Projeto de Graduação

30 de junho de 2015

INTRODUÇÃO AOS CONCEITOS E ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UMA CENTRAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA, EÓLICO-SOLAR, A SER INTRODUZIDA NA REDE BÁSICA

Filipe Maron Santos

Francisco Dalmir Santiago de Melo

www.ele.puc-rio.br

Projeto de Graduação

INTRODUÇÃO AOS CONCEITOS E ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UMA CENTRAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA, EÓLICO-SOLAR, A SER INTRODUZIDA NA REDE BÁSICA

Alunos: Filipe Maron Santos

Francisco Dalmir Santiago de Melo

Orientador: Mauro Schwanke

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus pais, Lais e Manoel por todo o suporte confiança e carinho que eu recebi ao longo de toda minha vida. Sem o amor deles eu não estaria aqui hoje, prestes a me formar e dar o próximo passo da minha vida.

Aos meus professores e colegas que ajudaram a me transformar em um engenheiro e principalmente em um homem.

Ao meu orientador Mauro Schwanke, pela sua dedicação e acompanhamento não somente neste período, mas ao longo desses anos que me levaram a chegar até aqui.

Aos meus colegas de trabalho, pelo incentivo, orientação e compreensão nesse momento onde a conclusão do presente trabalho se tornou minha prioridade.

Aos meus amigos, pelo apoio e carinho constantes.

E finalmente ao Francisco pela amizade, pelo companheirismo e pelo esforço na construção deste trabalho final.

Filipe Maron Santos

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por prover todas as fontes energia à subsistência da humanidade e por suscitar-lhe a descobrir novos meios para atinar com os problemas, por ela mesma, provocados à Criação a ela confiada, quando se afasta desorientadamente da vivência da dignidade humana preferida por Deus. Além disso, eu sei que ainda é pouco, mas também expresso minha gratidão a Deus por todas as graças concedidas em cada dia de estudo nesta Pontifícia universidade para que eu pudesse perseverar na superação dos desafios, intelectuais e dos mais diversos tipos, sustentando-me com amor, manifestado através de tantas pessoas que me ajudaram neste curso de graduação, para que eu me mantivesse atuante e intrépido, jamais sozinho.

Gostaria de agradecer aos meus pais, Salete e Valdemir, e às minhas irmãs, Dayse, Andreza e Vanessa, por serem reflexo do amor de Deus e constituírem em si mesmos o meu berço de ouro para que, independentemente das condições financeiras que tínhamos, eu pudesse aprender da melhor terna forma, em família, os valores que fazem a vida valer a pena e sustentam a sociedade há muitas gerações, e que estão muito além das riquezas desta terra, de modo que não mediram esforços e deram tudo de si mesmos para que eu pudesse me concentrar apenas nos estudos, sendo este o único meio, para um dia obter a prosperidade dos recursos materiais necessários para ter uma vida melhor, neste sentido, que a deles, sem jamais perder a consciência que a fé em Deus é o mais importante e o que tesouro maior e melhor deve ser ajuntado no Céu.

Agradeço à minha melhor amiga e companheira de quase uma década, minha muito em breve futura esposa, Karolyne Gonçalves do Valle, bem como à sua bela família, por ter amoroso zelo para comigo, dedicando-me toda ajuda, suporte e incentivo para que eu continuasse nesta desafiante caminhada da graduação, expandindo-se em meu coração como família dada por Deus.

Agradeço a todos os colegas de trabalho durante toda esta etapa de graduação: os ex-colegas do Operador Nacional do Sistema Elétrico, – que me auxiliaram nos 2 primeiros anos da graduação – e com grande estima, os colegas do Centro de Operações de Energia da Petrobras, – que me incentivaram desde então a concluir esta etapa e ainda continuam me ajudando – por serem grandes facilitadores e serem flexíveis para que eu pudesse conciliar a árdua rotina do trabalho em turnos de revezamento com os estudos na universidade para obter bom aproveitamento, além de disseminarem, com competência exemplar, destreza e boa vontade, o conhecimento tácito adquirido pela experiência prática, que vai além dos limites acadêmicos e possui valor sem igual.

Agradeço aos mestres-professores desta universidade, aos pertencentes do Ciclo Básico e aos do Departamento de Engenharia Elétrica, por todo conhecimento a mim repassado e, em especial ao nosso orientador Mauro Schwanke, por, além disso, ainda cultivar uma relação de proximidade e solicitude para conosco, aceitando-nos em nossa proposta de trabalho.

Agradeço a todos os meus amigos, em especial aos que conquistei nesta universidade, que significativamente contribuíram para que eu pudesse assimilar os conceitos disseminados e me incentivaram a ter foco e persistência, marcando com singularidade esta etapa de graduação.

Finalmente, ao aluno e companheiro de graduação Filipe, por ser meu ilustre parceiro neste trabalho e pela amizade demonstrada, revelada pela cooperação e suporte ao longo dos períodos do Ciclo Profissional, e principalmente nesta derradeira etapa para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista, cujo apogeu é o presente trabalho.

Francisco Dalmir Santiago de Melo

Resumo

O presente trabalho tem seu foco no planejamento para o desenvolvimento de um complexo de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, especificamente a energia eólica e, de modo complementar, a energia solar fotovoltaica, em aproveitamento à grande área livre tipicamente disponível no terreno do parque eólico.

Além de uma completa introdução sobre todos os componentes necessários para o desenvolvimento de um projeto desta magnitude, serão também incluídas as principais etapas do desenvolvimento teórico de uma usina no Rio Grande do Norte até a etapa de construção de um projeto executivo.

Finalmente, será apresentado um estudo de viabilidade econômica para validação do estudo realizado.

Palavras-chave: Recurso Eólico; Recurso Solar; Aerogerador; Módulo Fotovoltaico; Usina.

Introduction to the major concepts and a Financial and technical viability study to implement and add to the electrical grid a power plant that utilizes both, solar and wind , as fuel sources.

Abstract

The project under discussion aims to study the planning and development of an electrical power plant that focuses on renewable clean energy sources such as Wind and Solar.

The Project is not only a complete introduction to all important aspects of renewable energy sources in Brazil, but it also comprehends all major steps toward to implementing the power plant until the construction step.

Finally, we conclude with an economic viability study in order to validate our project.

Keywords: Wind Resource; Solar resource; Wind Turbine; Photovoltaic Module; Power Plant

Sumário

1.	O Projeto	1
1.1	Introdução.....	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Estrutura do texto	2
2.	Considerações Gerais.....	4
2.1	Fontes de energias renováveis: eólica e fotovoltaica	4
2.1.1	O recurso eólico	4
2.1.2	O recurso solar	8
2.1.3	Matriz energética mundial	12
2.1.4	Matriz energética brasileira.....	16
2.1.5	Potencial eólico brasileiro	16
2.1.6	Potencial solar brasileiro.....	18
2.1.6.1	Análise da inserção da energia fotovoltaica na matriz energética	18
2.1.6.2	Distribuição da irradiação solar média no Brasil.....	18
2.1.6.3	A importância do leilão de reserva de 2014.....	20
2.2	Impactos socioambientais.....	21
2.2.1	Impactos da energia eólica	21
2.2.2	Impactos da energia solar fotovoltaica	22
2.3	Órgãos reguladores do sistema elétrico brasileiro	22
2.4	Fator de capacidade, ambientes de contratação e leilões de energia	24
2.4.1	Fator de capacidade.....	24
2.4.2	Ambientes de contratação	25
2.4.2.1	Ambiente de contratação regulada (ACR)	25
2.4.2.2	Ambiente de contratação livre (ACL)	26
2.4.2.3	Mercado de curto prazo.....	26
2.4.3	Leilões de energia	27
2.4.3.1	Os leilões de compra/venda de energia	27
2.4.3.2	Horizontes de contratação e outros conceitos em leilões de energia	27
3.	Sistemas Eólicos	31
3.1	Centrais de geração eólica	31
3.1.1	Aerogerador	31

3.1.1.1	Características técnicas	31
3.1.1.2	Tipos de aerogerador	34
3.1.1.3	Outros Fatores de influência do Aerogerador	39
3.2	Centrais de transformação/subestações unitárias	39
3.3	Micrositing	40
3.3.1	Arranjos de aerogeradores	41
3.4	Rede interna	43
3.5	Redes de distribuição aérea e subterrânea	43
3.6	Subestação coletora	44
4.	Sistemas Solares Fotovoltaicos	45
4.1	Bloco gerador: células e módulos fotovoltaicos	45
4.1.1	Características construtivas dos módulos fotovoltaicos	46
4.1.2	As tecnologias aplicadas aos módulos fotovoltaicos	46
4.1.3	Parâmetros elétricos: células e módulos fotovoltaicos	49
4.1.4	Parâmetros externos limitantes do desempenho do dispositivo fotovoltaico	52
4.1.5	Associação de células e módulos fotovoltaicos	54
4.1.6	Efeitos de sombreamento	56
4.2	Bloco de condicionamento de potência	56
4.2.1	Inversores	57
4.2.1.1	Classificação dos Inversores	58
4.2.2	Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM)	62
4.3	Aplicação de sistemas fotovoltaicos: usinas fotovoltaicas (UFVs)	64
4.3.1	Localização Dos Geradores Fotovoltaicos	66
4.3.2	Orientação do gerador fotovoltaico	66
4.3.3	Inclinação do gerador fotovoltaico	67
5.	Acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN)	69
5.1	Requisitos mínimos para conexão de centrais de geração eólicas e fotovoltaicas	69
5.2	Requisitos mínimos para subestações coletoras	71
5.3	Sistema de Proteção e Controle	71
6.	Aspectos Financeiros	73
7.	Complexo Eólico-Solar	74
7.1	Fase de desenvolvimento inicial	75

7.1.1	Prospecção	75
7.1.2	Assinatura do contrato fundiário	77
7.1.3	Regularização Fundiária do Imóvel	77
7.1.4	Instalação da Campanha de Medição e Coleta de Dados	77
7.1.4.1	Torre anemométrica	77
7.1.4.2	Torre solarimétrica	80
7.1.5	Obtenção da licença ambiental prévia	84
7.1.6	Disposição dos aerogeradores	84
7.1.7	Disposição dos Módulos Fotovoltaicos	86
7.1.8	Estudos de Viabilidade de conexão e escoamento de energia	88
7.1.9	Estimativa de Produção de Energia	89
7.1.9.1	Produção de Energia Eólica	89
7.1.9.2	Produção de Energia Fotovoltaica	91
7.1.10	Estudos de viabilidade econômica	92
7.1.10.1	Cotação do Capex (Capital Expenditure)	93
7.1.10.2	Cotação do Opex (Operational Expenditure)	94
7.1.10.3	Despesas Financeiras	95
7.1.10.4	Resultados: exemplo parque eólico	96
7.1.11	Assinatura de pré-acordos	97
7.1.12	Participação em Leilão para venda de Energia	97
7.1.13	Assinatura do contrato de compra e venda de energia – PPA	98
7.2	Fase de desenvolvimento avançado	98
7.2.1	Obtenção de licença de instalação	98
7.2.2	Obtenção da Licença de Supressão Vegetal	98
7.2.3	Liberação fundiária da linha de transmissão	99
7.2.4	Elaboração do projeto básico civil e elétrico	99
7.2.5	Obtenção do parecer de acesso	100
7.2.6	Obtenção das Licenças de Operação	100
7.3	Fase de construção	101
7.3.1	Construção da infraestrutura civil	101
7.4	Construção da infraestrutura elétrica	101
7.4.1	Montagem dos aerogeradores	102
7.4.2	Montagem dos Módulos Fotovoltaicos	103
8.	Considerações Finais	104

9. Referências Bibliográficas	105
Anexo 1	109
Anexo 2	110
Anexo 3	111
Anexo 4	112
Anexo 5	113

Lista de Figuras

Figura 1 – Escala dos movimentos atmosféricos. Fonte: (PEREIRA, 2009)	4
Figura 2 – Circulação atmosférica, esquema idealizado. Fonte: (PEREIRA, 2009).....	5
Figura 3 – Frequência de distribuição da velocidade do vento.....	6
Figura 4 – Representação gráfica das distribuições de velocidades do vento e da função de Weibul. Fonte: (CUSTÓDIO, 2009).....	7
Figura 5 – Variação da irradiância solar extraterrestre ($I_{0,ef}$) ao longo do ano. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	8
Figura 6 – Fluxo de potência global (em W/m^2). O valor da irradiância solar incidente no topo da atmosfera aqui apresentado é um fluxo médio recebido ao longo das 24 horas de um dia ($341,3 W/m^2$) no topo da atmosfera. Fonte: (Trenberth et al., 2009).	9
Figura 7 – Componentes da radiação solar. Fonte: (PINHO et al.,2008)	10
Figura 8 – Distribuição espectral da irradiância no topo da atmosfera; da irradiância ao incidir perpendicularmente sobre uma superfície inclinada (37°) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador; da irradiância após atravessar uma massa de ar de 1,5. Fonte: (NREL,2012).....	11
Figura 9 – Mapa mundial de irradiação solar em média anual. Fonte: (SODA-IS, 2014).....	12
Figura 10 – Consumo mundial de energia no ano de 2005. Fonte: (IEA, 2010).....	13
Figura 11 – Matriz energética mundial para o ano de 2008. Fonte: (IEA, 2010).....	13
Figura 12 – Evolução da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo. Fonte: (EPIA, 2013).	15
Figura 13 – Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012. Fonte: (GTM RESEARCH, 2013)	15
Figura 14– Matriz elétrica brasileira 2013. Fonte: (BEM, 2014).	16
Figura 15 – Potencial eólico estimado. Fonte: (CRESESB, 2010).....	17
Figura 16 – Mapa brasileiro de irradiação solar em média anual. Fonte: (PEREIRA, 2006).....	19
Figura 17 – Mapa europeu de irradiação solar em média anual. Fonte: (PVGIS, 2013).	19
Figura 18 – Estrutura organizacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: (CCEE, 2015).....	23
Figura 19 – Gráfico dos montantes contratados (MWh) por estado. Fonte: (INFOLEILÃO, 2014)	29
Figura 20 - Garantia Física (MWmédio), Contratação (MWmédio) e Potência (MW) por estado e submercado. Fonte: (INFOLEILÃO, 2014)	30

Figura 21 – Ilustração esquemática dos principais equipamentos que compõe uma Central de Geração Eólica. Fonte: (ALSTOM, AUdEE 2012)	31
Figura 22 – Corte esquemático com vista interna dos diferentes componentes de um Aerogerador típico. Fonte: (Adaptado de WIND TURBINE, 2015).	32
Figura 23 – Diagrama de blocos do aerogerador tipo 1 (Squirrel Cage Induction Generator - SCIG). Fonte: (PRADO, 2015).	36
Figura 24 – Diagrama de blocos do Aerogerador tipo 2 (Wound Rotor Induction Generator - WRIG). Fonte: (PRADO, 2015).	37
Figura 25 – Diagrama de blocos Aerogerador tipo 3 (Doubly Feed Induction/Asynchronous Generator – DFIG/DFAG). Fonte: (PRADO, 2015).	38
Figura 26 – Diagrama de blocos Aerogerador Tipo IV (Full Converter - FC). Fonte: (PRADO, 2015).	38
Figura 27 – Efeito esteira após uma fila de aerogeradores no Parque Eólico off-shore Horns – Dinamarca. Fonte: (BOGGA, 2015).	40
Figura 28 – Exemplo de rosa dos ventos com 16 sentidos. Fonte: (AUTODESK, 2015)	41
Figura 29 – Arranjo com uma fila	42
Figura 30 – Arranjo com mais de uma fila.	43
Figura 31 – Esquemático de rede interna radial simples, coletando a energia gerada de cada Aerogerador com a Subestação Coletora.	43
Figura 32 – Diagrama esquemático de Subestação Coletora e ponto de acesso ao SIN	44
Figura 33 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de Silício. (1) região tipo n ; (2) região tipo p ; (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção pn e o campo elétrico. (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos. Fonte: Adaptada de (MOEHLEKE e ZANESCO, 2005).	45
Figura 34 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Fonte: (CEPEL; CRESESB, 2014).	47
Figura 35 – Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino. EVA, do inglês Ethylene-vinyl acetate, que significa acetato de etil vinila. Fonte: (CEPEL; CRESESB, 2014)..	47
Figura 36 – Células de silício monocristalino (à esquerda) e policristalino (à direita). Fonte: (MB Solar, 2015)	47
Figura 37– Degradação máxima de módulos , de acordo com 3 diferentes formas de garantia, sendo os valores percentuais aplicados à potência de pico (W_p): G1: 90% primeiros 12 anos e 80% até 25 anos; G2: 95% durante 5 anos, 90% 12 anos, 85% 18 anos e 80% durante 25 anos; G3: 3% no primeiro ano e 0,7% por ano até 25 anos.	48

Figura 38 – Células de filme fino. Fonte: (EPE, 2012).....	48
Figura 39 – Concentrador fotovoltaico. Fonte: (EPE, 2012).....	49
Figura 40 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	50
Figura 41 – (a) Curvas característica I-V e P-V, cujos principais parâmetros estão destacados, sob condições padrão de ensaio: (a) de uma célula de típica de silício cristalino de 156 mm x 156 mm; (b) para um módulo com potência nominal de 100 Wp. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	51
Figura 42 – Influência da variação da irradiância solar, à temperatura de 25 °C na curva característica I-V (a) de uma célula fotovoltaica de silício cristalino e (b) de um módulo com 36 células de silício cristalino. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014)	53
Figura 43 – Influência da variação da temperatura na curva característica I-V, sob irradiância de 1.000 W/m ² e espectro AM 1,5: (a) de uma célula fotovoltaica (c-Si); (b) de um módulo fotovoltaico de 36 células (c-Si). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).....	54
Figura 44 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).....	55
Figura 45 – Curvas I-V para um módulo de 220 W _p , 2 e 4 módulos idênticos de 220 W _p associados: (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).....	55
Figura 46 – Curva I-V para 4 módulos conectados em série e sem sombreamento (linha contínua); Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50 % da irradiância original (linha tracejada); Curva I-V com o mesmo sombreamento, mas com a utilizado de diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	56
Figura 47 – Símbolo elétrico do inversor.....	57
Figura 48 – Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico. Fonte: (LABORATÓRIO, 2011).....	57
Figura 49 – Tipos de inversores classificados segundo o princípio de funcionamento. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	59
Figura 50 – Curvas I-V (preta) e P-V (cinza) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50%. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	63
Figura 51 – Exemplo de sistemas fotovoltaicos que utilizam SPPM. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014). ..	64
Figura 52 – Sistemas de grande porte. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	65
Figura 53 – Orientação da face dos módulos fotovoltaicos para o norte verdadeiro em um dado local no hemisfério Sul (ângulo azimutal de superfície igual a 180°). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).....	67

Figura 54 – Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	68
Figura 55 – Quadro de requisitos técnicos gerais a serem atendidos por centrais de geração. Fonte: Adaptado de (Submódulo 3.6 - Procedimentos de rede, 2010)	70
Figura 56 – Mapa de localização e vento do Complexo Eólico-Solar.....	76
Figura 57 – Divisão do Complexo Filipe Dalmir	76
Figura 58 – Torre Anemométrica	78
Figura 59 – Vista Frontal da Torre	79
Figura 60– Piranômetro Termoelétrico (a) e Piranômetro Fotovoltaico (b). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).	81
Figura 61 – Pireliômetro e o respectivo desenho esquemático. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).).	81
Figura 62– Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP. Fonte: (PINHO et al.,2008)	82
Figura 63 - Perfil sazonal de GHI. Fonte: (EPE, 2014).	83
Figura 64 – Layout da UEE Filipe Dalmir	84
Figura 65 – Layout da UFV Filipe Dalmir	87
Figura 66 – Representação das estruturas dos módulos fotovoltaicos.	87

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Dados de vento na forma de frequência de distribuição. Fonte: (CUSTÓDIO, 2009)	6
Tabela 2 – Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies. Fonte: (MARKVART e CASTANER 2003).	10
Tabela 3 – Capacidade de geração de energia eólica em 2012. Fonte: (GWEC, 2013).	14
Tabela 4 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no LER/2014. Fonte: (EPE, 2014)	21
Tabela 5 – Maiores fabricantes de aerogeradores mundo	35
Tabela 6 – Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 (GREEN <i>et al.</i> , 2013).....	52
Tabela 7 – Áreas ocupadas por módulos de diferentes tecnologias. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014). ..	52
Tabela 8 – Comparação de características de inversores para conexão à rede com e sem transformador. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014)	61
Tabela 9 – Etapas de implantação de um empreendimento eólico-solar	74
Tabela 10 - Exemplo de tabela de médias mensais de irradiação global (GHI) e temperatura para uma determinada região.	83
Tabela 11 - Curva de potência da turbina escolhida	85
Tabela 12 – Energia gerada no parque eólico de acordo com determinados parâmetros.....	90
Tabela 13 – Fator de confiança dos aerogeradores escolhidos	90
Tabela 14 – Energia gerada pelos aerogeradores escolhidos	91
Tabela 15 – Tabela de estimativas mensais de produção de energia.	91
Tabela 16 - Resultados estimados para a UFV Filipe Dalmir.....	92
Tabela 17 – Exemplo típico de Capex eólico	93
Tabela 18 – Exemplo típico de Capex solar	94
Tabela 19 – Exemplo típico de Opex eólico	94
Tabela 20 – Exemplo típico de Opex solar.....	95
Tabela 21 – Resultados principais.....	96

1. O Projeto

1.1 Introdução

A energia cinética presente no movimento das massas de ar vem sendo convertida em energia mecânica a milhares de anos para aplicações diversas que incluíram desde o bombeamento de água e moagem de grãos até a movimentação das caravelas. Entretanto, somente no século XIX surgiram as primeiras tentativas de converter a energia eólica em energia elétrica.

