
6	546	Inclinado C				
7	83	Inclinado C				
8	226	Plano				
9	274	Inclinado B	0,5	0,5		
10	244	Inclinado B			0,3	0,7
11	174	Inclinado A			0,6	0,4
12	234	Inclinado B				
13	146	Inclinado A		1		
14	624	Plano				
15	133	Inclinado B			0,5	0,5
16	110	Inclinado B			0,5	0,5
17	157	Plano				
18	221	Plano				
19	654	Inclinada A	0,7			0,3
20	296	Plano				
21	307	Inclinada B			0,3	0,7
22	132	Inclinada C				
23	157	Inclinada C				
24	140	Inclinada A	1			
25	142	Inclinada B	0,5	0,5		
26	121	Inclinada B	0,5	0,5		
27	127	Inclinada B			0,5	0,5
28	284	Plano				
29	254	Plano				
30	709	Plano				

Fonte: Autor,2015.

A Região 1 apresentou um total de 8.698,27m² de área de cobertura, sendo que a área total aproximada da região é de 26.166m² resultando em uma ocupação de 33,24%. A Região 2 obteve uma área total de cobertura de 8.634m² em uma região com aproximadamente 18.500m², totalizando uma ocupação de 46,67%.

Tal resultado confirma a expectativa no momento da escolha das duas regiões, onde a Região 2, por ser mais central, apresentaria uma maior ocupação. Outra expectativa atendida,

no que se refere a presença de maior quantidade de edifícios verticais na Região 2, pode ser observada pela predominância de telhados do tipo Plano, que são característicos dessas edificações. Tal informação pode ser comprovada através da Tabela 5 onde encontram-se a área disponível, sem reduções, para cada direção e o quanto ela representa da área das coberturas.

Tabela 5 - Área disponível em cada direção, sem reduções, e sua representatividade quanto a área total de cobertura.

Direção (Azimute)	Áreas (m ²)		Representatividade	
	Região 01	Região 02	Região 01	Região 02
Norte	1.612,44	796,00	18,54%	9,22%
Oeste	484,50	454,70	5,57%	5,27%
Leste	950,84	1.166,50	10,93%	13,51%
Plano	4.233,00	4.969,00	48,66%	57,55%
Sul	1.417,49	1.247,80	16,30%	14,45%
Total	8.698,27	8.634,00	100%	100%

Fonte: Autor,2015.

A Tabela 6 e a Tabela 7, demonstram a área disponível de cobertura após as devidas reduções, para as Regiões 1 e 2, respectivamente. Esta área é a utilizada para as simulações do potencial fotovoltaico das regiões de estudo. Nota-se uma diferença considerável na disponibilidade de área nas diferentes direções, tendo uma maior predominância do Norte e Sul na Região 1 e do Sul e Leste na Região 2

Tabela 6 - Área disponível em cada direção com as devidas reduções para a Região 1.

Direção (Azimute)		Norte(m ²)	Sul(m ²)	Leste(m ²)	Oeste(m ²)	
Área de Ocupação	60%	967,464	850,494	570,504	290,7	
	70%	Inclinados	1128,708	992,243	665,588	339,15
	80%		1289,952	1133,992	760,672	387,6
	40%	Planos		1693,2		
	50%		2116,5			
	60%		2539,8			

Fonte: Autor,2015.

Tabela 7 - Área disponível em cada direção com as devidas reduções para a Região 2.

Direção (Azimute)		Norte(m ²)	Sul(m ²)	Leste(m ²)	Oeste(m ²)	
Área de Ocupação	60%	477,6	748,68	699,9	272,82	
	70%	Inclinados	557,2	873,46	816,55	318,29
	80%		636,8	998,24	933,2	363,76
	40%	Planos		1987,6		
	50%		2484,5			
	60%		2981,4			

Fonte: Autor,2015.

A Tabela 8 apresenta o número de módulos fotovoltaicos utilizados para a simulação, após a divisão da área disponível pelo tamanho do módulo em questão (1,63m²).

Tabela 8 - Número de módulos utilizados na simulação.

		Região 1				Região 2			
		Norte	Sul	Leste	Oeste	Norte	Sul	Leste	Oeste
Direção (Azimute)	60%	594	522	350	178	293	459	429	167
	70%	692	609	408	208	342	536	501	195
Nº de Módulos	80%	791	696	467	238	391	612	573	223
	40%	1039				1219			
	50%	1298				1524			
	60%	1558				1829			

Fonte: Autor,2015.

