

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA-CAMPUS ARARANGUÁ**

**ALEX CÉLIO SANT'ANA**

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

**ARARANGUÁ**

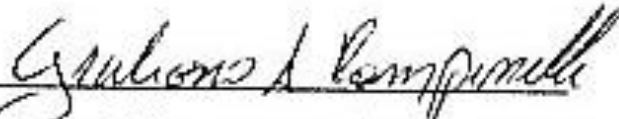
**2016**

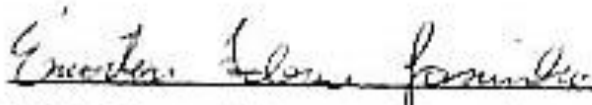
ALEX CÉLIO SANT'ANA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA

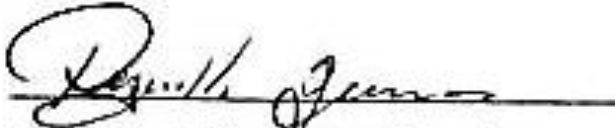
Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina - Campus Araranguá

Aprovado em: 31.11.2016

  
Prof. Dr. Giuliano Ams Rampinella (Orientador)

  
Prof. Dr. Everton Fabian Jasiaski (Examinador)

  
Prof. Dr. Leonardo Elzeire Brennerman (Examinador)

  
Prof. Dr. Reginaldo Gremias (Supervisor)

# **SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE COMPLEMENTARIEDADE SOLAR-EÓLICO-HÍDRICA A PARTIR DA DETERMINAÇÃO DE INDICADORES AVALIATIVOS DE CONFIABILIDADE**

**Alex Célio Sant'Ana\***

## **RESUMO**

Nos últimos anos a demanda de energia elétrica vem crescendo, para suprir esta tendência de maneira sustentável e reduzindo os impactos ao meio ambiente causados pelas fontes não renováveis, vem sendo desenvolvida e aplicada a utilização de fontes renováveis. Estas fontes são intermitentes e não apresentam bons índices de confiabilidade, de modo que para elevar esses índices pode-se utilizar a complementariedade de energia entre diferentes fontes de geração. Neste trabalho fez-se um estudo para avaliar os índices de geração e confiabilidade de diferentes sistemas híbridos contemplando a utilização de três fontes renováveis: a solar, a eólica e a hídrica. Estas fontes foram analisadas individualmente e em sistemas híbridos de duas e três fontes. Por fim, foram criados índices para avaliar qual dos sistemas analisados possuíam melhores índices de confiabilidade. Foram avaliados os índices de geração e confiabilidade para duas regiões distintas do país: a cidade de Araranguá, no sul catarinense e, a cidade de Petrolina, na região sudoeste pernambucana. Os dados de geração solar e eólico se deram por meio de simulação utilizando o software *System Advisor Model* e os dados de geração hídrica foram disponibilizados por operadoras de usinas hidrelétricas nas regiões estudadas. A partir dos índices obtidos foi possível verificar que, para a cidade de Araranguá, o sistema que apresenta menos falhas é o hídrico e para a cidade de Petrolina, é o sistema híbrido solar-eólico-hídrico. O estudo de complementariedade de energia é de suma importância, uma vez que reduzindo as falhas em sistemas de geração de energia elétrica e aumentando a confiabilidade na utilização destes sistemas, os sistemas híbridos tornam-se mais seguros e atrativos.

Palavras-chave: Complementariedade. Sistemas de Geração. Sistema híbrido.

---

\* 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: alexceliosantana@hotmail.com

## 1 INTRODUÇÃO

A utilização das fontes renováveis de energia vem se desenvolvendo cada vez mais, aumentando assim a sua competitividade com as fontes não renováveis (carvão mineral, petróleo, etc.). Além disto, as energias renováveis apresentam grandes vantagens quando comparadas as demais fontes, como o fato de não poluírem o meio ambiente com lançamento de gases poluentes, outra grande vantagem da utilização desses sistemas é de que esses sistemas na possuem necessidade de gastos e investimentos com a matéria prima (para energias como a solar e a eólica).

O presente trabalho busca através do estudo de complementariedade entre as fontes solar-eólica-hídrica diminuir os efeitos negativos da utilização dessas fontes quando ligadas a um sistema de energia. Isso, pois a imprevisibilidade de geração dessas fontes é pouco precisa, causando assim dificuldades ao operador do sistema de controlar o sistema de geração.

Buscou-se avaliar a complementariedade dos sistemas híbridos. Então, através de simulações de geração energética pode-se avaliar o potencial de geração individual de cada fonte estudada no trabalho. Realizaram-se avaliações para sistemas híbridos de diferentes modelos que contemplassem as fontes estudadas. Estas simulações e análises foram realizadas para duas regiões: a região sul do estado de Santa Catarina e a região de fronteira entre as cidades de Sobradinho no estado da Bahia e de Petrolina no estado de Pernambuco.

### 1.1 Panorama Energético Nacional

No ano de 2015 o consumo de energia no Brasil atingiu 581,5 TWh, valor esse 1,5% inferior ao ano anterior. A maior parte dessa energia é proveniente das centrais elétricas de serviço público, com 83,4% da geração total. (EPE, 2016)

A geração de energia elétrica a partir de energias não renováveis representou 26% do total gerado. A geração de autoprodutores (APE – geram a energia que consomem) participou com 16,6% do total produzido, considerando todas as fontes, atingindo um montante de 96,6 TWh. Desse total 52,7 TWh são produzidos e consumidos pela própria instalação geradora usualmente denominada APE clássica. As instalações de autoprodução clássica agregam diversas instalações, como exemplos: os setores de papel e celulose, siderurgia, açúcar e álcool, química, entre outros do setor energético como exploração, refino e produção de petróleo. (EPE, 2016)

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, onde há destaque para a geração hidráulica responsável por 64% da energia elétrica no País. As fontes

renováveis representam 75,5% da oferta interna de eletricidade no Brasil, valor esse que é a soma da energia produzida nacionalmente ou importada, que são de fontes essencialmente de origem renovável. A Figura 1 apresenta a oferta interna de energia elétrica por fonte. (EPE, 2016)

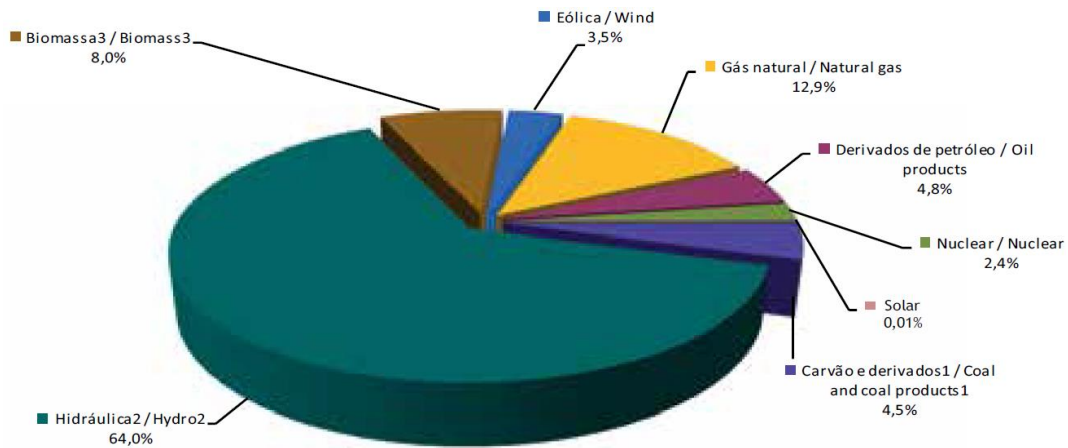


Figura 1- Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte (Fonte: EPE, 2016)

## 1.2 Planejamento Energético

A capacidade instalada em todo o sistema elétrico brasileiro em setembro de 2016 é de 147 GW. Esse total engloba não somente as unidades geradoras do SIN (Sistema Interligado Nacional), mas também conta com os sistemas isolados e a autoprodução clássica, não contabilizando a parcela de importação da UHE Itaipu. (ANEEL, 2016)

De acordo com o Plano Nacional de Expansão de Energia 2024 (PDEE 2024), o Brasil possui grande potencial para fazer a expansão da matriz elétrica de forma segura, econômica e com respeito a legislação ambiental, destacando-se principalmente as fontes renováveis de energia (hídrica, eólica, biomassa e solar). A principal diretriz desse plano foi a priorização da participação das fontes citadas anteriormente para atender o crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal. (MME; EPE, 2015)

### 1.2.1 Expansão da Geração

A expansão prevista no PDEE 2024 prevê a ligação de alguns sistemas isolados ao SIN e o aumento da geração de energia elétrica baseado no aumento de consumo de carga diretamente ligado ao sistema. A expansão da capacidade instalada no SIN, desagregada por regiões, é apresentada na Figura 2, onde são apresentados os valores referentes a 2014 e

aqueles previstos para o final de 2024, resultantes do planejamento decenal. Deve-se ressaltar que nessa imagem os sistemas de Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV), Belo Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós (TP) são considerados região norte e a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste. (MME; EPE, 2015)

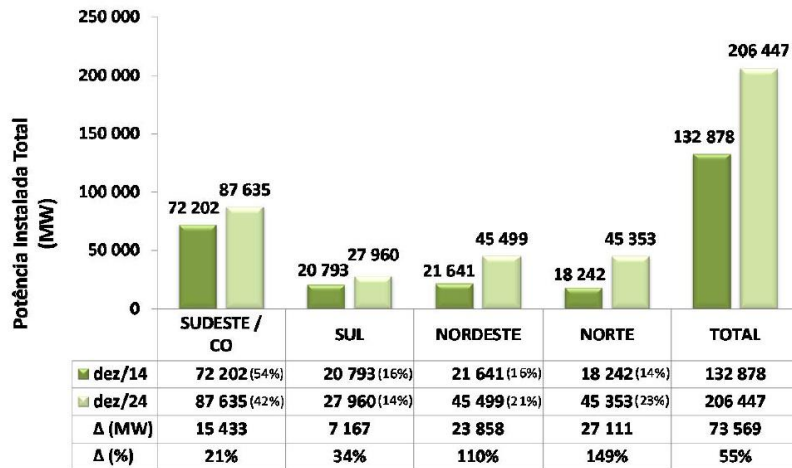


Figura 2 - Participação Regional na Capacidade Instalada do SIN (Fonte: MME; EPE, 2015)

Na Figura 2, pode-se destacar a elevação da participação da região Norte, sua contribuição na capacidade instalada do SIN passará de 14%, no início de 2015, para 23%, em 2024, totalizando 27.111 MW de expansão. Por outro lado, estima-se que nas regiões Sudeste/Centro-Oeste haverá uma redução de 12% de sua participação na oferta total do sistema, mesmo com um aumento na capacidade instalada, em termos absolutos, de 15.433 MW para o horizonte decenal. (MME; EPE, 2015)

Na Figura 3, está apresentado o acréscimo da capacidade instalada por cada tipo de fonte classificadas em Hidrelétrica, Eletronuclear (Urânio), Termelétrica (combustível Fóssil) e outras fontes renováveis (Biomassa, Eólica e Solar). (MME; EPE, 2015)

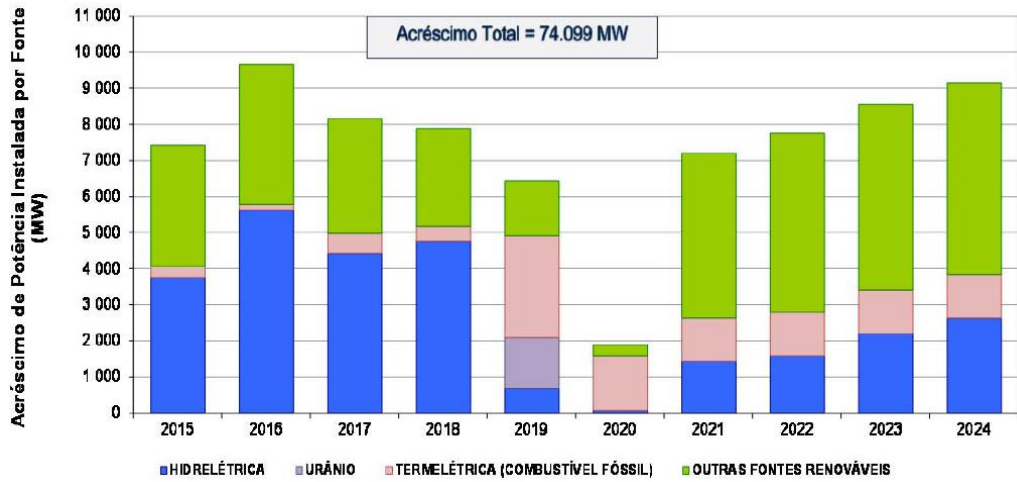


Figura 3 - Acréscimo Anual de Capacidade Instalada por Fonte (Fonte: MME; EPE, 2015)

### 1.2.2 Expansão Hidrelétrica

É considerado parte da expansão hidrelétrica os projetos já contratados e os projetos cujos estudos estão em fase de conclusão. As usinas que se destacam nesse horizonte e correspondem a 68% da expansão hidrelétrica são as usinas de Belo Monte e São Luiz do Tapajós, com 11.233 e 8.040 MW de potência total instalada, respectivamente. Os projetos hidrelétricos que contemplam o PDEE 2024 somam 28.349 MW. Por se tratarem de empreendimentos de grande porte estima-se que toda essa energia estará disponível no SIN apenas no ano de 2027. Como é apresentado na Figura 4. (MME; EPE, 2015)

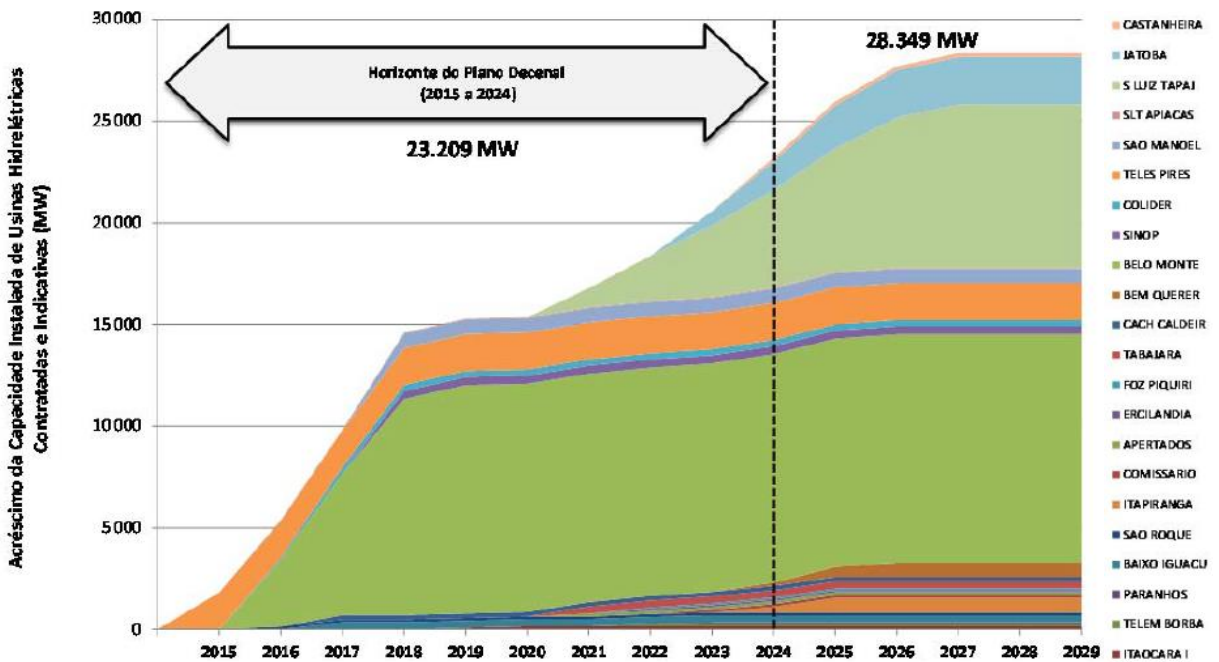


Figura 4 - Evolução da Capacidade Instalada Hidrelétrica (Fonte: MME; EPE, 2015)

Segundo o cenário previsto nesse plano, ocorrerá na região Norte a maior expansão da energia hidrelétrica, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos. (MME; EPE, 2015)

A expansão do sistema de geração através de unidades geradoras hidrelétricas conta com apenas três usinas com reservatório de acumulação, isso se dá devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais. A despeito da crescente complexidade socioambiental, os inventários hidrelétricos apontam projetos importantes que poderão ser viabilizados nos próximos anos, que impõem estágios de desenvolvimento extensos, além de perdas de capacidade de armazenamento. (MME; EPE, 2015)

A maior fonte de geração da matriz energética brasileira é a hidrelétrica, que por consequência é a maior fonte de geração do SIN, e ainda assim apresenta grande potencial a ser explorado. Principalmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste. (MME; EPE, 2015)

1.2.3 Expansão de Outras Fontes Renováveis

Com relação às outras fontes de geração renováveis (eólicas, PCH, termelétricas a biomassa e solar), pode-se notar um crescimento anual de 10% em relação à capacidade instalada total dessas fontes. Todos os processos de construção e licitatórios acompanhados, fiscalizados e sinalizados pela ANEEL estão representados nesse montante de expansão. A região Nordeste contribuiu com a maior participação na expansão dessas fontes ao longo do período de estudo (2014-2024), como se pode ver na Figura 5. (MME; EPE, 2015)

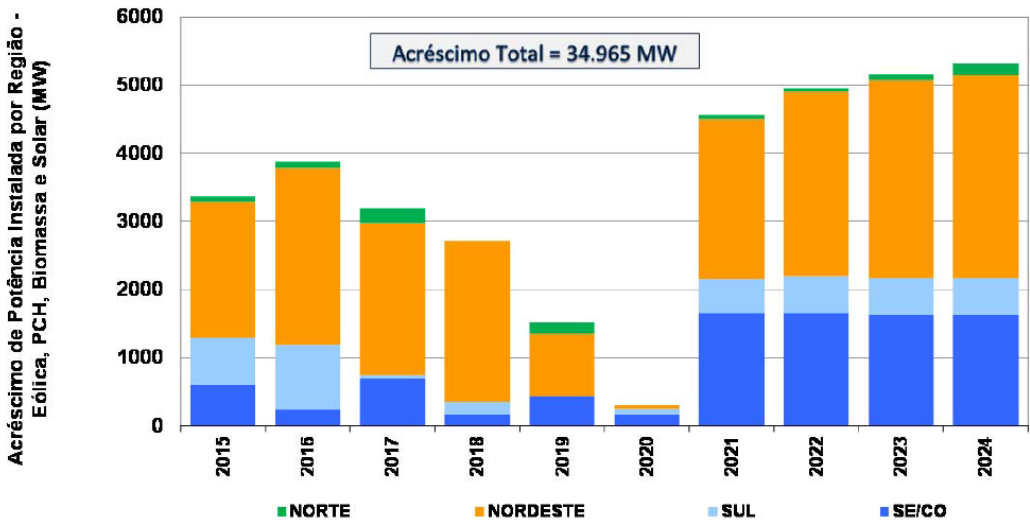


Figura 5 - Acréscimo de Capacidade Instalada Eólica, PCH, Biomassa e Solar (Fonte: MME; EPE, 2015)



A geração a partir de usinas eólicas tem mostrado participação crescente nos leilões desde 2009. As contratações nesses últimos anos demonstram que esses empreendimentos atingiram preços competitivos e impulsionaram o mercado dessa fonte de energia. Dessa forma, essa fonte que possui um grande potencial a ser explorado, se consolida como uma das principais fontes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil. (MME; EPE, 2015)

As pequenas centrais hidrelétricas possuem uma tecnologia madura e com custos unitários estáveis, porém a sua competitividade tem sido impactada principalmente por questões relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, e preços da construção civil. Observa-se isso nos leilões realizados durante o ano de 2014, onde apenas 45 MW de potência instalada foram comercializados. Entretanto esse recurso deve ser considerado como parte da expansão, visto que medidas estão sendo tomadas em busca dessa viabilização e que essa fonte pode colaborar para o atendimento da demanda de energia e de ponta de forma limpa e eficiente. (MME; EPE, 2015)

As usinas térmicas a biomassa, constituem mais uma fonte renovável disponível para compor a expansão da oferta de geração. Desta maneira, destacam-se a geração de energia proveniente de usinas termelétricas movidas a resíduo de madeira (cavaco) e os empreendimentos que utilizam resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço, ambas contempladas na expansão apresentada do PDEE 2024.

A energia solar possui atualmente uma capacidade instalada pouco representativa, incluindo alguns projetos P&D, usinas instaladas nos estádios da Copa do Mundo 2014 e usinas enquadradas como mini ou microgeração distribuída. No entanto, a expectativa é de crescimento da participação dessa fonte na capacidade instalada do SIN. Nos leilões promovidos ao longo de 2014 foram comercializados 891 MW de potência instalada fotovoltaica. Deste total, 521 MW estão localizados na região NE e, o restante, na região SE/CO. As centrais geradoras heliotérmicas ainda não estão contempladas no horizonte deste PDEE 2024, porém, devem-se ressaltar as vantagens dessa tecnologia quando associadas ao armazenamento térmico de energia. Elas podem servir como complemento às fontes renováveis intermitentes, como eólica e fotovoltaica, além da capacidade de atendimento às demandas máximas requeridas pelo SIN. (MME; EPE, 2015)

De acordo com o resultado do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015 (LER/2015) publicado no sítio eletrônico da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, foram contratados 245,3 MW<sub>med</sub> de energia (MW<sub>med</sub> é uma unidade de energia gerada, neste caso 1MW<sub>med</sub> = (8766 horas x 20 anos) = 175.320MWh), provenientes de 33 empreendimentos fotovoltaicos, conforme resumo apresentado na Tabela 1. (EPE, 2016)

UF	Potência CC <sup>1</sup> (MWp)	Potência CA <sup>2</sup> (MW)	Potência Habilitada <sup>3</sup> (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Contratada (MWmed e %)	
BA	197,3	169,3	169,3	47,6	47,6	18,2%
CE	145,8	120,0	120,0	34,8	34,8	12,1%
MG	331,5	270,0	270,0	75,6	75,6	27,3%
PB	36,8	30,0	30,0	7,1	7,1	3,0%
PE	130,1	105,0	105,0	22,1	22,1	12,1%
RN	168,6	140,0	140,0	41,3	40,6	15,2%
SP	6,0	5,0	5,0	1,3	1,3	3,0%
TO	99,8	90,0	90,0	16,2	16,2	9,1%
<b>Total</b>	<b>1.115,9</b>	<b>929,3</b>	<b>929,3</b>	<b>246,0</b>	<b>245,3</b>	<b>100,0%</b>

Tabela 1 - Resumo do 2º LER/2015: Empreendimentos Fotovoltaicos Contratados (Fonte: EPE, 2016)

*Notas:*

1) A Potência CC de cada empreendimento corresponde à soma das capacidades nominais de todos os módulos fotovoltaicos.

2) A Potência CA de cada empreendimento corresponde à soma das potências máximas de todos os inversores, já considerando eventuais limitações de potência.

3) Menor valor entre potência CC e potência CA para cada unidade geradora.