A primeira turbina eólica comercial ligada a uma rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca, e em 1992 no Brasil no arquipélago de Fernando de Noronha. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo e estima-se que até o ano de 2020 aproximadamente 12% de toda energia elétrica gerada no planeta será proveniente do potencial eólico (ANEEL, Atlas da Energia Elétrica 2ª edição).

Por outro lado, o aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto como fonte de luz, é atualmente uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano, de forma renovável e sustentável, visto que o Sol é, em última instância, responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia da Terra, como por exemplo, a mencionada energia cinética presente no movimento das massas de ar: é a radiação solar que induz a circulação atmosférica em larga escala causando os ventos, que se formam em função de um desbalanço diferenciado nas diferentes latitudes entre a radiação solar incidente e a radiação terrestre emitida. Deste modo, pode-se afirmar que também a energia eólica é uma forma indireta de manifestação da energia solar, já que, em suma, trata-se conversão da radiação solar em energia cinética.

A energia solar direta pode ser dividida em cinco grandes blocos, segundo o Relatório Especial sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação da Mudança Climática (SRREN, 2011), publicado pelo IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change):

- 1) **Solar passiva:** onde se insere a arquitetura bioclimática;
- 2) **Solar ativa:** onde se inserem o aquecimento e a refrigeração solares;
- 3) **Solar fotovoltaica** - para a produção de energia;
- 4) **Solar térmica** - para a geração de energia elétrica a partir de concentradores solares térmicos destinados a operar com altas temperaturas;
- 5) **Obtenção de hidrogênio** - através de um processo inspirado na fotossíntese, ainda em fase de desenvolvimento, que consiste em um reator alimentado por dióxido de carbono, água e metal ou óxido metálico, o qual exposto à radiação solar possibilita a quebra da molécula da água através desta radiação, o que seria uma alternativa na obtenção de hidrogênio destinado a alimentar células que o utilizam como combustível, que atualmente é produzido a partir do gás natural.

Entretanto, de forma mais simplificada, as tecnologias empregadas em projetos de engenharia baseiam-se no aproveitamento da energia solar térmica e da energia solar fotovoltaica, sendo este último um dos objetos de estudo do presente trabalho.

A matriz energética Brasileira ainda é caracterizada pela predominância de grandes centrais de geração hidrelétrica, chegando a 63,79% de toda potência disponível, seguido pelas térmicas a gás, carvão e biomassa que somam 24,47% (ANEEL, BIG-Banco de Informações de Geração). Porém, a construção de centrais hidrelétricas na atualidade vem se mostrando bastante complexa devido aos impactos ambientais causados pela construção de seus reservatórios, além do distanciamento dos centros de carga e das longas linhas de transmissão necessárias para o escoamento da potência. Essa dificuldade

também é observada nas centrais de geração térmica, que possuem elevado custo de combustível, além de emitirem quantidades danosas de CO₂ no meio ambiente.

Com essas dificuldades em evidência, os governos e investidores do setor privado estão cada vez mais motivados para investir em outras fontes de energia, as energias renováveis, e é com isso em mente que decidimos optar por estudar a viabilidade da implantação de centrais de geração eólica e fotovoltaicas para comercialização de energia elétrica no Brasil, no presente trabalho.

O crescimento na implantação de novas centrais de geração eólica tem chamado à atenção do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro - ONS, nas particularidades dos assuntos relacionados à estabilidade, confiabilidade e operacionalidade do sistema mediante ao forte crescimento desta fonte na matriz. No ano de 2012, por exemplo, o Brasil alcançou a oitava colocação no ranking dos países com maior crescimento na quantidade de GW instalado, ocupando a 20ª posição no ranking mundial de produção de energia eólica, com perspectiva de chegar a 10ª posição em 2013 e a 4ª ou 5ª posição em 2016 (ANEEL, Projeto estratégico: Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Eólica 2013). Essa expectativa vem sendo alcançada ao longo dos últimos anos.

Por outro lado, embora abundante na Terra, a energia solar para produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada. O custo das células fotovoltaicas é atualmente um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala, no entanto, a tecnologia está se tornando cada vez mais competitiva, em razão tanto dos seus custos decrescentes (vide o crescimento de produção de módulos na China) quanto dos custos crescentes das demais formas de produção de energia elétrica, inclusive em função da internalização de fatores que eram anteriormente ignorados para o cálculo do preço da Energia, tal como a questão dos impactos ambientais.

Recentemente, em outubro 2014 houve o que pode ser considerado o marco histórico para o setor fotovoltaico brasileiro: a primeira contratação da fonte em um leilão federal de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sem concorrer com outras fontes de energia, por ocasião do VI Leilão de Energia de Reserva (LER) publicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), tornando-se realidade o uso da energia solar fotovoltaica como uma alternativa energética renovável, limpa e sustentável para o desenvolvimento da matriz elétrica do país. Este foi, portanto, um passo decisivo para o setor fotovoltaico brasileiro, pois foram 331 projetos cadastrados, somando 8.871 MW de potência instalada, superior à usina hidrelétrica Tucuruí (8.370 MW), com previsão de entrarem em operação comercial a partir do segundo semestre de 2017.

1.2 Objetivo

O presente projeto tem como objetivo estudar e apresentar os principais conceitos relacionados à conversão da energia cinética dos ventos e da irradiação solar em energia elétrica, contextualizando-os no atual panorama eletroenergético mundial e brasileiro e, em seguida, aplicá-los na implantação de uma central de geração de energia que utilize dessas duas fontes para vender energia para o sistema elétrico brasileiro através dos leilões de energia, através de um projeto teórico de um complexo eólico-fotovoltaico localizado no Nordeste do Brasil, Rio Grande do Norte, com intuito de avaliar a viabilidade técnica e econômica de sua implantação e conexão à Rede Básica.

1.3 Estrutura do texto

O trabalho se divide em oito capítulos:

- ❖ O capítulo 1 traz uma introdução ao contexto promissor de utilização destas fontes de energia renovável bem como os objetivos do projeto em questão.
- ❖ O capítulo 2 apresenta tópicos relativos às fontes de energia eólica e fotovoltaica tendo em vista o melhor entendimento do recurso eólico-solar, seu potencial e impacto ambiental, da matriz

energética mundial e brasileira, da organização estrutural e do ambiente de comercialização de energia do setor elétrico brasileiro.

- ❖ No capítulo 3 são abordados os sistemas de geração eólica, os conceitos elementares, as características específicas, bem como a estruturação de um parque eólico.
- ❖ No capítulo 4, por sua vez, são abordados os sistemas de geração fotovoltaica, os conceitos elementares, as características específicas, bem como a configuração de uma usina fotovoltaica.
- ❖ No capítulo 5 são apresentados os pré-requisitos mínimos para conexão de um projeto de geração à Rede Básica.
- ❖ O capítulo 6 aborda de modo geral os aspectos financeiros referentes ao projeto de geração de energia renovável.
- ❖ O capítulo 7 contempla o estudo em etapas do projeto teórico da central de geração eólico-solar, com base nos conceitos vistos nos capítulos anteriores, configurando-se como ápice do presente trabalho.
- ❖ Por fim, o capítulo 8 apresenta de modo conclusivo as considerações finais obtidas do presente trabalho, com base em tudo o que foi pesquisado.

2. Considerações Gerais

2.1 Fontes de energias renováveis: eólica e fotovoltaica

O mundo vive um momento único de consciência em torno da importância da adoção de fontes de energia renovável. As energias renováveis incluem a energia solar, a energia eólica, a biomassa, a energia geotérmica, a energia hídrica e a energia dos oceanos (ondas, marés, correntes e gradiente da temperatura). Além de serem pouco ou nada poluentes, estas fontes de energia são descentralizadas, estando assim mais próximas dos consumidores de energia.

A utilização das energias renováveis conduz também a uma redução dos custos energéticos, pois a utilização da maioria dos recursos renováveis é gratuita (sol, vento, geotermia, hídrica, oceanos) ou mais barata (biomassa).

A maior problemática para a sua utilização mais generalizada, diz respeito à intermitência e ao elevado custo inicial: as energias renováveis necessitam de equipamentos que são geralmente mais caros no momento da sua aquisição, além disso, as tecnologias associadas aos combustíveis fósseis tiveram muitos anos de grande desenvolvimento e de utilização generalizada, tornando-se mais confiáveis e acessíveis no processo.

Entretanto, valorar a energia gerada por fontes renováveis agrega à imagem da empresa, seja privada ou pública, no mercado no que tange ao desenvolvimento sustentável, assunto muito discutido na sociedade atual.

2.1.1 O recurso eólico

Uma das principais características do vento é sua variabilidade. O vento varia no tempo e no espaço. A meteorologia classifica o movimento atmosférico em quatro escalas de comprimento de acordo com a duração e dimensões.

Figura 1 – Escala dos movimentos atmosféricos. Fonte: (PEREIRA, 2009)

A circulação geral de larga escala do ar na troposfera, ilustrada na Figura 2 é originada pelo aquecimento desigual da superfície do solo. A região equatorial é a região que recebe maior radiação solar. As diferenças de temperatura dos pólos e do equador, da terra e do mar, vão originar movimentos do ar que são muito importantes para que a região equatorial não se torne cada vez mais quente. Próximo ao equador, como pode ser observado nesta figura, existe uma região de baixa pressão devido à forte incidência de radiação solar. Com isso, os ventos nessa região, são os mais fracos.

Figura 2 – Circulação atmosférica, esquema idealizado. Fonte: (PEREIRA, 2009)

A velocidade do vento varia ao longo do dia, do mês, do ano, e até ao longo dos anos. Sua variação no tempo é a principal característica a ser analisada para o estudo de um projeto de uma usina eólica, pois se celebram contratos da ordem de 20 anos de duração.

Para fazer um estudo ótimo do potencial eólico da usina a ser projetada, é preciso fazer uma análise mais específica das variações do vento, com os dados de vento extraídos da torre anemométrica, monta-se uma tabela que demonstra a distribuição da frequência em relação à velocidade do vento do local estudado. Nessa tabela, os dados de velocidade são divididos em faixas de 1 m/s, o número de ocorrências que esse vento obteve no local e sua frequência relativa (%).

Tabela 1 – Dados de vento na forma de frequência de distribuição. Fonte: (CUSTÓDIO, 2009)

Velocidade do vento (m/s)	Número de ocorrências	Frequência Relativa (%)
0-1	47	0,74
1-2	160	2,51
2-3	700	10,97
3-4	1007	15,78
4-5	993	15,56
5-6	853	13,37
6-7	766	12,01
7-8	644	10,09
8-9	447	7,01
9-10	270	4,23
10-11	250	3,92
11-12	134	2,10
12-13	78	1,22
13-14	36	0,56
14-15	23	0,36
15-16	5	0,08
16-17	6	0,09
17-18	2	0,03
18-19	1	0,02
19-20	3	0,05
>20	0	0,00
TOTAL	6.425	100

Com base nessa tabela, obtém-se um gráfico apresentado na Figura 3 com os histogramas das frequências de distribuição da velocidade do vento.

Figura 3 – Frequência de distribuição da velocidade do vento

Com os dados medidos, calcula-se a velocidade média do vento do local estudado, através da Equação 1:

$$V = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (1)$$

Onde:

- V = velocidade média do vento do local estudado (m/s);
- v_i = velocidade do vento registrada (m/s);
- n = número de registros (adimensional);
- i = identificação do registro.

A distribuição da velocidade do vento pode ser representada por uma função de densidade probabilística chamada de função de Weibull, $f(v)$, dada pela Equação 2:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Onde:

- v = velocidade do vento [m/s];
- c = fator de escala [m/s];
- k = fator de forma [adimensional].

A distribuição de Weibull pode ser ilustrada pelo gráfico apresentado na Figura 4 para valores de k e c específicos.

Figura 4 – Representação gráfica das distribuições de velocidades do vento e da função de Weibul. Fonte: (CUSTÓDIO, 2009)

Com a função de Weibull, $f(v)$, podemos encontrar a velocidade média do vento, através da Equação 3.

$$V = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3)$$

O fator de escala c está relacionado com a velocidade média do vento dos dados extraídos da torre anemométrica. O fator de forma k está relacionado com a variância da velocidade do vento dos dados em relação à sua velocidade média.

A função de Weibull apresenta diferentes formas de funções de densidade probabilística conhecidas, para diferentes parâmetros de forma k . Os principais exemplos são:

- $k = 1,0$: distribuição exponencial;
- $k = 2,0$: distribuição de Rayleigh;
- $k = 3,5$: distribuição normal.

A distribuição de Rayleigh, $k = 2,0$, é normalmente usada quando não se tem os dados obtidos nas medições, pois apenas a velocidade média do local é suficiente para a determinação da sua frequência de distribuição. Deste modo a distribuição de Rayleigh é definida pela Equação 4.

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \frac{v}{v^2} e^{-\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{v}{V}\right)^2} \quad (4)$$

2.1.2 O recurso solar

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra e responsável pela manutenção da vida no Planeta, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de sua utilização por meios de sistema de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a elétrica, um dos objetos de estudo deste trabalho.

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica que pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, quando é denominado então, irradiação solar. Existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar, entre elas, a W/m^2 (irradiância – watt por metro quadrado) e Wh/m^2 (energia – watt-hora por metro quadrado).

A Figura 5 apresenta o gráfico do comportamento anual da irradiância extraterrestre, ou irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,ef}$).

Figura 5 – Variação da irradiância solar extraterrestre ($I_{0,ef}$) ao longo do ano. Fonte: (CEPEL; CRESESB, 2014).

Considerando-se que o raio médio da Terra é 6.371 km e que o valor de irradiância solar é de 1.367 W/m^2 , incidindo sobre a área projetada da Terra, conclui-se que a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra é de aproximadamente 174 mil TW (terawatts). Porém, apenas cerca de 94 mil TW chegam efetivamente à superfície terrestre, pois análises mais qualitativas dos fluxos de energia na Terra obtidas de observações periódicas feitas do espaço, com base em medições de março de 2000 a novembro de 2005, conforme Trenberth *et al* (2009), estimam que cerca de 54% da irradiância solar que incide no topo da atmosfera é refletida (7%) e absorvida (47%) pela superfície terrestre, sendo os 46% restantes, absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera. Para melhor elucidar o fluxo de potência global (em W/m^2) apresenta-se a figura abaixo.

Figura 6 – Fluxo de potência global (em W/m^2). O valor da irradiância solar incidente no topo da atmosfera aqui apresentado é um fluxo médio recebido ao longo das 24 horas de um dia ($341,3 \text{ W/m}^2$) no topo da atmosfera.
Fonte: (Trenberth *et al.*, 2009).

Considerando a radiação solar que chega à superfície terrestre e incidente sobre uma superfície receptora para a geração de energia, tem-se que ela é constituída por uma componente direta e por uma componente difusa. A radiação direta é aquela que provém diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. A difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Mesmo num dia totalmente sem nuvens, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície é difusa. Já em dia totalmente nublado, não há radiação direta, e 100% da radiação é difusa. Se a superfície estiver inclinada com relação à horizontal, haverá ainda uma terceira componente que é refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies recebe a denominação de "albedo" e apresenta valores tabelados típicos para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 2 – Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies. Fonte: (MARKVART e CASTANER 2003).

Superfície	Albedo
Gramado	0,18-0,23
Gramma seca	0,28-0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intermperies)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8-0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

A Figura 7 apresenta as três componentes citadas da radiação solar sobre uma superfície receptora, sendo que a quantidade resultante da soma das parcelas direta, difusa e devida ao albedo (quando a superfície é inclinada) é denominada de radiação global.

Figura 7 – Componentes da radiação solar. Fonte: (PINHO et al.,2008)

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por um coeficiente denominado Massa de Ar (AM, do inglês Air Mass), e, portanto, do ângulo zenital do sol (ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite)), da distância entre a Terra e o Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas.

A massa de ar pode ser interpretada também como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre. Para ângulo zenital θ_z entre 0° e 70° a massa de ar ao nível do mar pode ser definida matematicamente pela Equação 5, que considera a Terra plana. Para ângulos zenitais maiores, os efeitos da curvatura da Terra devem ser levados em consideração.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (5)$$

Denomina-se de AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, o Sol encontra-se no zênite (ângulo zenital igual a 0°). Outras denominações são dadas, por exemplo, AM2, quando o ângulo zenital é igual a 60° e AM0 (sem massa atmosférica para a radiação solar atravessar), definida como a massa de ar no topo da atmosfera (radiação extraterrestre).

A Figura 8 ilustra o espectro de irradiância solar em três condições:

- I) No topo da atmosfera da Terra (AM0);
- II) Ao atingir perpendicularmente uma superfície ao nível do mar inclinada a 37° (AM1, 3) e voltada para a linha do Equador (global inclinada);
- III) Após atravessar uma espessura de atmosfera de 50% maior que o quando o Sol encontra-se na posição zênite, ao incidir sobre uma superfície ao nível do mar (AM1, 5 – irradiância direta + circunsolar).

As perdas do fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera e o espectro da irradiância global que atinge a superfície inclinada citada são de aproximadamente 27%, resultando cerca de 1.000 W/m^2 incidentes sobre a referida superfície, cabendo ressaltar que este nível de irradiância é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal de uma célula ou de um módulo fotovoltaico.

Figura 8 – Distribuição espectral da irradiância no topo da atmosfera; da irradiância ao incidir perpendicularmente sobre uma superfície inclinada (37°) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador; da irradiância após atravessar uma massa de ar de 1,5. Fonte: (NREL, 2012).

Na figura 9 consegue-se visualizar a distribuição espacial da irradiância solar média anual (W/m^2) que incide sobre a superfície da Terra. Esses dados foram estimados a partir de imagens de satélites meteorológicos obtidos no período de 1990 a 2004. Para obter, a partir destes dados, a irradiação solar na base temporal diária média anual, em kWh/m^2 , deve-se multiplicar por 24h. Este mapa é útil para os profissionais envolvidos no desenvolvimento e aplicação de tecnologias para converter energia solar em eletricidade, pois os projetos de sistemas fotovoltaicos geralmente exigem uma irradiação de no mínimo 3 a 4 $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ (125 a 166 W/m^2 no mapa), valores estes disponíveis para quase todas as áreas entre os trópicos, tal como a área do empreendimento deste trabalho.