A Figura 32 e 33 apresentam os resultados nos telhados do tipo Inclinado para as Regiões 1 e 2, respectivamente. É possível perceber que na Região 1 os telhados do tipo Inclinado possuem uma maior produção em comparação a Região 2, isto ocorre devido a maior predominância de edificações do tipo casa.

Outra questão apresentada pela Figura 33, é que os telhados direcionados para o Norte não apresentam a maior produção elétrica. Este fato é decorrente da disparidade entre a área de cobertura voltada para o Norte e a área voltada para o Leste e Sul, que são os que predominam na geração nesta região e apresentam uma quantidade muito superior de área disponível, conforme demonstrado pela Tabela 6.

Pode-se notar também que em ambas as Figuras 32 e 33 a produção elétrica das coberturas voltadas para o Sul possui uma representatividade considerável. Porém, deve-se ressaltar que em ambas as regiões as coberturas voltadas para o Sul apresentam uma das maiores áreas disponíveis. Mesmo assim, na Região 1 sua produção é muito inferior a apresentada pela direção Norte. Na Região 2 (mesmo tendo maior área disponível), apresenta menor produção que o Leste. Comprovando assim a ineficiência dos módulos voltados para o Sul, devido a menor disponibilidade de radiação em decorrência dos movimentos Sol-Terra.

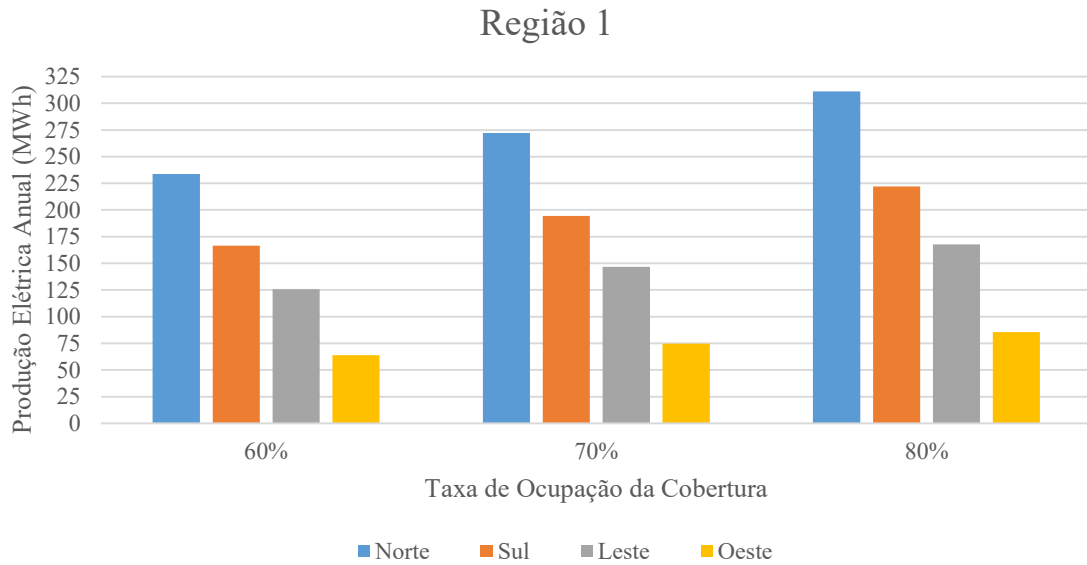


Figura 32 - Geração elétrica com diferentes ocupações das coberturas do tipo Inclinado para a Região 1 (AUTOR, 2015).