Para dimensionamento de um projeto de um empreendimento fotovoltaico, é comum prever a instalação do arranjo com potência CC maior que a potência do inversor, conforme verificado pela EPE ao analisar os projetos cadastrados. Isto ocorre, pois as condições de irradiação e temperatura encontradas em campo dificilmente retratarão aquelas definidas em laboratório e, portanto os módulos fotovoltaicos não atingem sua potência nominal na maior parte do tempo. Assim, o sobredimensionamento dos módulos possibilita a operação mais eficiente do inversor e mais próximo às suas condições nominais. Na maioria dos casos a Potência Habilitada coincide com a Potência CA. (EPE, 2016)

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste tópico será abordado de maneira distinta os temas relevantes ao estudo proposto. A fim de aprofundar um pouco mais os assuntos relacionados a complementariedade hidro-eólica-solar.

### 2.1 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que apresentam mais de uma fonte de energia como, por exemplo, turbinas eólicas, geradores Diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema

e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência e otimização dos fluxos energéticos na entrega da energia para o usuário. (SANTOS et al., 2006)

A utilização dos recursos de energia complementares tem o potencial de melhorar a qualidade da energia fornecida, uma vez que é esperado menor irregularidade na curva de geração do sistema. Além disso, quando áreas ociosas nas proximidades das usinas hidrelétricas são utilizadas para implantação de outras usinas geradoras de energia, em geral, não há necessidade de investimentos adicionais em novas linhas de transmissão. Este estudo apresenta uma análise da complementariedade das usinas hidrelétricas, usinas fotovoltaicas e usinas eólicas. (FEAM, 2015)

Em geral, os sistemas híbridos são empregados em sistemas de médio porte destinados a atender um número maior de usuários por trabalhar com cargas em corrente alternada. Devido a grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular a cada caso. (SANTOS et al., 2006)

## **2.2 Sistemas fotovoltaicos**

Neste capítulo será abordado o potencial solar brasileiro, e os conceitos de energia solar fotovoltaica.

### **2.2.1 Potencial Solar**

O sol é a principal fonte de energia para a Terra. A radiação solar constitui-se em uma fonte energética inesgotável, havendo um enorme potencial de sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica. (CEPEL, 2014)

Os mapas de radiação solar são particularmente úteis para os profissionais envolvidos no desenvolvimento e aplicações da radiação para aproveitamento energético, e umas dessas aplicações é a utilização em tecnologias para converter energia solar em eletricidade. (CEPEL, 2014)

As Figuras 6 e 7 apresentam a média anual do total diário de irradiação solar global incidente no Brasil e em países da Europa, respectivamente. É possível observar que o potencial disponível no Brasil é maior quando comparado com países da Europa, onde a utilização fotovoltaica já é largamente utilizada. Pode-se notar também que além de amplo território, os valores de irradiação global incidente em qualquer região do território brasileiro

(1500-2500 kWh/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países da união europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>), França (900-1650kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>), onde projetos para o aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados. (INPE, 2006)

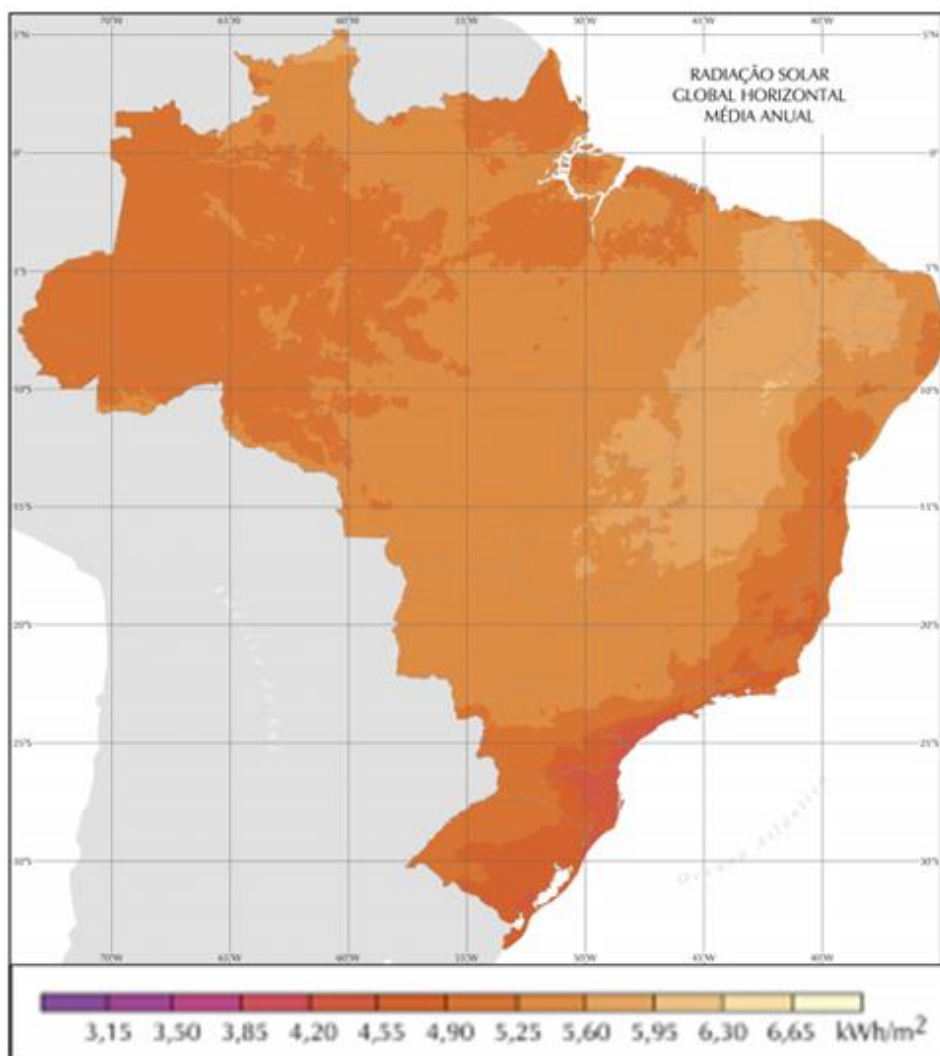


Figura 6 - Mapa Brasileiro de Irradiação Solar em Média Anual (Fonte: INPE, 2006)

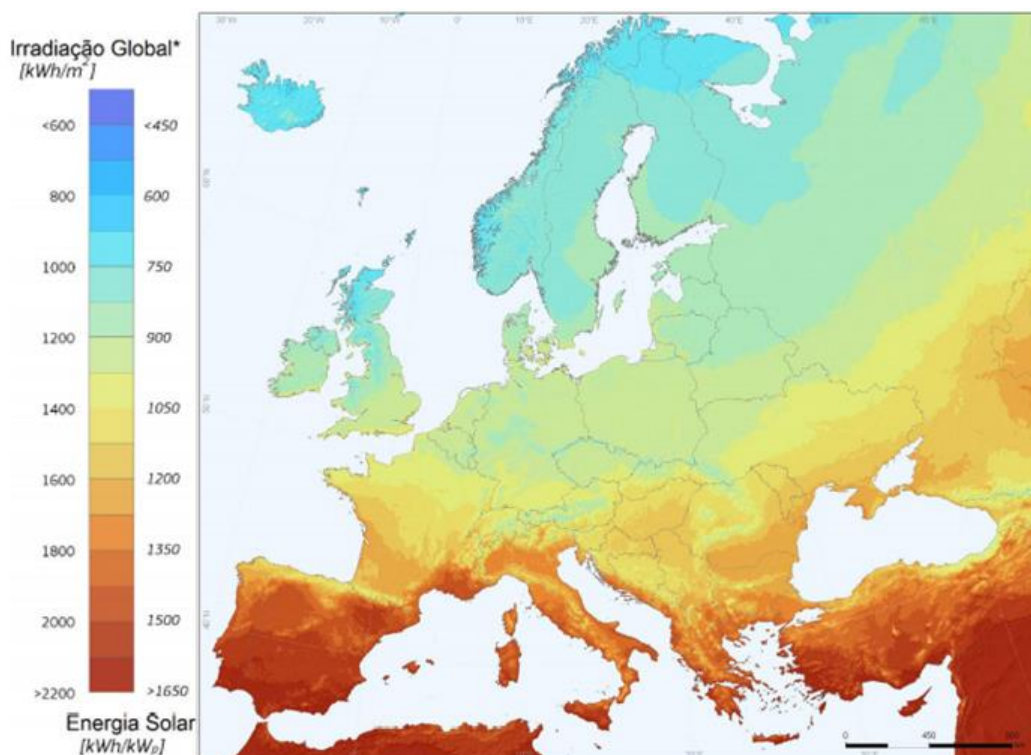


Figura 7 - Mapa Europeu de Irradiação Solar em Média Anual. (Fonte: EUROPEAN COMMISSION, 2013)

A Figura 8 apresenta os mapas de médias sazonais da irradiação global diária, onde os meses foram classificados em quatro estações de modo que o período de dezembro a fevereiro refere-se ao verão, de março a maio ao outono, de junho a agosto ao inverno e de setembro a novembro refere-se a primavera. (INPE, 2006)

A região Norte recebe menor incidência de radiação solar durante o Verão do que a região Sul, apesar de sua localização próxima à linha do Equador. Durante os meses de Inverno, ocorre o inverso e a região amazônica recebe maior irradiação solar global. Isso se deve às características climáticas da região amazônica que apresenta fração de cobertura de nuvens e precipitação elevadas durante o Verão devido à forte influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). A variação da incidência de radiação solar entre o Inverno e Verão é menor na região Norte do que nas regiões Sul e Sudeste. O decréscimo natural da incidência de radiação solar no topo da atmosfera que ocorre no Inverno em decorrência de fatores astronômicos associados ao sistema Sol-Terra é compensado na região amazônica por uma menor nebulosidade associada ao deslocamento da ZCIT em direção ao hemisfério norte. (INPE, 2006)

A irradiação solar global apresenta maior variação inter-sazonal na região Sul. Também é na região Sul que são observados os menores valores de irradiação global no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina, litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo. As características de clima temperado dessa região e a influência de sistemas

frontais associados ao Anticiclone Polar Antártico contribuem para o aumento da nebulosidade na região, principalmente durante os meses de Inverno. (INPE, 2006)

Assim como a região Norte, a região Central do Brasil recebe maior incidência de radiação solar durante as estações secas (Outono e Inverno), particularmente entre os meses de julho e setembro, quando a precipitação é baixa e o número de dias com céu claro é maior. (INPE, 2006)

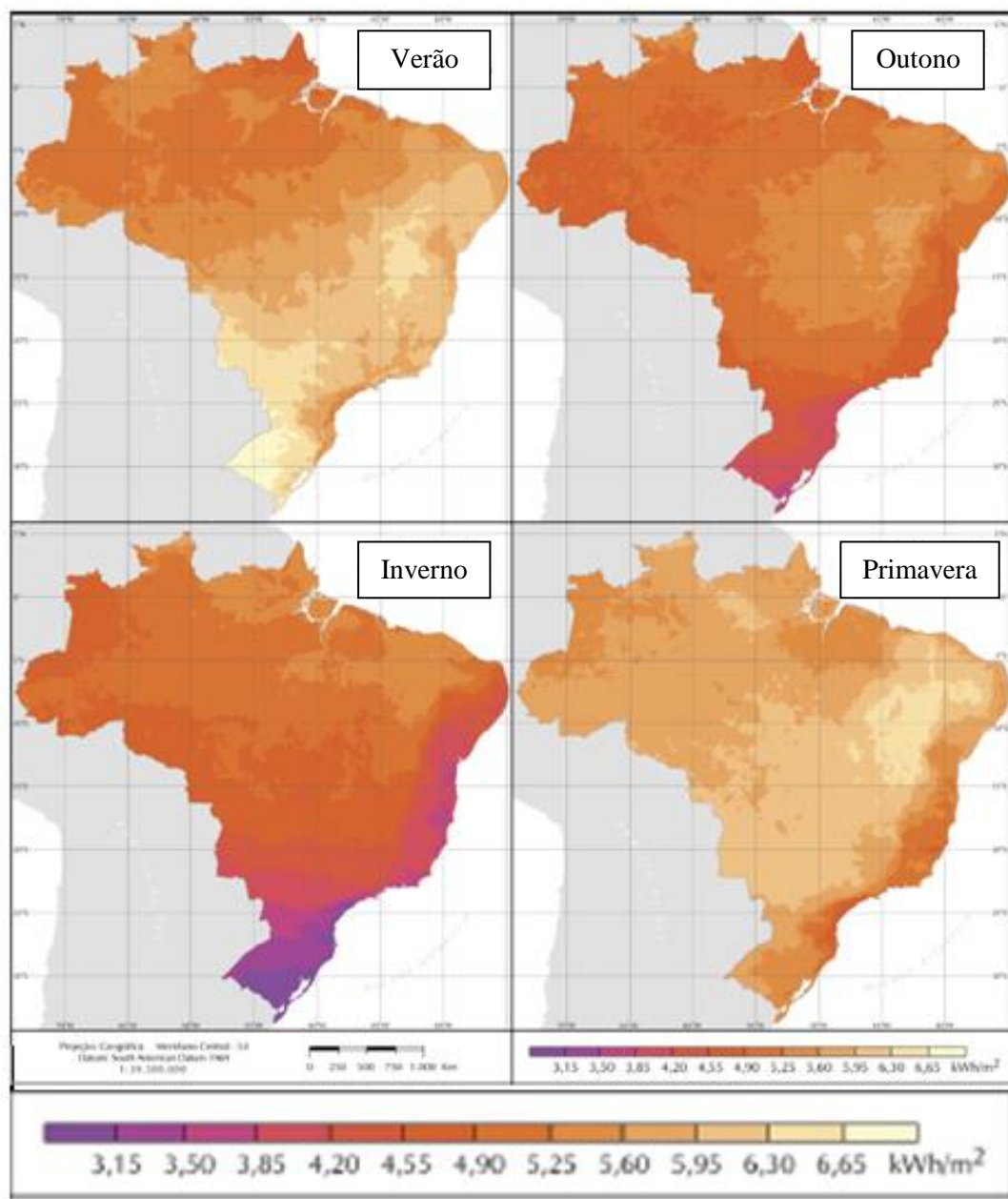


Figura 8 - Mapa Brasileiro de Irradiação Solar em Média sazonal (Fonte: INPE, 2006)

### 2.2.2 Geração Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica consiste na conversão direta de energia solar em eletricidade. Para tanto, é necessário adaptar um material semicondutor (geralmente utilizado o silício) para que, na medida em que este é estimulado pela radiação solar, permita o fluxo eletrônico (partículas positivas e negativas). Todas as células fotovoltaicas têm, pelo menos, duas camadas de semicondutores: uma positivamente carregada e outra negativamente carregada, formando uma junção eletrônica. Quando a luz do sol atinge o semicondutor na região dessa junção, o campo elétrico existente permite o estabelecimento do fluxo eletrônico, antes bloqueado, e dá início ao fluxo de energia na forma de corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de energia elétrica. (ANEEL, 2008)

Tendo em vista que a matéria prima utilizada no sistema fotovoltaico é inesgotável e está disponível em todo o planeta, é possível a instalação de sistemas fotovoltaicos em locais alternativos. A energia solar é considerada uma energia limpa, que não emite nenhum poluente durante a geração de energia elétrica. (SÁ, 2016)

Segundo o Banco de Informação de Geração (BIG) da Aneel a capacidade total de sistemas fotovoltaicos no Brasil ligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é de 23 MW. (ANEEL, 2016)

Os sistemas fotovoltaicos podem ser subdivididos em dois modelos: sistemas isolados e sistemas conectados à rede. Os sistemas não conectados a rede pública de energia são os sistemas isolados. Usualmente são adicionados bancos de baterias para o armazenamento da energia produzida durante o período de incidência solar, e possibilitando assim a utilização da mesma durante os períodos onde não à incidência solar. Nesse sistema os principais componentes do sistema fotovoltaico são: módulo fotovoltaico, controlador de carga, banco de baterias e inversor (CC-CA). (SÁ, 2016)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são constituídos basicamente por: gerador fotovoltaico e inversor. Este tipo de sistemas não utiliza bancos de bateria, pois toda a energia gerada é injetada diretamente na rede. Caso a energia gerada exceda a potência consumida no empreendimento, esta é destinada a rede pública podendo ser utilizada por outros pontos consumidores. Em situações em que a energia gerada não for o suficiente para que as necessidades da edificação sejam atendidas, ocorrerá à utilização da energia das redes públicas para suprir o consumo. (LAMBERTS et al., 2010)

## 2.3 Sistemas eólicos

Neste capítulo será abordado o potencial eólico brasileiro, e os conceitos de energia eólica.

### 2.3.1 Potencial eólico

A origem dos ventos é a dinâmica da atmosfera terrestre, eles são causados, principalmente, pelos gradientes de pressão da atmosfera e do movimento próprio de rotação da Terra. Os gradientes de pressão são causados pelos gradientes de temperatura resultantes do aquecimento diferenciado da superfície do planeta Terra pelo Sol. A região próxima da linha do Equador (latitudes próximas de zero) recebe uma maior incidência de energia proveniente do Sol em relação aos trópicos e aos pólos da Terra, originando os gradientes de temperatura que causam o movimento da atmosfera terrestre. Então, os ventos são efeitos permanentes da dinâmica do nosso planeta, por isso são considerados uma fonte renovável de energia. (DALMAZ, 2007)

As Figuras 9 e 10 apresentam a média diária de velocidade de vento incidente no Brasil e em países da Europa, respectivamente. Para o continente europeu os valores são apresentados em média anual com base nos anos de 2000 a 2005. Observa-se que o potencial disponível no Brasil é maior quando comparado com países da Europa, onde a utilização da energia eólica já é largamente utilizada. Pode-se notar também que além de amplo território, os valores de velocidade de vento no litoral da região nordeste, principalmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte estão entre os locais com maior potencial de geração eólica do mundo, os dados de vento são superiores aos da maioria dos países da união europeia. (CEPEL, 2001)



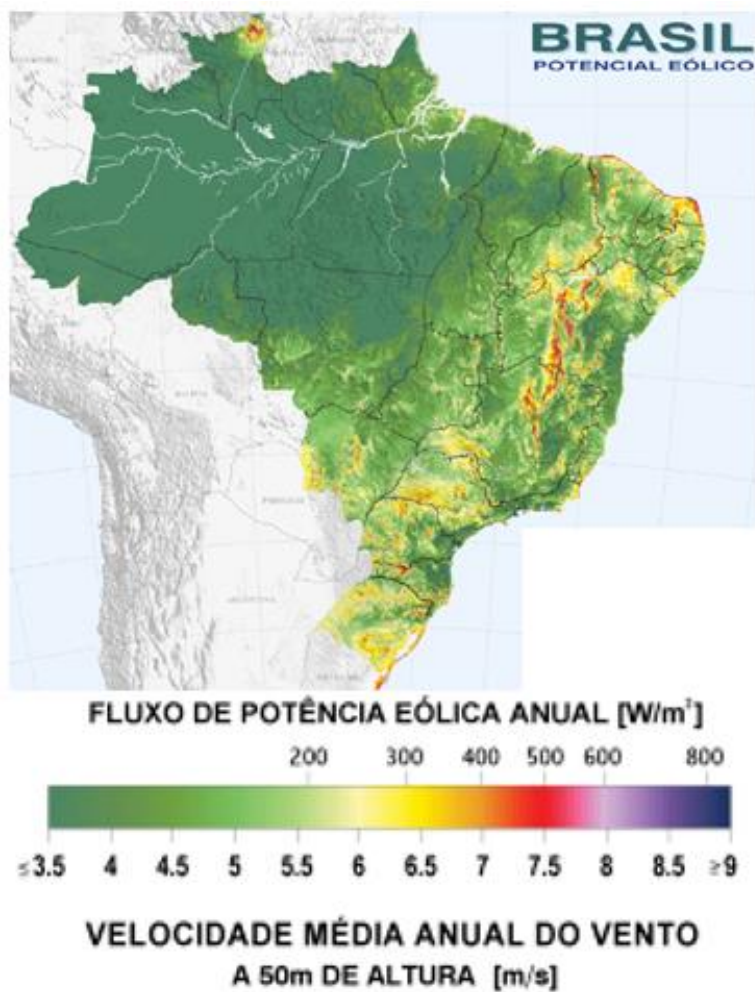


Figura 9 - Mapa brasileiro de velocidade de vento em média anual (Fonte: CEPEL, 2001)

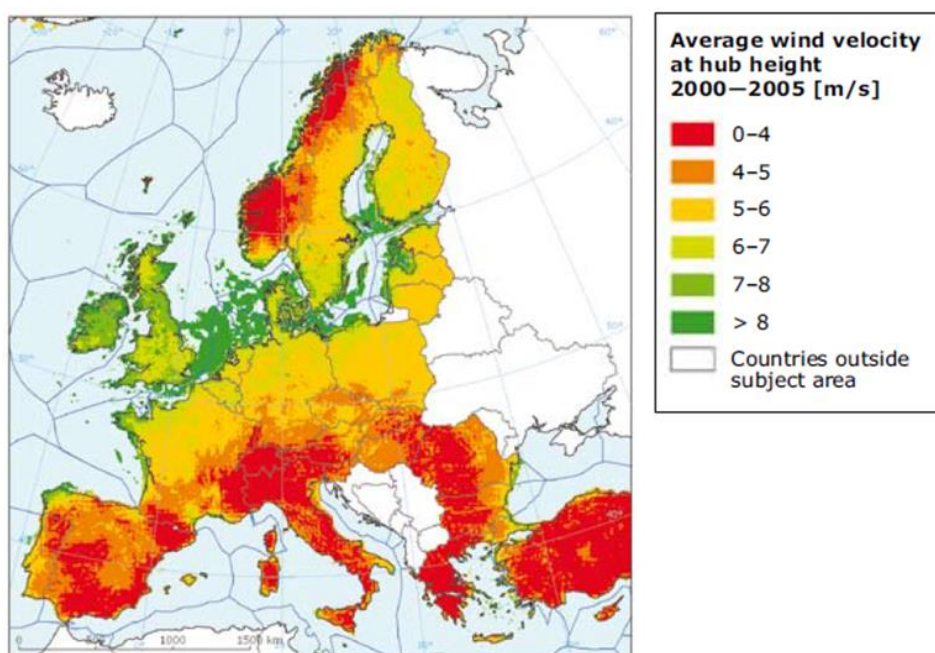


Figura 10- Mapa europeu de velocidade de vento em média anual (Fonte: EEA, 2009)

A Figura 11 apresenta os mapas de médias sazonais da velocidade de vento. Onde os meses foram classificados em quatro estações de modo que o período de dezembro a fevereiro refere-se ao verão, de março a maio ao outono, de junho a agosto ao inverno e de setembro a novembro refere-se a primavera. (CEPEL,2001)

A velocidade de vento apresenta maior variação inter-sazonal na região centro oeste e norte. É no extremo sul do país são observadas as menores variações de valores de velocidade de vento no Brasil. (CEPEL,2001)