Figura 9 – Mapa mundial de irradiação solar em média anual. Fonte: (SODA-IS, 2014).

2.1.3 Matriz energética mundial

O fornecimento de energia é fator determinante na qualidade de vida de um país. O consumo de energia elétrica é superior em países desenvolvidos porque a posse de aparelhos eletrodomésticos bem como a demanda de energia requisitada pela indústria é maior, se comparado com os países pobres ou em desenvolvimento. Em 2013, a potência instalada oriunda das fontes renováveis cresceu na maior velocidade vista até então. A geração de energia renovável continuou crescendo, alcançando a marca de 22% da matriz mundial, acima dos 21% de 2012 e 18% de 2007 (IEA, 2014).

Observa-se que os países membros da OECD1 (Organisation for Economic Co-operation and Development) foram responsáveis, em 2008, por 45% do consumo mundial de toda energia produzida no planeta, como mostra a Figura 1.0 (IEA, 2010).

Figura 10 – Consumo mundial de energia no ano de 2005. Fonte: (IEA, 2010).

A maior parte da fonte de energia utilizada no planeta ainda é proveniente de combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural), uma das principais fontes geradoras de poluição (GREENPEACE, 2006).

A Figura 11 apresenta a matriz energética mundial, quantidade de recursos energéticos oferecidos pelo mundo para o ano de 2008. A matriz em questão tem participação total de 81% de combustíveis fósseis, sendo 27% de petróleo, 33% de carvão e 21% de gás natural. As fontes de energia renováveis somam 13% da matriz energética mundial, sendo que as energias eólica e solar encontram-se classificadas como outras e são responsáveis por menos de 1% (IEA, 2010).

Figura 11 – Matriz energética mundial para o ano de 2008. Fonte: (IEA, 2010).

A Tabela 3 apresenta os países com maiores capacidade de geração de energia eólica em 2012. A China consolidou-se como maior gerador de 2012, acumulando 13.200 MW, seguido por Estados Unidos e Alemanha com 13.124 e 2.439 MW, respectivamente (GWEC, 2013).

¹ Os 30 países membros da OCDE são:

Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda,

¹(continuação) Itália, Japão, Coréia, Luxemburgo, México, Países Baixos, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, eslovaco

República, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Inglaterra, Irlanda do Norte, Escócia, País de Gales e Estados Unidos.

Tabela 3 – Capacidade de geração de energia eólica em 2012. Fonte: (GWEC, 2013).

Países	Energia Eólica (GW)	Porcentagem (%)
China	13,2	30
Estados Unidos	13,12	29
Alemanha	2,44	5
Índia	2,34	5
Reino Unido	1,9	4,2
Itália	1,27	2,8
Espanha	1,12	2,5
Brasil	1,08	2,4
Canadá	0,93	2,1
Romênia	0,92	2,1
Outros Países	6,38	14,3

Graças aos incentivos políticos e fiscais que foram concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos nos países desenvolvidos este cenário vem mudando consideravelmente, sendo a Alemanha o maior mercado de módulos fotovoltaicos, seguida da Itália. Apenas na Europa encontram-se instalados aproximadamente 74% da produção mundial.

Em 2011, a energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos correspondeu a 2% do consumo europeu, com destaque para a Itália, onde este número foi da ordem de 5%. Considerando-se a última década, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos nos países europeus somente foi menor que a instalada em centrais eólicas e a gás natural.

Depois da Europa, os maiores mercados para sistemas fotovoltaicos estão no Japão e nos Estados Unidos, valendo-se ressaltar que, até 2012, a potência instalada acumulada global superou os 100 GWp, sendo 32,3 GWp na Alemanha e 16 GWp na Itália. Outros mercados estão surgindo, principalmente na Ásia, podendo-se citar, dentre outros países, o expressivo crescimento verificado na China e na Índia, devido a políticas favoráveis, preços baixos de módulos fotovoltaicos e programas de eletrificação rural em larga escala, devendo-se observar que muitas empresas europeias e norte-americanas deslocaram suas fábricas para a Ásia, em busca de redução de custos de produção, mão de obra barata e incentivos para implantação de fábricas.

A figura 12 apresenta a potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo no período de 2000 a 2012 e figura 13 mostra os principais fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo em 2012.

2.1.4 Matriz energética brasileira

Em 2013 matriz elétrica brasileira atingiu a geração de 609,9 TWh. A geração de energia elétrica no Brasil apresenta uma característica bastante peculiar, pois sua produção provém principalmente da fonte hídrica, correspondendo a 70,9% do total produzido atualmente. A biomassa representou 7,6% na demanda por energia elétrica, seguida pelo gás natural e derivados de petróleo, com 11,3% e 4,4%, respectivamente. A energia eólica correspondeu a apenas 1,1% da oferta interna de energia elétrica e a energia solar nem aparece no gráfico.

No Brasil, no ano de 2013 as fontes renováveis como produtos da cana-de-açúcar, hidroeletricidade e biomassa responderam por 79,3% da matriz elétrica do país, número menor que os 84,6% de 2012.

Figura 14– Matriz elétrica brasileira 2013. Fonte: (BEM, 2014).

A geração eólica possuía uma capacidade instalada de 2.207 MW em 2013, representando um aumento de 16,5% em relação a 2012 onde já havia ocorrido um aumento de 32,8% em relação ao ano anterior 1.426,1 MW (BEN, 2014).

Atualmente, a capacidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, incluindo sistemas isolados e conectados à rede, é da ordem de 30 a 40 MWp (potência elétrica de pico – watt-pico) (Abinee, 2012), não apresentando representação percentual considerável na matriz. Até o fim desta década, há previsão de entrada em operação de cerca de 24 MWp distribuídos em 18 projetos de sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede elétrica (UFVs) com potências instaladas na faixa de 0,5 MWp e 3 MWp, oriundos da chamada 13/2011 da ANEEL para um Projeto Estratégico de P&D, denominado "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira. A maioria destes projetos será executada pelas concessionárias de energia elétrica públicas e privadas localizadas em diferentes regiões do Brasil. Além deste 18 projetos, há ainda os 331 projetos cadastrados vencedores do Leilão de Energia de Reserva realizado em outubro de 2014 que totalizam um adicional de 8.871 MW de potência instalada.

2.1.5 Potencial eólico brasileiro

As energias oriundas das fontes eólica e hídrica são complementares no Brasil, pois o período de maior produção de energia hidroelétrica coincide com o período de baixa produtividade de energia eólica. Essa combinação incentiva ainda mais o desenvolvimento em larga escala da energia eólica no país (GWEC, 2010).

O Brasil inclusive, se destaca quando comparado ao restante do mundo, segundo Aldabó (2002) as jazidas de vento do Brasil estão entre as melhores do mundo, pois são compostos pelos chamados

ventos elegantes e bem comportados, enquanto que as jazidas da Europa e dos Estados Unidos têm ciclones, tufões, rajadas e turbulências.

A Figura 15 apresenta a velocidade média dos ventos no território brasileiro a uma altura de 50 metros. Foram consideradas todas as áreas que apresentaram velocidades médias anuais iguais ou superiores a 6 metros por segundo.

Pode se observar que a região nordeste representa a melhor opção para a implantação de uma usina eólica no país, sendo responsável por 57% do potencial eólico brasileiro estimado. Na região nordeste os maiores potenciais eólicos encontram-se nos litorais do Ceará e do Rio Grande do Norte e no semiárido nordestino, em consequência do comportamento uniforme dos ventos (CRESESB, 2010).

Figura 15 – Potencial eólico estimado. Fonte: (CRESESB, 2010).

2.1.6 Potencial solar brasileiro

2.1.6.1 Análise da inserção da energia fotovoltaica na matriz energética

Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, tais como, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia.

Entretanto, há que se avaliar o melhor momento para viabilizar a implantação em larga escala da tecnologia solar no país, em especial o desenvolvimento de sua cadeia produtiva, tendo em vista que o atual contexto internacional de mercado apresenta uma sobre capacidade de oferta de painéis solares, em especial, produzidos na China com baixo custo. Além disto, em se tratando de uma nova tecnologia e um novo modelo de negócio, sob a ótica do investidor sua introdução no mercado ainda embute níveis de risco e custos superiores aos observados nas tecnologias atualmente em uso comercial.

Neste sentido, reconhecendo as suas vantagens, mas também os seus desafios, cabe ao Estado, em sua função de planejador, encontrar os meios de incentivar a tecnologia solar para que esta possa contribuir para o objetivo nacional de desenvolvimento econômico e de sustentabilidade da matriz energética. Dentre os instrumentos disponíveis, encontram-se modelos de contratação, modelos de financiamento, incentivo via desoneração tributária ou mesmo ofertas de tarifas-prêmio para determinadas tecnologias.

2.1.6.2 Distribuição da irradiação solar média no Brasil

O valor da irradiação solar incidente em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação igual à latitude do local permite calcular a energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado nessas condições. As Figuras 16 e 17 apresentam mapas com a irradiação média anual do Brasil e de países da Europa. Pode-se observar como o potencial disponível do Brasil é superior quando comparado aos países da Europa, onde a conversão fotovoltaica já é largamente utilizada. Além do tamanho do país, observa-se que em todo o território brasileiro há disponibilidade de irradiação solar equivalente ou melhor que nos países do Sul da Europa, superando países como, por exemplo, a Alemanha, que possui capacidade instalada significativa de sistemas de geração fotovoltaica.

Figura 16 – Mapa brasileiro de irradiação solar em média anual. Fonte: (PEREIRA, 2006).

Figura 17 – Mapa europeu de irradiação solar em média anual. Fonte: (PVGIS, 2013).

2.1.6.3 A importância do leilão de reserva de 2014

O mercado brasileiro até o ano de 2014 não oferecia atratividade necessária para a instalação de indústrias de módulos fotovoltaicos, que precisam de um mercado anual da ordem de centenas de MWp. Por causa de um mercado ainda incipiente, o número de empresas domésticas de projetos e instalações de sistemas fotovoltaicos é pequeno e, na sua maioria, com pouca experiência. Sem políticas públicas de expressivo incentivo, estima-se que o ritmo de crescimento do mercado fotovoltaico brasileiro seja lento ao longo dos anos, devido a vários fatores, segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, em seu relatório publicado em 2012 (Abinee, 2012), dentre eles:

- O custo de geração do sistema fotovoltaico ainda não é competitivo em comparação às outras fontes de energia,
- O investimento para instalações residenciais é elevado,
- As distribuidoras mostram restrições à micro e minigeração por receio de perda de mercado,
- Há falta de políticas específicas de financiamentos e de modelos de comercialização voltados à energia fotovoltaica
- Os consumidores têm pouco conhecimento sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração de energia elétrica.

Entretanto, em outubro de 2014 com a habilitação técnica de 331 projetos fotovoltaicos no LER/2014, até o segundo semestre de 2017 é previsto o aumento da oferta de energia elétrica proveniente de fonte fotovoltaica em 8.871 MW em capacidade instalada, a um preço médio de R\$ 215,12/ MWh.

Somados, estes projetos representam 1048 MWp de potência nominal, equivalente a 889,7 MW injetados na rede, considerando as perdas do sistema, ou ainda 202,1 MW médios. O estado da Bahia foi o que mais se destacou com 155 projetos totalizando 4.198 MW de capacidade instalada. A Tabela 4 apresenta a quantidade dos projetos distribuída nos diferentes estados brasileiro.

Em relação à indústria fotovoltaica, por um lado este leilão serve de primeiro sinal positivo para que os fabricantes avaliem a oportunidade que o mercado brasileiro representa. Por outro lado, um único leilão não é suficiente para desenvolver um setor ou para atrair investimentos de longo prazo. Para atrair e desenvolver a cadeia produtiva no país, em especial a fabricação de células fotovoltaicas, será necessário uma contratação anual, através de leilões de energia, de pelo menos 1 GW em empreendimentos fotovoltaicos ao longo dos próximos cinco a dez anos. Isso garantirá uma demanda mínima estável e previsível para a atração de mais de uma fábrica de células fotovoltaicas, além de diversas montadoras de módulos fotovoltaicos em território nacional. Uma demanda anual previsível de 1 GW também fomentará o estabelecimento de fabricantes de outros componentes importantes de sistemas fotovoltaicos, como inversores e estruturas de sustentação.

Tabela 4 - Projetos fotovoltaicos habilitados tecnicamente no LER/2014. Fonte: (EPE, 2014)

Estados	Projetos	Oferta (MW)
Bahia	155	4.198
Piauí	45	1.228
Pernambuco	35	912
São Paulo	25	745
Paraíba	24	630
Rio Grande do Norte	18	460
Ceará	15	324
Minas Gerais	10	293
Tocantins	2	60
Goiás	2	20
Total	331	8.871

2.2 Impactos socioambientais

2.2.1 Impactos da energia eólica

São limitados os impactos ambientais resultantes da instalação de uma usina eólica. A geração de energia não implica em emissões de gases, não há resíduos, não existe deslocamento de população e animais, não há alagamentos de áreas e a área da usina não é inviabilizada. Ainda assim, alguns impactos socioambientais são causados como, a utilização do terreno, impacto visual, emissão de ruído, colisão de aves e interferência eletromagnética (CUSTÓDIO, 2009).

As usinas eólicas utilizam uma área grande, porém o espaço realmente ocupado pelos aerogeradores é na ordem de 5×10^{-6} % da área total do empreendimento. Isto permite a utilização do espaço para outros fins, como por exemplo, pecuária e agricultura (CUSTÓDIO, 2009). No presente estudo, foi utilizada parte desta área para a implantação de uma usina fotovoltaica.

Os aerogeradores apresentam grandes dimensões. Dependendo do modelo, a pá pode alcançar uma altura superior a 180, o que causa um impacto visual.

A emissão de ruído nos aerogeradores ocorre pelo funcionamento mecânico e pelo efeito do vento sobre a turbina. O ruído atinge a casa de 50 decibéis (dB) nas proximidades do Aerogerador e 35 dB a uma distância de 450 metros. Os efeitos fisiológicos, sobre o sistema auditivo de uma pessoa são prejudiciais a partir dos 65 dB. No entanto, valores mais altos que 30 dB podem provocar efeitos psíquicos sobre o homem sendo o nível de ruído recomendável inferior a 40 dB. O ruído de 40 dB corresponde a uma distância dos aerogeradores de 200 metros (CUSTÓDIO, 2009).

O aumento no comprimento das pás dos aerogeradores causou um impacto positivo sobre a colisão de aves nas mesmas, isto é, o maior tamanho das pás fez com que houvesse uma queda de velocidade angular em relação aos aerogeradores do passado, fazendo com que as aves consigam desviar das pás. Outra providência tomada foi que as pontas das pás passaram a ser pintadas para que os pássaros possam visualizar e se afastar dos aerogeradores.

Outro impacto negativo das usinas eólicas são as interferências eletromagnéticas, que podem causar perturbações nos sistemas de comunicação e transmissão de dados (TAYLOR, 1996).

2.2.2 Impactos da energia solar fotovoltaica

A geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica tem-se mostrado convidativa, seja por constituir o aproveitamento de uma fonte renovável, sejam por não apresentar a magnitude dos impactos ambientais geralmente associados às demais formas de aproveitamento energético, entretanto, esses impactos não podem ser negligenciados.

O sistema fotovoltaico não emite poluentes durante sua operação e é muito promissor como uma alternativa energética sustentável, entretanto gera impactos ambientais a serem considerados oriundos da fabricação dos componentes de seu sistema.

Analisa-se abaixo os impactos ambientais decorrentes do ciclo de vida de materiais, da implantação e da operação de uma usina fotovoltaica através dos meios biótico, físico e socioeconômico.

Durante a extração do silício há impactos sobre o meio biótico, com a degradação visual da paisagem; sobre o meio físico com a poluição da água pela mineração, desmonte de maciços rochosos e terrosos compactados, emissão de poeiras e gases devido à perfuração de rochas; e por último sobre o meio socioeconômico com os ruídos e vibrações causados pelo desmonte de material consolidado.

Na metalurgia do silício há impacto apenas sobre o meio físico, com emissão de pó sílica, formado como um subproduto do processo de fundição.

No processo de purificação do silício, há impactos sobre o meio físico, com emissão de Hexafluoreto de Enxofre, usado para limpar reatores, que é um potente gás de efeito estufa, além de chuva ácida; sobre o meio socioeconômico, através do tetracloreto de silício, uma substância extremamente tóxica, que reage violentamente com a água, podendo causar queimaduras na pele, problemas no sistema respiratório e irritação dos olhos; e também ao uso de outros produtos químicos corrosivos (ácido clorídrico, sulfúrico, nítrico e fluorídrico) utilizados para remover as impurezas e materiais de limpeza de semicondutores.

Na montagem de placas, há impactos somente sobre o meio físico, com o uso de materiais como o chumbo para fiação e algumas pastas de impressão, e também o uso de prata e alumínio para fazer os contatos elétricos da célula.

2.3 Órgãos reguladores do sistema elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro tem uma grande estrutura organizacional de nível de hierarquia bastante complexa e bem estabelecida conforme ilustrado na Figura 18, compreendido inicialmente pelo Conselho Nacional de Política energética (CNPE) que foi criado em agosto 1997, que é um comitê presidido pelo Ministro de Minas e Energia com a finalidade de assessorar a presidência da República na criação da política nacional de energia integrando as políticas energéticas com as demais políticas públicas, otimizando a utilização de recursos energéticos e assegurando o fornecimento de energia elétrica do país.

Dentro desse novo modelo, a partir de 1998, surgiram novas funções para os agentes de mercado existentes assim como novos agentes, criando uma nova estrutura “desverticalizada”, nas quais as empresas foram divididas por suas áreas de atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização, dando abertura para empresas privadas e fomentando competição na geração e comercialização com preços livremente negociados. Entre essas empresas pode-se destacar a Eletrobrás que é uma empresa de capital aberto, controlada pelo governo brasileiro, que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição liderando um sistema composto por 12 subsidiárias, uma empresa de participações, um centro de pesquisas e metade do capital de Itaipu. A capacidade geradora da Eletrobrás corresponde a cerca de 36% do total gerado no país e a extensão de suas linhas de transmissão correspondem a cerca de 56% da totalidade das linhas do Brasil.

Este novo modelo veio trazer uma melhoria na prestação de serviços relacionados a todo o processo, gerando uma maior confiabilidade no sistema e diminuindo a média anual de interrupções e o tempo de duração em que os consumidores ficam sujeitos às mesmas. Isso se deve principalmente à criação de diversos órgãos públicos que tem por função fiscalizar a atuação das empresas prestadoras de serviço com mais rigor e aplicar as penalidades que se fazem necessárias.

Outro ponto que foi de profundo valor no novo modelo foi a criação também de entidades e comissões públicas que tem entre suas principais finalidades o estudo e pesquisas no segmento; o planejamento de projetos de expansão a curto, médio e longo prazo, que sendo avaliado de forma consciente e pensando na sustentabilidade deve ser focado principalmente na utilização de fontes de energias limpas e renováveis; e a avaliação permanente do sistema de modo que fique garantido o suprimento do país principalmente com a interligação de todo o sistema por meio do SIN que abrange praticamente todo o território nacional. Abaixo da Figura 18 há uma descrição sucinta das principais atividades dos órgãos e empresas do setor elétrico brasileiro.

Figura 18 – Estrutura organizacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: (CCEE, 2015).