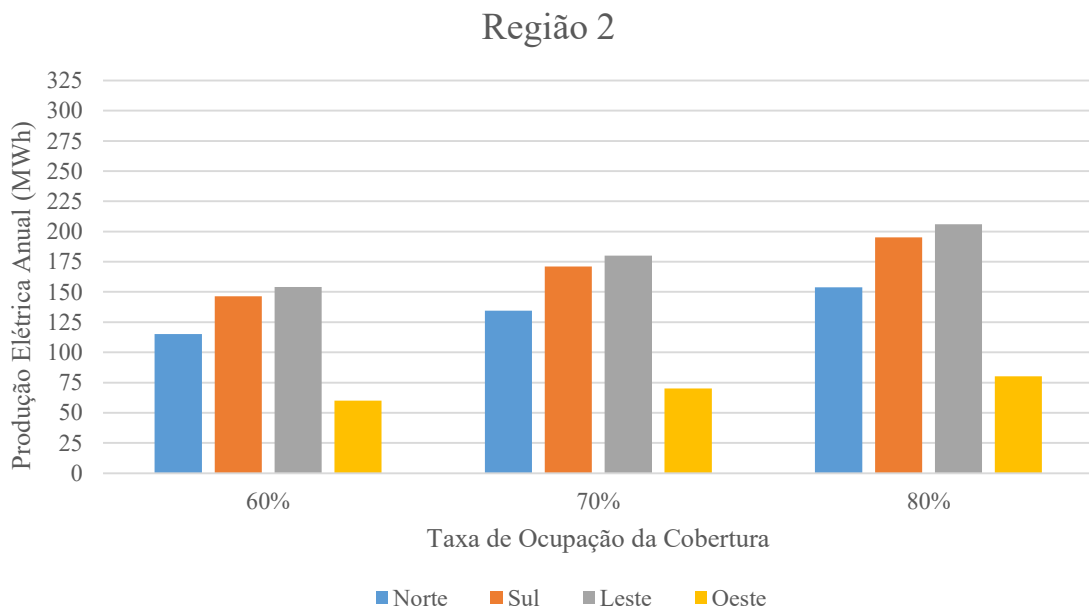


Figura 33 - Geração elétrica com diferentes ocupações das coberturas do tipo Inclinado para a Região 2 (AUTOR, 2015).

Os resultados quanto as coberturas do tipo Plano são apresentados pela Figura 34. Nesta figura temos representado o potencial de geração elétrica das maiores áreas de cobertura e simuladas para a direção Norte, o que otimiza a produção elétrica dos módulos fotovoltaicos. Por conta disso os patamares de produção elétrica são muito maiores do que os apresentados pelas coberturas do tipo Inclinado.

Desta forma, no que se refere a produção total do sistema, as coberturas do tipo Plano merecem uma atenção especial por apresentarem um grande potencial e influência na capacidade de geração elétrica das regiões.

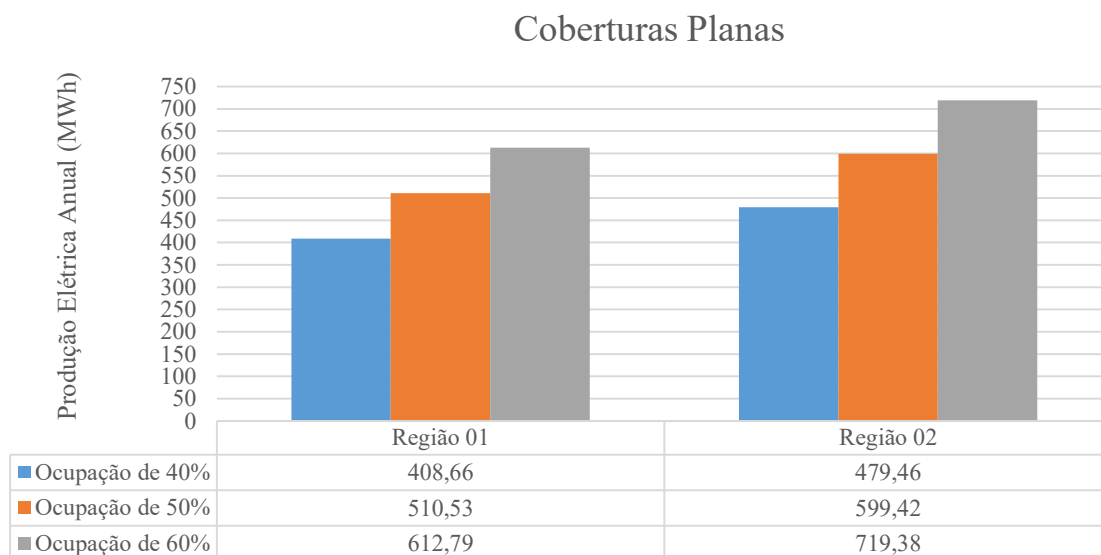


Figura 34 - Geração elétrica com diferentes ocupações das coberturas do tipo Plano para as Regiões 1 e 2 (AUTOR, 2015).