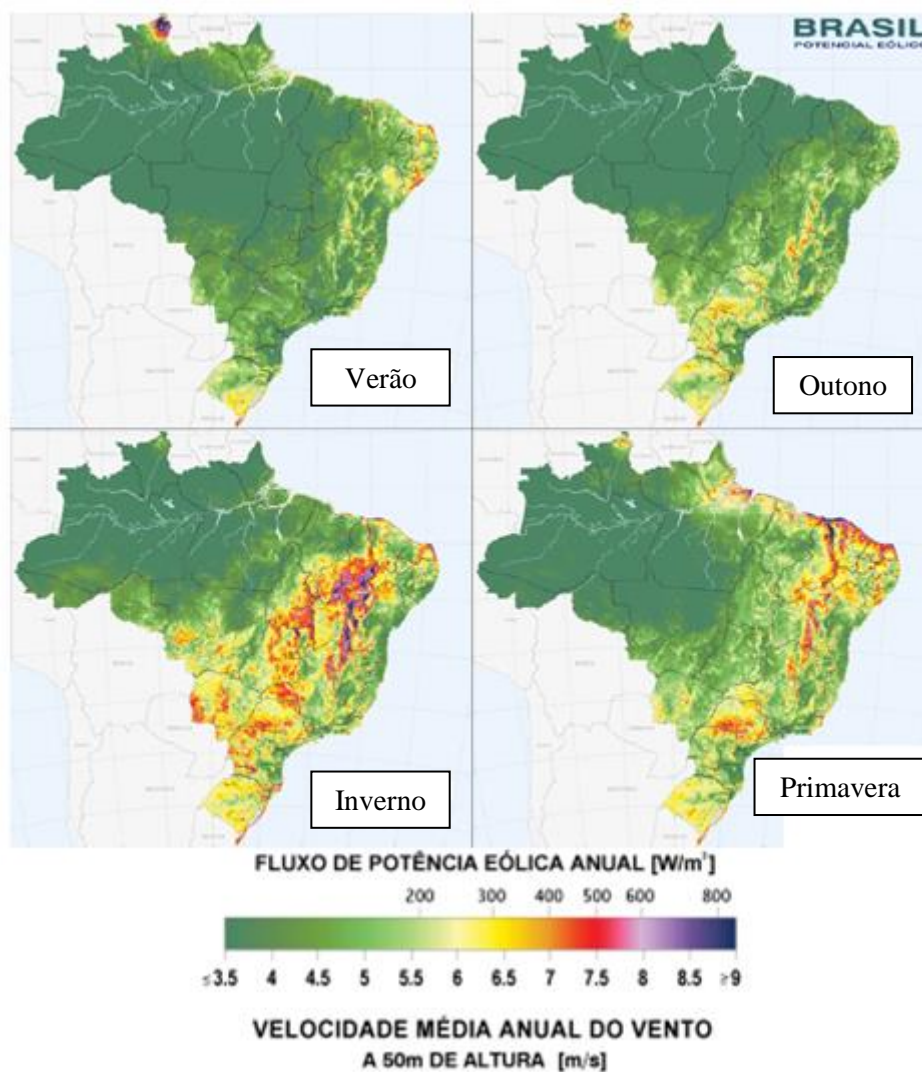


Figura 11 - Mapa Brasileiro de velocidade de vento em Média sazonal (Fonte: CEPEL, 2001)

### 2.3.1 Geração Eólica

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas

aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou cataventos (e moinhos), para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água. (ANEEL, 2005)

A energia eólica é uma fonte renovável de energia mecânica e, segundo o atlas eólico brasileiro o país possui potencial eólico continental de 146 GW (ANEEL, 2005). Atualmente a potência eólica instalada no Brasil é de 9,6 GW, com mais 3 GW em projetos em construção e 5,3 GW em projetos com a construção ainda não iniciada. (ANEEL, 2016). Entretanto, todo esse potencial eólico não pode ser utilizado adequadamente, devido ao relevo, ocupação de terra e impactos ambientais. Já no território oceânico não se encontram barreiras naturais, onde não há restrição relevante de áreas e os impactos ambientais são minimizados. Com essa premissa, diversos países então investindo em energia eólica offshore, com grande destaque para o Reino Unido que planeja ter 40 GW de potência instalada (EEA, 2009)

A Figura 12 apresenta as principais componentes de um aerogerador convencional utilizado amplamente para geração de energia.

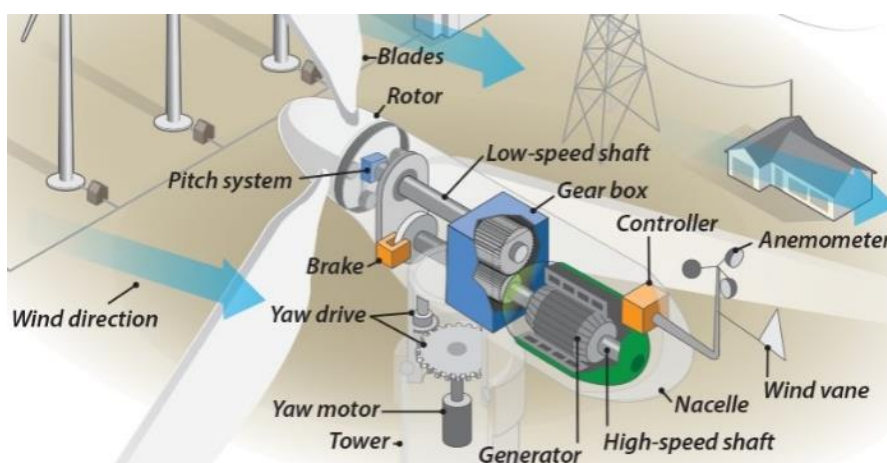


Figura 12 - Principais componentes de um aerogerador (Fonte: PORTAL ENERGIA, 2009)

## 2.4 Sistemas hídricos

Neste capítulo será abordado o potencial hídrico brasileiro, e os conceitos básicos da energia hídrica. A energia hídrica é a maior fonte de geração de energia elétrica do Brasil.

### 2.4.1 Potencial hídrico

O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela estimada com a inventariada. (ANEEL, 2005)

A parcela estimada é composta pelo somatório do potencial remanescente como o

potencial individualizado, ambos resultados de estimativa feita em escritório. O potencial remanescente é feito a partir de dados existentes, e sem qualquer levantamento complementar, considerando-se um trecho de um curso d'água e sem determinar o local de implantação do aproveitamento. O potencial individualizado é resultado de uma estimativa para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem qualquer levantamento detalhado. (ANEEL, 2005)

A parcela inventariada inclui diferentes níveis de estudos e é resultante do somatório dos aproveitamentos: Apenas em inventário, com estudo de viabilidade, com projeto básico, em construção e em operação. (ANEEL, 2005)

O potencial hidrelétrico brasileiro situa-se ao redor de 260 GW. Contudo apenas 68% desse potencial foi inventariado pelo atlas da energia hidráulica fornecido pela Aneel em 2005. Entre as bacias com maior potencial destacam-se as do Rio Amazonas e do Rio Paraná. (ANEEL, 2005)

Na Bacia do Amazonas, destaca-se a sub-bacia do Rio Xingu, com 12,7% do potencial inventariado no País. Outras sub-bacias do Amazonas, cujos potenciais estimados são consideráveis, são a do Rio Tapajós, a do Rio Madeira e a do Rio Negro. Na Bacia do Tocantins, destaca-se a sub-bacia do Rio Itacaiunas e outros, com 6,1% do potencial brasileiro inventariado. Na Bacia do São Francisco, destaca-se a sub-bacia Moxotó e outros, que representa 9,9% do potencial inventariado. Na Bacia do Paraná, existem várias sub-bacias com grandes potenciais, entre elas a dos rios Paraná, Paranapanema e outros, com 8,1% do potencial hidrelétrico inventariado no País. O potencial hidráulico brasileiro, por sub-bacia hidrográfica, é apresentado na Figura 13. (ANEEL, 2005)



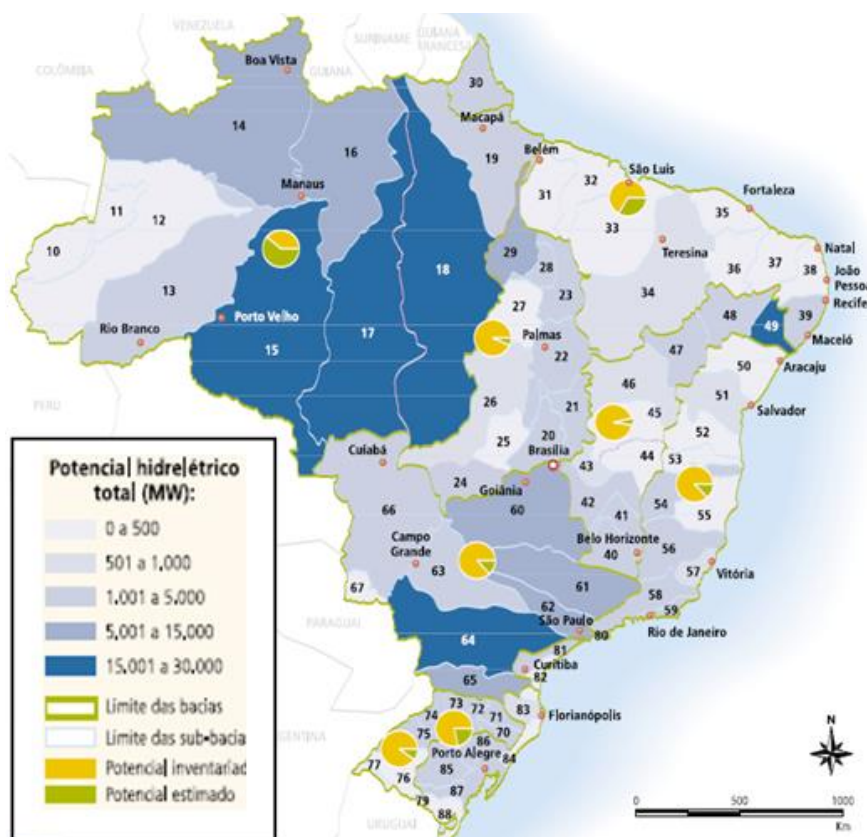


Figura 13 - Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica - situação em março de 2003 (Fonte:ANEEL, 2005)

#### 2.4.2 Geração hídrica

A produção de energia hidrelétrica é feita a partir da integração da vazão do rio, que é a quantidade de água disponível e determinado período de tempo ( $Q_v = v/t$ ) e os desníveis de relevo, sejam eles naturais ou criados artificialmente. (ANEEL, 2008)

A estrutura da usina, apresentado na Figura14, é basicamente composta por barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força e vertedouro, que funcionam em conjunto e de maneira integrada. O objetivo da barragem é interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório. Além de formar o reservatório de água, o reservatório têm outras funções como: permitir um desnível necessário para a formação de maior potencial hidráulico, regularizar a vazão dos rios nos períodos de chuva ou estiagem. Existem algumas usinas hidrelétricas que são chamadas de “usina a fio d’água”. As usinas a fio d’água reduzem as áreas de alagamento e não formam reservatórios de água, tendo como positivo a redução de impacto ambiental, e utilizar menor área para instalação de uma usina deste tipo, e como principal desvantagem a ausência de reservatório implica na redução de geração de energia elétrica nos períodos de seca. O sistema de captação e o sistema de adução são responsáveis de levar através de condutos, calhas ou tuneis, a água até a casa de força. É na casa de força

que estão localizadas as turbinas, formadas por uma série de pás ligadas a um eixo conectado ao gerador. Durante o seu movimento giratório, as turbinas convertem a energia cinética (do movimento da água) em energia elétrica por meio dos geradores que produzirão a eletricidade. Após passar pela turbina, a água volta ao leito natural do rio pelo canal de fuga. Os principais tipos de turbinas hidráulicas utilizadas são: Pelton, Kaplan, Francis e Bulbo. O tipo de usina é escolhido de acordo com a altura de queda e vazão de cada usina. A turbina mais utilizada nas usinas a fio d'água é do tipo Bulbo, pois esta é indicada para baixas quedas e altas vazões, não exigindo grandes reservatórios. Há por fim, o vertedouro, que possui a função de permitir a saída de água sempre que os níveis do reservatório ultrapassam os limites recomendados. O vertedouro é utilizado também para evitar que em períodos de chuva ocorram enchentes no entorno da usina. (ANEEL, 2008)

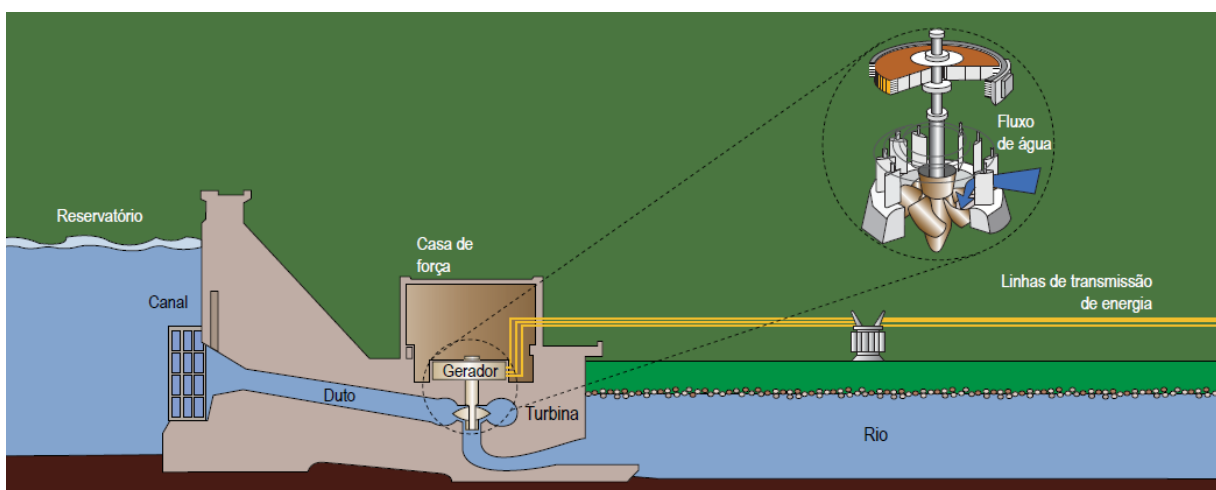


Figura 14 - Perfil esquemático de usina hidrelétrica (Fonte: ANEEL, 2008)

## 2.5 Sistemas estudados

O trabalho se dá no estudo da complementariedade solar-eólica-hídrica em duas regiões, a região sul de Santa Catarina e a região nordeste, próximo a cidades como Sobradinho na Bahia e Petrolina no estado de Pernambuco. A escolha de duas cidades em locais distintos é pelo fato de se tratarem de regiões com características energéticas distintas.

### 2.5.1 Escolha do local

As escolhas das regiões a serem avaliadas o potencial de geração solar-eólica-hídrica e sua complementariedade se deram pelo fato de que estão localizadas em duas regiões extremas do país, com condições diferentes de recurso energético, a região nordeste por dois

fatores decisivos, primeiro por ser a região com maior incentivo no plano decenal de expansão de energia elétrica 2024, para instalação de projetos eólicos e fotovoltaicos, visto que a energia hídrica é discriminada em todo o território brasileiro. E a região da divisa entre os estados da Bahia e Pernambuco próximo a cidade de Sobradinho pelo fato de possuir linhas de transmissão ligadas ao SIN e facilitar a instalação de um sistema híbrido na região.

A escolha da cidade de Araranguá como referência para o sul brasileiro, mais especificamente para o sul catarinense se deu, pois se trata da cidade onde está localizado o Centro da Universidade Federal de Santa Catarina onde o autor desenvolveu sua graduação em Engenharia de Energia, onde residiu durante todo o período de graduação. Além de estar localizada em um dos extremos do nosso país, possuindo características distintas de potencial energético quando comparado a região nordestina.

### **3 METODOLOGIA**

Neste capítulo será abordada a descrição da metodologia utilizada nas simulações de potenciais solar-eólico-hídrico para avaliação e estudo de complementariedade das três fontes. De acordo com a Nota Técnica nº 0043/2010 da Aneel para um empreendimento de geração distribuída ser enquadrado como gerador de pequeno porte sua potência instalada não deve Exceder a potência instalada de 30 MW, desta maneira cada fonte estudada possui potência instalada de 30 MW, esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição, assim como buscar contribuições para questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes. (ANEEL, 2010).

#### **3.1 Simulação do potencial eólico**

A estimativa do potencial eólico se deu por meio da utilização do software *System Advisor Model* (SAM), onde foi necessária a inserção dos dados de velocidade e direção de vento para diferentes alturas. O software SAM é um modelo computacional que avalia o potencial de geração elétrica e os retornos financeiros (não estudados no trabalho) para sistemas de energias renováveis.

##### **3.1.1 Coleta de dados**

Como base de dados foram utilizados dados disponibilizados pelo Instituto Nacional

de Meteorologia (INMET). Esses dados foram coletados a uma altura de 10 metros da superfície e em um intervalo horário.

Os dados de velocidade e direção de vento precisaram ser extrapolados para utilização no software SAM, a estrapolação desses dados se deu por meio das seguintes equações 1 e 2 (a equação 1 é referentes a Lei de perfil de velocidade ao longo da altura, e a equação 2 é a correlação de Justus para a Lei do perfil de velocidade). (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002)

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 * \ln(U_{ref})}{1 - 0,088 * \ln(\frac{Z_{ref}}{10})} \quad (1)$$

$$\frac{U(Z)}{U(Z_{ref})} = \left(\frac{Z}{Z_{ref}}\right)^\alpha \quad (2)$$

Onde:

- $\alpha$  - Coeficiente do perfil de velocidade
- $Z$  - Altura desejada
- $Z_{ref}$  - Altura de Referencia, altura dos dados
- $U(Z)$  - Velocidade de vento na altura  $Z$
- $U(Z_{ref})$  - Velocidade de vento na altura de referencia

(Fonte: MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002)

Todas as extrapolações necessárias se deram utilizando como ferramenta o software Excel, e por fim foram convertidos em arquivos no formato aceito pelo software SAM.

### 3.1.2 Parâmetros da simulação

As simulações foram feitas a partir do módulo *system design* e assim, definidas algumas variáveis, primeiramente todas as perdas da geração eólica foram desconsideradas (perda por cisalhamento, perdas por turbulência e perdas gerais do parque eólico).

A escolha do aerogerador se deu por método analítico, o aerogerador utilizado é o modelo 1.5xle da GE Energy, esse modelo possui diâmetro de rotor de 82,5 metros, e potência nominal de 1500 kW, no sistema proposto este modelo atua com altura de hub (altura da base do aerogerador ao centro do eixo de rotação) de 80 metros. A Figura 15 apresenta a curva de



geração pela velocidade de vento, nota-se a partir da Figura que este aerogerador opera com velocidade variável, possuindo velocidade mínima para geração de 3,5 m/s e chega a potência nominal a 12 m/s de velocidade de vento (velocidade consideravelmente baixa), um ponto negativo encontrado para esse modelo é o corte de geração a uma velocidade acima de 20 m/s, porém para os locais selecionados essas velocidades ocorrem em mínimos períodos no ano. (GE, 2016)

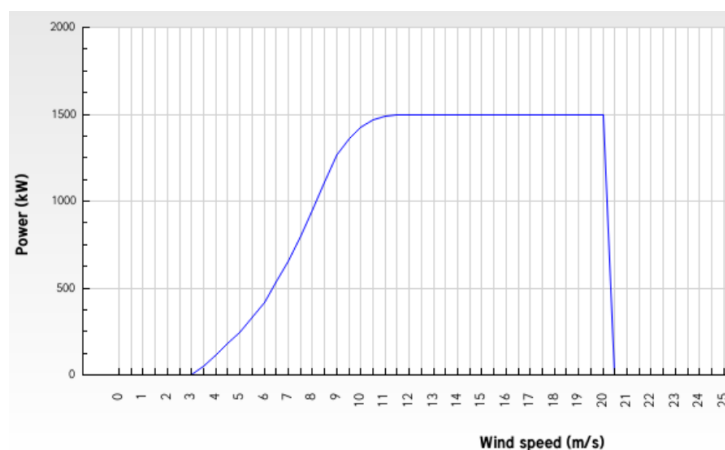


Figura 15 - Curva de potência por velocidade de vento (Fonte: GE, 2016)

O parque possui cinco linhas com quatro aerogeradores por linha totalizando vinte turbinas eólicas, que são representados na Figura 16. O espaçamento entre as turbinas é de cinco diâmetros de rotor para as turbinas de mesma linha, e de dez diâmetros de rotor entre as linhas (FERRAZ, 2010), e o parque foi inclinado para a predominância de direção de vento de acordo com a rosa dos ventos.

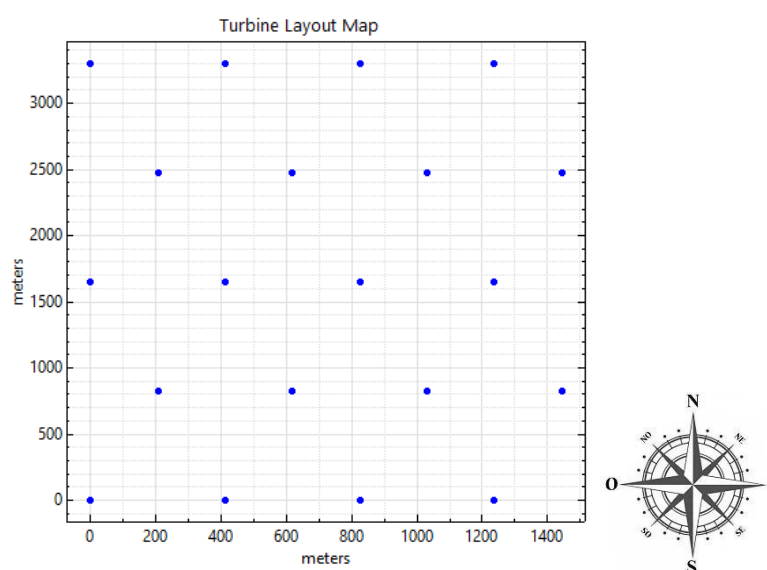


Figura 16 - Distribuição dos aerogeradores (considerando vento incidente de sul). (Fonte: AUTOR)

### 3.2 Simulação do potencial fotovoltaico

Neste capítulo será apresentada a simulação do potencial fotovoltaico das regiões por meio da utilização do software System Advisor Model.

#### 3.2.1 Coleta de dados

Os dados utilizados para estimar o potencial fotovoltaico das regiões foram retirados do próprio software. Os dados utilizados foram de cidades próximas à região, diferentemente da simulação eólica (onde os dados de vento foram inseridos pelo autor) pelo fato de o software possuir um banco de dados muito mais completo de radiação solar.

#### 3.2.2 Parâmetros da simulação

As simulações foram feitas a partir do módulo *system design*. Deste modo foi selecionado o local para calcular o potencial fotovoltaico, sabendo que a potência nominal do sistema solar fotovoltaico deve ter potência nominal de 30MW, colocaram-se os módulos orientados a norte, com 20° de inclinação, para as duas regiões.