Ministério de Minas e Energia (MME)

Neste novo modelo o Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do poder executivo responsável pela elaboração das políticas públicas para o setor elétrico brasileiro obedecendo às diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) por meio da Secretaria de Energia Elétrica (SEE) que é quem tem a competência de Coordenar, orientar e Controlar as ações do MME relacionadas às políticas do setor de energia elétrica, assumindo responsabilidades definindo as metas e os instrumentos nos quais os serviços serão prestados, garantindo o suprimento a todos os consumidores do território nacional, com desempenho adequado da operação do sistema elétrico, sob os requisitos de qualidade, continuidade e segurança operacional. Os objetivos propostos no novo modelo pelo MME é garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e promover a inserção social no setor elétrico principalmente pelos programas de universalização do atendimento.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão vinculado ao MME, que tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético. Criado pela lei 10.848, de 2004, o CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e tem a competência de acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia Elétrica primando pelo equilíbrio de oferta e demanda.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Dentro desse novo modelo também foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao MME, pela Lei 10.847, de 2004 para prestar serviços estudos e pesquisas, subsidiando a formulação, o planejamento e a implantação de suas ações no âmbito de política energética, sendo responsável pelo planejamento do setor elétrico, avaliando o suprimento de energia elétrica, realizando estudos e projeções, visando desenvolver planos para a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia federal autônoma, que tem como responsabilidade regular e fiscalizar o setor elétrico de acordo com as políticas estabelecidas pelo MME. A ANEEL tem como principais responsabilidades dentre outras a fiscalização as concessões das atividades de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica, inclusive a aprovação de tarifa definindo seus critérios e metodologias. A missão da ANEEL como órgão regulador é assegurar a qualidade dos serviços prestados aos consumidores, de acordo com as diretrizes e políticas energéticas estabelecidas pelo executivo, tendo em observância os interesses socioeconômicos.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 1998 para operar, controlar e supervisionar o Sistema Interligado Nacional (SIN) formado por empresas das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e norte, é responsável pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país de forma integrada. O ONS é composto pelas empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação, consumidores livres de energia juntamente com o MME fazendo parte de uma rede de múltiplos agentes promovendo a utilização dos recursos energéticos disponíveis no sistema através de geração e transmissão.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica através do Sistema interligado de Nacional e é responsável pela administração financeira, contábil e operacional, processando as operações de compra e venda de energia viabilizando transações como intermediador dos contratos entre os agentes de mercado, sendo regulada e fiscalizada pela ANEEL.

2.4 Fator de capacidade, ambientes de contratação e leilões de energia**2.4.1 Fator de capacidade**

O fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta e o que seria produzido se ela operasse continuamente em sua capacidade nominal. Considerando-se as regras do ACR, o fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão entre a expectativa de geração de energia da planta, em MWmed, e a sua potência instalada, em MW. Em conformidade com a Portaria MME nº 258/2008,

no caso de empreendimentos fotovoltaicos, utiliza-se a garantia física do empreendimento como expectativa de geração de energia.

2.4.2 Ambientes de contratação

As relações comerciais no atual modelo do setor elétrico brasileiro se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL. No Mercado de Curto Prazo, são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE tem atribuição de zelar pelo bom funcionamento destes três ambientes, abaixo de forma resumida apresentam-se os principais conceitos.

2.4.2.1 Ambiente de contratação regulada (ACR)

Os leilões de compra de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da Aneel, ocupam papel essencial no ACR. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR.

Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela ANEEL.

Dentre os contratos no ACR, destacam-se abaixo os principais para este trabalho.

❖ Contrato de Energia de RESERVA (CER):

O mecanismo de contratação da energia de reserva foi criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

A energia de reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva. Esta modalidade de contratação é formalizada por meio de dois contratos: o CER e o Conuer.

Os Contratos de Energia de Reserva (CER) são firmados entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, na condição de representante dos agentes de consumo, tanto do ACR como do ACL.

Os Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer) são celebrados entre a CCEE e os agentes de consumo do ACR e do ACL – distribuidores, autoprodutores na parcela consumida do SIN e consumidores livres e consumidores especiais, em decorrência dos Contratos de Energia de Reserva (CER).

❖ O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)

O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre os agentes vendedores (geradores, comercializadores e autoprodutores) e os agentes de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes. Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira.

Existem duas modalidades de CCEAR:

- **CCEAR por Quantidade** - Os contratos por quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço. Os riscos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.
- **CCEAR por Disponibilidade** - O objetivo dos contratos por disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico. São destinados à contratação de usinas termelétricas, e preveem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela ANEEL.

2.4.2.2 Ambiente de contratação livre (ACL)

No ACL, os geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Essas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre. Esses contratos devem ser obrigatoriamente registrados na CCEE, instituição responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos.

No ACL além do CER e Conuer, já mencionados no tópico sobre ACR, destaca-se o seguinte contrato para este trabalho.

❖ Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI)

O Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI) tem como objeto a compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração de energia elétrica a partir de fontes incentivadas e comercializadores ou consumidores especiais. Fontes incentivadas são empreendimentos de geração de energia renovável com potência instalada não superior a 30 MW, como centrais geradoras eólicas, termelétricas a biomassa e usinas de fonte solar, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

2.4.2.3 Mercado de curto prazo

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrada no mercado, tanto no ACR como no ACL, devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Assim, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratada pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados. No Mercado de Curto Prazo não existem contratos, ocorrendo à contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização.

2.4.3 Leilões de energia

O termo “leilão”, por si só, remete à concorrência entre agentes em um local previamente designado, em data marcada. Não é diferente o caso dos leilões da área de energia elétrica, sendo a partir deles que se realiza a concessão de novas usinas e se fecham contratos de fornecimento para atender à demanda futura das distribuidoras de energia. Os leilões constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização no Brasil e, a partir de 2005, introduziram competição entre os agentes de geração na contratação de energia elétrica, atendendo princípios de segurança no abastecimento e de modicidade tarifária, ou seja, a energia contratada a partir desse modelo resultou em aquisições pelo menor preço.

O Leilão de energia elétrica é um processo licitatório, ou seja, é uma concorrência promovida pelo poder público com vistas a se obter energia elétrica em um prazo futuro (pré-determinado nos termos de um edital) no ACR, seja pela construção de novas usinas de geração elétrica, linhas de transmissão até os centros consumidores ou mesmo a energia que é gerada em usinas em funcionamento e com seus investimentos já pagos, conhecida no setor como “energia velha”. Sem os leilões, portanto, seria difícil para o setor elétrico conseguir equilibrar oferta e consumo de energia e, conseqüentemente, aumentar-se-iam os riscos de falta de energia e de racionamento, sendo de extrema importância para a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Os leilões de energia elétrica, ao definirem os preços dos contratos, definem, também, a participação das fontes de energia utilizadas na geração, o que impacta na qualidade da matriz elétrica de nosso país em termos ambientais (mais ou menos energia hidrelétrica, nuclear, eólica, queima de combustíveis, biomassa, etc.), bem como no valor das tarifas pagas pelos consumidores.

Em termos de coordenação hierárquica, os leilões de energia elétrica são realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, que coordena e controla todos os leilões de energia, a qual, por sua vez, é ligada ao MME.

2.4.3.1 Os leilões de compra/venda de energia

Os leilões de compra/venda de energia elétrica são realizados no âmbito do ACR. A maior parte da energia contratada nessa modalidade de leilões vai para as próprias Distribuidoras de energia para distribuir aos consumidores da área geográfica em que atuam. Adicionalmente, conforme redação do Decreto nº 5.163 de 2004, em seu artigo 11, parágrafo 4º, a ANEEL também poderá promover leilões para compra de energia de fontes alternativas, nos casos em que esteja em risco a obrigação de atendimento de 100% da demanda dos agentes de distribuição.

Os vencedores dos leilões celebrarão com os agentes de distribuição Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), correspondendo as suas necessidades de compra para entrega no ano de início de suprimento da energia contratada no certame, processo este análogo aos Contratos de Energia de Reserva (CER).

2.4.3.2 Horizontes de contratação e outros conceitos em leilões de energia

Por ser uma das partes mais importantes da arquitetura recente do setor elétrico, os leilões de energia apresentam algumas conceituações próprias, sem as quais ficaria difícil compreender o cotidiano do tema.

❖ **Leilão A-1**

Essa nomenclatura é utilizada para designar o ano para o qual se realizam os Leilões de Compra de Energia Elétrica, correspondendo para todos os efeitos ao ano posterior ao Ano Base "A", onde o ano "A" é o ano em que o Leilão é realizado, ou seja, com 1 (um) ano de antecedência do início do suprimento. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega pôde-se dar no ano da licitação.

Exemplo: em um hipotético Leilão "A-1" realizado em 2012, a energia deverá ser fornecida a partir de 2013; em outras palavras, o ano-base "A" é o ano em que o Leilão foi realizado – 2012 - para se começar o fornecimento 1 ano depois, ou seja, em 2013. (*Portaria MME n. 120, de 13 de junho de 2007 (Diário Oficial, de 14 jun. 2007, seção 1, p.54)*)

❖ **Leilão A-3**

Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação, como, por exemplo, os empreendimentos termelétricos, eólicos e fotovoltaicos.

Exemplo: em um hipotético Leilão "A-3" realizado em 2013, a energia deverá ser fornecida a partir de 2016; em outras palavras, o ano-base "A" é o ano em que o Leilão foi realizado – 2013 - para se começar o fornecimento 3 anos depois, ou seja, em 2016. (*Portaria MME n. 91, de 29 de maio de 2007 (Diário Oficial, de 30 maio 2007, seção 1, p.103)*)

❖ **Leilão A-5**

Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de longa maturação, como, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos.

Exemplo: em um hipotético Leilão "A-5" realizado em 2013, a energia deverá ser fornecida a partir de 2018; em outras palavras, o ano-base "A" é o ano em que o Leilão foi realizado – 2013 - para se começar o fornecimento 5 anos depois, ou seja, em 2018. (*Portaria MME n. 91, de 29 de maio de 2007 (Diário Oficial, de 30 maio 2007, seção 1, p.103)*)

❖ **Leilão de projeto estruturante**

Os leilões estruturantes são definidos pelo CNPE e realizados diretamente pela ANEEL. Destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração de caráter estratégico e de interesse público, que asseguram a otimização do binômio, modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, bem como garantem o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos. Como exemplo, citam-se os seguintes projetos estruturantes: UHE Santo Antônio (Resolução CNPE nº4 de 2007); UHE Jirau (Resolução CNPE nº1 de 2008); e, UHE Belo Monte (Resolução CNPE nº5 de 2009).

❖ **Leilão de fontes alternativas (LFA)**

Os leilões de fontes alternativas foram criados com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz de energia elétrica, introduzindo fontes renováveis e ampliando a participação de energia eólica e da bioeletricidade.

❖ **Energia Nova / Velha**

É a energia que, no modelo recente do setor, é comprada através dos Leilões de Energia Elétrica, sendo produzida por usinas recém-construídas. A diferença para a chamada "energia velha", contudo, são os investimentos para a sua construção e entrada em operação, os quais ainda não foram amortizados e, por essa razão, tornam a *energia nova* mais cara que a *energia velha*. A ANEEL e a CCEE fazem leilões para os dois tipos de energia.

❖ Energia de Reserva

É a energia que é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, sendo contratada por meio de Leilões de Energia de Reserva – LER. Busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras.

A contratação desta energia tem por objetivo, ainda, reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica. Tais riscos decorrem, principalmente, de atrasos imprevisíveis de obras, ocorrência de hidrologias muito críticas e indisponibilidade de usinas geradoras.

Vale ressaltar como mencionado na Seção 2.1.6.3, o LER 2014, operacionalizado pela CCEE, o leilão negociou 535,3 MW médios em energia elétrica a um preço médio de venda de R\$ 169,72 por MWh. A contratação dividiu-se entre empreendimentos de energia solar fotovoltaica, pela primeira vez vitoriosa em um leilão do mercado regulado, e energia eólica.

Em capacidade instalada, o leilão de reserva de 2014 possibilitará a construção de 769,1 MW em usinas eólicas e 889,7 MW em empreendimentos solares fotovoltaicos, totalizando-se 1.658,8 MW de capacidade adicional de geração elétrica renovável à matriz brasileira, a ser injetada no SIN, entre 2017 e 2037.

As usinas solares fotovoltaicas foram negociadas de forma separada e apresentaram “surpreendente deságio” de 17,69% em relação ao preço inicial, de R\$ 262 por MWh, vendendo, assim, 202,1 MW médios em energia a um preço médio de R\$ 215,12 por MWh. Já energia eólica negociou 333,2 MW médios a um preço médio de 142,34 por MWh.

O Estado que viabilizou o maior montante contratado, o maior giro financeiro, e o maior investimento em usinas, é a Bahia, com 16 parques eólicos, com capacidade total de 373,5 MW, e 155 projetos fotovoltaicos, com capacidade de 399,7 MW de capacidade instalada, seguida por Rio Grande do Norte e São Paulo (conforme figuras abaixo).

Figura 19 – Gráfico dos montantes contratados (MWh) por estado. Fonte: (INFOLEILÃO, 2014)

Figura 20 - Garantia Física (MWmédio), Contratação (MWmédio) e Potência (MW) por estado e submercado. Fonte: (INFOLEILÃO, 2014)

3. Sistemas Eólicos

3.1 Centrais de geração eólica

Central de geração eólica (CGE) é o nome dado ao conjunto de equipamentos e sistemas destinados à geração, coleta e transmissão de toda energia convertida da fonte eólica em eletricidade. A Figura 21 ilustra de forma esquemática um exemplo de CGE, demonstrando o percurso que a energia elétrica percorrerá para acessar o Sistema Interligado Nacional. Para melhor compreensão destes equipamentos e sistemas é melhor avaliá-los separadamente.

Figura 21 – Ilustração esquemática dos principais equipamentos que compõem uma Central de Geração Eólica. Fonte: (ALSTOM, AUDEE 2012)

3.1.1 Aerogerador

3.1.1.1 Características técnicas

O aerogerador é um equipamento integrado, composto por diversos componentes de alta complexidade eletromecânica que em conjunto compõem três grupos operativos que atuam de forma coordenada, que são listados a seguir com as respectivas numerações relativas à Figura 22:

I) Captor de vento

- 1 - Pás dos aerogeradores
- 2 - Cubo do rotor (hub)
- 3 - Controle de inclinação (Pitch Control)
- 9 - Anemômetro
- 10 - Calda
- 13 - Unidade guia
- 14 - Motor guia

II) Transmissão mecânica

- 4 - Freio
- 5 - Eixo de baixa velocidade
- 6 - Caixa de engrenagens (Gearbox)
- 12 - Eixo de alta velocidade

III) Geração elétrica

- 7 - Gerador elétrico
- 8 - Painéis de controle / Transformador elevador

Existe ainda um último grupo de componentes responsável pela sustentação do Aeroogerador, que é composto da plataforma do Aeroogerador, denominada Nacele (10) e a torre de concreto ou metálica (15).

Figura 22 – Corte esquemático com vista interna dos diferentes componentes de um Aeroogerador típico. Fonte: (Adaptado de WIND TURBINE, 2015).

Os aerogeradores comercializados no Brasil possuem rotores horizontais, porém conceitualmente existem dois tipos, diferenciando-se em custo, eficiência e tipo de vento para o qual há o melhor aproveitamento.

- **Vertical:** O rotor do tipo Darrieus é constituído por 2 ou 3 pás, funciona através de força de sustentação tendo assim uma eficiência melhor que a do rotor Savonius, podendo chegar a 40% em ventos fortes. O rotor do tipo Savonius é um dos mais simples, sendo movido principalmente pela força de arrasto do ar, sua maior eficiência se dá em ventos fracos e pode chegar a 20%.

- **Horizontal:** Os rotores de três pás são os mais utilizados para geração de energia elétrica, pois são impulsionados apenas pela força de sustentação, eles são mais estáveis, barateando seu custo e possibilitando a construção de aerogeradores de mais de 100 metros de altura.

Os rotores Multipás são por sua vez impulsionados tanto por força de arrasto como por força de sustentação, esses rotores têm seu pico de eficiência em ventos fracos, com uma eficiência de 30%

Para cálculo da potência gerada em aerogeradores típicos de rotor horizontal utiliza-se a seguinte Equação 6:

$$P[w] = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V_w^3 \quad (6)$$

Onde:

P – Potência mecânica no rotor em (W);

V_w -Velocidade do vento no centro do rotor (m/s);

R – Raio das pás (m);

ρ – Densidade do ar (kg/m³), tipicamente 1,23 kg/m³;

C_p – Coeficiente aerodinâmico da parcela da energia cinética que é convertida (tipicamente igual a 0,4).

As primeiras tecnologias de aerogeradores foram formadas com aerogeradores de uma única pá composta por um contrapeso no outro lado da pá, comportando-se praticamente como um pêndulo. Isso gerava muita vibração e não dava muita consistência de giro.

Após estudos, surgiu a tecnologia de duas pás onde ocorreu uma diminuição da vibração e consistência de giro e a concepção de três pás melhorou ainda mais.

Existem duas tecnologias básicas de aerogeradores: com gearbox, ou seja, com caixa de multiplicação de velocidade e sem gearbox. A velocidade do vento ao alcançar as pás faz com que as mesmas girem, esse giro tem uma velocidade desordenada de acordo com a variação do vento e de rajadas de vento, que não é sempre constante, a gearbox faz com que a velocidade variável de entrada do giro das pás seja transformada em uma velocidade padrão e compatível com a quantidade de rotações por minuto do gerador que pode ser assíncrono ou síncrono.

Os aerogeradores começam a gerar energia em aproximadamente 3 metros por segundo, esse processo é chamado de velocidade de cut in. Quando o vento atinge aproximadamente 12 metros por segundos a máquina não consegue continuar aumentando a sua rotação, mas devem continuar gerando energia. Portanto, para que a máquina não precise parar através de um controle de freios, é ativado um sistema de controle de potência, que tem o objetivo de não somente impedir que seja excedida a potência do gerador elétrico, mas também, aliviar os esforços sobre a estrutura e componentes do Aerogerador.

O sistema de controle de potência pode ocorrer de duas formas:

- **Stall (passivo)** - Nesse sistema as pás são acopladas de forma rígida ao rotor, não permitindo rotação sobre seu eixo longitudinal. As pás contam com um sistema de freios, além de serem projetadas para que ocorram perdas aerodinâmicas para ventos com velocidades superiores a velocidade de projeto da turbina. No controle passivo, os esforços são elevados para ventos mais fortes, isso exige uma estrutura mais robusta e o gerador elétrico deve ser capaz de suportar sobrecargas consideráveis.
- **Pitch (ativo)** – Nesse sistema, ao atingir 12 metros por segundo todas as pás iniciam um processo em que as mesmas giram juntas sobre seu eixo longitudinal, isso causa uma alteração no ângulo de ataque das pás, minimizando a área de contato com o vento e mantendo uma velocidade de rotação onde não se torna necessário frear a turbina. O controle de potência Pitch tem seu início aos 12 metros por segundos e fim aos 20 metros por segundo. Quando o vento se torna excessivo é possível configurar as pás de forma que atuem como freio aerodinâmico, parando o movimento do rotor. Nesse momento, as pás giram mais, causando uma menor oposição ao vento excessivo, minimizando os esforços aerodinâmicos sobre as pás e

componentes mecânicos. Esse sistema permite maior eficiência na captação da energia do vento, sobretudo na faixa de velocidades compreendida entre a de partida e a nominal, em que o Aerogerador opera à carga parcial, porém apresenta maiores custos e complexidade.

A potência gerada por um Aerogerador depende também do ângulo de incidência do vento em relação ao eixo de rotação das pás, isto é, para o melhor aproveitamento da potência disponível no vento, a direção do vento deve ser perpendicular ao plano de rotação do rotor, em outras palavras, o vento deve atingir o Aerogerador de frente.

Como a direção de incidência do vento é variável, torna-se necessário um sistema de orientação, que tem como objetivo realizar movimento de Yaw, nome que é dado ao giro de toda a Nacele em busca da direção do vento que está ocorrendo no momento.

A torre permanece estática e apenas a parte superior gira, utilizando-se um grupo de servomotores acionado por sensores em que toda a Nacele gira fazendo com que as pás fiquem ortogonais ao vento.

Existe um cabeamento elétrico da base do Aerogerador até o topo que não pode ser torcido excessivamente sem causar o seu rompimento. Para evitar esse problema, existem sensores que monitoram quantidade de giros completos dados, que podem chegar ao máximo a três. Quando isso ocorre o sensor aciona um movimento de rotação contrário de forma a desenrolar os cabos.