Na Figura 35 são representados os valores de produção elétrica de todas as nove possíveis combinações dos tipos de coberturas e porcentagens de ocupação utilizada no estudo. Como é de se esperar, quanto maior a área disponível para a instalação dos módulos, maior a produção elétrica.

É perceptível que o aumento de ocupação nas coberturas do tipo Plano causam os maiores impactos na produção. Isto é evidente pela maneira com que a produção elétrica das Regiões 1 e 2 tendem a se aproximar, mesmo a Região 1 apresentando uma maior área de cobertura disponível.

Na combinação de ocupação de 60% nos telhados Inclinação e 60% nos telhados Planos, as Regiões 1 e 2 praticamente se equivalem. Os valores se aproximam pois ocorre a maximização da área ocupada nas coberturas Planas. A Região 2 possui maior representatividade de áreas Planas. Um aumento da ocupação destas, juntamente com a otimização de produção pelo ajuste de direção (azimute), fazem com que o potencial das regiões se aproximem. A diferença entre as regiões só não é maior pois a Região 1 possui 18,54% de suas coberturas Inclinação voltadas para o Norte, enquanto que a Região 2 apresenta apenas 9,22%, o que minimiza a superioridade de coberturas Planas na Região 2.

Combinações de Ocupações Inclínadas+Planos

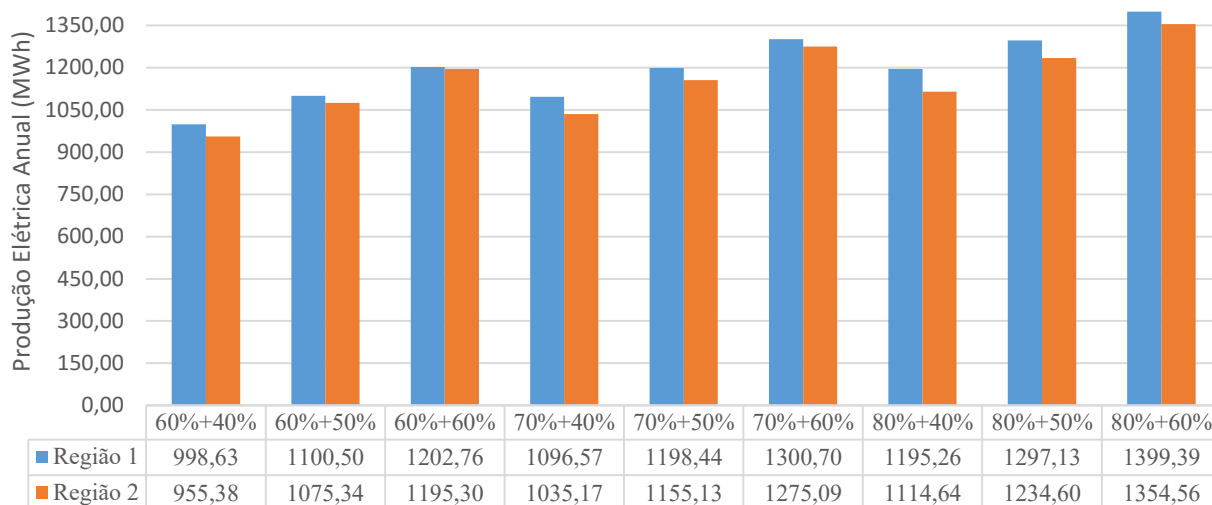


Figura 35 - Geração elétrica total com as possíveis combinações de ocupações das coberturas para as Regiões 1 e 2 (AUTOR, 2015).

A Tabela 9 apresenta os resultados da geração elétrica das áreas úteis pela área total de cobertura disponível para cada direção, sem as reduções de ocupação. Nota-se portanto que a geração sofre variações com o aumento da área útil disponível e a sua direção.

A importância desta tabela, além de confirmar a maior produção das coberturas voltadas para o Norte e a menor das voltadas para o Sul, é que possibilita o cálculo do potencial de qualquer residência localizada nesta região, através da multiplicação da área de cobertura em cada direção, considerando uma das porcentagens de ocupação, pelo seu respectivo valor na tabela.

Tabela 9 - Produção elétrica anual por m².