O módulo fotovoltaico escolhido para utilização no sistema é da marca SunPower, modelo X21-345, com 21,5% de eficiência de conversão e potência máxima de 345 Wdc (Watt em corrente contínua). De acordo com a SunPower este módulo possui maior desempenho e maior durabilidade que os módulos convencionais, mostrados na Figura 17. (SUNPOWER, 2016)

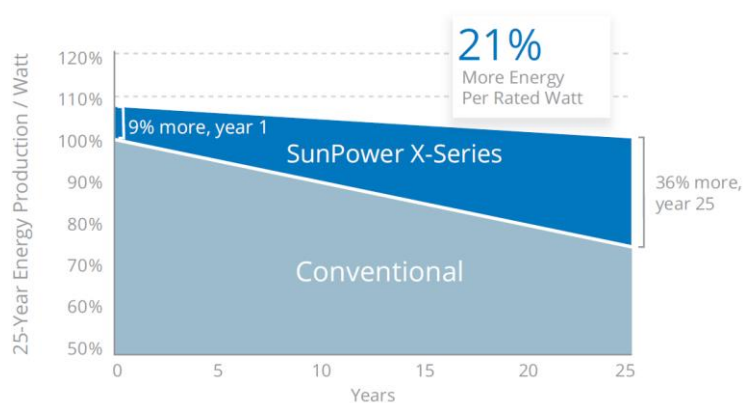


Figura 17 - Comparação de queda de geração ao longo dos anos. (Fonte: SUNPOWER, 2016)

O inversor escolhido foi da marca Kaco, modelo 7.5 TL3. Este modelo possui uma

eficiência de 98,28% e corrente máxima de 1000 Vdc (Volt em corrente contínua) (KACO, 2016). A partir do modelo *System Design* do software SAM foi selecionado o tópico onde incluía-se o tamanho da matriz desejada, neste caso potência de 30 MWdc como potência nominal do sistema, fazendo com que este sistema se adeque aos parâmetros da nota técnica 0043 de 2010 da Aneel.

### 3.3 Simulação do potencial hídrico

O potencial hídrico, diferente das outras fontes, se mostrou muito complexo de simular, então, de modo a tornar o estudo mais seguro e realístico optou-se pela utilização de dados de geração hídrica reais, para isto foi solicitado à operadoras de usinas geradoras próximas a região. A seguir serão apresentadas as metodologias utilizadas para se estimar o potencial hídrico.

#### 3.3.1 Região Nordeste

Os valores do potencial hídrico para a região da cidade de Petrolina – PE foram disponibilizados pela Chesf, operadora da usina hidrelétrica de Sobradinho, localizada na cidade de Sobradinho - BA, os dados disponibilizados pela operadora foram em média horária por dia, durante o intervalo de tempo de um ano.

A partir dos dados disponibilizados pela operadora e possuindo o conhecimento de alguns aspectos técnicos da usina, fizeram-se algumas considerações. Utilizou-se uma relação linear da geração de energia com a potência instalada, para que o sistema hidráulico tenha a mesma potência instalada das demais formas de energia estudadas no presente trabalho (30 MW). Posteriormente, sabendo que os valores disponibilizados são médias horárias de geração por dia e que a hidrelétrica tem seu funcionamento com o uso de reservatório, se fez então a distribuição da geração diária de modo a otimizar o sistema híbrido, utilizando a geração de energia hidráulica sempre no período em que as demais fontes diminuem sua geração, mas respeitando a potência instalada.

A maneira utilizada para otimizar a geração híbrida se deu a partir dos seguintes passos:

Inicialmente utilizou-se como base a curva de geração das demais fontes (solar e eólica) atuando em conjuntos. A partir desta curva de geração diária solar-eólica utilizou-se o máximo valor geração horária. Com o valor da máxima geração horária calculou-se a

diferença entre a geração horária e a máxima geração, obtendo-se então uma curva de falta. Porém, para poder ser feita a distribuição da geração diária dividiu-se a falta de geração em cada hora pelo somatório da falta de geração de um dia, criando-se assim uma curva percentual de geração hora a hora. Seguindo esta curva, fez-se a distribuição da geração dia-a-dia para a usina de Sobradinho. Os dados utilizados nessa distribuição foram disponibilizados pela Chesf (os dados foram disponibilizados em média horária por dia, então multiplicou-se por 24 horas obtendo-se a geração total diária), e ressaltando que foram utilizados os dados para uma usina similar a usina hidrelétrica de Sobradinho porém com potencia instalada de 30 MW. Esses dados de deram pela utilização de uma relação linear entre a potência instalada e a geração.

A cidade de Sobradinho no estado da Bahia faz divisa com a cidade de Petrolina – PE, a usina hidrelétrica que leva o nome da cidade está localizada no rio São Francisco (principal rio da região nordeste) e possui potência instalada de 1.050,3 MW. (CHESF, 2016)

### 3.3.2 Região Sul

Os dados de geração hídrica para a região do sul catarinense foram cedidos pela Eletrosul Centrais Elétricas S.A., operadora da PCH Barra do Rio Chapéu. Estes dados foram disponibilizados em geração horária, para o intervalo de um ano.

A PCH Barra do Rio Chapéu aproveita o potencial do rio Braço do Norte, e está localizada entre os municípios de Rio Fortuna e Santa Rosa de Lima, no sul catarinense, localizada a 100 km da cidade de Araranguá, porém, localizado na mesma região, o que valida a utilização destes dados. A usina PCH é uma usina a fio d'água e não conta com reservatório, o que implica na influencia direta entre a vazão do rio e a energia gerada.

Para calcular o potencial desta região utilizou-se uma relação linear para uma usina com mesmas características desta, porém com potência instalada de 30 MW, lembrando que os dados disponibilizados foram em geração horária (não necessitando simular a distribuição da geração diária). A usina PCH Barra do Rio Chapéu, de onde foram disponibilizados os dados, possui potência instalada de 15,15 MW. (ELETROSUL, 2013)

## 3.4 Avaliação

Para análise dos dados de geração e complementariedade das fontes foram necessário a implementação de índices para medir a confiabilidade, segurança e complementariedade das fontes estudadas no trabalho. Neste trabalho serão apresentados os índices individuais (por

fonte: hidro, eólica e solar) e os índices globais para os sistemas híbridos de duas e três fontes.

### 3.4.1 Índices analisados

Os índices a serem analisados neste trabalho são expressos a seguir, a energia total de geração, expressa pela equação 3 (geração total de energia em um período de tempo n). A partir do dado de geração total, pode-se calcular o Fator de Capacidade, que é expresso pela equação 4 (Fator de capacidade do sistema em um período de tempo n). (Fonte: Autor)

$$E_{Total}(kWh) = \sum_1^n E_n(kWh) \quad (3)$$

$$Fator\ de\ Capacidade = \frac{E_{Total}}{(P_{Inst} * Período(h))} \quad (4)$$

A partir dos dados de Fator de Capacidade obteve-se então, o valor de potência média por hora, que é representado pela equação 5 (potência média horária do sistema em um período n). A partir do valor obtido pela equação 5 pode-se calcular o período em que a potência horária está abaixo da potência média. Outro índice calculado é a potência absoluta abaixo da potência média, expressa pela equação 6 (valor total abaixo da potência média em um período n). Por fim, calculou-se a média de falta de potência, apresentado pela equação 7 (média de falta de potência em um período n). É importante destacar que os índices são determinados em média horária, e, portanto, a energia pode ser determinada a partir da integração horária desses índices. (Fonte: Autor)

$$P_{Méd}(kW) = P_{Inst}(kW) * Fator\ de\ Capacidade \quad (5)$$

$$P_{Out} = \sum_1^n P_{Méd} - P_{n,ger} \quad (6)$$

$$P_{Méd/h} = \frac{P_{Out}}{Período(h)} \quad (7)$$

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos neste trabalho estão descritos no decorrer deste capítulo.

### 4.1 Potencial Eólico

Como visto anteriormente, o potencial eólico para as regiões estudadas foram simulados a partir do software *System Advisor Model (SAM)*, onde se estimou a geração de energia elétrica em uma escala horária de tempo.

#### 4.1.1 Características dos dados utilizados

Inicialmente os dados foram tratados utilizando como ferramenta o software Excel, baseando-se nas equações 1 e 2. A partir dos resultados obtidos no Excel utilizou-se como ferramenta o software WRPLOT para criar a rosa dos ventos e o gráfico de distribuição de frequência para as determinadas localizações a altura de 80 m em relação ao solo (mesma altura de hub utilizado nos aerogeradores).

As Figuras de 18 a 21 apresentam as rosas dos ventos e a distribuição de frequência de ventos para a cidade de Araranguá - SC (Figura 18 e 19) e de Petrolina - PE (Figura 20 e 21).

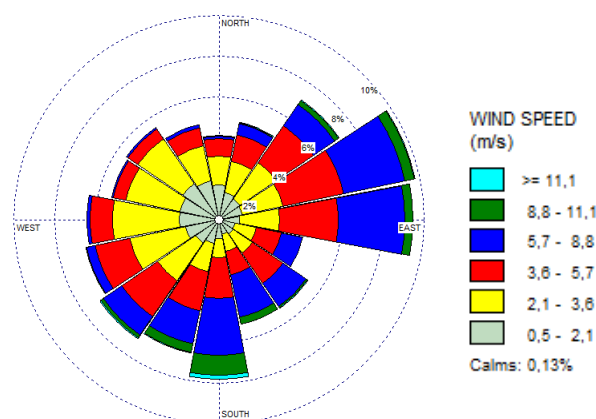


Figura 18 - Rosa dos ventos Araranguá-SC (Fonte:Autor)

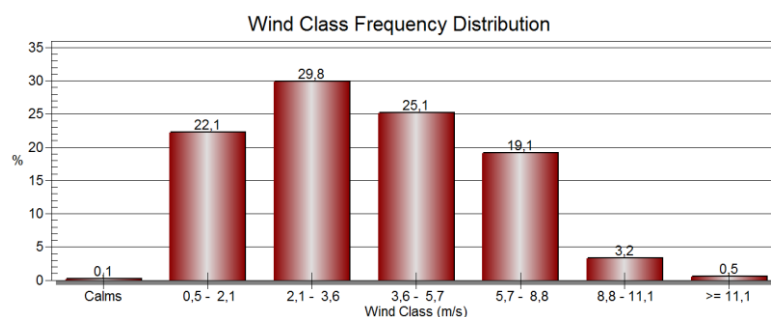


Figura 19 - Distribuição de Frequência Araranguá-SC (Fonte:Autor)

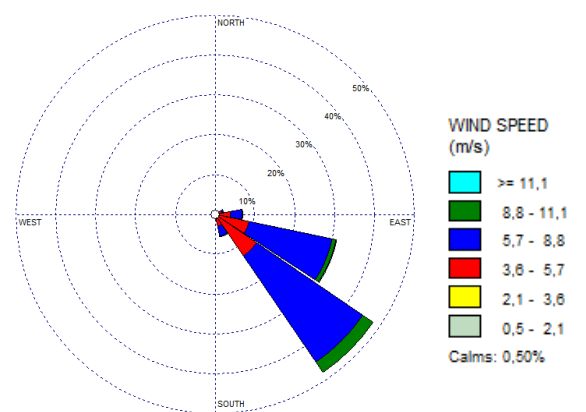


Figura 20 - Rosa dos ventos Petrolina-PE (Fonte:Autor)

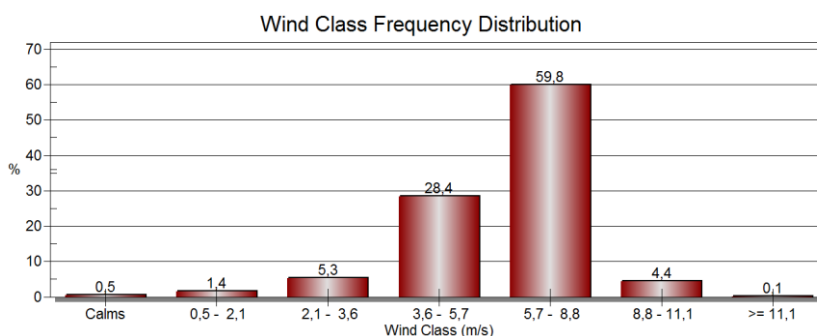


Figura 21 - Distribuição de Frequência Petrolina-PE (Fonte:Autor)

O potencial eólico é maior para a região nordeste, pois esta possui maiores velocidades de vento a essa altura, outro aspecto positivo da região é a predominância de vento sudeste, fazendo com que se exija menos esforço mecânico dos aerogeradores. O fato de a região possuir características mais elevadas que outras não excluem o potencial eólico na região. No caso da região sul de Santa Catarina percebe-se um bom potencial eólico, porém há necessidade da utilização de equipamentos voltados ao perfil de velocidade de vento encontrado na região.

#### 4.1.2 Simulação do potencial eólico

A metodologia utilizada na simulação já foi apresentada no capítulo 3.1. O potencial de geração de energia elétrica foi retirado do software SAM, disponibilizados pelo software em geração horária. A Tabela 2 apresenta os dados de geração eólica e o fator de capacidade para as duas cidades, em total anual e separado por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	36,49	89,84

Verão	9,19	20,79
Outono	8,67	18,45
Inverno	6,36	28,20
Primavera	12,27	22,40
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	13,88%	34,18%
Verão	14,18%	32,08%
Outono	13,09%	27,85%
Inverno	9,60%	42,58%
Primavera	18,73%	34,19%

Tabela 2 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 2 nota-se que a cidade de Petrolina – PE possui maior potencial eólico do que a cidade de Araranguá – SC, a cidade nordestina possui fator de capacidade de 34,18%, que se apresenta superior ao apresentado pela cidade catarinense, que é de 13,88%, e este serve como indicador de que Petrolina possui melhor potencial eólico que Araranguá.

Outros índices avaliados estão apresentados na Tabela 3, são, a porcentagem do período em que a geração do parque eólico fica abaixo da geração média ( $P_{Méd}$ ) e a média de quanto falta de geração para se atingir a geração média ( $P_{Méd/h}$ ). Nesta Tabela o índice representado por “%” representa a porcentagem do período em que a energia de geração do parque eólico atua abaixo da média de geração, e o índice “Valor” representa a média do déficit de geração de energia elétrica.

Ex.: Para a cidade de Araranguá, 69,02% do tempo a geração de energia elétrica está abaixo da geração média. Em média a falta nesse período é de 3,6 MWh para que a geração atinja a geração média.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	69,02%	55,64%
	Valor (MWh)	3,60	4,93
Verão	%	69,31%	59,03%
	Valor (MWh)	3,63	5,32
Outono	%	71,11%	67,30%
	Valor (MWh)	3,69	5,36
Inverno	%	77,17%	41,12%
	Valor (MWh)	3,62	3,63
Primavera	%	58,38%	55,17%
	Valor (MWh)	3,43	4,96

Tabela 3 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{Méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Através dos índices apresentados na Tabela 3, nota-se que a cidade de Petrolina possui



mais segurança de geração para esta única fonte, pois em 44,36% do tempo a geração elétrica do sistema está acima da média, já os valores encontrados para a cidade de Araranguá mostram que o período percentual em que a geração elétrica está acima da média é de 30,98%. Outro aspecto analisado é que Petrolina apresenta o índice Valor maior que para a cidade de Araranguá. A geração média para a cidade de Araranguá é de 4,17 MWh e para a cidade de Petrolina é de 10,26 MWh, dados retirados a partir do software SAM.

As Figuras 22, 23 e 24 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração eólica.

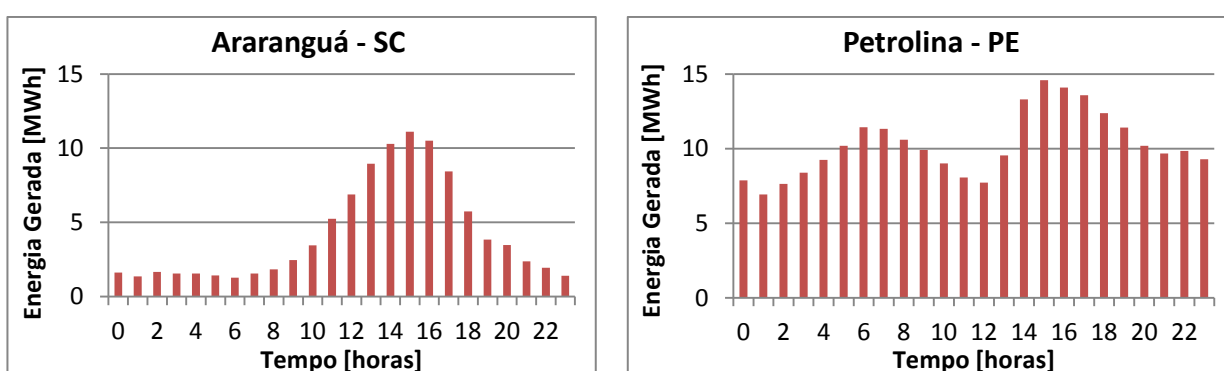


Figura 22 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

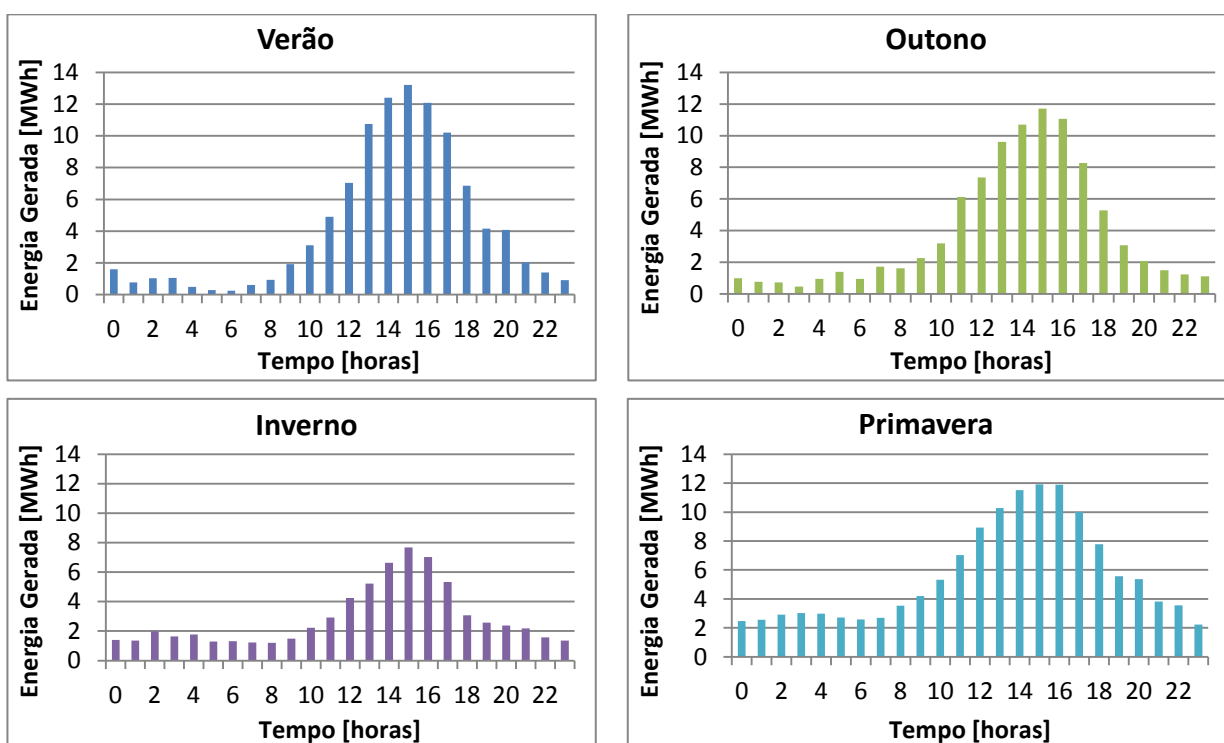


Figura 23 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

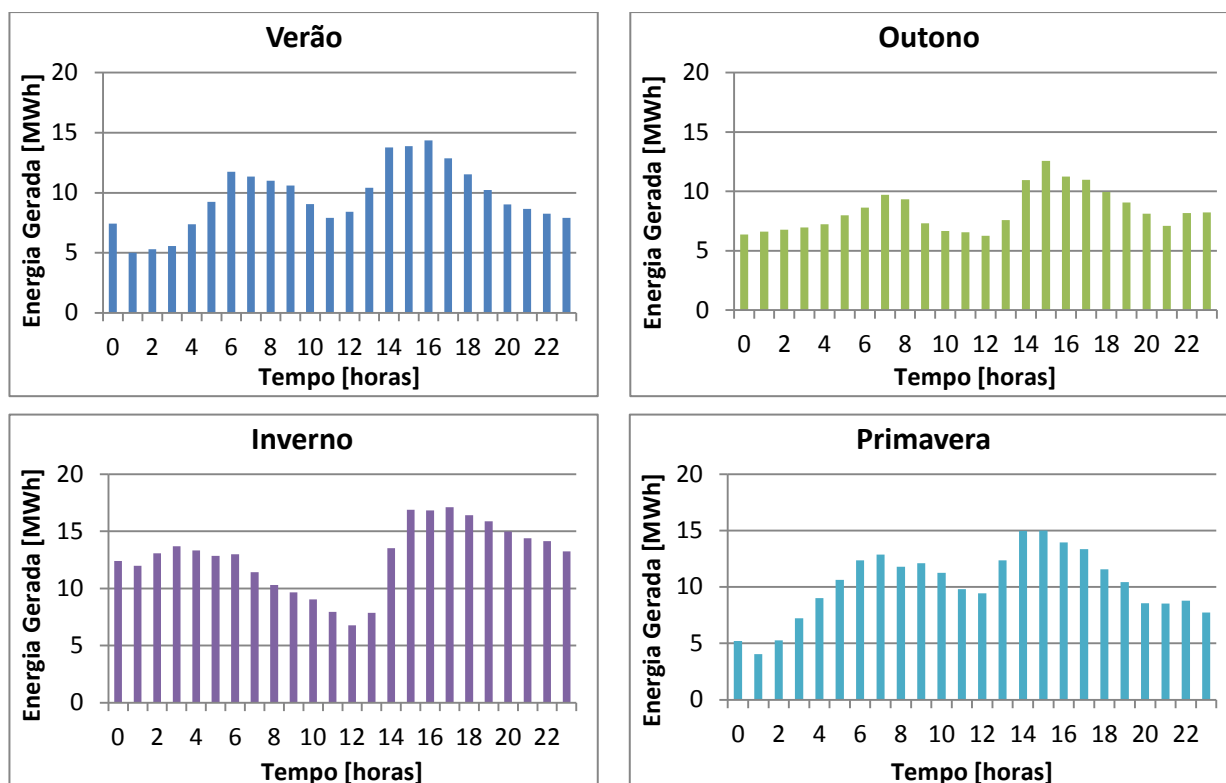


Figura 24 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Visualizando a Figura 22 verifica-se que a cidade de Petrolina em Pernambuco possui maior distribuição de ventos no decorrer das horas de um dia (médio), isso torna o sistema eólico na região mais confiável e aplicável, pelo fato de possuir boa distribuição de geração elétrica no decorrer do dia. Percebe-se que a cidade de Araranguá apresenta um pico elevado de geração de energia no horário das 15 horas e permanece com baixa geração no decorrer do dia. Quando comparando as duas cidades, nota-se que a máxima geração de um dia (médio) ocorre na cidade nordestina, está geração alcança um valor próximo a 14,5 MWh em quanto a máxima geração de um dia (médio) para a cidade do sul brasileiro é de aproximadamente 11,2 MWh.

Analisando a Figura 23, referente à cidade de Araranguá, constata-se que a estação do ano com maior incidência de vento, e com isso maior geração de energia elétrica, ocorre no período do verão, e menor geração no inverno, as estações da primavera e outono se comportam como intermediárias em relação as demais estações, verão/inverno.

De maneira similar ao que acontece em Araranguá os picos de maior geração e menor geração para a cidade de Petrolina (Figura 24) acontecem no verão e inverno, porém se apresenta de maneira contrária a cidade catarinense, pois a cidade pernambucana possui maior geração de energia elétrica no inverno e menor geração no verão, e conta com as demais

estações do ano como intermediárias e de transição entre uma estação a outra.

Notando os perfis de geração diários individuais durante todo o ano, para cada uma as duas cidades analisadas, estes permanecem muito próximos um dos outros, tendo apenas uma variação de intensidade no decorrer das estações e do ano.