3.1.1.2 Tipos de aerogerador

Com o desenvolvimento tecnológico dos últimos anos os aerogeradores ganharam módulos de controle que permitem ao gerador elétrico instalado na Nacele, desacoplar a frequência de geração da frequência da rede através da conversão da potência gerada, modulada por conversores AC/DC ligados ao rotor do gerador elétrico. O uso deste módulo de controle aumenta a eficiência na conversão da energia eólica, aumentando o fator de capacidade dos parques e permitindo melhor controle da tensão, frequência e compensação de energia reativa. A Tabela 5 apresenta alguns dados construtivos dos aerogeradores comercializados no Brasil.

A aplicação dos módulos de controle segmentou grupos construtivos, dividiu topologias e ditou o passo do desenvolvimento de novas tecnologias (UPWIND, 2007). Abaixo são descritos 4 tipos de aerogeradores.

Tabela 5 – Maiores fabricantes de aerogeradores mundo

Fabricante	Modelo	Potencia	Topologia	Altura eixo Diam rotor
IMPSA	IWP-70	1,50MW	PMSG	72/100m 70m
	IWP-83	2,10MW	PMSG	72/100m 83m
	IWP-85	2,00MW	PMSG	60/72m 85m
	IWP-100	2,00MW	PMSG	85/100m 103m
ALSTOM	ECO 110	3,00MW	DFIG	75/100m 110m
	ECO 122	2,70MW	DFIG	89m 122m
WEG	AGW110	2,10MW	PMSG	80/120m 110m
	AGW100	2,20MW	PMSG	80/120m 110m
	AGW93	2,30MW	PMSG	80/120m 93m
WOBLEN	E-82	2~3MW	EESG	78/138m 82m
	E-92	2~3MW	EESG	85/104m 92m
SIEMENS	SWT	2,30MW	SCIG	80/100m 101m
VESTAS	V100	1,8~2MW	DFIG	80/95m 100m
	V90	3,00MW	DFIG	65/105m 90m
GE	GE1,6-100	1,60MW	DFIG	80/96m 100m
	GE1,7-100	1,70MW	DFIG	80/96m 100m
	GE1,85-100	1,85MW	DFIG	80m 82,5m
GAMESA	G97	2,00MW	DFIG	78/120m 97m
	G114	2,50MW	DFIG	80/125m 114m
ACCIONA	AW116	3,00MW	DFIG	100/120m 116m
	AW125	3,00MW	DFIG	100/120m 125m
SIEMENS	SWT	2,30MW	SCIG	80/100m 101m
SUZLON	S95	2,10MW	DFIG	80/100m 95m
	S97	2,10MW	DFIG	80/100m 97m

❖ Tipo I – SCIG

Com geradores de indução com rotor em gaiola, operando em velocidade fixa com controle Stall e gearbox, esta topologia é a mais simples, comercializada principalmente entre os anos 80 e 90, apresenta pequena evolução tecnológica e rendimento se comparada com as demais topologias.

Figura 23 – Diagrama de blocos do aerogerador tipo 1 (Squirrel Cage Induction Generator - SCIG). Fonte: (PRADO, 2015).

❖ Tipo II – WRIG

Semelhante ao tipo I, esta tecnologia conta com a implantação de um controlador de velocidade que regula a variação da resistência ligada ao rotor bobinado do gerador de indução. Este tipo de controle de velocidade não é sensível a pequenas variações de velocidade do vento, o que resulta em baixo desempenho aerodinâmico, além do consumo de energia reativa que prejudica a qualidade da energia elétrica do sistema conectado a esta central de geração eólica.

Figura 24 – Diagrama de blocos do Aerogerador tipo 2 (Wound Rotor Induction Generator - WRIG). Fonte: (PRADO, 2015).

❖ Tipo III – DFIG

A topologia mais comercializada no Brasil apresenta excelente relação custo benefício e viabiliza aplicações em máquinas de grande porte. Com características gerais semelhantes à WRIG, seu grande diferencial tecnológico é a utilização de controladores eletrônicos ligados ao rotor duplamente alimentado dos geradores assíncronos, que através da conversão de parte da energia gerada desacopla a frequência de geração da frequência da rede, viabilizando a conexão com sistemas interligados através do controle de tensão, frequência e consumo/fornecimento de energia reativa. Assim como nas topologias 1 e 2, é possível trabalhar com velocidade do rotor inferior a velocidade do campo girante (sub-síncrona) ou superior a velocidade do campo girante (super-síncrona), extraíndo potência ativa do enrolamento do rotor no ultimo caso, trabalha tipicamente com range de 70 à 130% da velocidade de operação nominal.

Figura 25 – Diagrama de blocos Aerogerador tipo 3 (Doubly Feed Induction/Asynchronous Generator – DFIG/DFAG).
Fonte: (PRADO, 2015).

❖ Tipo IV - FC

A principal característica desta topologia é permitir diferentes configurações nos componentes internos do Aerogerador. Dentre elas podemos elencar a utilização de SCIG, DFIG, máquinas síncronas com excitação permanente através de ímãs (PMSG) ou elétrica (EESG), sendo possível, no caso dessa última configuração, eliminar a gearbox conectada ao rotor dos geradores elétricos das outras topologias.

Figura 26 – Diagrama de blocos Aerogerador Tipo IV (Full Converter - FC). Fonte: (PRADO, 2015).

3.1.1.3 Outros Fatores de influência do Aerogerador

Para se obter uma produção de energia elétrica a partir da energia eólica com menos erros é necessário fazer a análise do local onde será projetado o parque eólico. Com isso, o estudo topográfico do terreno escolhido é de fundamental importância para que o projeto tenha seus dados mais concretos.

Como foi visto anteriormente, a potência das turbinas em relação ao vento que incide no Aerogerador é diretamente proporcional à densidade do ar, a área varrida pelo rotor do Aerogerador e a velocidade do vento ao cubo. Quanto mais próxima à usina for do nível do mar, mais denso o ar e maior será o potencial energético. Caso não haja essa possibilidade, a situação pode ser contornada aumentando-se a altura das torres dos aerogeradores, elevando, no entanto, o custo.

Existem outros fatores que influenciam diretamente os dados anemométricos em questão, por exemplo, quanto mais complexo o relevo, mais influência na direção do vento, outro fator é a rugosidade do terreno que quanto mais densa, faz com que ocorra mais oposição na passagem do vento, gerando turbulência e refletindo em perda de energia cinética.

Em casos de regiões com muita rugosidade ou relevo muito complexo, o ideal também é optar por uma torre mais alta onde ocorre a incidência de um vento mais uniforme, isto é, vento laminar.

Todos os fornecedores de aerogeradores procuram ter um maior fator de capacidade do seu aerogerador. Para isso, a área varrida tende a ser cada vez maior e a tendência é vermos o tamanho das pás crescendo a cada dia. O tamanho das pás é influenciado também pela velocidade dos ventos. Para ventos mais fracos podem ser utilizadas pás mais longas e, dependendo da pouca rugosidade do terreno a torre não precisa ser muito alta. Para ventos mais fortes não se pode ter pás muito longas, pois o vento forte pode exigir muito da estrutura da pá e esta pode quebrar.

Uma torre de medição sempre mede a velocidade de vento e o desvio padrão dessa velocidade. A razão entre desvio padrão e velocidade resulta na intensidade de turbulência. Essa intensidade medida em alturas diferentes por no mínimo três pontos pode gerar uma curva onde indicará a camada limite atmosférica. Essa representação serve de base para identificar altura ideal da torre do Aerogerador, bem como as larguras das pás. Na camada limite atmosférica é possível se ter torres de aerogeradores mais baixas e pás mais largas.

Outro fator relevante é o ruído causado pelo movimento das pás, o que gera a exigência de um afastamento mínimo de 400 metros entre um Aerogerador e uma residência. Existem programas computacionais para avaliar o potencial eólico, produção de energia, efeito sombra e efeito ruído dos aerogeradores em um *micrositing*, que pode ser entendido como a disposição dos aerogeradores sobre o terreno do parque eólico, conforme é abordado na Seção 3.3.

3.2 Centrais de transformação/subestações unitárias

As centrais de transformação ou subestações unitárias são compostas basicamente por transformadores elevadores associados aos dispositivos de manobra e proteção. Este conjunto é responsável pela elevação do nível da tensão de geração das turbinas (400 a 12000 V), para o nível de tensão de distribuição (12 a 34,5kV), variando seu método construtivo conforme o fabricante do Aerogerador e demais critérios de manobra e proteção adotados na concepção do projeto básico.

Esses equipamentos podem inclusive ser instalados dentro das torres ou Naceles dos aerogeradores, nestes casos, normalmente fornecidos conjuntamente com o pacote TSA (Turbine Supply Agreement).

3.3 Micrositing

Consiste em analisar a disposição dos aerogeradores no local escolhido para a implantação do parque eólico. Através dessa análise, pode ser decidido o melhor arranjo para um aproveitamento do vento otimizado.

O vento, ao passar por uma turbina eólica, perde parte da sua energia cinética e, por consequência, perde parte da sua velocidade. Como visto anteriormente, a potência disponível no vento é diretamente proporcional ao cubo de sua velocidade, sendo assim, uma velocidade reduzida teria grande impacto sobre a potência disponível no vento.

Após passar por uma turbina eólica, o vento cria um efeito chamado de efeito esteira, que é em uma região onde ocorre a diminuição da sua velocidade e uma zona de turbulência.

Figura 27 – Efeito esteira após uma fila de aerogeradores no Parque Eólico off-shore Horns – Dinamarca. Fonte: (BOGGA, 2015).

A redução do efeito esteira ocorre à medida que se afasta da turbina eólica. A região em que ocorre o efeito esteira é conhecida como "sombreamento". "Quando uma turbina opera na região de sombreamento de outra, ela deverá extrair energia de uma massa de ar com menor potencial que a original, com menor velocidade média do vento, reduzindo seu desempenho." (CUSTÓDIO, 2009).

Com essas informações torna-se necessário determinar a velocidade do vento quando ocorre o efeito esteira e, com isso, determinar qual o melhor arranjo de aerogeradores para o parque eólico.

A zona de turbulência faz com que o vento tenha um comportamento muito instável e incerto, o que torna esse, um importante fator para uma grande variação na carga mecânica das pás de uma turbina localizada dentro dessa zona, fazendo com que sua vida útil seja reduzida.

A turbulência pode ter um aumento em sua intensidade, dentro de um parque eólico, provocado pela disposição dos aerogeradores.

Como normalmente o posicionamento dos aerogeradores em um parque eólico se dá através de fileiras, esse efeito pode ocorrer de uma fileira para a seguinte e também para os aerogeradores posicionados

lado a lado. Para que esse efeito seja diminuído, é necessário que haja um afastamento ideal de 5 (cinco) vezes o diâmetro da área rotacional das pás de torre para torre considerando o posicionamento do lado e 10 (dez) vezes o diâmetro para a fileira de trás. Quando maior o afastamento entre as torres, maior a rentabilidade energética do parque. Porém ao afastar muito os aerogeradores a área de terreno do parque eólico irá aumentar e com isso, haverá mais indenizações dos proprietários, mais estradas, mais drenagens e mais rede interna de média tensão que resulta em perda energética.

Na prática tem-se um afastamento lateral de 3 (três) a 5 (cinco) diâmetros e 8 (oito) diâmetros em relação ao aerogerador de trás. Muitas vezes o fornecedor do aerogerador exige a mudança do layout do posicionamento das torres, ou seja, mudança do micrositing em função do efeito turbulência que vai influenciar no custo de manutenção e operação das máquinas.

3.3.1 Arranjos de aerogeradores

É possível projetar os aerogeradores em diversos arranjos em um parque eólico. Porém, por características técnicas e de gestão, existem os arranjos que conseguem dar a melhor eficiência possível para o parque.

O principal fator técnico para disposição dos aerogeradores em um parque eólico é a rosa dos ventos, onde podem ser analisados os setores em que o vento é predominante no local escolhido. A rosa dos ventos consiste em uma imagem com os quatro setores principais de direção e seus intermediários. Geralmente, para a análise das direções do vento são utilizadas as rosas dos ventos com 12 ou 16 sentidos, fazendo com que seja mais precisa a análise da frequência em cada sentido.

Figura 28 – Exemplo de rosa dos ventos com 16 sentidos. Fonte: (AUTODESK,2015)

O relevo do terreno é de suma importância, caso o local escolhido seja muito complexo, com muitos obstáculos. Nesse caso, os aerogeradores devem ser posicionados em locais estratégicos para a captura dos ventos com maior velocidade.

Os aspectos ambientais são necessários para que se observem se há restrições ambientais, de qualquer tipo, na área estudada para o projeto. Caso exista a presença de algumas restrições no local, a área estudada fica limitada para a disposição dos aerogeradores.

- **Arranjo com uma fila:** O arranjo em uma fila é bastante utilizado em locais com relevo plano, com poucos obstáculos. Os estudos para esse tipo de arranjo são em função do espaçamento mínimo necessário para que se tenha a menor influência de um Aerogerador sobre o outro, minimizando ao máximo o efeito esteira para alcançar a melhor eficiência possível do parque eólico.

Figura 29 – Arranjo com uma fila

- **Arranjo com mais de uma fila:** Esse tipo de arranjo também é mais utilizado em terrenos com relevo plano, sem muitos obstáculos. Porém, nesse caso, para que ele se torne um arranjo eficaz é necessário que se tenha uma área grande, assim o efeito esteira que ocorrerá nas turbinas próximas pode ser reduzido, com um espaçamento maior entre um Aerogerador e outro.

Figura 30 – Arranjo com mais de uma fila.

A vantagem desse arranjo é que, ao dispor mais de uma fila de aerogeradores, consequentemente você consegue uma maior potência instalada, pois tentará utilizar toda a área disponível no parque eólico. Mesmo assim, é bom reforçar que nem sempre essa é a melhor alternativa, pois uma potência instalada alta com uma eficiência baixa deixa de ser conveniente para investimentos.

3.4 Rede interna

Denomina-se rede interna a rede elétrica de distribuição utilizada para interligar os aerogeradores de um determinado parque eólico com a subestação coletora. Sua instalação é similar à das redes urbanas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, inclusive seguem os mesmos princípios de projeto e critérios normativos.

Figura 31 – Esquemático de rede interna radial simples, coletando a energia gerada de cada Aerogerador com a Subestação Coletora.

3.5 Redes de distribuição aérea e subterrânea

Existem basicamente dois tipos de redes de distribuição que se aplicam as configurações descritas acima, são elas:

❖ Rede subterrânea

Confeccionada com cabos isolados especiais para instalação diretamente enterrada ou através de dutos em valas dispostas prioritariamente ao longo das vias de acesso aos aerogeradores.

Estes condutores normalmente são dispostos em trifólio, acompanhados dos condutores de aterramento e fibra-óptica, cobertos com areia compactada de tal forma que se obtenha dissipação térmica igual à considerada nos memoriais de cálculo de dimensionamento dos condutores.

As redes subterrâneas possuem maior proteção contra eventos externos, como exposição a rajadas de vento e areia, por exemplo, e por isso apresentam baixo índice de desligamentos para manutenção, porém trata-se de uma solução mais cara quando comparada com a rede aérea.

❖ Rede aérea

Comumente confeccionada com cabos de Liga de Alumínio (CAL) ou Alumínio com Alma de Aço (CAA), podem ainda ser instaladas com cabos semi-isolados em rede compacta.

A rede de distribuição aérea tem seus condutores fixados por isoladores instalados em cruzetas ou vergalhões, os quais são sustentados por ferragens instaladas nos postes de concreto, na mesma forma e padrão utilizado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Quando comparada com a rede subterrânea, observa-se que as redes aéreas possuem maior vulnerabilidade a eventos externos, causados, por exemplo, pelo contato acidental de aves ou ainda pela ocorrência de descargas atmosféricas.

Por conta desta exposição, as redes aéreas necessitam de manutenção periódica, além de dificultar à obtenção de licenças ambientais necessárias a sua implantação. Entretanto, trata-se de solução mais econômica e rápida do que a construção de rede subterrânea.

Os critérios para definição dos clusters, conforme abordado anteriormente, buscam o ponto ótimo na relação flexibilidade operativa versus custo de implantação, e devem ser customizados para a necessidade de cada projeto.

Vale ressaltar que os aerogeradores são distribuídos prioritariamente de forma a se obter o melhor aproveitamento eólico, ou seja, os aerogeradores são posicionados para obtenção do maior fator de capacidade possível. Somente após definição da distribuição dos aerogeradores no terreno que é possível dimensionar com exatidão os quantitativos e dados técnicos do sistema coletor.

3.6 Subestação coletora

A Subestação Coletora é a responsável pelo recebimento de toda potência gerada pelos aerogeradores através da conexão em seu barramento de média tensão (12~34,5kV) e elevação do nível de tensão (69 ~ 500kV) para conexão com o SIN.

Figura 32 – Diagrama esquemático de Subestação Coletora e ponto de acesso ao SIN

Para definição do layout de uma Subestação Coletora deve-se atender aos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede, conforme será detalhado no capítulo 5 (cinco), avaliando-se ainda demais aspectos relacionados à flexibilidade operativa da CGE.

4. Sistemas Solares Fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento, o qual não tem aplicação para o presente estudo já que se destina a sistemas fotovoltaicos isolados da rede.

Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência geralmente possui seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle.

4.1 Bloco gerador: células e módulos fotovoltaicos

A geração fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção pn. Denomina-se junção pn a estrutura fundamental dos componentes eletrônicos comumente denominados semicondutores, principalmente diodos e transistores, sendo formada pela junção metalúrgica de dois cristais, geralmente silício (Si) e, atualmente menos comum, germânio (Ge), de natureza P e N, segundo sua composição a nível atômico.

Figura 33 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de Silício. (1) região tipo n; (2) região tipo p; (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção pn e o campo elétrico. (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos. Fonte: Adaptada de (MOEHLEKE e ZANESCO, 2005).

A ligação elétrica dos terminais da junção pn resulta na circulação de elétrons que se deve, em última análise, à separação dos portadores de carga pela junção pn que dá origem ao efeito fotovoltaico, isto

é, a conversão da energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente elétrica e uma diferença de potencial contínuas. Este efeito na verdade ocorre em qualquer diodo semicondutor que for exposto à radiação, portanto, as células fotovoltaicas podem ser entendidas essencialmente como diodos de grande área otimizados para o aproveitamento do efeito fotovoltaico.

Uma única célula solar produz, em condições nominais de teste, diferença de potencial da ordem de 0,5 a 0,8 V para as células de Silício e potência entre 1,0 e 1,5 Wp, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série constituindo módulos (painéis) fotovoltaicos de modo a obterem níveis de tensão adequados, que são conseguidos pela soma das tensões individuais de cada célula. Segundo a norma NBR 10899, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. Vale mencionar que o encapsulamento das células em placas rígidas ou flexíveis garante uma importante proteção mecânica e contra as intempéries, uma vez que as células fotovoltaicas são muito frágeis.

4.1.1 Características construtivas dos módulos fotovoltaicos

Para sistemas conectados à rede os níveis de tensão necessários exigem a associação de vários módulos em série.

Existem módulos rígidos e flexíveis, dependendo do tipo de célula fotovoltaica utilizada. Os módulos rígidos geralmente possuem base mecânica com uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhor sua transmitância à radiação solar, podendo ser emoldurados também com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel ou sem moldura, para sua utilização como parte de uma construção ou como revestimento.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos são produzidos em fábricas automatizadas com mínima interferência humana o que tem permitido uma significativa redução nos preços e assegurado à manutenção de produtos de alta qualidade, além de mitigar os possíveis danos à saúde causados pela exposição e contato com os materiais que os compõem.

4.1.2 As tecnologias aplicadas aos módulos fotovoltaicos

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas em 3 (três) gerações:

❖ Primeira geração: silício mono e policristalino

Historicamente, silício cristalino (c-Si) é o mais usado e comercializado para fabricação de células fotovoltaicas (corresponderam a 87,9% do mercado mundial em 2011), dividindo-se em dois grupos: os monocristalinos (m-Si) e os policristalinos (p-Si).