Ocupação	Região 01 (MWh/ano.m ²)				Região 02 (MWh/ano.m ²)							
	Inclinada	Plano	Norte	Sul	Leste	Oeste	Plano	Norte	Sul	Leste	Oeste	Plano
60%			0,145	0,117	0,132	0,132		0,145	0,117	0,132	0,132	
70%			0,169	0,137	0,154	0,154		0,169	0,137	0,154	0,154	
80%			0,193	0,156	0,176	0,176		0,193	0,156	0,176	0,176	
		40%					0,096					0,096
		50%					0,120					0,120
		60%					0,145					0,145

Fonte: Autor,2015.

Através da Tabela 10 e da Tabela 11 é possível observar os valores do Fator de Capacidade de cada direção. Este parâmetro demonstra a proporção entre a produção efetiva em um período de tempo e a capacidade total máxima de produção neste mesmo período.

Tabela 10- Fator de Capacidade anual para a Região 1.

Direção (Azimute)		Norte	Sul	Leste	Oeste	
Área de Ocupação	60%	Inclinados	16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
	70%		16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
	80%		16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
Área de Ocupação	40%	Planos				16,90%
	50%					16,90%
	60%					16,90%

Fonte: Autor,2015.

Tabela 11 - Fator de Capacidade anual para a Região 2.

Direção (Azimute)		Norte	Sul	Leste	Oeste	
Área de Ocupação	60%	Inclinados	16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
	70%		16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
	80%		16,90%	13,70%	15,50%	15,50%
Área de Ocupação	40%	Planos				16,90%
	50%					16,90%
	60%					16,90%

Fonte: Autor,2015.

A Tabela 12 apresenta o número de unidades consumidoras identificadas e o consumo anual das regiões de estudo.

É possível observar que a Região 2 apresenta um maior número de unidades consumidoras e conseqüentemente uma maior demanda de energia. Este fato se torna interessante quando comparado ao número de edificações identificadas, onde a Região 2 apresenta um menor número de edificações, porém, como se localiza em uma região central, o número de unidades consumidoras é maior. Este fato provavelmente ocorrem em decorrência da maior presença de edifícios verticais que possibilitam a presença de mais de uma residência em uma única edificação.

Tabela 12 - Demanda das regiões de estudo

Regiões de Estudo	Unidades Consumidoras Totais	Unidades Consumidoras do Tipo Residencial	Unidades Consumidoras do Tipo Comercial	Consumo Total Anual (MWh)
Região 1	114	101	13	335
Região 2	152	135	17	446

Fonte: Autor,2015.

Através da Tabela 13, fica evidenciado o potencial que a geração distribuída fotovoltaica apresenta, uma vez que o pior dos casos apresenta cerca de 2,98 vezes maior geração que a demanda para a Região 1 e 2,14 vezes para a Região 2. Tais valores são resultados da simples divisão da geração elétrica de cada combinação possível, de cada região do estudo, pela sua demanda estimada.

Tabela 13 – Razão entre a geração e a demanda estimada das regiões de estudo.

Combinações Inclinados+Planos	Razão Entre a Geração e a Demanda	
	Região 1	Região 2
60%+40%	2,98	2,14
60%+50%	3,29	2,41
60%+60%	3,59	2,68
70%+40%	3,28	2,32
70%+50%	3,58	2,59
70%+60%	3,89	2,86
80%+40%	3,57	2,50
80%+50%	3,88	2,77
80%+60%	4,18	3,04

Fonte: Autor,2015.

A critério de comparação, a Tabela 1 demonstra que o potencial de geração fotovoltaica para o estado de Santa Catarina é cerca de 1,91 vezes maior que a sua demanda do tipo residencial. Estes valores foram obtidos através da metodologia utilizada pela EPE (2014) e condizem com os resultados obtidos neste trabalho.

Logo, o potencial apresentado pelas regiões comprovam a viabilidade energética do uso de tal tecnologia nestes locais e também que a metodologia adotada produz resultados condizentes.

6 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que é possível aplicar a metodologia desenvolvida e obter-se resultados satisfatórios quanto a estimativa do potencial de geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos em ambientes urbanos. Como consequência da aplicação de tal metodologia também foi possível concluir que as Regiões 1 e 2, na cidade de Araranguá-SC, apresentam elevado potencial e viabilidade energética para a implementação de tal tecnologia. Entretanto, para que se tenha uma melhor avaliação, pode ser objetivo de pesquisa em trabalhos posteriores um estudo de viabilidade econômica de acordo com a tarifa de energia elétrica apresentada pela concessionária de distribuição local, bem como, o aprimoramento das perdas relacionadas ao sombreamento, que não foram consideradas neste trabalho.