## 4.2 Potencial Solar Fotovoltaico

Seguindo a metodologia apresentada no capítulo 3.2, o potencial fotovoltaico para as regiões estudadas foi simulado a partir do software *System Advisor Model* (SAM), os resultados desta simulação foram apresentados em geração horária.

### 4.2.1 Características dos dados utilizados

Os dados de radiação utilizados na simulação do sistema fotovoltaico são da base de dados do próprio software SAM. Os dados para simulação fotovoltaica são mais completos (quando comparada com eólica), tanto nos dados de radiação solar quanto na base de equipamentos (módulos e inversores).

Os dados utilizados para a cidade de Petrolina constavam na base de dados do SAM, porém, a cidade de Araranguá não constava na base de dados do software, então se utilizou os dados da cidade de Florianópolis. Para poder validar os dados se fez uma comparação utilizando o Atlas Brasileiro de Energia Solar, de 2006, onde nota-se na Figura 25 que a radiação incidente na cidade de Araranguá é muito similar a radiação incidente na cidade de Florianópolis.

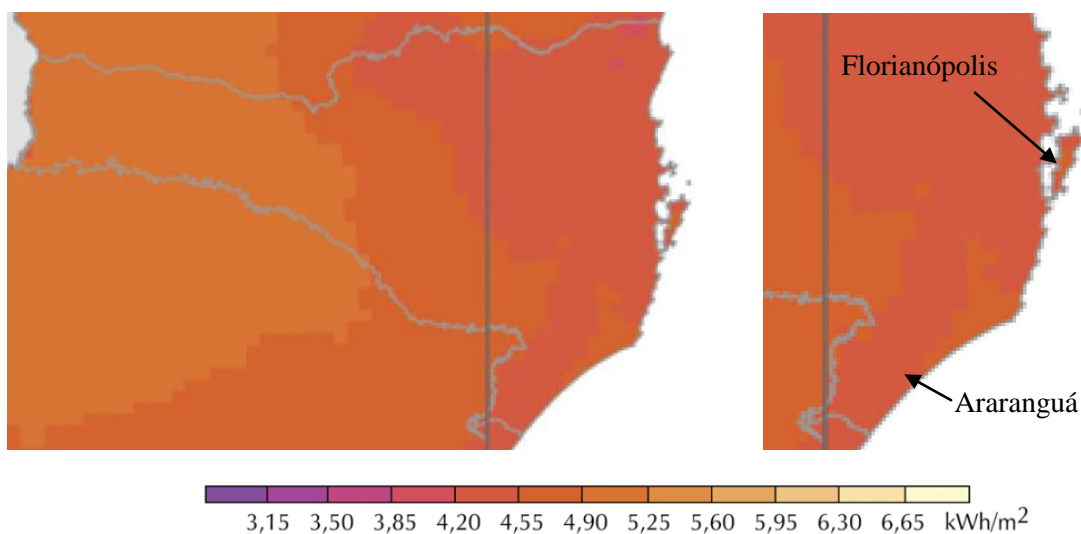


Figura 25 - Radiação Global em Santa Catarina (Fonte: Atlas solar 2006)

A partir dessas considerações calculou-se o potencial fotovoltaico para as duas cidades, os resultados obtidos para os índices analisados serão apresentados no próximo tópico.

#### 4.2.2 Simulação do potencial solar fotovoltaico

Os dados utilizados na simulação já foram apresentados no capítulo 3.2. O potencial de geração de energia elétrica foi retirado do software SAM em um período de tempo horário. A Tabela 4 apresenta os dados de geração solar fotovoltaica e o fator de capacidade das regiões, em total anual e separado por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina – PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	44,22	50,49
Verão	12,56	11,85
Outono	11,25	12,64
Inverno	9,02	12,68
Primavera	11,39	13,32
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	16,82%	19,21%
Verão	19,38%	18,29%
Outono	16,98%	19,08%
Inverno	13,62%	19,14%
Primavera	17,38%	20,32%

Tabela 4 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 4 nota-se que a cidade de Petrolina possui maior potencial fotovoltaico do que a cidade de Araranguá. A cidade nordestina possui fator de capacidade de 19,21%, mostrando-se superior ao encontrado para a cidade catarinense, que é 16,82%. O fator de capacidade serve como indicador de que a cidade possui um potencial solar fotovoltaico maior e representa uma geração anual maior. Devido às cidades possuírem perfil de geração similar, ambas apresentam bom potencial para instalação de sistemas fotovoltaicos.

Outros índices avaliados estão apresentados na Tabela 5, são, a porcentagem do período em que a geração do parque eólico fica abaixo da geração média ( $P_{Méd}$ ) e a média de quanto falta de geração para se atingir a geração média ( $P_{Méd/h}$ ). Nesta Tabela o índice representado por “%” representa a porcentagem do período em que a energia de geração do parque eólico atua abaixo da média de geração, e o índice “Valor” representa a média do déficit de geração de energia elétrica.

Ex.: Para a cidade de Araranguá, 66,44% do tempo a geração de energia está abaixo da

geração média. Em média a falta nesse período é de 4,5 MWh para que a geração atinja a geração média.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	66,44%	64,02%
	Valor (MWh)	4,51	5,21
Verão	%	62,04%	63,66%
	Valor (MWh)	4,43	5,21
Outono	%	66,49%	63,90%
	Valor (MWh)	4,56	5,23
Inverno	%	71,78%	64,72%
	Valor (MWh)	4,55	5,20
Primavera	%	65,34%	63,78%
	Valor (MWh)	4,48	5,19

Tabela 5 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{med}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Nota-se que em ambas as cidades, Petrolina e Araranguá, possuem um bom potencial para instalação de sistemas fotovoltaicos, nota-se também que na maior parte do tempo (acima de 64% para as duas cidades) existe a falta de energia para que se atinja a geração média, este período de falta se refere ao período da noite, início da manhã e final de tarde. A geração média para a cidade de Araranguá é de 5,08 MWh e para a cidade de Petrolina é de 5,76 MWh.

As Figuras 26, 27 e 28 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração solar fotovoltaica.

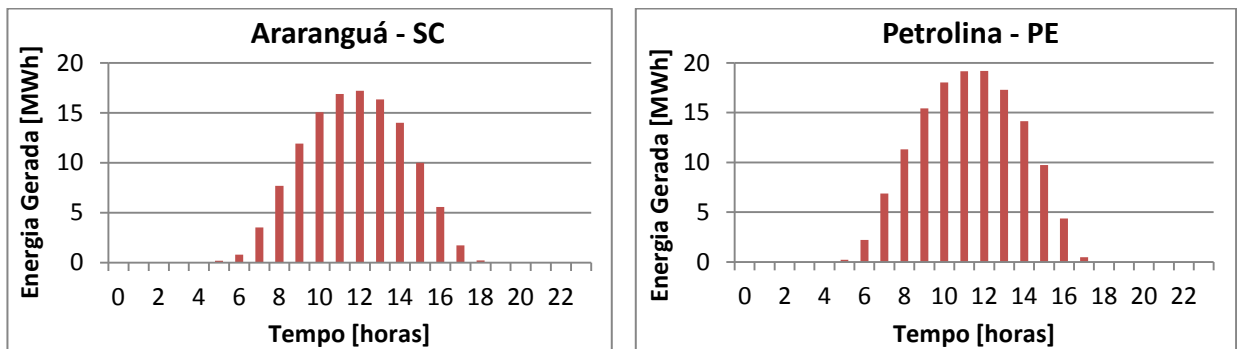
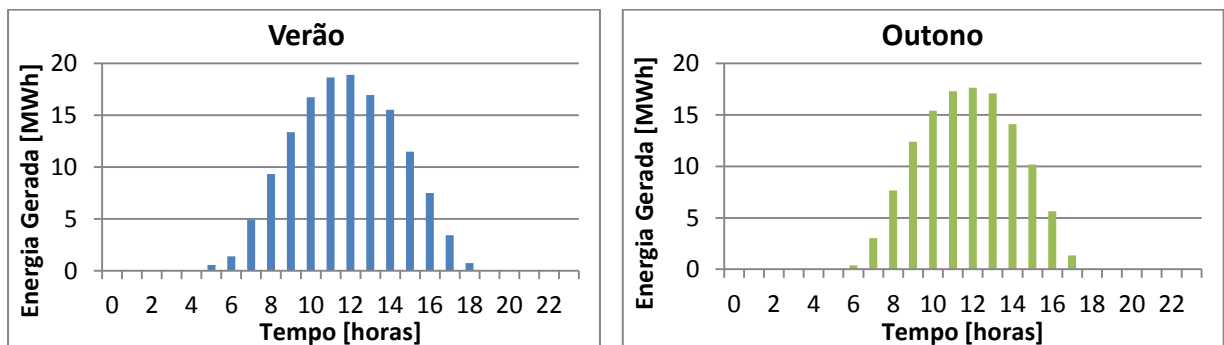


Figura 26 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)



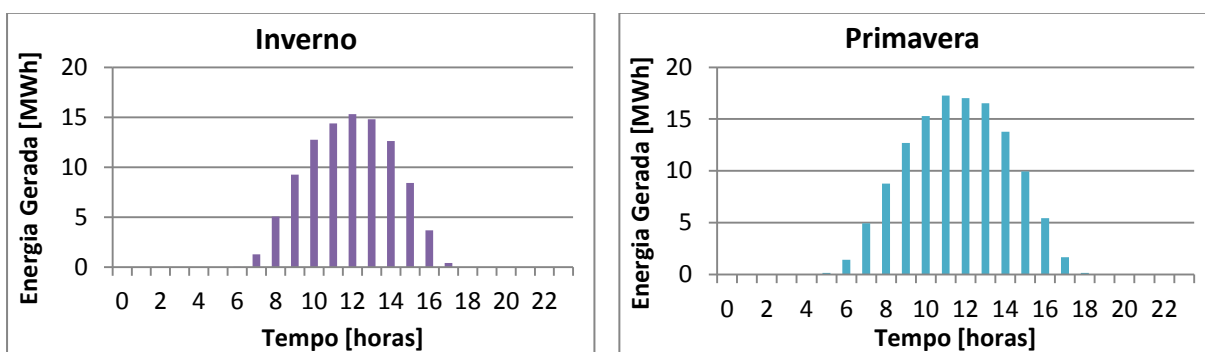


Figura 27 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

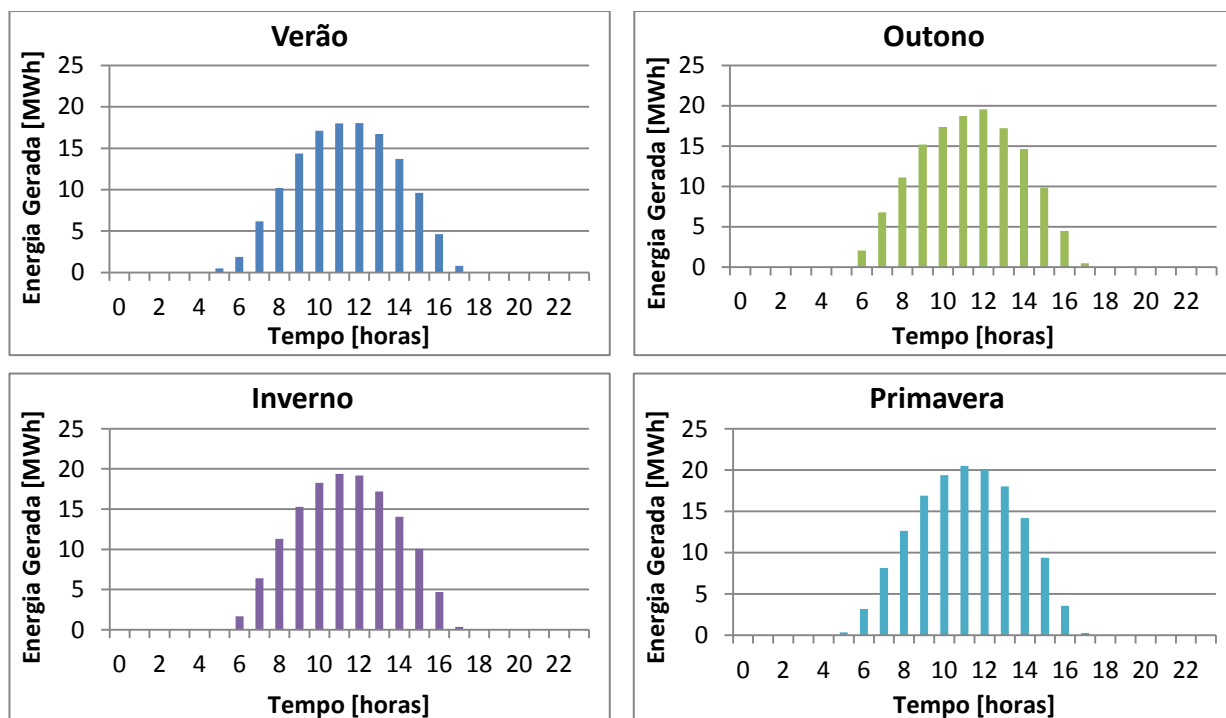


Figura 28 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Nota-se na Figura 26 que a cidade de Petrolina possui maior geração que a cidade de Araranguá, observa-se que de maneira similar a energia eólica a geração fotovoltaica na cidade de Araranguá possui maior geração diária e maior pico de geração no verão e menor geração diária no inverno, para a cidade de Petrolina nota-se que os maiores picos de geração ocorrem nas estações da primavera e do outono. É importante ressaltar que a maior geração diária ocorre na primavera.

Em ambas as cidades tem-se um pico de geração por volta das 12, 13 horas. Outro fato importante de ressaltar nas Figuras apresentadas anteriormente é que os dias com maior intervalo de geração (mais horas de radiação solar) ocorrem no verão, para as duas regiões.

### 4.3 Potencial Hídrico

Como visto no capítulo 3.3, o potencial hídrico para as regiões estudadas foi obtido a

partir de geradoras já existentes, localizadas próximas as regiões de estudo, onde estimou-se a geração de energia elétrica em uma escala horária de tempo.

#### 4.3.1 Características dos dados utilizados

Como visto anteriormente, os dados de geração foram disponibilizados pelas operadoras (Chesf para a região nordeste e Eletrosul para a região sul), submetidos a tratamento pelo autor de modo a complementar o trabalho. Por fim, utilizou-se os dados para avaliar o potencial hídrico.

O potencial de geração de energia elétrica foi estimado para a região nordestina fazendo-se as considerações descritas na metodologia apresentada no tópico 3.3.

Já para a região sul não foi necessário o uso de qualquer tipo de simulação visto que os dados disponibilizados pela Eletrobrás para a PCH Barra do Rio Chapéu já estavam em geração horária, a única consideração feita foi calcular a geração para uma usina similar a existente, porém com potência instalada de 30 MW.

#### 4.3.2 Simulação do potencial

Buscando facilitar o cálculo do potencial para as regiões, deu-se o uso do software Excel, tornando mais simples a elaboração e compreensão dos resultados obtidos. A Tabela 6 apresenta os dados de geração hídrica e o fator de capacidade das regiões, em total anual e separado por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	194,80	50,16
Verão	49,88	12,89
Outono	49,59	14,31
Inverno	43,85	11,96
Primavera	51,48	11,00
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	74,13%	19,09%
Verão	76,97%	19,89%
Outono	74,86%	21,60%
Inverno	66,20%	18,06%
Primavera	78,58%	16,78%

Tabela 6 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 6 percebe-se que a cidade de Araranguá possui maior potencial hídrico quando comparado a cidade de Petrolina, a cidade catarinense possui um alto valor de

fator de capacidade, de 74,13%, implicando em alta geração de energia, já para a cidade nordestina o fator de capacidade é de 19,09%, porém esta apresenta uma vantagem que é a utilização de reservatório para estoque de água, implicando no estoque de energia, podendo assim a geração ser distribuída no decorrer do dia.

Outros índices avaliados estão apresentados na Tabela 7, são, a porcentagem do período em que a geração do parque eólico fica abaixo da geração média ( $P_{Méd}$ ) e a média de quanto falta de geração para se atingir a geração média ( $P_{Méd/h}$ ). Nesta Tabela o índice representado por “%” representa a porcentagem do período em que a energia de geração do parque eólico atua abaixo da média de geração, e o índice “Valor” representa a média do déficit de geração de energia elétrica.

O sistema hídrico para região nordestina não foi otimizado considerando-se apenas o uso único desta fonte, então os valores apresentados a seguir apresentam a mesma curva de geração criada a partir da metodologia apresentada no capítulo 3.3.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	45,03%	42,56%
	Valor (MWh)	6,58	4,14
Verão	%	39,49%	43,61%
	Valor (MWh)	6,21	4,00
Outono	%	45,88%	41,58%
	Valor (MWh)	5,89	3,99
Inverno	%	62,00%	41,67%
	Valor (MWh)	7,00	4,26
Primavera	%	32,51%	43,41%
	Valor (MWh)	7,21	4,31

Tabela 7 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Nota-se que na cidade de Petrolina a fonte hídrica possui mais segurança de geração, pois esta conta com o uso de reservatório. Porém analisando esta a partir da curva de geração criada pelo autor com a finalidade de otimizar o sistema híbrido, ela apresenta menor segurança quando comparada com a usina localizada no sul do Brasil, pois em 45,03% do tempo a geração está abaixo da geração média, já para a cidade nordestina o tempo em que a geração esta abaixo da geração média é de 42,56%. Além da geração de Araranguá se mostrar maior do que a geração de Petrolina, ela apresenta um valor de falta maior do que para a cidade de Petrolina. A geração média para a cidade de Araranguá é de 22,24 MWh e para a cidade de Petrolina é de 5,73 MWh.

As Figuras 29, 30 e 31 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração hídrica. A geração para a cidade de Petrolina apresenta essa curva característica, pois foi criada a partir da



metodologia apresentada anteriormente, e, no período em que a geração diminui há um aumento no reservatório da hidrelétrica. Esta distribuição tem como finalidade aumentar os índices de complementariedade entre as três fontes estudadas no trabalho.

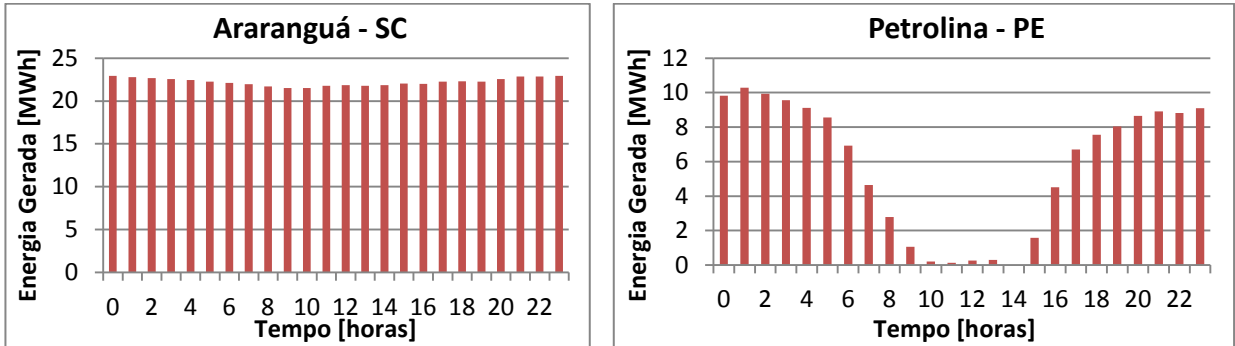


Figura 29 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

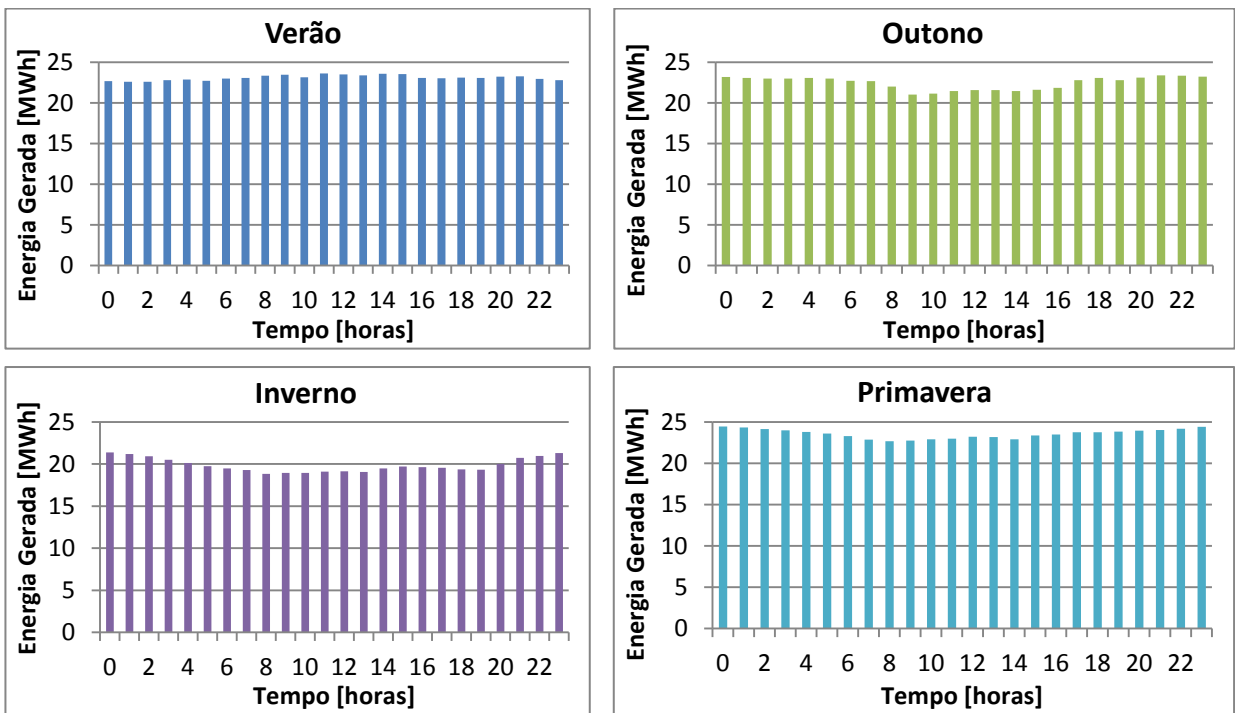
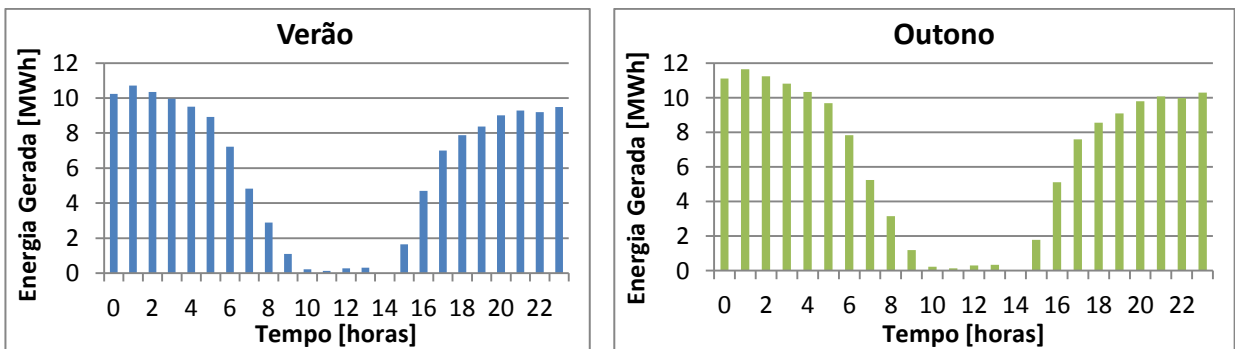


Figura 30 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)



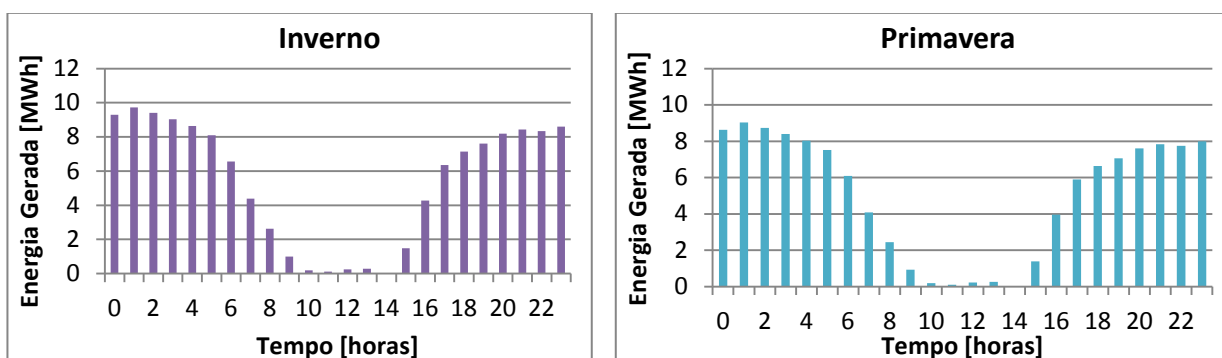


Figura 31 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Nota-se na Figura 29 que a cidade de Petrolina em Pernambuco possui maior variação de geração nas horas de um dia (médio), isto diminui a viabilidade do sistema hídrico quando analisado sozinho, porém é bom ressaltar que esta curva apresenta este perfil, pois foi criada para que a geração hídrica representasse uma maior complementariedade com as fontes eólica e solar. Pode-se notar que a cidade de Araranguá apresenta uma curva de geração quase que linear o que torna o sistema muito confiável, pois a geração está sempre muito próxima da geração média. Pode-se acrescentar que independente das curvas criadas pelo autor esses valores são condizentes com os valores reais, e além de serem sistemas viáveis são sistemas de geração hídrica já estão instalados e fornecendo energia elétrica para a rede.