Os monocristalinos são assim chamados por possuir uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo é necessário que o silício tenha 99,9999% de grau de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais cara do que a do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência na conversão.

Depois de providenciadas suas conexões elétricas das células de c-Si, a fixação ao vidro normalmente ocorre através de uma laminação com polímeros que são fundidos para preencher o espaço que acomoda as células entre uma lâmina posterior e o vidro na face frontal.

As técnicas de fabricação de células policristalinas são basicamente as mesmas de fabricação das células monocristalinas. É requerido, porém, menor gasto de energia e também menor rigor no controle do processo de fabricação.

Figura 34 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Figura 35 – Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino. EVA, do inglês Ethylene-vinyl acetate, que significa acetato de etil vinila. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014)

Figura 36 – Células de silício monocristalino (à esquerda) e policristalino (à direita). Fonte: (MB Solar, 2015)

A degradação da potência, ou seja, da vida útil com o tempo, de módulos fotovoltaicos de c-Si instalados em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano, devendo-se levar isto em consideração para o bom dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Figura 37– Degradação máxima de módulos , de acordo com 3 diferentes formas de garantia, sendo os valores percentuais aplicados à potência de pico (Wp): G1: 90% primeiros 12 anos e 80% até 25 anos; G2: 95% durante 5 anos, 90% 12 anos, 85% 18 anos e 80% durante 25 anos; G3: 3% no primeiro ano e 0,7% por ano até 25 anos.

❖ Segunda geração: silício amorfo e filme fino

As células de filmes finos corresponderam a aproximadamente 12% da produção mundial de 2011 e são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro ou plástico. Os materiais semicondutores comercialmente utilizados na fabricação dos filmes são silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre índio gálio (CIGS).

Por serem depositados sobre diversos tipos de substratos de baixo custo (plásticos, vidros e metais), os filmes finos constituem tecnologia de baixo custo. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é menor. Além disso, a eficiência da conversão nessa tecnologia diminui mais acentuadamente logo nos primeiros meses após a instalação, embora seja menos afetada por temperaturas mais elevadas.

Figura 38 – Células de filme fino. Fonte: (EPE, 2012)

❖ Terceira geração: concentrador fotovoltaico

Essa tecnologia consiste em usar espelhos parabólicos para concentrar os raios solares em uma área menor e, dessa forma, aumentar a eficiência da absorção de irradiação, utilizando menor quantidade de células fotovoltaicas.

Figura 39 – Concentrador fotovoltaico. Fonte: (EPE, 2012)

4.1.3 Parâmetros elétricos: células e módulos fotovoltaicos

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar (corrente fotogerada). Esta corrente em função da tensão no dispositivo, denominada de curva I-V ou curva característica, pode ser descrita pela Equação 7, derivada da Equação de Schockley, do diodo ideal. Por inspeção desta, verifica-se que no escuro ($I_L=0$) a célula fotovoltaica tem o comportamento idêntico ao de um diodo.

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{qV}{nkT}\right)} - 1 \right] \quad (7)$$

Onde:

- I_L – corrente fotogerada (A);
- I_0 – corrente de saturação reversa do diodo (A), obtida teoricamente por fórmula específica a partir de propriedades do material e detalhes da construção da junção pn ou determinada experimentalmente pela aplicação da tensão V_{oc} à célula no escuro, ou ainda numericamente por meio de ajuste de uma curva experimental medida;
- n – fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;
- q – carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$);
- k – constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$);
- T – temperatura absoluta (K).

Na Figura 40 ilustra-se um circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica. Deste modo, considerando-se que uma célula fotovoltaica possui resistência em série devido a: junção metal-

semicondutor, malhas metálicas, regiões dopadas etc., assim como resistências em paralelo devido a pontos de curto-circuito da junção pn, a curva característica de uma célula fotovoltaica torna-se:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (8)$$

Onde R_s é a resistência em série e R_p a resistência em paralelo.

Figura 40 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica também deve ser observado. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico ou de apenas uma única célula fotovoltaica é feita nas condições padrão de ensaio (STC, do inglês Standard Test Conditions), considerando-se irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C .

Antes de citar as grandezas elétricas utilizadas para caracterizar um módulo, bem como uma célula, deve-se observar que maioria destas características depende das condições de temperatura e de irradiância solar em que as mesmas foram determinadas.

Quando um módulo está posicionado na direção do Sol, uma tensão pode ser medida entre os terminais positivo e negativo usando-se um voltímetro. A tensão observada em um módulo desconectado é a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo a um amperímetro mede-se sua corrente de curto-circuito (V_{sc}). Porém, estes dados são pouco informativos sobre a potência real do módulo, embora sejam requisitos da especificação.

Um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica I-V. O módulo é submetido às condições-padrão de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante esta varredura são registrados os pares de dados de tensão de corrente permitindo o traçado de uma curva característica como a apresentada na Figura 4.4.

Para cada ponto na curva I-V, o produto da corrente pela tensão resulta na potência gerada para aquela condição de operação. Percebe-se também na Figura 4.4 uma curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, que identifica o ponto como máximo valor de potência (ponto onde a derivada da função potência em relação à tensão é nula). Este ponto corresponde a um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominados, respectivamente, de tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} , I_{MP}). Este ponto é conhecido como ponto de máxima potência PMP.

O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Os valores PMP, V_{MP} , I_{MP} , V_{OC} e I_{SC} são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar. A notação para o ponto de potência máxima PMP não é padronizada e diferentes autores e fabricantes utilizam outras formas como PPM, PPP, PMPP, PM. O mesmo vale em relação à I_{MP} e V_{MP} .

Figura 41 – (a) Curvas característica I-V e P-V, cujos principais parâmetros estão destacados, sob condições padrão de ensaio: (a) de uma célula de típica de silício cristalino de 156 mm x 156 mm; (b) para um módulo com potência nominal de 100 Wp. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

A partir da curva I-V mostrada na Figura 41 são determinados os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, fator de forma e eficiência, descritos abaixo:

Tensão de circuito aberto (Voc): é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir, verificada entre os seus terminais quando não há corrente elétrica circulando, sendo medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. Voc depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura, de acordo com a Equação 9, abaixo:

$$V_{OC} = \frac{k.T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (9)$$

Por depender da corrente de saturação (I_0), Voc varia conforme a tecnologia utilizada nas células, a saber: Silício cristalino (c-Si), 0,5 V – 0,7 V; CdTe(0,857V), a-Si (0,866 V), DSSC (0,744 V) e InGaP/GaAs/InGaAs, 3,014V). O entendimento deste conceito é análogo para o caso dos módulos fotovoltaicos, exceto pela magnitude da tensão que, como pode ser percebida na Figura 41 (b) é maior, por ser resultado de associações em série de células.

Corrente de curto-circuito (Isc): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual à zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. Isc depende da área da célula fotovoltaica, da irradiância solar e de sua distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados (do efeito fotovoltaico). A densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}) é calculada dividindo-se I_{sc} pela área do dispositivo. Valores da densidade de corrente variam conforme a tecnologia empregada, tais como: c-Si (38 mA/cm² - 42,7 mA/cm²), CdTe (26,95 mA/cm²), a-Si (16,75 mA/cm²), InGaP/GaAs/InGaAs (14,57 mA/cm² e DSSC (22,47 mA/cm²). O entendimento deste conceito também é análogo para o caso dos módulos fotovoltaicos, mas a magnitude dos valores é maior.

Fator de forma (FF): o fator de forma (FF), da célula ou do módulo, é a grandeza que expressa o quanto a curva característica, da célula ou módulo fotovoltaico, aproxima-se de um retângulo no diagrama I-V. Então, quanto melhor a qualidade das células do módulo, mais próxima da forma retangular será sua curva I-V, ou seja, quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo) das células, sendo essas os parâmetros mais relevantes na sua variação. A definição de FF está representada de forma gráfica na Figura 4.5 como a razão entre a área dos dois retângulos destacados, tanto no caso da célula fotovoltaica (a) quanto do módulo fotovoltaico (b). Na figura 4.5 (b), por exemplo, a área hachurada simples corresponde ao produto $V_{OC} \times I_{sc}$, valor esse sempre maior que a potência que o módulo pode alcançar, já a área duplamente hachurada representa o produto $V_{MP} \times I_{MP}$, ou seja, PMP, a potência máxima do módulo.

Eficiência (η): A eficiência da célula ou do painel fotovoltaico é o parâmetro que define o quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica.

A Tabela 6 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas com diferentes materiais e tecnologias até o ano de 2012. A máxima eficiência foi de 37,7% obtida com células fotovoltaicas de multijunção, por serem compostas por materiais cuja combinação permite absorver os fótons de grande parte do espectro solar. Para células de uma única junção, em teoria o limite de eficiência é da ordem de 30% (Limite de Shockley-Queiser), já para as melhores células fotovoltaicas de Si fabricadas em laboratório a eficiência verificada foi de 25%.

A eficiência da conversão se reduz ao longo da vida útil das células a taxa próxima de 1% ao ano. Entretanto ressalta-se que a eficiência do módulo não deve ser utilizada como único indicador para a escolha de um determinado módulo, devendo ela ser baseada em diversos fatores como custo, durabilidade, reputação do fabricante etc. Em princípio, a eficiência não deve nortear a escolha do módulo a não ser que a área disponível para a instalação do painel fotovoltaico seja um fator restritivo. A Tabela 7 apresenta as potências médias por unidade de área no estágio atual de desenvolvimento de módulos fotovoltaicos de várias tecnologias.

Tabela 6 – Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 (GREEN *et al.*, 2013)

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	$25,0 \pm 0,5$
	Policristalino	$20,4 \pm 0,5$
	Filmes finos transferidos ⁴	$20,1 \pm 0,4$
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	$28,8 \pm 0,9$
	GaAs (policristalino)	$18,4 \pm 0,5$
	InP (monocristalino)	$22,1 \pm 0,7$
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS ($\text{CuIn}_x\text{Ga}_{(1-x)}\text{Se}_2$) (filme fino)	$19,6 \pm 0,6$
	CdTe (filme fino)	$18,3 \pm 0,5$
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	$10,1 \pm 0,3$
	Nanocristalino (nc-Si)	$10,1 \pm 0,2$
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		$11,9 \pm 0,4$
Células Orgânicas (filme fino)		$10,7 \pm 0,3$
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	$37,7 \pm 1,2$
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	$13,4 \pm 0,4$

Tabela 7 – Áreas ocupadas por módulos de diferentes tecnologias. Fonte: (CEPEL; CRESESB, 2014).

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

4.1.4 Parâmetros externos limitantes do desempenho do dispositivo fotovoltaico

Os três fatores principais que afetam o bom desempenho da conversão são: a temperatura ambiente de operação do módulo fotovoltaico, a distribuição espectral da irradiação solar incidente e o valor de sua

intensidade sobre a célula, o qual é afetado tanto pela nebulosidade local quanto pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao sol. Em condições em que há concentração da radiação solar, o que implica na utilização de dispositivos ópticos para obtenção de níveis de irradiância superiores aos naturais, a eficiência das células fotovoltaicas pode aumentar, se a temperatura de operação for controlada.

Influência da irradiância solar - A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura.

A Figura 42 ilustra como a irradiância solar incidente afeta a curva característica I-V de um módulo, mantida a temperatura de 25 °C.

Figura 42 – Influência da variação da irradiância solar, à temperatura de 25 °C na curva característica I-V (a) de uma célula fotovoltaica de silício cristalino e (b) de um módulo com 36 células de silício cristalino. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014)

Influência da temperatura - O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a sua eficiência, uma vez que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente gerada apresenta uma elevação quase desprezível, que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão. Na Figura 43, ilustram-se curvas I-V para diversas temperaturas de célula e módulo fotovoltaico. Em uma célula de silício cristalino, por exemplo, há uma queda de 0,2 V (30%) em V_{oc} e um aumento de 0,2 % em I_{sc} para um aumento de 100 °C na temperatura. Porém, há determinados módulos fotovoltaicos de filmes finos que apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, apesar de também sofrerem redução no desempenho.

Figura 43 – Influência da variação da temperatura na curva característica I-V, sob irradiância de 1.000 W/m² e espectro AM 1,5: (a) de uma célula fotovoltaica (c-Si); (b) de um módulo fotovoltaico de 36 células (c-Si). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014)

4.1.5 Associação de células e módulos fotovoltaicos

Dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou paralelo, de forma a se obter os níveis de corrente e tensão desejados. Esta associação é semelhante àquela que ocorre entre baterias, principalmente no que se refere ao cálculo das tensões e correntes. Tais dispositivos podem ser células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, de forma a fornecer uma saída única de tensão e corrente, suficiente para a utilização prática da energia.

O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, está diretamente relacionado à tensão de trabalho e da corrente elétrica requeridas, sendo necessário ter o cuidado com a seleção de células a serem reunidas no momento da fabricação do módulo por conta das características elétricas, as quais se forem incompatíveis originam módulos de baixa qualidade devido ao efeito de *mismatch* (descasamento), pelo qual as células de menor corrente gerada limitam o desempenho do conjunto e, com isso, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida.

Associação em série - Na conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo e assim por diante, conforme Figura 44(a) Figura 45(a). Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é série, as tensões são somadas e a corrente elétricas individuais são iguais, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (9)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (10)$$

No caso de se associarem dispositivos em série com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Entretanto, isso não é recomendado na prática porque pode causar superaquecimento destes. Caso haja uma dispersão de características elétricas ou um sombreamento parcial, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual.

O efeito da conexão em série de módulos idênticos está ilustrado na figura 45 (a) através da curva característica I-V. Neste exemplo cada módulo de 220 Wp tem $I_{sc}=6,9$ A e $V_{oc}=43,4$ V. O conjunto resultante de 4 módulos em série tem potência de 880 Wp, $I_{sc}=6,9$ A e $V_{oc}=173,6$ V.

Associação em paralelo – Na conexão em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos, conforme Figura 44 (b) Figura 45 (b), a qual ilustra o resultado da soma das correntes elétricas em células ideais conectadas em paralelo. As correntes elétricas são somadas e as tensões permanecem inalteradas, ou seja:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (11)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (12)$$

O efeito da conexão em paralelo de módulos idênticos está ilustrado na Figura 45 (b) através da curva característica I-V. Neste exemplo cada módulo de 220 W_p tem I_{sc}=6,9 A e V_{oc}=43,4 V. O conjunto resultante de 4 módulos em paralelo tem potência de 880 W_p, I_{sc}=27,6 A e V_{oc}=43,4V.

Figura 44 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Figura 45 – Curvas I-V para um módulo de 220 W_p, 2 e 4 módulos idênticos de 220 W_p associados: (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

4.1.6 Efeitos de sombreamento

Os módulos de c-Si contêm células fotovoltaicas associadas em série, conforme mencionado anteriormente. Se uma ou mais células receber menos radiação solar do que as outras da mesma associação de um determinado módulo, ocorrerá à limitação da corrente que trafega pela associação e, conseqüentemente, este efeito de redução de corrente será propagado para todos os módulos que estiverem conectados em série com este.

A causa desta menor intensidade da radiação solar pode estar relacionada a um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, dentre outras possibilidades, uma vez que o módulo fica exposto ao tempo. Os impactos de um módulo parcialmente sombreado vão além da perda de potência no gerador fotovoltaico, pois há risco de que a potência elétrica gerada, que não está sendo entregue ao consumo, acabe por ser dissipada por apenas uma de suas células, ocasionando "ponto quente" (vide Figura 46), o qual pode causar a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais, comprometendo a vida útil do módulo. Deve-se ressaltar que os módulos de filmes finos normalmente tem melhor desempenho na presença de sombreamento do que os de c-Si, sofrendo menores reduções em seu rendimento.

Figura 46 – Curva I-V para 4 módulos conectados em série e sem sombreamento (linha contínua); Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50 % da irradiância original (linha tracejada); Curva I-V com o mesmo sombreamento, mas com a utilização de diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

4.2 Bloco de condicionamento de potência

Após ter sido descrito sucintamente o bloco gerador, abaixo há uma descrição básica do bloco de condicionamento de potência, como foco nos inversores, seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) e o sistema de supervisão e controle.

4.2.1 Inversores

A tensão CA de saída de um sistema gerador qualquer deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequado às cargas a serem alimentadas, ou à rede a qual o sistema será conectado, estando neste caso, a ela sincronizado.

Devido à natureza unidirecional (corrente contínua – CC) da energia elétrica gerada nos módulos solares fotovoltaicos é necessário o uso de conversores eletrônicos de potência (conversores estáticos) para condicionar a energia elétrica antes de esta ser disponibilizada para consumo na rede elétrica, alimentando cargas residenciais, comerciais e industriais. Assim, o inversor é o dispositivo eletrônico pelo qual é possível exportar a energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC), que no presente trabalho, provém dos módulos fotovoltaicos, estabelecendo o acoplamento entre o gerador fotovoltaico e a rede CA ou a carga CA.

A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico CC do gerador fotovoltaico num sinal elétrico CA e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado. O inversor também é conhecido como conversor CC-CA ou ainda DC/AC (do inglês Direct Current (DC) e Alternating Current (AC)).

A Figura 47 ilustra o símbolo elétrico do inversor e a Figura 48 ilustra a importância do inversor no que diz respeito ao acoplamento entre a rede CA e os painéis solares fotovoltaicos.

Figura 47 – Símbolo elétrico do inversor.

Figura 48 – Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico. Fonte: (LABORATÓRIO, 2011)

Existe uma grande diversidade de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação: Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFIs) e Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFRCs). Embora os inversores para SFRCs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

De modo geral, inversores para SFRCs com potência individuais de até cerca de 5kW (ou com uma dimensão inferior a 50 m²) têm saída monofásica. Acima desta potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica.

Com a utilização dos modernos dispositivos eletrônicos, a conversão do sinal CC em CA atualmente envolve perdas relativamente pequenas, uma vez que utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto que os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos e as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores próximos a 99% em alguns inversores para conexão à rede elétrica.

Embora o aproveitamento fotovoltaico para gerar eletricidade aumente a oferta de energia, este pode causar instabilidades no sistema elétrico de potência devido às suas características dinâmicas que diferem drasticamente das características dos grandes geradores presentes no sistema de geração tradicional. Neste contexto, os algoritmos de controle empregados aos conversores são de fundamental importância na operação correta do sistema fotovoltaico.

Outro ponto crítico em relação à operação de sistemas fotovoltaicos é a possibilidade de ocorrência de ilhamentos não intencionais. O fenômeno do ilhamento acontece quando parte de um sistema elétrico de abastecimento de energia, que contém cargas e sistemas de geração, é isolada do restante do sistema após a detecção de um defeito na rede elétrica básica, e continua operando. Esta situação pode causar diversos problemas como: grandes excursões de tensão e frequência, problemas relacionados ao religamento, e um problema muito sério que está ligado à segurança de trabalhadores do sistema elétrico e aos consumidores a ele conectados. Mesmo que o sistema fotovoltaico ilhado seja capaz de alimentar parte do sistema, sem interferir na qualidade da energia fornecida, ele tem que ter sua operação cessada, pois ela ainda não é permitida pelas normas. Com base no exposto anteriormente algoritmos de anti-ilhamento são de suma importância para a operação segura da planta solar fotovoltaica e devem ser incorporados ao sistema de controle do conversor CC-CA.

4.2.1.1 Classificação dos Inversores

Dependendo da aplicação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). A Figura 49 apresenta uma classificação dos inversores por princípio de operação. Para o foco deste trabalho será descrito em seguida apenas os inversores comutados pela rede, uma vez que os outros se aplicam aos sistemas isolados.

Figura 49 – Tipos de inversores classificados segundo o princípio de funcionamento. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

❖ Inversores comutados pela rede (para SFCR)

Os primeiros inversores utilizam tiristores (SCR, TRIAC) como elementos de chaveamento que são dispositivos semicondutores, capazes de suportar altas tensões e correntes.