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF A METHODOLOGY FOR MAPPING OF DISTRIBUTED GENERATION ESTIMATES USING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN URBAN AREAS

ABSTRACT

The production of electricity is fundamental for life and evolution of humanity. Renewable sources more and more play an important role in the energy matrix. Direct conversion of solar energy, through photovoltaic solar generation, presents itself as a great alternative source. This study aimed to develop a methodology for calculating the potential distributed generation with photovoltaic systems using the area of existing buildings in these regions. The methodology has also been applied in two different areas of the city of Araranguá, Santa Catarina. To this end the estimates potential areas were first made with Google Earth and Google Street View software. Then, they were classified according to their inclination and direction. Finally, it was used percentages of the total area such as available area in accordance with the coverage classification and it was made simulations using this available space. From the results obtained, it can be concluded that the photovoltaic potential of the studied regions have a much greater potential than their demands.

Keywords: Methodology. Photovoltaic potential. Distributed generation.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005. 243 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração distribuída**; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757>. Acessado em:12/10/2015.

ALTERNER. **Energia fotovoltaica- Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 1 ed. União Europeia: Comissão Europeia, 2004. 368p.

CABRAL, Isabelle de Souza; TORRES, Adriana Cazalgrandi; SENNA, Pedro Rocha. Energia solar- Análise comparativa entre Brasil e Alemanha. In:CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL, 4.,25 a 28 de novembro 2013,Salvador .

CÂMARA, Carlos Fernando. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2011. 68 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Formas Alternativas de Energia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2011.

CELLURA, Maurizio; ORIOLI, Aldo. Assessment of energy and economic effectiveness of photovoltaic systems operating in a dense urban context. **Journal Of Sustainable Development Of Energy, Water And Environment Systems**, Palermo, v. 1, n. 2, p.109-121, jun. 2013. International Centre for Sustainable Development of Water.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil**: Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro: EPE, 2014. 64 p.

GAVIRIA, Laura Rendón; PEREIRA, Fernando Oscar Ruttkay; MIZGIER, Martín Ordenes. Influência da configuração urbana na geração fotovoltaica com sistemas integrados às fachadas. **Ambientei Construído**, v 13, n.4, p 7-23, 2013

PINHO, João Tavares (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014. 529 p.

LANGE, Wolfram Johannes. **Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico**. Rio de Janeiro: Terragis, 2012. 35 p.

MARINOSKI, Devis Luis; SALAMONI, Isabel Tourinho; RUTHER, Ricardo. Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: Estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL E X ENCONTRO DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 1. 18 – 21 de julho 2004, São Paulo. ISBN 85-89478-08-4.

MIRANDA, Raul Figueiredo Carvalho. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro**. 2013. 309 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

PEREIRA, Márcio Filipe Coelho. **Estimativa da produção de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios**. 2009. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade do Porto, Porto, 2009.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN 21). **Renewables 2015 Status Report**. 10. ed. Ren 21, 2015. 33 p. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf>. Acesso em: 28 out. 2015.

RETSCREEN. **Software e dados**; Disponível em: http://www.etscreen.net/pt/software_and_data.php. Acessado em: 22/09/2015.

SALAMONI, Isabel Tourinho. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS (SEBRAE). **Santa Catarina em Números - Araranguá**. Florianópolis: SEBRAE, 2013. 133 p.

SILVA, Karina de Souza. **Metodologia para análise preliminar da disponibilidade de áreas para implantação de painéis solares fotovoltaicos com dados Lidar**. 2013. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Geodésicas, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

TORRES, Regina Célia. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

AGRADECIMENTOS

À Deus, meu refugio e fortaleza, e sem o qual eu nada seria.

Aos meus pais por todo o apoio e incentivo necessários para a construção deste trabalho.

Ao Professor Giuliano Arns Rampinelli, que dedicou o seu tempo para me orientar e auxiliar, agregando muito para a construção e conclusão deste trabalho.

À Universidade Federal de Santa Catarina, por tudo que me proporcionou, tanto à instituição quanto a seus funcionários