Analisando a Figura 30, referente à cidade de Araranguá, verifica-se que a estação do ano com maior geração de energia elétrica, ocorre no período da primavera, e menor geração no inverno, as estações do verão e outono se comportam como transição entre as demais estações, porém nota-se que a variação da curva de geração é pequena.

De maneira diferente ao que acontece em Araranguá os picos de maior geração e menor geração para a cidade de Petrolina (Figura 31) acontecem no outono e primavera, com maior geração no outono e menor geração na primavera e conta com as demais estações do ano como intermediárias e de transição entre uma estação a outra.

Notando os perfis de geração diários individuais durante todo o ano, para cada uma das duas cidades analisadas, estes permanecem muito próximos um do outros, apresentando apenas variação significativa de intensidade no decorrer das estações e do ano.

#### 4.4 Sistema Híbrido Eólico-Solar Fotovoltaico

De modo a estudar a complementariedade das fontes eólica e solar fotovoltaica a seguir apresentam-se índices similares aos apresentados anteriormente, os dados utilizados para a complementariedade das duas fontes são os mesmos utilizados no potencial individual de cada fonte, porém calculados para uma potência instalada total de 60 MW, ou seja, os mesmos 30

MW instalado por fonte de geração.

#### 4.4.1 Potencial eólico-solar fotovoltaico

A Tabela 8 apresenta os dados de geração de energia elétrica e o fator de capacidade das regiões, em total anual e separadamente por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	80,70	140,32
Verão	21,74	32,64
Outono	19,92	31,09
Inverno	15,38	40,88
Primavera	23,66	35,72
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	15,35%	26,70%
Verão	16,41%	24,64%
Outono	15,04%	23,47%
Inverno	11,61%	30,86%
Primavera	17,86%	26,96%

Tabela 8 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 8 pode-se notar que esta configuração de sistema híbrido possui maior geração de energia elétrica e conseqüentemente maior fator de capacidade para o sistema localizado na cidade de Petrolina, apresentando fator de capacidade de 26,70% anual. Para a cidade de Araranguá o fator de capacidade do sistema é de 15,35%.

Para complementar os resultados sobre o quanto uma fonte de energia complementa a outra se deve analisar a Tabela 9.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	62,44%	52,74%
	Valor (MWh)	7,28	8,21
Verão	%	59,07%	55,65%
	Valor (MWh)	7,46	9,00
Outono	%	63,27%	59,24%
	Valor (MWh)	7,58	8,88
Inverno	%	69,97%	42,84%
	Valor (MWh)	7,30	5,49
Primavera	%	57,33%	53,30%
	Valor (MWh)	6,73	8,86

Tabela 9 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Pode-se notar que para a cidade de Petrolina o sistema opera em 52,74% do tempo com geração abaixo da média. Já para a cidade de Araranguá o período em que a geração está abaixo da média é de 62,44%. A geração média para a cidade de Araranguá é de 9,21 MWh e para a cidade de Petrolina é de 16,02 MWh.

As Figuras 32, 33 e 34 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração desses sistemas.

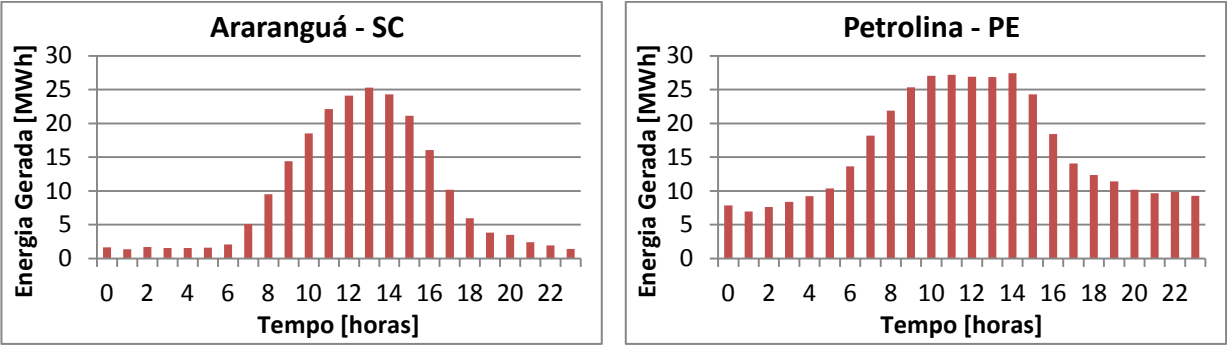


Figura 32 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

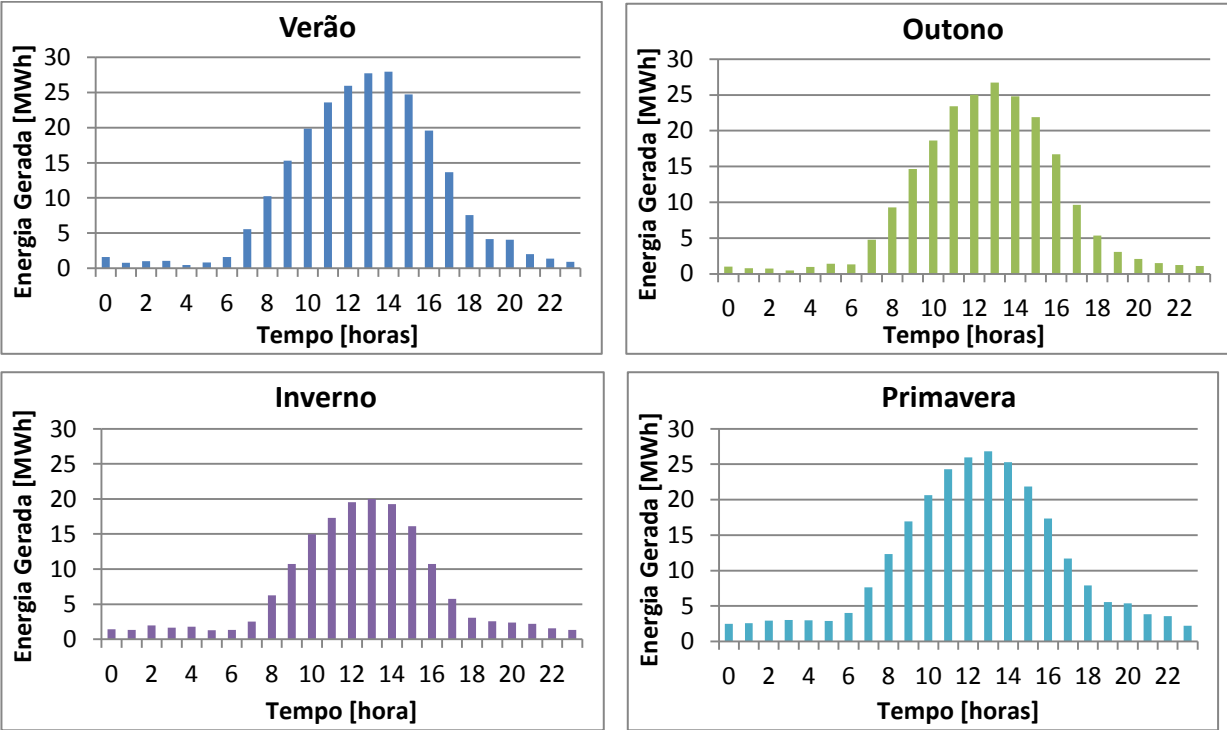


Figura 33 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

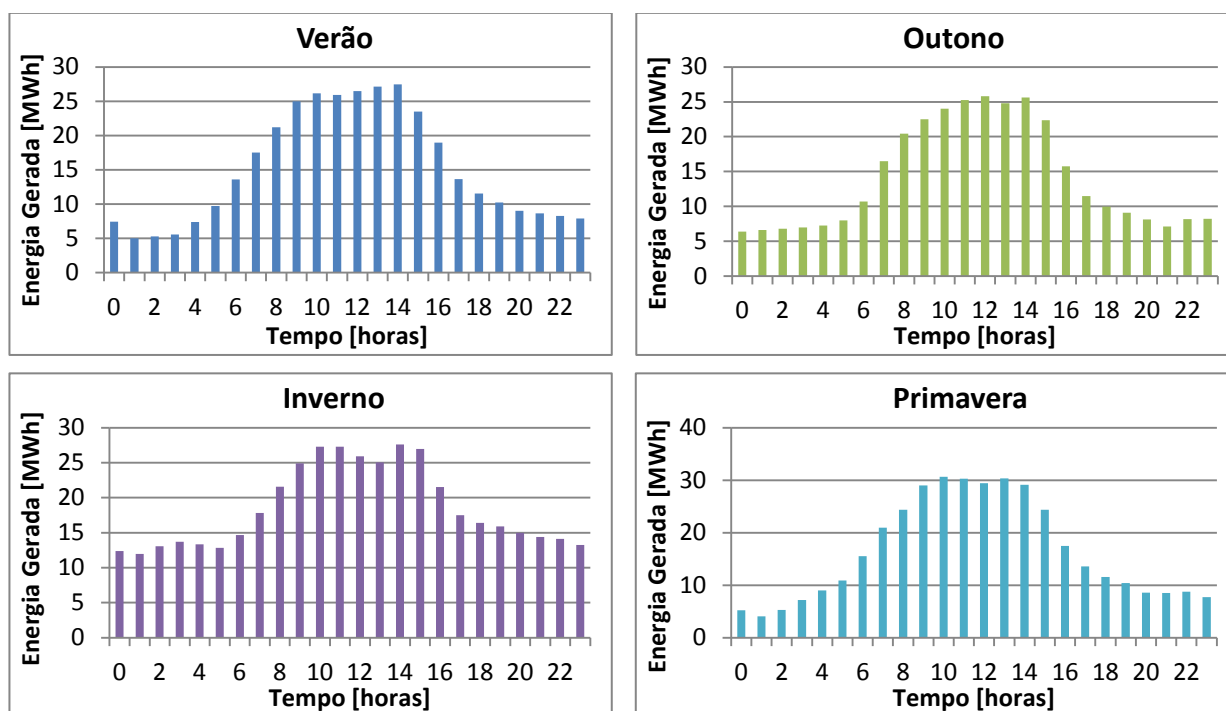


Figura 34 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Constata-se que a sazonalidade traz algumas variações de intensidade e de distribuição da geração.

Para a Figura 33, referentes à cidade de Araranguá, pode-se notar que a curva de geração possui a mesma distribuição no decorrer das estações, tendo variação significativa apenas de intensidade de geração, com maior geração no verão, e menor geração no inverno.

Para a cidade de Petrolina, representada pela Figura 34, nota-se variação na intensidade e na distribuição de geração no decorrer do dia. O inverno a geração é mais distribuída do que na primavera, contudo a geração diária é maior no inverno quando comparado às demais estações e a estação com menor geração diária é o outono. Deve-se ressaltar que a estação da primavera possui escala diferente das demais estações da cidade de Petrolina, isso pois foi a única estação com geração horária ultrapassando os 30 MWh.

#### 4.5 Sistema Híbrido Eólico-Hídrico

De modo a estudar a complementariedade das fontes eólica e hídrica apresentam-se a seguir índices similares aos apresentados anteriormente, os dados utilizados para a complementariedade das duas fontes são os mesmos utilizados no potencial individual de cada fonte, porém calculados para uma potência instalada total de 60 MW, ou seja, os mesmos 30 MW instalado por fonte de geração.

## 4.5.1 Potencial eólico-hídrico

A Tabela 10 apresenta os dados de geração de energia elétrica e fator de capacidade das regiões, em total anual e separadamente por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	231,29	139,99
Verão	59,06	33,68
Outono	58,26	32,75
Inverno	50,21	40,17
Primavera	63,75	33,40
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	44,00%	26,63%
Verão	45,57%	25,99%
Outono	43,98%	24,72%
Inverno	37,90%	30,32%
Primavera	48,65%	25,49%

Tabela 10 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 10 pode-se notar que esta configuração de sistema híbrido possui maior geração de energia elétrica e conseqüentemente maior fator de capacidade para o sistema localizado na cidade de Araranguá, apresentando fator de capacidade de 44,00% anual. Para a cidade de Petrolina o fator de capacidade do sistema é de 26,63%.

Para complementar os resultados sobre o quanto uma fonte de energia complementa a outra se deve analisar a Tabela 11.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	44,58%	53,64%
	Valor (MWh)	8,27	5,55
Verão	%	36,57%	57,22%
	Valor (MWh)	8,20	5,30
Outono	%	46,78%	59,47%
	Valor (MWh)	7,51	5,87
Inverno	%	63,18%	38,86%
	Valor (MWh)	8,76	6,12
Primavera	%	31,46%	59,16%
	Valor (MWh)	8,49	5,11

Tabela 11 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Pode-se notar que para a cidade de Petrolina o sistema opera em 53,64% do tempo a geração abaixo da média. Já para a cidade de Araranguá o período em que a geração está abaixo da média é de 44,58%. A geração média para a cidade de Araranguá é de 26,41 MWh e para a cidade de Petrolina é de 15,99 MWh.

As Figuras 35, 36 e 37 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração desses sistemas.

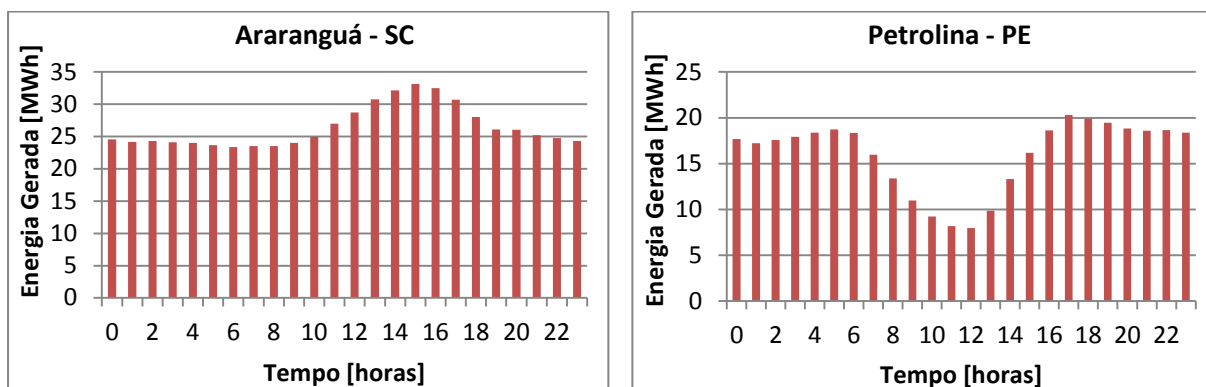


Figura 35 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

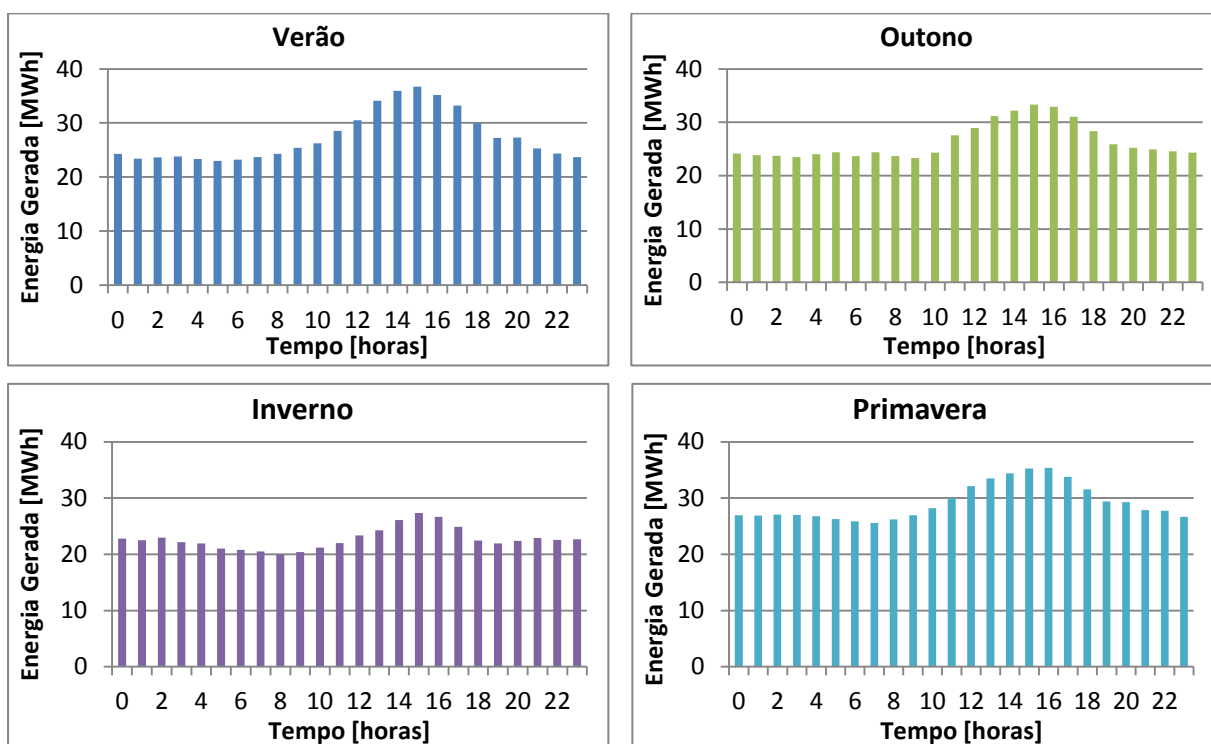


Figura 36 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

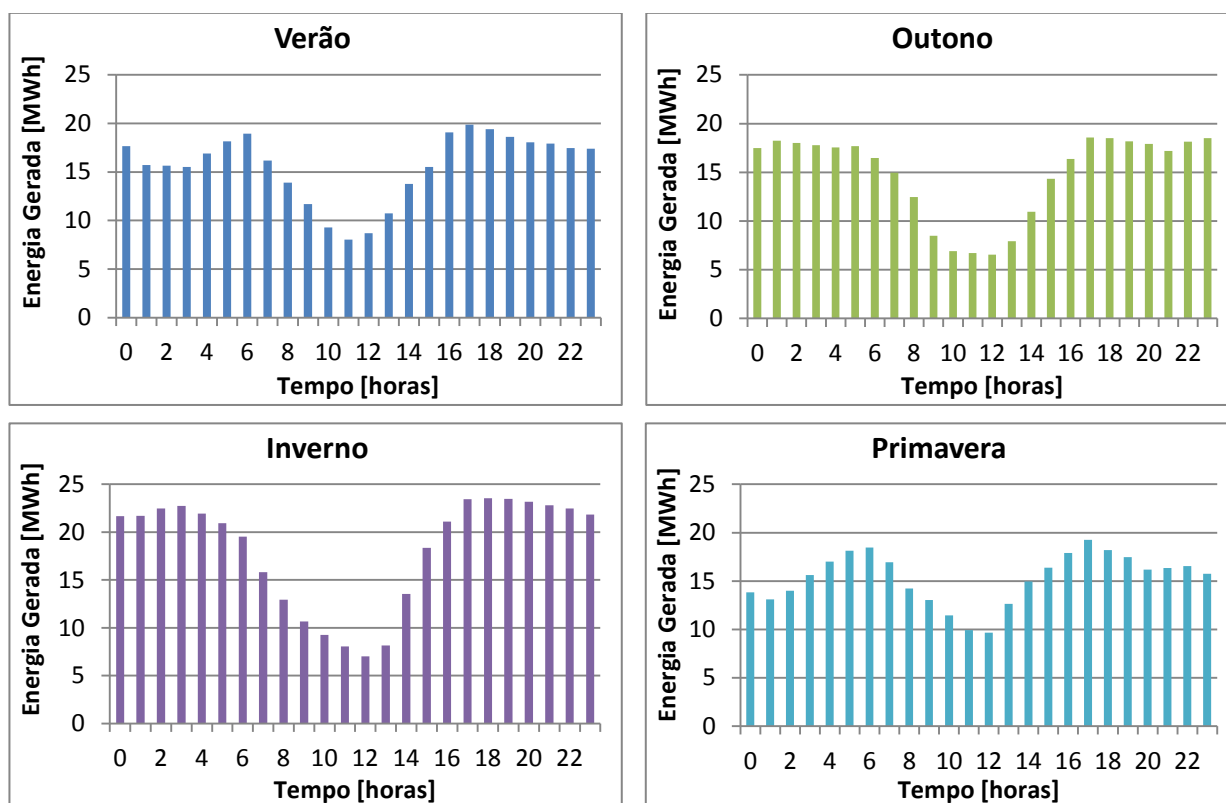


Figura 37 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Observa-se que a sazonalidade traz algumas variações de intensidade de geração e de distribuição de geração.

Para a Figura 36, referentes a cidade de Araranguá, pode-se notar que a curva de geração possui a mesma distribuição no decorrer das estações, tendo variação significativa apenas de intensidade de geração, com maior geração na primavera, e menor geração no inverno.

Para a cidade de Petrolina, representada pela Figura 37, nota-se variação na intensidade e na distribuição de geração no decorrer do dia. A geração é maior no inverno quando comparado às demais estações e a estação com menor geração diária é o outono.