Apesar de robustos e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída (devido à alta quantidade de harmônicos) requer o uso de redes de filtragem complexas, onerosas e que implicam em perdas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET, IGBT), a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e é hoje restrita a unidades de potência elevada (acima de 100 kW) e acionadores (drivers) de motores elétricos de grande porte.

Uma possível classificação de tipos de inversores para SFCRs está abaixo:

- **Inversores Centrais** – inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs).
- **Inversores Multistring** – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs para conexão de strings (fileiras) de módulos. São adequados às instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada string pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp.
- **Inversores de String** – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10 kWp);

Os inversores para SFCRs normalmente efetuam SPPM em suas entradas CC, como uma forma de aumentar sua eficiência.

As eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores de 98% para circuitos sem transformador e 94% para inversores com transformador. Estas eficiências declaradas pelos fabricantes normalmente se referem à eficiência máxima, sob condições específicas e determinada condição de carga.

Para permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência europeia, que é uma média ponderada da eficiência do inversor para várias condições de carregamento, de acordo com uma distribuição determinada para o clima europeu (Alemanha).

❖ Características dos Inversores para SFCR

Com o objetivo de fornecer à rede elétrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico, ponto este que muda de acordo com as condições meteorológicas. No inversor, o sistema de rastreamento de máxima potência garante que o inversor é constantemente ajustado a este ponto e consiste, basicamente, num conversor CC-CC ligado em série com o inversor, e que ajusta a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão do ponto.

A forma de onda de saída geralmente é uma indicação da qualidade e do custo do inversor e depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão.

Outro aspecto que determina a qualidade dos inversores é a eficiência de conversão. Nos inversores a eficiência não é constante e seu valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo (carga), e também de seu fator de potência. Os fabricantes normalmente anunciam a eficiência considerando-se a carga nominal, mas nem sempre deixa claro fato de que sob cargas parciais seus dispositivos apresentam baixas eficiências. Alguns inversores para SFCRs podem ter limitações de potência quando em operação em temperaturas ambientes elevadas.

Para especificar um inversor é preciso primeiramente considerar qual é o tipo de inversor: inversor de bateria, para SFI, ou inversor para SFCR. Os parâmetros que devem ser especificados são: a tensão de entrada CC, a tensão de saída CA, faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, forma de onda e distorção harmônica (THD), grau IP de proteção, temperatura ambiente e umidade do local da instalação, além das certificações e tempo de garantia desejados. Abaixo são descritos sucintamente alguns destes parâmetros:

- **Forma de onda e Distorção harmônica:** a forma de onda da tensão CA produzida deve ser senoidal pura. A distorção harmônica (THD) deve ser inferior a 5% em qualquer potência nominal de operação.
- **Eficiência na conversão de potência:** a eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. Deve-se ter em conta que as variações na potência de entrada e saída. O fator de potência da carga, e outros fatores influem negativamente na eficiência, que normalmente varia na faixa de 50 a 95%, podendo diminuir quando estão operando abaixo da sua potência nominal.
- **Potência nominal de saída:** é a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo. Para os SFCRs, a potência do inversor está associada à potência do painel fotovoltaico utilizado.
- **Potência de surto:** indica a capacidade do inversor em exceder sua potência nominal por um determinado período de tempo e aplica-se somente aos sistemas isolados.
- **Taxa de utilização:** é o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com potência nominal.
- **Tensão de entrada:** é a tensão CC do inversor que, no caso para SFCRs, os requisitos relacionados à tensão de entrada do inversor devem ser sempre atendidos pela associação em série/paralelo de módulos.
- **Tensão de saída:** é regulada na maioria dos inversores e, no caso para SFCRs, deve operar em Baixa Tensão (BT) para potências de até 100kW, enquanto que para potências superiores até 1MW, a injeção deverá ser feita na Média Tensão (MT) de distribuição (13,8 kV).
- **Regulação de tensão:** indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída CA e será tão melhor quanto mais constante for a tensão de saída do inversor para uma ampla faixa de cargas.
- **Frequência da tensão de saída:** indica a frequência da tensão CA de saída do inversor.
- **Fator de potência:** o inversor deve ter um fator de potência nominal compatível com o fator de potência desejado para as cargas. Os melhores inversores são projetados para compensarem

as cargas indutivas e manterem o fator de potência próximo de 1, o que maximiza a transferência de potência para a carga.

- **Consumo de potência sem carga:** é a quantidade de potência que o inversor utiliza quando nenhuma carga está sendo alimentada.
- **Modularidade:** característica que permite a conexão de inversores em paralelo para operarem diferentes cargas, visto que em alguns sistemas é muito vantajoso o uso de múltiplos inversores.
- **Temperatura e umidade do ambiente:** deve ser citada a temperatura ambiente máxima do local da instalação na qual se requer a potência nominal do inversor, bem como ser especificada a dissipação de calor por convecção natural e a ventilação adequada para o local da instalação. Além disto, deve também ser citada a umidade relativa do ambiente e solicitada a proteção adequada quanto a este requisito.
- **Compatibilidade eletromagnética:** uma vez que operam através de chaveamentos em alta frequência, os inversores podem ser elementos geradores de interferência eletromagnética que pode prejudicar outros equipamentos eletrônicos e, principalmente, de telecomunicações. Os inversores para SFCRs dotados do selo CE mantêm (filtragem, blindagem) os níveis de emissões de interferências abaixo dos valores máximos estabelecidos pelas específicas normas europeias.
- **Grau de proteção:** o grau de proteção IP (Ingress Protection) classifica e avalia o grau de proteção contra entrada de poeira e contato acidental com água em carcaças mecânicas e invólucros elétricos, entre outros graus, e deve a ser especificado de acordo com o ambiente onde o inversor será instalado, se abrigado ou não. Normalmente, para ambientes desabrigados se estabelece IP54 e para ambientes abrigados IP20 ou melhor.

Os painéis fotovoltaicos para os SFCRs devem ser sempre dimensionados de acordo com as características elétricas das entradas do inversor utilizado, incluindo tensão máxima, corrente máxima, potência máxima e faixa de operação do SPPM. As tensões utilizadas no painel devem ainda estar de acordo com as especificações de tensão máxima de operação dos módulos.

Uma vez que as características técnicas da rede elétrica variam entre países, os requisitos aplicados para interconexão de inversores à rede são definidos em regras locais. No caso do Brasil, tratam-se da regulamentação da ANEEL e das normas da ABNT.

No Brasil, os inversores para SFCRs devem atender aos requisitos de proteção exigidos no item 5 da seção 3.3 Módulo 3 do Prodist (ANEEL, 2012c), o que inclui a proteção anti-ilhamento e a exigência de transformador de acoplamento, entre outras.

Alguns inversores incorporam um transformador de acoplamento enquanto que outros não o tem. Os transformadores podem ser de baixa frequência (60 Hz) para acoplar a tensão de saída da rede, ou de alta frequência (kHz), que tem menores perdas e menores dimensões, porém custo mais elevado (não só o transformador em si como também o circuito, como um todo).

Tabela 8 – Comparação de características de inversores para conexão à rede com e sem transformador. Fonte: (CEPEL; CRESESB, 2014)

Com transformador	Sem transformador
- maior peso e volume	- menor peso e volume
- maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência	- maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede)
- permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa	- maior interferência eletromagnética
- menor interferência eletromagnética	- pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.
- os circuitos c.c. e c.a são isolados	
- menores requisitos de proteção	

No Brasil, o inversor para conexão à rede deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013 (ABNT, 2013b), que estabelece parâmetros como: faixas de variação de tensão e frequência, THD, proteção contra ilhamento, fator de potência etc.

Quase todos os inversores para conexão à rede existentes no mercado possuem incorporadas funções de monitoração e aquisição de dados, de forma a disponibilizar ao usuário informações operacionais. Entre os dados que podem ser cobertos estão: energia diária gerada, estado do equipamento e histórico de falhas, valores instantâneos de PCC (potência CC), PCA (potência CA), VCC (tensão CC), VCA (tensão CA), etc. Alguns equipamentos aceitam inclusive a conexão de sensores externos (radiação solar, temperatura, etc.), seja diretamente seja através de equipamentos externos auxiliares. Além de consultados no próprio painel do equipamento, tais dados podem ser transferidos através de meios como interface USB, modem GSM e rede wireless para análise detalhada em um computador, facilitando a detecção de falhas. Para SFCRs com potências de até algumas dezenas de kWp, tais recursos são equivalentes a um pequeno sistema de supervisão e controle tipo SCADA.

Sistemas de supervisão e controle geralmente são aplicados a sistemas fotovoltaicos de maior porte e complexidade, muitas vezes em instalações híbridas, como é o caso do presente trabalho. Nesse caso, uma unidade de supervisão em corrente alternada (USCA) associada ao grupo gerador, operando em sincronismo com outros dispositivos de supervisão e controle, como, por exemplo, chaves atuadoras e controladores lógicos programáveis (CLP), podem tomar decisões e atuar automaticamente no sistema, de modo a aperfeiçoar sua operação, ajustar pontos de regulação e, assim, elevar a eficiência global do sistema.

Sistemas de aquisição de dados e armazenamento de dados na maioria das aplicações são conectados a um sistema de transmissão remota que envia, de forma automática e periódica, os dados coletados para um computador do responsável pela operação e manutenção do sistema, via satélite, internet ou rede de dados móveis (celular). Deste modo, este sistema integrado pode apresentar ao operador dados em tempo real do desempenho do sistema, mesmo estando distante do local de instalação, para que situações indesejadas sejam detectadas e solucionadas o mais rápido possível.

Alguns modelos de inversores já possuem sistemas de aquisição e armazenamento de dados integrados, facilitando assim o monitoramento das instalações. Na ausência desta funcionalidade, equipamentos de medição e registro de dados podem ser previstos e instalados em diversos pontos do sistema.

4.2.2 Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM)

Um gerador fotovoltaico submetido a uma irradiância solar uniforme (sem sombreamentos parciais) e sem células ou módulos defeituosos tem uma curva P-V com o formato semelhante ao apresentado na Figura 50 (a), na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge um máximo. Este ponto particular da curva é o chamado PPM, ponto de potência máxima, no qual o produto da corrente pela tensão tem o seu valor máximo.

A corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional à irradiância solar e é muito pouco afetada pela temperatura da célula. Entretanto, a tensão e, conseqüentemente, a potência gerada decrescem significativamente com o aumento da temperatura. Portanto, os valores de corrente e tensão de potência máxima (I_{PM} , V_{PM} , P_{PM}) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura da célula (principalmente a tensão).

As variações de temperatura da célula são tipicamente mais lentas, da ordem de dezenas de segundos, mas a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questão de segundos, como resultado influência de nuvens. Do mesmo modo, sombreamentos provocados pelas mais diversas causas, entre elas, sujeiras depositadas sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na Figura 50 (b).

Figura 50 – Curvas I-V (preta) e P-V (cinza) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50%. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Assim, pois, é conveniente que haja um mecanismo de controle eletrônico que observe continuamente as modificações da curva característica I-V e atue sobre a eletrônica do inversor, de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outro valor de tensão que não o ótimo. Este processo é o chamado de Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM ou MPPT, em inglês).

Um seguidor do ponto de máxima potência deve apresentar as seguintes características:

- **Precisão:** implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;
- **Eficácia:** ser capaz de encontrar o ponto potência máxima, mesmo com a ocorrência de máximos locais;

- **Rapidez:** deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

Um dispositivo de seguimento de potência máxima pode ser dividido em dois blocos básicos: uma seção de controle e uma seção de condicionamento de potência.

O bloco de controle do SPPM encarrega-se do ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico através de algoritmos que atuam sobre o controle eletrônico (driver) dos dispositivos de chaveamento do conversor CC-CC e/ou da ponte inversores. O algoritmo de controle tem como entrada dados instantâneos de tensão e corrente de operação do gerador fotovoltaico (além de, eventualmente, outros parâmetros como temperatura da célula e irradiância solar). A implementação pode ser feita de forma analógica ou digital (mais comum), através de microprocessadores ou processamento digital de sinais.

A localização de um SPPM, quando incluído em um sistema fotovoltaico, depende da característica elétrica da carga. A Figura 51 ilustra exemplos de sistemas que utilizam SPPM.

Figura 51 – Exemplo de sistemas fotovoltaicos que utilizam SPPM. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

4.3 Aplicação de sistemas fotovoltaicos: usinas fotovoltaicas (UFVs)

No presente trabalho, deseja-se agregar à geração do Parque Eólico a geração proveniente de um sistema fotovoltaico de grande porte, denominado Usina fotovoltaica.

No caso de um SFCR de grande porte, o projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade de área, disponibilidade do recurso solar, entre outros diversos fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela rede a qual será conectado. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) pode ser entendido como o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica.

A potência instalada de um empreendimento fotovoltaico é o somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras da usina. Entende-se como Unidade Geradora da Central Geradora Fotovoltaica o arranjo de módulos fotovoltaicos associados a um equipamento condicionador de

potência – inversor–, de modo que o número de unidades geradoras da central seja igual ao número de condicionadores de potência que nela operarão;

Partindo dos dados meteorológicos e de uma boa estimativa da demanda a ser atendida, o projetista dimensiona ou especifica cada um destes blocos, além dos demais componentes necessários à operação segura e confiável de cada subsistema particular.

As principais etapas do projeto de um SFV são as seguintes:

- Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- Definição da localização e configuração do sistema;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFVRs, restringe-se ao inversor para interligação com a rede.
- Vale mencionar que nesta seção será descrito apenas o projeto de sistema puramente fotovoltaico fixos (sem seguimento solar) e sem concentração da radiação solar.

As principais diferenças de projeto entre um sistema conectado à rede e um sistema isolado são:

- Em sistemas conectados à rede não há necessidade de armazenamento da energia elétrica;
- Os sistemas operam obrigatoriamente em CA, na mesma frequência e tensão da rede local;
- Quando não há tensão na rede, o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente;
- Os inversores incorporam dispositivos seguidores de potência máxima (SPPM);
- A rede local deve ser capaz de receber a energia elétrica gerada;
- A qualidade da energia da rede pode comprometer a transferência de energia do sistema;

Usinas Fotovoltaicas podem atingir potências da ordem de MWp, podendo ser operados por produtores independentes e sua conexão com a rede é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 ou 34,5 kV. A figura 52 mostra o esquema de um sistema deste tipo, onde é evidenciada a presença de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição.

Figura 52 – Sistemas de grande porte. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

As UFVs apresentam-se como uma opção viável para países que dependem de importação de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica e que vislumbram na energia solar uma solução para mitigar esta carência, bem como, preservar o meio ambiente pela menor emissão de gases poluentes, além de favorecer a criação de novos postos de trabalho. Por esta razão, países como Alemanha, Itália, Espanha e Portugal adotaram esta opção e atualmente se destacam na geração de energia elétrica através de UFVs.

A primeira UFV implantada no Brasil foi um empreendimento privado, localizado no município de Tauá-CE, a cerca de 360 km de Fortaleza. A UFV Tauá tem potência instalada de 1,0 MWp, em 4.680 módulos de p-Si de 215 Wp, conta com 9 inversores de 100 kWp e injeta energia na rede de 13,8 kV da Coelce (Companhia Energética do Ceará). A usina entrou em operação em julho de 2011 e tem apresentado fator de capacidade mensal entre 14,8% e 22,1%, sendo que em 2012 sua geração total foi de 1.620 MWh, o que corresponde a uma geração mensal média de 135,1 MWh/mês (MPX, 2013).

4.3.1 Localização Dos Geradores Fotovoltaicos

Quando se trata da escolha do local em que os painéis fotovoltaicos serão efetivamente instalados, o que é determinante para o seu desempenho, é muito importante conhecer o local de implantação do projeto, de modo a evitar erros de produção e cálculo do custo global do sistema através da realização de uma avaliação prévia das condições básicas existentes dos elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas que podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico, inclusive o chão, cuja refletividade (albedo) também pode contribuir para radiação global incidente sobre o painel.

É preciso também que se verifique a capacidade de trocar calor com o meio que também influencia a eficiência. No presente trabalho, é preciso levar em consideração também o estudo da projeção do sombreamento provocado pelos aerogeradores sobre os arranjos fotovoltaicos, bem como o efeito dos ventos.

Em regiões isoladas, como a região onde se aplica o projeto deste trabalho, é mais provável que se encontrem superfícies livres, sem sombreamento e com fácil circulação de ar, de modo que há mais liberdade no posicionamento dos painéis. Entretanto, para montagem de grandes geradores, em locais onde o custo do solo é importante, pode ser conveniente realizar uma análise do custo do solo versus a perda de energia.

O bom desempenho do conjunto de módulos fotovoltaicos, como já foi abordado, depende de vários parâmetros, sendo radiação o principal deles, já que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, além de sua inclinação e orientação. Além disso, é preciso garantir que a iluminação seja a mais homogênea possível, uma vez que dada a característica construtiva dos módulos, em que as células individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema, porque a célula que recebe a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente (e por consequência a potência) de operação de todo conjunto a ela conectado em série. Para se mitigar os efeitos de sombreamentos temporários causados por dejetos de pássaros e poeiras, por exemplo, os painéis devem ser colocados com um ângulo mínimo de inclinação de 12° de forma que ocorra limpeza pela água da chuva.

4.3.2 Orientação do gerador fotovoltaico

Os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador para uma operação adequada e eficiente. Nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro, como indicado na Figura 6.4. Porém esta regra pode não ser válida caso o clima local varie muito durante um dia típico, como por exemplo, caso ocorra neblina pela manhã e a maioria da incidência de radiação solar ocorra à tarde. Caso o local de instalação esteja no hemisfério Norte, os módulos então devem estar orientados com sua face voltada para o Sul Verdadeiro.

Figura 53 – Orientação da face dos módulos fotovoltaicos para o norte verdadeiro em um dado local no hemisfério Sul (ângulo azimutal de superfície igual a 180°). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Na maioria dos locais, a direção do Norte Verdadeiro (ou do Sul Verdadeiro) não coincide com a do Norte Magnético (ou Sul Magnético) indicado pela bússola (instrumento tipicamente utilizado para determinar a orientação dos módulos fotovoltaicos), necessitando ser feita, então, a correção do referencial magnético, através do parâmetro denominado Declinação Magnética do local de instalação, a qual pode ser obtida facilmente através de mapas e programas computacionais disponibilizados por vários organismos. O Observatório Nacional, por exemplo, disponibiliza em sua homepage o cálculo da Declinação, bastando conhecer as coordenadas geográficas do local (extranet.on.br/jlkm/magdec/index.html).

4.3.3 Inclinação do gerador fotovoltaico

O ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado para geração máxima de energia ao longo do ano. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente, podendo a inclinação do gerador fotovoltaico estar dentro 10° em torno da latitude do local. Por exemplo, em um local de latitude 35° , o sistema pode ser instalado com um ângulo de inclinação de 25° a 45° , sem uma redução significativa no seu desempenho atual. Se as áreas forem muito próximas à linha do equador, com latitudes variando entre -10° e $+10^\circ$ é aconselhável uma inclinação mínima de 10° para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva.

Figura 54 – Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Para períodos de integração mais curtos, o ângulo de inclinação que maximiza a geração de energia (instantânea ou diária, por exemplo) varia com a época do ano e com a latitude do local onde o sistema será instalado. Dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, podem-se utilizar outras inclinações que privilegiem a geração em épocas específicas, de forma fixa ou através de uma estrutura de montagem que possibilite o ajuste manual da inclinação do módulo com diferentes ângulos de forma a acompanhar a variação sazonal, maximizando o aproveitamento da incidência solar, por exemplo, com ajuste em 4 posições, sendo uma posição para cada uma das estações do ano.