#### 4.6 Sistema Híbrido Hídrico-Solar Fotovoltaico

De modo a estudar a complementariedade das fontes hídrica e solar fotovoltaica apresenta-se a seguir índices similares aos apresentados anteriormente para cada fonte isoladamente, os dados utilizados para a complementariedade das duas fontes são os mesmos utilizados para cada fonte individualmente, porém calculados para uma potência instalada total de 60 MW, ou seja, os mesmos 30 MW instalado por fonte de geração

##### 4.6.1 Potencial hídrico-solar fotovoltaico



A Tabela 12 apresenta os dados de geração de energia elétrica e o fator de capacidade das regiões, em total anual e separadamente por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	239,02	100,64
Verão	62,44	24,75
Outono	60,84	26,95
Inverno	52,87	24,64
Primavera	62,87	24,31
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	45,48%	19,15%
Verão	47,13%	18,68%
Outono	45,92%	20,34%
Inverno	39,91%	18,60%
Primavera	47,46%	18,35%

Tabela 12 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 12 pode-se notar que esta configuração de sistema híbrido possui maior geração de energia elétrica e conseqüentemente maior fator de capacidade para o sistema localizado na cidade de Araranguá, apresentando fator de capacidade de 45,48% anual. Para a cidade de Petrolina o fator de capacidade do sistema é de 19,15%.

Para complementar os resultados sobre o quanto uma fonte de energia complementa a outra se deve analisar a Tabela 13.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	43,68%	67,80%
	Valor (MWh)	8,48	2,63
Verão	%	35,28%	67,82%
	Valor (MWh)	8,50	2,27
Outono	%	43,48%	63,86%
	Valor (MWh)	7,84	1,71
Inverno	%	58,92%	70,79%
	Valor (MWh)	9,24	3,02
Primavera	%	36,77%	68,73%
	Valor (MWh)	7,99	3,44

Tabela 13 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Pode-se notar que para a cidade de Petrolina o sistema opera em 67,80% do tempo com geração abaixo da média. Já para a cidade de Araranguá o período em que a geração está abaixo da média é de 43,68%. A geração média para a cidade de Araranguá é de 27,29 MWh e para a cidade de Petrolina é de 11,49 MWh.

As Figuras 38, 39 e 40 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração desses sistemas.

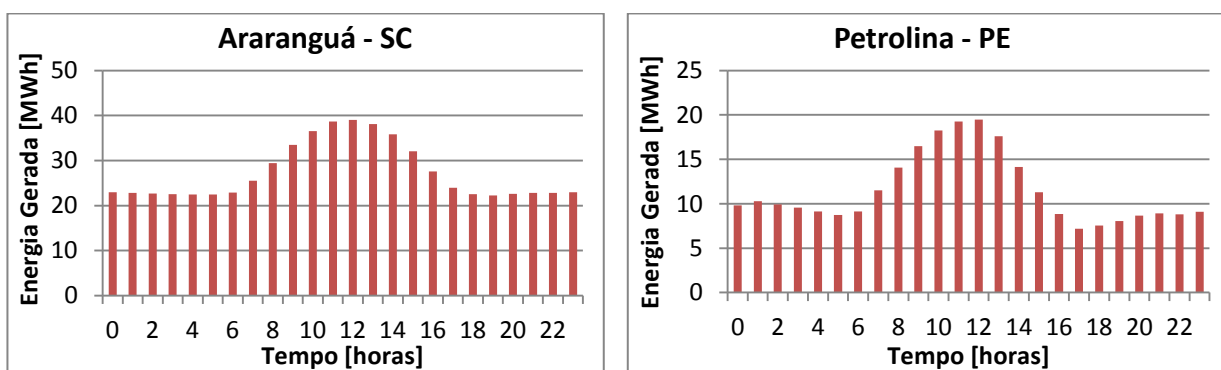


Figura 38 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

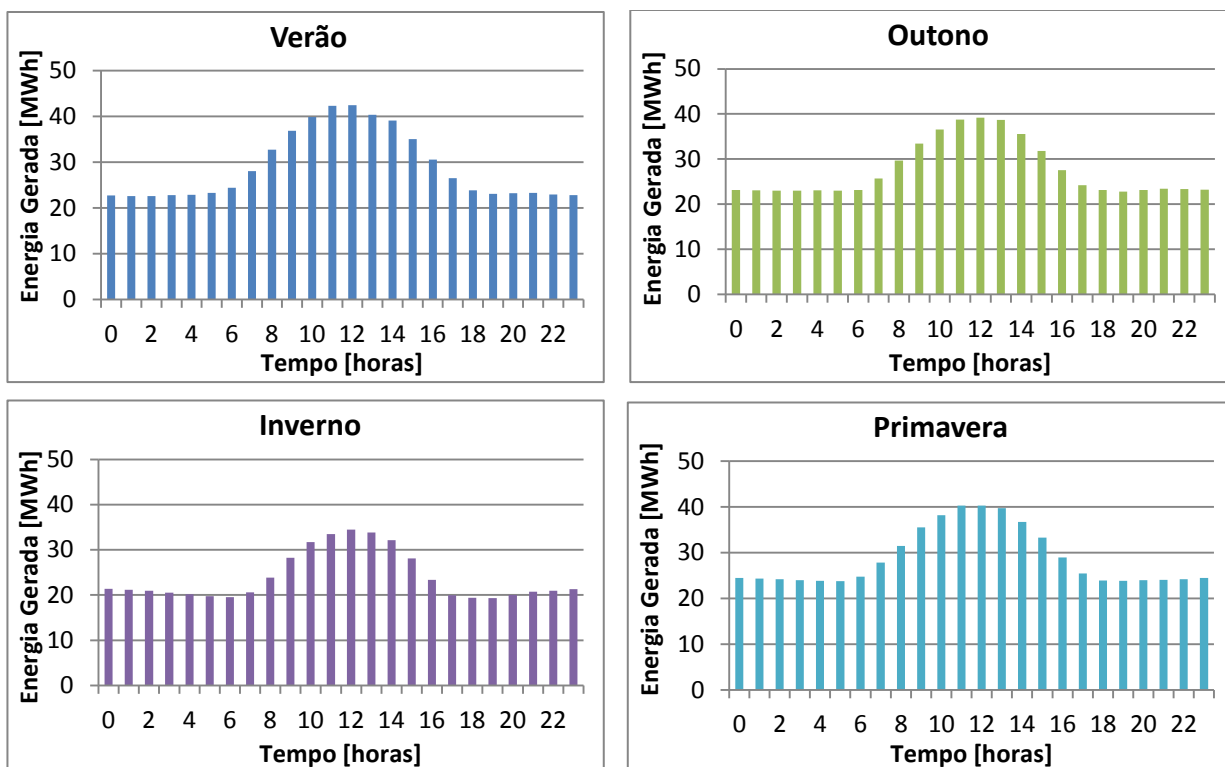


Figura 39 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

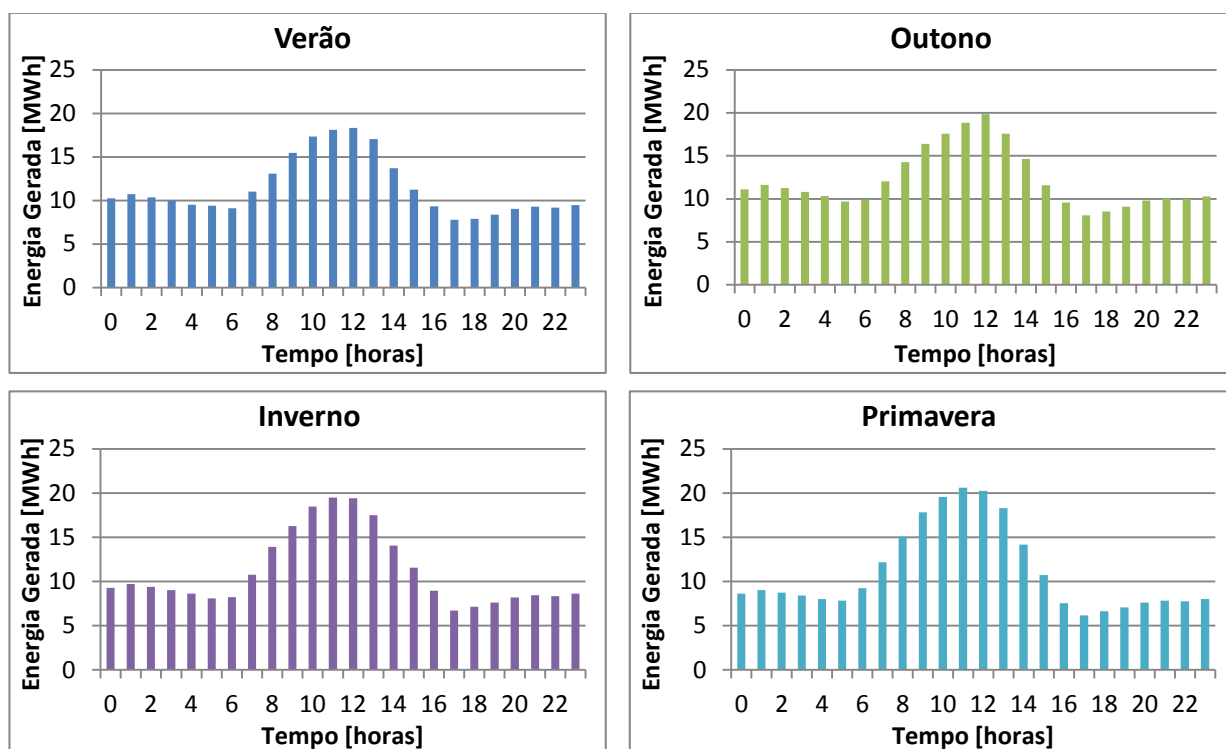


Figura 40 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Pode-se averiguar que a sazonalidade traz algumas variações de intensidade de geração.

Para a Figura 39, referentes a cidade de Araranguá, pode-se notar que a curva de geração possui a mesma distribuição no decorrer das estações, tendo variação significativa apenas de intensidade de geração, com maior geração na primavera, e menor geração no inverno.

Para a cidade de Petrolina, representada pela Figura 40, nota-se variação na intensidade e na distribuição de geração no decorrer do dia. A geração diária é maior no outono do que quando comparado às demais estações, e a estação com menor geração diária é a primavera.

#### 4.7 Sistema Híbrido Solar-Eólico-Hídrico

De modo a estudar a complementariedade das fontes solar, eólica e hídrica, a seguir apresentam-se índices similares aos apresentados anteriormente para os demais sistemas, os dados utilizados para a complementariedade das três fontes são os mesmos utilizados no potencial individual de cada fonte, porém calculados para uma potência instalada total de 90 MW, ou seja, os mesmos 30 MW instalado por fonte de geração.

##### 4.7.1 Potencial hídrico-eólico-solar fotovoltaico

A Tabela 14 apresenta os dados de geração de energia elétrica e o fator de capacidade das regiões, em total anual e separadamente por estações.

	Araranguá - SC	Petrolina - PE
<b>Geração Total (GWh)</b>		
Anual	275,70	191,58
Verão	71,59	45,81
Outono	69,53	45,71
Inverno	59,37	53,10
Primavera	75,22	46,95
<b>Fator de capacidade</b>		
Anual	34,97%	24,30%
Verão	36,82%	23,57%
Outono	34,99%	23,00%
Inverno	29,88%	26,72%
Primavera	38,27%	23,89%

Tabela 14 - Geração total e Fator de Capacidade por Período (Fonte: Autor)

Através da Tabela 14 pode-se notar que esta configuração de sistema híbrido de três fontes possui maior geração de energia elétrica e consequentemente maior fator de capacidade para o sistema localizado na cidade de Araranguá, apresentando fator de capacidade de 34,97% anual. Para a cidade de Petrolina o fator de capacidade do sistema é de 24,30%.

Para complementar os resultados sobre o quanto uma fonte de energia complementa a outra se deve analisar a Tabela 15.

		Araranguá-SC	Petrolina-PE
Ano	%	59,59%	53,52%
	Valor (MWh)	8,36	6,15
Verão	%	55,05%	56,16%
	Valor (MWh)	7,77	6,60
Outono	%	61,10%	60,73%
	Valor (MWh)	7,90	6,05
Inverno	%	72,33%	41,98%
	Valor (MWh)	9,73	4,29
Primavera	%	49,68%	55,27%
	Valor (MWh)	7,56	7,24

Tabela 15 - Porcentagem do tempo abaixo do  $P_{méd}$  e valor médio abaixo por período (Fonte: Autor)

Pode-se notar que para a cidade de Petrolina o sistema opera em 53,52% do tempo a geração está abaixo da média. Já para a cidade de Araranguá o período em que a geração está abaixo da média é de 59,59%. A geração média para a cidade de Araranguá é de 31,47 MWh e para a cidade de Petrolina é de 21,87 MWh.

As Figuras 41, 42 e 43 representam as médias horárias de geração para as duas cidades, no intervalo de um dia. As representações são apresentadas em médias anuais e em médias por estação, isso para que se possa analisar a variação sazonal na geração desses sistemas.

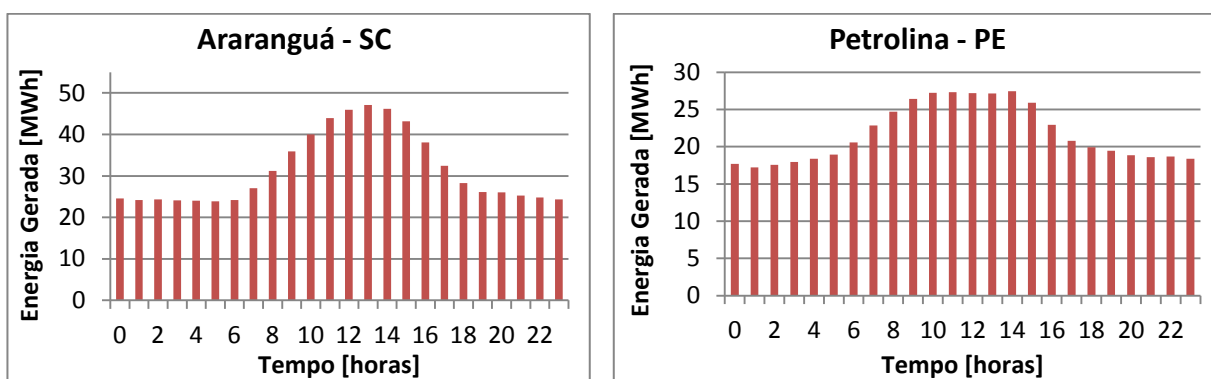


Figura 41 - Média de Geração Anual (Fonte: Autor)

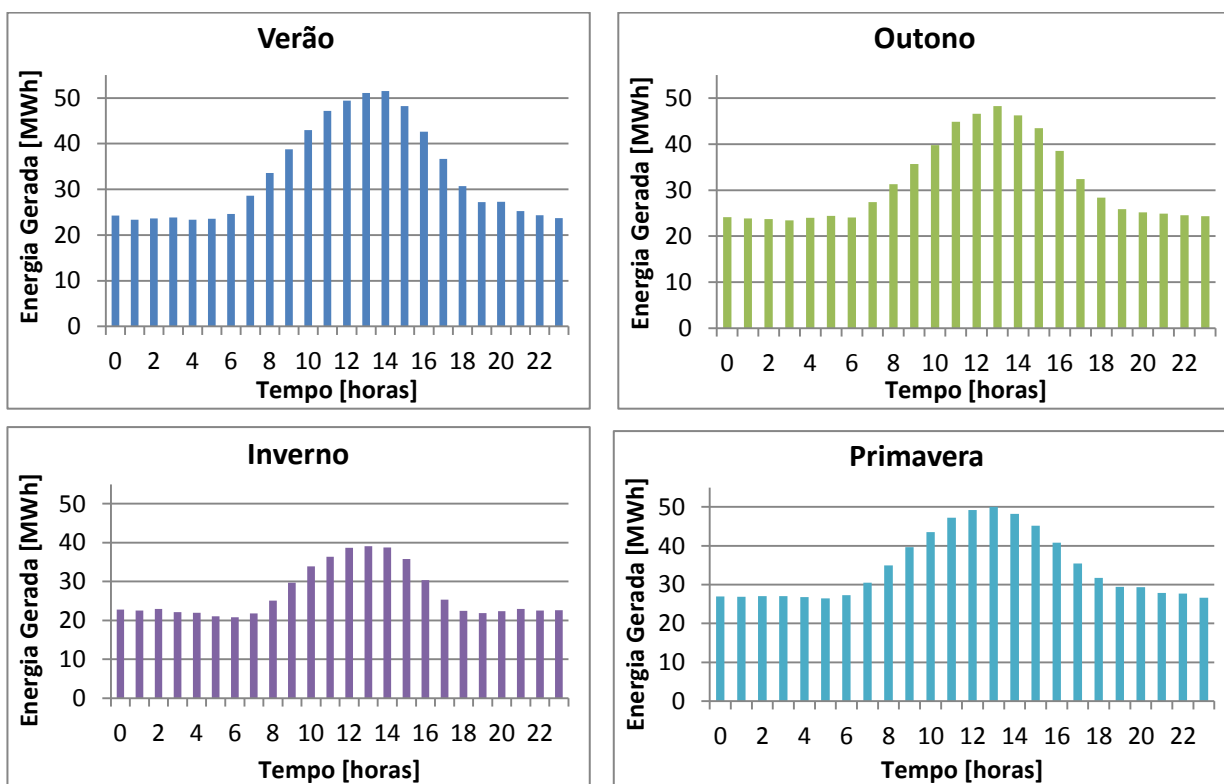


Figura 42 - Média de Geração por Estação Araranguá - SC (Fonte: Autor)

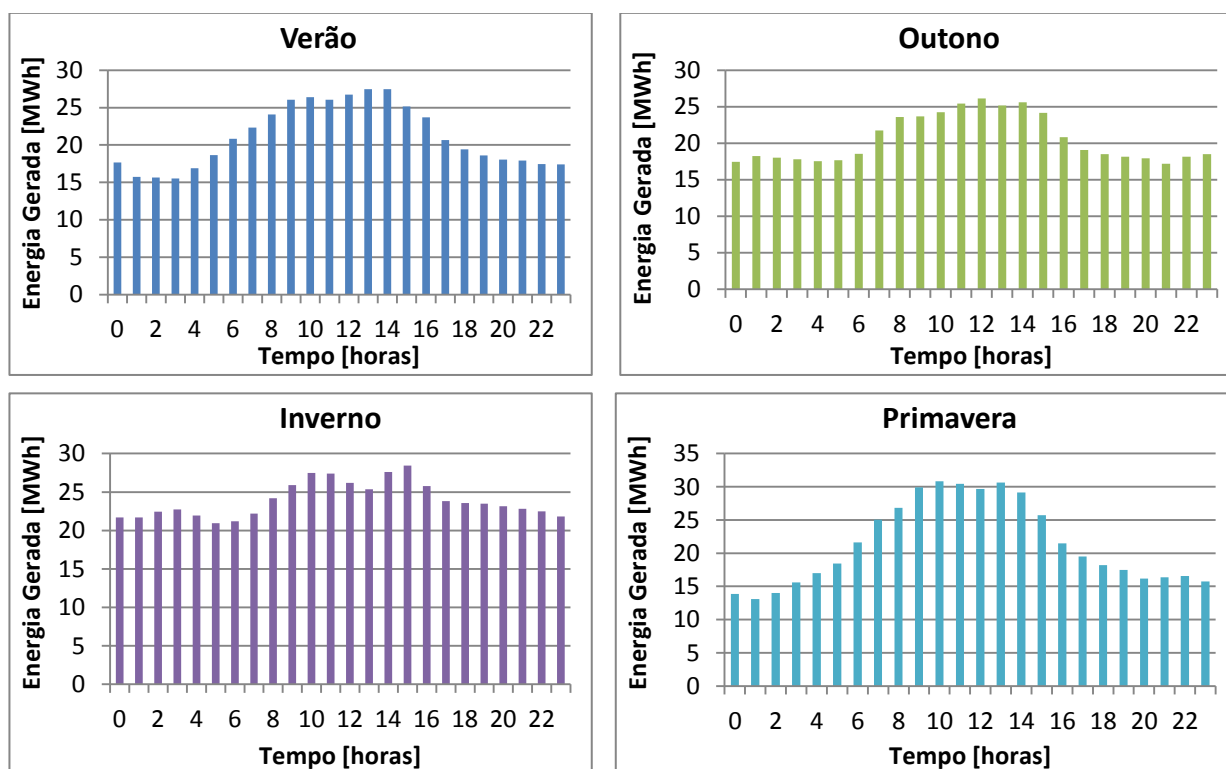


Figura 43 - Média de Geração por Estação Petrolina - PE (Fonte: Autor)

Pode-se perceber que a sazonalidade traz algumas variações de intensidade de geração e de distribuição de geração.

Para a Figura 43, referentes a cidade de Araranguá, pode-se notar que a curva de geração possui a mesma distribuição no decorrer das estações, tendo variação significativa apenas de intensidade de geração, com maior geração na Primavera, e menor geração no inverno, considerando as três fontes.

Para a cidade de Petrolina, representada pela Figura 43, nota-se variação na intensidade e na distribuição de geração no decorrer do dia. No inverno a geração é mais distribuída do que na primavera, contudo a geração diária é maior no inverno do que quando comparado às demais estações, e a estação com menor geração diária é o outono. Deve-se ressaltar que a estação da primavera possui escala diferente das demais para a cidade de Petrolina, pois é a única estação com geração horária maior do que 30 MWh.

#### 4.8 Comparativo entre os Sistemas Estudados

De acordo com os índices calculados anteriormente, será apresentado um comparativo entre os sistemas estudados e uma breve discussão de acordo com os resultados obtidos.

##### 4.8.1 Sistemas de Única Fonte de Geração

As Tabelas de 16 a 19 apresentam o valor médio de geração (Tabela 16), o fator de capacidade (Tabela 17), o valor médio de falta (no período de falta, Tabela 18) e a porcentagem do período em que o sistema atua abaixo da geração média (Tabela 19).

Geração Média (MWh)	Eólica	Fotovoltaica	Hídrica
Araranguá - SC	4,17	5,05	22,24
Petrolina - PE	10,26	5,76	5,73

Tabela 16 - Geração Horária Média por Fonte (Fonte: Autor)

Fator de Capacidade	Eólica	Fotovoltaica	Hídrica
Araranguá - SC	13,88%	16,82%	74,13%
Petrolina - PE	34,18%	19,21%	19,09%

Tabela 17 - Fator de Capacidade por Fonte (Fonte: Autor)

Média de Falta (MWh)	Eólica	Fotovoltaica	Hídrica
Araranguá - SC	3,60	4,51	6,58
Petrolina - PE	4,93	5,21	4,14

Tabela 18 - Média de Falta por Fonte (Fonte: Autor)

Porcentagem de tempo de falta	Eólica	Fotovoltaica	Hídrica
Araranguá - SC	69,02%	66,44%	45,03%
Petrolina - PE	55,64%	64,02%	42,56%

Tabela 19 - Porcentagem do Período de Falta por Fonte (Fonte: Autor)

Analisando a Tabela 16 nota-se que a fonte que possui maior média de geração horária para a cidade de Araranguá é o sistema puramente hídrico, tendo uma média de geração horária muito superior as demais fontes estudadas (aproximadamente 4 vezes maior), além de ter alta geração média esta possui boa distribuição da geração no decorrer do dia, o que torna esta fonte ainda mais atrativa para a região. Já para a cidade de Petrolina a fonte com maior média de geração horária é a eólica, podendo provar o porquê de ser a região do país com maior crescimento e expansão dessa fonte energética (aproximadamente 2 vezes maior que as demais fontes estudadas). Os valores encontrados na Tabela 17 são reflexos dos valores encontrados na Tabela 16, visto que o valor do fator de capacidade está diretamente ligado a potência gerada e instalada de cada sistema.

Nas Tabelas 18 e 19 são apresentados alguns índices de segurança do sistema, que representam qual a parcela de tempo a geração do sistema atua abaixo da geração média e em média quanto é esta falta, respectivamente. Esses índices foram calculados baseando-se na geração horária encontrada nas simulações. É possível analisar que os maiores períodos com geração abaixo da média ocorrem para a energia solar fotovoltaica nas duas cidades e para a energia eólica na cidade de Araranguá, isto ocorre pelo fato destes sistemas possuírem um pico diário de geração de energia e não possuindo assim uma boa distribuição diária de

geração (pode ser visto nas Figuras dos tópicos 4.1 e 4.2). Verifica-se também pela Tabela 19 que a fonte hídrica está na maior parte do tempo operando acima da geração média, apresentando bons valores (quando comparados aos outros sistemas) para ambas as regiões e mostrando-se superior na cidade de Petrolina onde em 57,44 % do período opera com geração acima da média. Para os dados de geração deste trabalho a fonte que apresentou os piores valores dentre os comparados foi a fonte eólica para a cidade de Araranguá, operando acima da geração média apenas em 30,98 % do tempo, isto se dá pela característica da curva de geração diária, com um pico acentuado (Figura apresentada no tópico 4.1).

Exemplo: Para a fonte hídrica na cidade de Araranguá, a geração média é de 22,24 MWh e em 45,03 % do período está operando com geração abaixo da média, aproximadamente 6,58 MWh abaixo, ou seja, em média nesse período de falha a geração hídrica para a cidade de Araranguá é de 15,66 MWh.

#### 4.8.2 Sistemas com Duas Fontes de Geração

As Tabelas de 20 a 23 apresentam o valor médio de geração (Tabela 20), o fator de capacidade (Tabela 21), o valor médio de falta (no período de falta, Tabela 22) e a porcentagem do período em que o sistema atua abaixo da geração média (Tabela 23).

Geração Média (MWh)	Eólica-Hídrica	Solar-Eólica	Solar-Hídrica
Araranguá - SC	26,41	9,21	27,29
Petrolina - PE	15,99	16,02	11,49

Tabela 20 - Geração Horária Média por Sistema (Fonte: Autor)

Fator de Capacidade	Eólica-Hídrica	Solar-Eólica	Solar-Hídrica
Araranguá - SC	44,00%	15,35%	45,48%
Petrolina - PE	26,63%	26,70%	19,15%

Tabela 21 - Fator de Capacidade por Sistema (Fonte: Autor)

Média de Falta (MWh)	Eólica-Hídrica	Solar-Eólica	Solar-Hídrica
Araranguá - SC	8,27	7,28	8,48
Petrolina - PE	5,55	8,21	2,63

Tabela 22 - Média de Falta por Sistema (Fonte: Autor)

Porcentagem de tempo de falta	Eólica-Hídrica	Solar-Eólica	Solar-Hídrica
Araranguá - SC	44,58%	62,44%	43,68%
Petrolina - PE	53,64%	52,74%	67,80%

Tabela 23 - Porcentagem do Período de Falta por Sistema (Fonte: Autor)

Analisando a Tabela 20 nota-se que os maiores índices para a cidade de Araranguá



estão na complementariedade da fonte hídrica com a solar ou eólica, isto se dá, pois a fonte hídrica possui elevados dados de geração, então quando aplicada em conjunto com uma fonte com menor representatividade no sistema híbrido (solar ou eólica, neste caso), esta se sobressai e eleva os dados de geração do sistema híbrido. O mesmo acontece para a cidade de Petrolina onde a fonte eólica é superior com relação as demais fontes na geração de energia elétrica, participando assim dos sistemas que apresentam maior geração. A Tabela 21 é um reflexo dos resultados obtidos na Tabela 20, como já explicado anteriormente, analisando cada sistema constata-se que o sistema com maior geração média e consequentemente maior fator de capacidade é o sistema híbrido solar-hídrico para a cidade catarinense e o sistema solar-eólico para a cidade pernambucana.

Nas Tabelas 22 e 23 são apresentados alguns índices de segurança do sistema, que representam qual a parcela de tempo a geração do sistema atua abaixo da geração média e em média quanto é esta falta, respectivamente. Esses índices foram calculados baseando-se na geração horária encontrada pelo autor nas simulações. Baseando-se nesses índices observa-se que o sistema que apresenta maior confiabilidade é o sistema solar-hídrico para a cidade de Araranguá e o sistema solar eólico para a cidade de Petrolina. Comparando esses sistemas e analisando as Figuras (Figuras que representam a geração solar-eólica para Petrolina e geração solar-hídrica para Araranguá, respectivamente), tem-se características importantes a ressaltar, principalmente o fato de ambas as Figuras possuem um pico de geração duradouro que abrange algumas horas.

#### 4.8.3 Sistemas com três Fontes de Geração

As Tabelas de 24 a 27 apresentam o valor médio de geração (Tabela 24), o fator de capacidade (Tabela 25), o valor médio de falta (no período de falta, Tabela 26) e a porcentagem do período em que o sistema atua abaixo da geração média (Tabela 27).

Geração Média (MWh)	Solar-Eólica-Hídrica
Araranguá - SC	31,47
Petrolina - PE	21,87

Tabela 24 - Geração Horária Média por Sistema (Fonte: Autor)

Fator de Capacidade	Solar-Eólica-Hídrica
Araranguá - SC	34,97%
Petrolina - PE	24,30%

Tabela 25 - Fator de Capacidade por Sistema (Fonte: Autor)

Média de Falta (MWh)	Solar-Eólica-Hídrica
Araranguá - SC	8,36
Petrolina - PE	6,15

Tabela 26 - Média de Falta por Sistema (Fonte: Autor)

Porcentagem de tempo de falta	Solar-Eólica-Hídrica
Araranguá - SC	59,59%
Petrolina - PE	53,52%

Tabela 27 - Porcentagem do Período de Falta por Sistema (Fonte: Autor)

Devido ao fato de se ter um único sistema estudado com a utilização de três fontes distintas para geração de energia este tópico irá servir para se discutir sobre este sistema.

Analisando a Tabela 24 repara-se que o sistema híbrido para a cidade de Araranguá apresenta maior geração média que o sistema similar para a cidade de Petrolina (com diferenciação apenas na geração hídrica, porém com mesma potência instalada), como já explicado anteriormente a Tabela 25 reflete de maneira diferente os valores encontrados na tabela 24.

Para avaliar a complementariedade devem-se analisar as tabelas 26 e 27. Nota-se nestes dois casos (para Araranguá e Petrolina) que o sistema híbrido de três fontes com geração na maior parte do tempo acima da geração média é o sistema de Petrolina, e este sistema atua também com menor falta de geração nos períodos de falha, isto acontece, pois a geração deste sistema é menor do que a geração do sistema de Araranguá, a representatividade de 6,15 MWh de para a geração da cidade catarinense (em 21,87 MWh, representa 28,12 % da geração média) é maior do que a representatividade de 8,36 MWh para a cidade pernambucana (em 31,47 MWh, representa 26,56 % da geração média). Analisando os resultados apresentados neste tópico com a Figura 41, os resultados já eram esperados, visto a característica das curvas de geração apresentados nas Figuras, onde a curva que representa a cidade de Petrolina possui um pico mais distribuído de geração, e a cidade de Araranguá possui um pico pouco mais íngreme.

#### 4.8.4 Comparação entre todos os Sistemas

As Tabelas 28, 29 e 30 apresentam um comparativo entre todos os sistemas estudados no presente trabalho. A Tabela 28 apresenta os fatores de capacidade, que é a relação entre a energia gerada e a energia instalada em cada sistema, a Tabela 29 apresenta a relação entre a média de falta e a geração média de cada sistema (este índice é proveniente da divisão da média de falta pela energia média) e a Tabela 30 apresenta a porcentagem do tempo de falta de cada sistema.

Fator de Capacidade	Araranguá - SC	Petrolina - PE
---------------------	----------------	----------------

Solar Fotovoltaica	16,82%	19,21%
Eólica	13,88%	34,18%
Hídrica	74,13%	19,09%
Eólica-Hídrica	44,00%	26,63%
Solar-Eólica	15,35%	26,70%
Solar-Hídrica	45,48%	19,15%
Solar-Eólica-Hídrica	34,97%	24,30%

Tabela 28 - Fator de capacidade por Sistema (Fonte: Autor)

Média de Falta/Geração Média	Araranguá - SC	Petrolina - PE
Solar Fotovoltaica	89,26%	90,45%
Eólica	86,36%	48,03%
Hídrica	29,58%	72,25%
Eólica-Hídrica	31,31%	34,74%
Solar-Eólica	79,03%	51,25%
Solar-Hídrica	31,07%	22,89%
Solar-Eólica-Hídrica	26,56%	28,12%

Tabela 29 - Relação entre Média de Falta e Geração Média por Sistema (Fonte: Autor)

Porcentagem do tempo de falta	Araranguá - SC	Petrolina - PE
Solar Fotovoltaica	66,44%	64,02%
Eólica	69,02%	55,64%
Hídrica	45,03%	42,56%
Eólica-Hídrica	44,58%	53,64%
Solar-Eólica	62,44%	52,74%
Solar-Hídrica	43,68%	67,80%
Solar-Eólica-Hídrica	59,59%	53,52%

Tabela 30 - Porcentagem do tempo de falta por Sistema (Fonte: Autor)

A discussão deste tópico será separada por cidade, inicialmente será apresentada a discussão sobre a cidade de Araranguá e em seguida sobre a cidade de Petrolina.

Analisando a Tabela 28 nota-se que o sistema operante com maior fator de capacidade é o sistema contemplado unicamente com a fonte hídrica. Com um fator de capacidade muito superior as demais estudadas no trabalho, seguida pelos sistemas híbridos de duas fontes (solar-hídrica e eólica hídrica). Sabendo que o fator de capacidade é de suma importância, porém não é o único índice que pode ser utilizado para analisar a complementariedade dá-se então continuidade na análise. A Tabela 29 apresenta valores de média de falta pela geração média do sistema, percebe-se que o sistema que apresenta o menor valor é o sistema híbrido de três fontes solar-eólica-hídrica, com faltas apenas 26,56 % abaixo da geração média. O pior caso acontece para a energia solar, com uma faltas de 89,26% abaixo da geração média.

Analisando a Tabela 30 nota-se que a fonte que apresenta menor período de operação abaixo da média é o sistema solar-hídrico que opera acima da geração média em 56,32 % do tempo.

Devido aos índices das Tabelas 29 e 30 representarem a complementariedade do sistema e sabendo que se buscava o mínimo valor para cada um dos índices apresentados nestas tabelas, criou-se então um novo índice, que é apresentado na Tabela 31, este índice é uma média aritmética dos valores das Tabelas 29 e 30 (média sistema a sistema), esse índice serve para que se possa avaliar qual sistema possui menos falhas e avaliar o efeito da complementariedade das fontes. Devido as Tabelas 29 e 30 representarem fatores de falhas, então a Tabela 31 representa igualmente fatores de falhas, neste caso sabe-se que o sistema que possui o menor índice de falha é o mais atrativo, seguro e confiável para geração de energia elétrica.

Relação de Falhas	Araranguá - SC
Hídrica	37,31%
Solar-Hídrica	37,37%
Eólica-Hídrica	37,95%
Solar-Eólica-Hídrica	43,08%
Solar-Eólica	70,74%
Eólica	77,69%
Solar Fotovoltaica	77,85%

Tabela 31 - Relação entre falhas para Araranguá (Fonte: Autor)

A Tabela 31 é representante da cidade de Araranguá e apresenta em ordem decrescente o índice de falhas, onde se nota que o sistema com menores falha é o sistema operando unicamente com a energia hídrica, porém deve-se ressaltar que os sistemas solar-hídrica e eólica-hídrica apresentam menores valores de falhas quando comparados com as fontes solar e eólica isoladamente, para o sistema solar a complementariedade com a energia hídrica se mostrou muito efetiva pois esta fonte atuando isoladamente apresentava os maiores índices de falta para a cidade de Araranguá, e quando utilizado como fonte complementar para energia hídrica esta se tornou muito mais efetiva, reduzindo as falhas do sistema gerador puramente solar de 77,85 % para 37,37% as do sistema solar-hídrica.

Fazendo-se a análise para a cidade de Petrolina, a partir da Tabela 28 verifica-se que o sistema que opera com maior fator de capacidade é o sistema contemplado unicamente com a fonte eólica. Com um fator de capacidade superior as demais fontes estudadas no trabalho, seguida pelos sistemas híbridos de duas fontes (solar-eólica e eólica hídrica). A Tabela 29 apresenta valores de média de falta pela geração média do sistema, constata-se que o sistema que apresenta o menor valor é o sistema híbrido de duas fontes solar-hídrica, com faltas

apenas 22,89 % abaixo da geração média. O pior caso acontece para a energia solar, com uma faltas de 90,45 % abaixo da geração média. Analisando a Tabela 30 nota-se que a fonte que apresenta menor período de operação abaixo da geração média é o sistema hídrico operando acima da geração média em 57,44 % do tempo.

Devido aos índices das Tabelas 29 e 30 representarem a complementariedade do sistema e sabendo que se buscava o mínimo valor para cada um dos índices apresentados nestas tabelas, criou-se então um novo índice (similar ao utilizados na Tabela 31), que é apresentado na Tabela 32, este índice é uma média aritmética dos valores das Tabelas 29 e 30 (média sistema a sistema), esse índice que serve para que possa avaliar qual sistema possui menor falhas e avaliar o efeito da complementariedade das fontes. Devido as Tabelas 29 e 30 representarem fatores de falhas, então a Tabela 32 representa igualmente fatores de falhas, neste caso sabe-se que o sistema que possui o menor índice de falha é o mais atrativo, seguro e confiável para geração de energia elétrica.

Relação de Falhas	Petrolina - PE
Solar-Eólica-Hídrica	40,82%
Eólica-Hídrica	44,19%
Solar-Hídrica	45,34%
Eólica	51,84%
Solar-Eólica	52,00%
Hídrica	57,40%
Solar Fotovoltaica	77,23%

Tabela 32 - Relação entre falhas para Petrolina (Fonte: Autor)

A Tabela 32 é representante da cidade de Petrolina e apresenta em ordem decrescente o índice de falhas, onde se percebe que o sistema com menores falha é o sistema operando com a complementariedade das três fontes, solar-eólica-hídrica, porém pode-se notar que os sistemas eólica-hídrica e solar-hídrica também apresentam índices de falha menores que as fontes de energia isoladamente. Para a cidade de Petrolina a complementariedade entre as fontes se mostrou muito efetiva quando comparada com todos os outros sistemas estudados.

## 5 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, é possível concluir que o estudo de complementariedade entre diferentes fontes de energia é de suma importância para que se possa ter uma maior confiabilidade na implementação de fontes intermitentes, como as estudadas no presente trabalho, na rede de distribuição de energia elétrica. Pode-se observar pelos resultados apresentados que a complementariedade entre as fontes solar, eólica e hídrica

reduzem as falhas que o sistema apresenta. No trabalho, a redução de falhas com a utilização de duas ou mais fontes aconteceu principalmente para a região nordeste, onde o sistema que apresentou menores falhas foi exatamente o sistema que contemplava as três fontes estudadas neste trabalho (sola-eólica-hídrica), apresentando grande avanço quando comparado com cada fonte isoladamente. Já para a cidade de Araranguá devido as características da geração de energia elétrica a partir da fonte hídrica, está apresentou os menores índices de falhas, mas quando esta fonte opera em conjunto com a fonte solar ou eólica, reduz drasticamente os índices de falha das fontes solar e eólica. Deve-se ressaltar que para maiores conclusões mais estudos devem ser realizados, a criação de novos índices deve acontecer para complementar o presente trabalho, porém este trabalho serve como fonte de conhecimento e de referência para possíveis novos trabalhos.

**SIMULATION AND ANALYSIS OF SOLAR-WIND-HYDRO  
COMPLEMENTARITY FROM THE DETERMINATION OF  
RELIABILITY ASSESSMENT INDICATORS**

**ABSTRACT**

In recent years the demand for electric power has been increasing, to supply this growing in a sustainable way the use of renewable sources has been developed and applied, these sources are intermittent and do not present good reliability indexes, so that to raise these indices, energy complementarity between different sources of generation. In this work, a study was carried out to evaluate the generation and reliability indexes of different hybrid systems, considering the use of three renewable sources: solar, wind and hydro. These sources were analyzed individually and in hybrid systems of two and three sources. Finally, indexes were created to evaluate which of the analyzed systems had the best reliability indexes. The indices of generation and reliability were evaluated for two distinct regions of the country: the city of Araranguá in southern Santa Catarina and the city of Petrolina in the southwest region of Pernambuco. The data of solar and wind generation were given through simulation using the System Advisor Model software and the hydro generation data were made available by operators of hydroelectric plants in the studied regions. From the obtained indexes it was possible to verify that for the city of Araranguá the system that presents displays less faults is the hydric one and for the city of Petrolina is the solar-wind-hydro hybrid system. The study of energy complementarity is of paramount importance, since by reducing failures in electric power generation systems and increasing

reliability in the use of these systems, hybrid systems become more secure and attractive.

Keywords: Complementarity. Reliability. Hybrid system

## REFERÊNCIAS

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: Aneel, 2005. 243 p.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. 236 p.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 25 ago. 2016.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2010. 20 p.

BELUCO, Alexandre. **Bases para uma Metodologia de Dimensionamento de Aproveitamentos Híbridos Baseados em Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica**. 2001. 234 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: CEPEL, 2001. 44 p.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. 530 p.

CHESF. **Descrição do Aproveitamento de Sobradinho**. Disponível em: <<https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/Sobradinho.aspx>>. Acesso em: 30 ago. 2016.

DALMAZ, Alessandro. **Estudo do Potencial Eólico e Previsão de Ventos para Geração de Eletricidade em Santa Catarina**. 2007. 193 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

EIFLER NETO, Evandro Enio. **Estudo da Complementaridade entre as Disponibilidades**

**de Energia Hídrica e Eólica na Região Nordeste do Brasil.** 2012. 92 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

ELETROSUL. **Eletrosul Agora.** Florianópolis - Sc, mar. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2016:** Ano base 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 292 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração: 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015.** Rio de Janeiro: EPE, 2016. 28 p.

EUROPEAN COMMISSION. **PVGIS – Photovoltaic Gergraphical Information System.** Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit, 2013. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pcgis/index.htm>. Acesso em: 28 ago. 2016.

EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. **Europe's onshore and offshore wind energy potential:** An assessment of environmental and economic constraints. Luxembourg: EEA, 2009. 90 p.

FERRAZ, Ana Paula Cardoso. **Avaliação de Operação de Geradores Eólicos em Regime Estacionário Considerando a Conexão Direta à Rede Elétrica.** 2010. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE. **Modelagem para Estimativa do Potencial de Complementariedade Hidro Eólico Solar para a Matriz Elétrica de Minas Gerais (2015 - 2050).** Belo Horizonte: FEAM, 2015. 239 p.

GENERAL ELETRIC. **Technical Description of 1.5xle (GE Energy).** Fairfield: Ge, 2016.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: INPE, 2006. 64 p.

KACO. **Technical Data:** Blueplanet 5.0 TL3 | 6.5 TL3 | 75. TL3 | 9.0 TL3. Germany: KACO, 2016.

LAMBERTS, R.; GHISI, E.; PEREIRA, C. D.; & BATISTA, J. O.; **Casa eficiente: consumo e geração de energia.** Florianópolis: UFSC/LABEE, 2010.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L.. **Wind Energy Explained:** Theory, Design and application. Amherst: John Wiley & Sons Ltd., 2002. 590 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Rio de Janeiro: MME/EPE, 2015. 467 p.

PIANEZZOLA, Gilberto. **Mapas de Complementariedade dos Potenciais Solar e Eólico no Estado do Rio Grande do Sul.** 2006. 96 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

PORTAL ENERGIA. **Como Funciona um Aerogerador.** Disponível em: <http://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>. Acesso em: 30 ago.



2016.

SÁ, Vinícius de Souza. **Estudo de Viabilidade de Utilização de Sistema de Geração Fotovoltaica Conectado à Rede no Brasil**. 2016. 42 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2016.

SANTOS, Alison Alves dos; RAMOS, Daniel Silva; SANTOS, Nilson Tadeu Fernandes dos; OLIVEIRA, Pedro Porto de. **Projeto de Geração de Energia Eólica**. 2006. 75 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Industrial Mecânica, Universidade Santa Cecília, Santa Cecília, 2006.

SUNPOWER. **X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345**. San José, 2016.

### AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, em especial meus pais João Célio e Geovania, por sempre acreditarem e confiarem no meu potencial. Por representarem o exemplo de pessoas e família a serem seguidas, por sempre mostrar muito afeto e carinho, por tudo que me ensinaram e prepararam para a vida, por estarem do meu lado e servindo de amparo para momentos difíceis. Por tudo que representam e fizeram gostaria não só deixar um agradecimento mais uma expressão do quanto vocês são importantes e o quanto amo vocês. Te Amo Pai, Te Amo Mãe.

Ao meu irmão Luiz Afonso por todos os momentos presente, desde a infância sempre estive como um grande amigo e companheiro.

A minha namorada Jaqueline em especial, por todos os momentos juntos na caminhada em busca da graduação, em busca de crescimento pessoal e profissional e o mais importante em busca de um mesmo sonho.

Em especial ao Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli por todo amparo e conhecimento disponibilizado em prol da realização deste trabalho de conclusão, além de toda dedicação e esforço para repassar da maneira mais correta e coerente seus ensinamentos.

À Universidade Federal de Santa Catarina por toda vivência e conhecimento disponibilizados dentro e fora da sala de aula, propiciando grandes momentos.

A todos os professores que contribuíram para crescimento pessoal e profissional.

A Banca de avaliação formada pelos professores Leonardo, Everton e Giuliano (orientador) pela disponibilidade e ensinamentos durante a graduação.

Ao Prof. Dr. Everton Fabian Jasinski que além de professor, membro da Banca e

orientador de estágio tornou-se um grande amigo.

Aos meus colegas que estiveram presentes durante o período da graduação, tanto nas noites de estudo quanto nas noites de festas. Pelas companhias na fila do RU, pelas sinucas no “Reitoria”, pelas praias final de domingo, pelas noites de futebol, pelos cachorros quentes ou batatas fritas, pelas pizzas ou pelo churrascos (que foram poucos). Por todo companheirismo e parceria.

Gostaria de agradecer especialmente a turma que entrou na graduação comigo, a turma 2011-2 e lembrar que estão todos na memória e gostaria de deixar marcado aqui que um dia a gente se encontra por ai.

Agradece a todos que disponibilizaram informações para que este trabalho pudesse acontecer. O INMET pela disponibilização dos dados meteorológicos, a Chesf, que por meio da sua ouvidoria disponibilizou os dados de geração da Usina Hidrelétrica de Sobradinho e a Eletrobras, que por meio da sua ouvidoria disponibilizou os dados de geração da Usina PCH Barra do Rio Chapéu.