Geradores fotovoltaicos com sistemas de rastreamento do movimento aparente do sol podem ser utilizados para melhorar ainda mais a captação da radiação solar durante o ano. Tais sistemas são manuais ou automáticos, com seguimento parcial do sol (variação somente da inclinação ou do ângulo azimutal) ou com seguimento total do sol (variação da inclinação e do ângulo azimutal). Os sistemas manuais, tal como o mencionado no parágrafo anterior, são de simples implantação e menor custo, mas necessitam de constante intervenção humana. Os sistemas automáticos apresentam melhor desempenho, mas são mais caros e menos robustos devido à presença de partes móveis, além de precisarem normalmente estar conectados a uma fonte de energia.

5. Acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o Sistema Interligado Nacional – SIN é hidrotérmico, de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. Este sistema brasileiro de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica é formado por Agentes (empresas) das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Registre-se que apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país ainda se encontra fora do SIN, em pequenos sistemas isolados — localizados, principalmente, na região amazônica.

O acesso às instalações de transmissão para conexão de novos empreendimentos na rede básica é regulado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) através de instruções e procedimentos descritos nos Procedimentos de Rede.

Os Procedimentos de Rede são documentos que estabelecem as sistemáticas e os requisitos técnicos necessários ao exercício, no âmbito do SIN, das atribuições de planejamento e programação da operação; de supervisão, coordenação e controle da operação; de administração de serviços de transmissão de energia elétrica; de garantia do livre acesso à rede básica; de proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DIT (Demais Instalações de Transmissão). Esses documentos estabelecem também as responsabilidades do ONS e dos agentes (Submódulo 1.1 dos Procedimentos de REDE, 2009).

Entende-se por Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

5.1 Requisitos mínimos para conexão de centrais de geração eólicas e fotovoltaicas

As centrais de geração eólicas conectadas em nível de tensão igual ou superior a 69kV devem atender aos requisitos técnicos do quadro 6 do Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede, representado na figura abaixo.

Os procedimentos, dados a serem informados pelo acessante e requisitos técnicos mínimos para usinas solares fotovoltaicas estão em fase de discussão, definição e elaboração no ONS.

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	<p>(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos.</p> <p>(b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos.</p> <p>(c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados.</p> <p>(d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).</p>	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/absorção de reativos	<p>No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal (2) e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo:</p> <p>(a) mínimo de 0,95 capacitivo;</p> <p>(b) mínimo de 0,95 indutivo.</p>	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	<p>No ponto de conexão da central geradora:</p> <p>(a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados.</p> <p>(b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos.</p>	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de <i>stall</i> das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase-estáticas (3).	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.

Figura 55 – Quadro de requisitos técnicos gerais a serem atendidos por centrais de geração. Fonte: Adaptado de (Submódulo 3.6 - Procedimentos de rede, 2010)

5.2 Requisitos mínimos para subestações coletoras

Os Procedimentos de Rede estabelecem no Submódulo 2.3 critérios mínimos que devem ser seguidos pelos agentes geradores nas subestações de transmissão. São eles:

- Arranjo disjuntor e meio para tensões iguais ou superiores a 345kV, e;
- Barra dupla a quatro chaves para tensões iguais ou inferiores a 230kV:

Os requisitos de arranjo detalhados acima são estabelecidos para uma etapa final de instalação e são flexíveis para atendimento futuro nos seguintes moldes:

- Para tensões iguais ou superiores a 345 kV, barramento em anel simples desde que a disposição física dos barramentos permita etapa final de instalação com arranjo disjuntor e meio
- Para tensões iguais ou inferiores a 230 kV, arranjo com barra principal e transferência

Quando o acesso ocorre em subestação existente o arranjo deve seguir o mesmo padrão de instalação adotado, ou ainda, caso esta não esteja adequada ao padrão de configuração final exigido pelos Procedimentos de Rede, poderá ser atribuída como responsabilidade do agente gerador no respectivo CCT (Contrato de Conexão no Sistema de Transmissão) a adequação de toda subestação.

Quando o acesso ao SIN é realizado através de seccionamento de Linha de Transmissão o arranjo deve seguir o mesmo layout da etapa final de instalação, conforme nível de tensão, atentando-se que, para níveis de tensão igual ou superior a 345 kV, os disjuntores associados ao seccionamento da linha devem estar dispostos no mesmo vão do arranjo disjuntor e meio. O arranjo adotado poderá ter configuração inicial em anel simples, até o limite de quatro conexões, incluindo o seccionamento da Linha de Transmissão.

Para as Subestações Coletoras que tratam de instalações de uso exclusivo do agente gerador, não tendo neste caso fronteira com a rede básica, o arranjo a ser adotado deverá atender no mínimo, as seguintes configurações:

- Para tensões até 230 kV, barramento simples com possibilidade de evolução para barra dupla a quatro chaves
- Para tensões iguais ou superiores a 345 kV, arranjo em anel para até seis pontos de conexão com possibilidade de evolução para disjuntor e meio, e configuração final para número de conexões superior a seis

5.3 Sistema de Proteção e Controle

Os módulos 2 e 11 dos Procedimentos de Rede estabelecem os pré-requisitos para segurança operativa do Sistema de Proteção, uma vez que falhas nesses dispositivos ou atuações incorretas podem ocasionar desligamentos não seletivos, ampliação da abrangência de uma determinada falta no sistema, corte no abastecimento de energia, oscilações na qualidade de energia, corte de cargas indevidas e desgaste eletromecânico das máquinas do sistema de geração.

Os requisitos técnicos do sistema de proteção são abordados no item 6 do Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede, sendo sintetizados abaixo os principais aspectos referentes ao sistema de proteção dos agentes geradores:

- ✓ Todo componente do sistema de proteção, exceção feita aos barramentos, devem ser protegidos localmente por dois sistemas de proteção completamente independentes;

- ✓ No caso da proteção de barramentos, os equipamentos utilizados devem ser concebidos para não ter dependência de atuação com a proteção de retaguarda remota, este deve ser utilizado para dar cobertura a eventual indisponibilidade de sua única proteção;
- ✓ Os enrolamentos dos transformadores de corrente devem ser dispostos fisicamente de tal forma que haja sobreposição de zonas de proteção;
- ✓ As fontes de tensão e corrente do sistema de proteção devem ser obtidas de forma independente para proteções principal e alternada, ou seja, de núcleos independentes de transformadores de corrente, e de secundários diferentes de transformadores de potencial;
- ✓ Um sistema de energia auxiliar composto de Bateria, Retificador e Painei Vcc deve ser projetado para atendimento independente à proteção principal, da mesma forma, um sistema completo e independente deve ser projetado para proteção de retaguarda;
- ✓ Os sistemas de proteção principal e alternada devem ser projetados com equipamentos independentes e dedicados para as funções de proteção a serem aplicadas;
- ✓ Os sistemas de proteção devem possuir duas saídas de trip para disparo independente dos disjuntores;
- ✓ Os equipamentos de proteção e telecomunicação devem possuir supervisão do sistema de energia continua;
- ✓ Para os arranjos com barra dupla e barra principal e transferência, os transformadores de corrente devem ser instalados de tal forma que quando utilizado o disjuntor de interligação de barras (disjuntor de transferência) esses transformadores de corrente continuem alimentando suas respectivas proteções.
- ✓ A teleproteção, pode ser executada pelos próprios relés de proteção, pelos equipamentos dos sistemas de telecomunicação, ou ainda, por equipamentos dedicados a teleproteção.

6. Aspectos Financeiros

A disponibilidade de programas de financiamento de longo prazo é considerada um critério fundamental para o sucesso de empreendimentos na indústria de geração de energia renovável. Isto é verdade tanto para os fabricantes dos equipamentos como para os empreendedores.

O financiamento da dívida nos bancos de desenvolvimento é a opção mais interessante, porque suas taxas de juros são mais baixas do que os bancos clássicos. Os principais bancos de desenvolvimento envolvidos no financiamento de projeto de energia eólica no Brasil são:

- Banco Nacional Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com jurisdição a nível nacional;
- Caixa Econômica Federal (CEF) e Banco do Brasil, também com jurisdição a nível nacional (esses bancos também têm atividades comerciais clássicas);
- O Banco do Nordeste do Brasil (BNB) atuando no Nordeste e na Bahia, é financiado pela Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE);

Estes bancos podem financiar a dívida dos projetos por si só ou de maneira agregada (em parceria com os bancos clássicos ou com outros bancos de desenvolvimento).

Geralmente, para projetos de geração de energia elétrica, os bancos solicitam que uma empresa específica (SPE ou SPC em Inglês) seja criada para ser a única dona do projeto como uma garantia de reembolso do empréstimo. O débito é limitado a, geralmente, 70 a 80% das necessidades de investimento. O restante tem de ser fornecido por fundos próprios do empreendedor ou capital próprio.

O BNDES é o principal e mais importante financiador da dívida para projetos de geração de energia elétrica no Brasil. O seu papel é dar suporte, começando com o apoio à exportação, que tem sido vista como um aspecto-chave da política para o desenvolvimento da capacidade de produção. Este apoio é de grande relevância para o setor, porque os fabricantes de turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos ainda enfrentam a baixa e volátil demanda doméstica e têm no mercado externo um destino de saída relevante.

Para estimular diretamente a produção de bens de capital, o BNDES também oferece dois produtos para os fabricantes: FINEM e FINAME.

- O FINEM visa apoiar o investimento para aumentar a capacidade e construção de novas usinas. É a parte de financiamento de projetos do BNDES.
- O FINAME tem como objetivo financiar a venda de máquinas e equipamentos já negociados com os compradores. O financiamento é feito através de uma instituição financeira

Existem alguns incentivos no Brasil a favor do desenvolvimento de projetos como o que se pretende abordar:

- Projetos com menos de 30 MW de capacidade instalada pode obter uma redução de pelo menos 50% em taxas de transmissão e distribuição;
- No quadro do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), projetos de energia eólica e solar devem ser elegíveis para o REIDI (Regime Especial de Incentivos par o Desenvolvimento da Infraestrutura) e obter uma redução de impostos em seus investimentos.
- O Brasil é um país receptivo no que diz respeito a projetos de MDL, isto é, a concessão de créditos de carbono para projetos que tenham impacto na redução da emissão de gases de efeito estufa.

7. Complexo Eólico-Solar

Este capítulo visa aplicar todos os conceitos detalhados nos capítulos anteriores para a concepção de um projeto teórico de um parque eólico-solar a ser implantado no estado do Rio Grande do Norte desde a etapa de desenvolvimento inicial até a etapa de desenvolvimento avançado, sem entrar em detalhes na etapa de construção. A implantação de um empreendimento eólico-solar possui várias etapas, conforme mostra a tabela abaixo:

Tabela 9 – Etapas de implantação de um empreendimento eólico-solar

7	COMPLEXO EÓLICO - SOLAR
7.1	FASE DE DESENVOLVIMENTO INICIAL
7.1.1	Prospecção
7.1.2	Assinatura do contrato fundiário;
7.1.3	Regularização Fundiária do Imóvel;
7.1.4	Instalação da Campanha de Medição e Coleta de Dados;
7.1.4.1	Torre Anemométrica
7.1.4.2	Torre Solarimétrica
7.1.5	Obtenção da Licença Ambiental Prévia;
7.1.6	Disposição dos aerogeradores
7.1.7	Disposição dos Módulos Fotovoltaicos
7.1.8	Estudos de viabilidade conexão e escoamento de energia;
7.1.9	Estimativa da Produção de Energia;
7.1.9.1	Produção de Energia Eólica
7.1.9.2	Produção de Energia Fotovoltaica
7.1.10	Estudos de viabilidade econômica - Business Plan;
7.1.10.1	Cotação do CAPEX (Capital Expenditure - despesas de capital)
7.1.10.2	Cotação do OPEX (Operational Expenditure - despesas operacionais)
7.1.10.3	Despesas Financeiras
7.1.10.4	Resultados (Exemplo Eólico)
7.1.11	Assinatura de pré-acordos
7.1.12	Participação em leilão para venda de energia
7.1.13	Assinatura do contrato de compra e venda de energia - PPA
7.2	FASE DE DESENVOLVIMENTO AVANÇADO
7.2.1	Obtenção da Licença de Instalação;
7.2.2	Obtenção da licença de Supressão Vegetal;
7.2.3	Liberação fundiária da Linha de Transmissão;
7.2.4	Elaboração dos projetos Básicos Civil e Elétrico;
7.2.5	Obtenção do Parecer de acesso;
7.2.6	Obtenção das licenças de Operação.
7.3	FASE DE CONSTRUÇÃO
7.3.1	Infraestrutura Civil
7.3.2	Infraestrutura Elétrica
7.3.3	Montagem dos aerogeradores
7.3.4	Montagem dos Módulos Fotovoltaicos

7.1 Fase de desenvolvimento inicial

7.1.1 Prospecção

A avaliação correta, prévia à instalação de um parque eólico, compreende em avaliar:

- ✓ Potencial do vento;
- ✓ Infraestrutura do local;
- ✓ Conexão elétrica;
- ✓ Aceitabilidade dos proprietários das terras;
- ✓ Salinidade;
- ✓ Reflorestamento;
- ✓ Aceitabilidade da atividade econômica;
- ✓ Identificação da rosa dos ventos por frequência de ocorrência e intensidade.

Uma vez um sítio identificado como viável para um projeto eólico, a assinatura de um contrato fundiário vai permitir o desenvolvimento desse projeto.

Em seguida, estudos usando os dados de vento medidos (e outros, como dados de torres de medições perto do local) servirão para calcular a produção de energia que se pode obter, dependendo das máquinas implantadas no local.

No Brasil, a EPE, órgão responsável pela elaboração das regras dos leilões de energia, aceitava até o ano de 2012 que os projetos tivessem medições de, no mínimo, dois anos consecutivos, para que pudessem se inscrever e, conseqüentemente, serem habilitados a participarem dos leilões de venda de energia. A partir de 2013, a EPE alterou as regras para medições com o mínimo de três anos consecutivos.

Sendo assim, escolhemos para esse um projeto uma área onde essa medição de dados de vento já vem sendo feita desde 2011.

Como pôde ser visto nos capítulos anteriores, as condições necessárias para o bom aproveitamento do recurso eólico são muito mais complexas que as do recurso solar, e por esse motivo, a geração fotovoltaica é vista como uma complementação e não interfere tanto na escolha do local.

Através da Figura 56 pode-se observar uma imagem obtida pelo Software “Vortex” e analisada através do Google Earth que nos mostra o recurso eólico em uma região próxima à costa do Rio Grande do Norte.

O Projeto será denominado como Complexo Filipe Dalmir e será dividido em dois empreendimentos:

- Usina de Energia Eólica, UEE Filipe Dalmir – 30 MW;
- Usina de Energia Fotovoltaica, UFV Filipe Dalmir – 30 MW.

Figura 56 – Mapa de localização e vento do Complexo Eólico-Solar

Figura 57 – Divisão do Complexo Filipe Dalmir

7.1.2 Assinatura do contrato fundiário

A ocupação do parque eólico-solar ocorre com o arrendamento das terras, isto é, existe um contrato de renda referente a um patamar de energia para o proprietário da terra.

As atividades econômica, financeira e cultural da região não são alteradas, pois as plantações e criações de animais não são afetadas.

Na fase de desenvolvimento inicial do projeto, tem-se o início da coleta de documentação dos proprietários/possuidores dos imóveis, a assinatura dos contratos fundiários, a regularização dos terrenos junto ao registro de imóveis da comarca pertencente e em contraprestação, paga-se aos proprietários uma quantia fixa determinada no contrato, e uma, variável, devida após o início da operação comercial.

7.1.3 Regularização Fundiária do Imóvel

Em paralelo a assinatura dos contratos fundiários procede-se ao levantamento topográfico da área a ser utilizada para o parque e sua devida certificação junto ao Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA).

7.1.4 Instalação da Campanha de Medição e Coleta de Dados

7.1.4.1 Torre anemométrica

Como foi visto anteriormente, a instalação de uma torre de medição constitui o primeiro passo do projeto.

Uma torre de captação de dados ideal deve ter 100 metros de altura e ser composta por dois sensores de direção, dois anemômetros no topo da torre sendo um a 100 metros e outro a 98 metros, outro anemômetro entre 75 e 80 metros e um terceiro anemômetro a 50 metros, um sensor de umidade relativa do ar e um sensor de temperatura e de pressão atmosférica, pois esses fatores influenciam muito nas características do evento de convecção do ar, ocorrido pelo aquecimento da superfície terrestre pelo sol.

A memória do Datalogger deve ser suficiente para armazenar um período de dois a três meses de dados, pois havendo atraso na coleta e com a memória cheia, os dados mais novos sobrepõem os mais antigos, havendo perda de informação e consequentemente o aumento de incertezas na coleta dos dados.

Os sensores de direção dão a possibilidade de identificar a direção do vento por frequência, ou seja, quando o vento mais ocorre em determinada direção, e também em qual direção ocorre a maior intensidade do vento, que resulta na maior potência do Aerogerador em uma determinada direção.

Figura 58 – Torre Anemométrica

Como as torres de medições normalmente ficam em locais afastados, estas precisam ter um sistema próprio de energia para que seus equipamentos funcionem. Portanto, é necessário que exista na torre um painel fotovoltaico solar, que capta energia e passa por um equipamento chamado controlador de carga, que gerencia as cargas e alimentações do sistema. Esse controlador de cargas por sua vez é conectado a um banco de baterias que alimentam o datalogger, que armazena todos os dados de vento e emite a alimentação para os sensores em corrente contínua.

Depois de finalizada a prospecção obrigatoriamente ocorre à etapa de certificação dos dados anemométricos, isso se dá com a contratação de uma empresa independente que faz uma avaliação de veracidade dos dados coletados, onde serão comparados com uma estação meteorológica próxima de longo prazo, isto é, comparam-se os dados de 10 ou 20 anos de uma estação meteorológica.

Quanto maior o percentual de correlação do período medido com a estação meteorológica, mais significa que os dados são representativos, ou seja, possuem menos incertezas. Caso os dados sejam muito diferentes da estação comparada, a incerteza aumenta e então é preciso medir por mais tempo os ventos da região.

Figura 59 – Vista Frontal da Torre

7.1.4.2 Torre solarimétrica

Do mesmo jeito que a EPE começa a exigir 3 (três) anos de medições de dados anemométricos com pré-requisito básico para habilitação técnica em leilão, a partir de 2016 será exigido 1(um) ano de medições de dados solarimétricos e a partir de 2018, 3 (anos).

A torre solarimétrica é menor e de mais simples instalação quando comparada com a anemométrica mais possui muitos dos mesmos equipamentos, além dos mais específicos para a fonte solar.

A medição da radiação solar, tanto da global como das componentes direta e difusa, na superfície terrestre é de suma importância para o desenvolvimento de projetos que visam à captação e a conversão da energia solar. Através de um histórico destas medidas, pode-se viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo do ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações.

Deste modo, o conhecimento do recurso solar é a variável de maior peso para o desenvolvimento de um projeto de sistema de aproveitamento da energia solar, sendo necessária a obtenção de dados de medição para:

- Identificação e seleção da localização mais adequada para instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Cálculo da produção de energia anual, mensal ou diária;
- Estabelecimento de estratégias operacionais.

O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância) ou integrado (irradiação) ao longo de tempo (minuto, hora, dia, ou ano), sendo interessante o conhecimento dos valores da irradiância ou irradiação global e de suas componentes direta e difusa incidentes em uma superfície.

Os seguintes instrumentos são comumente utilizados para a mensuração da irradiação solar:

Piranômetro termoeletrico: é utilizado para medir a irradiância solar global (direta + difusa), normalmente no campo horizontal (campo hemisférico), tendo como sensor uma termopilha colocada no interior de duas semiesferas de vidro concêntricas, conforme Figura 60 (a). Possui resposta espectral até 2.500 nm. O piranômetro termoeletrico é classificado como de boa qualidade, segundo a WMO (World Meteorological Organization), isto é, admite erro de 5% na irradiação diária e é normalmente utilizado em medições em campo.

Piranômetro fotovoltaico: é composto por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões, conforme Figura 60 (b), e é utilizado para medir a irradiância solar global tal como o termoeletrico, mas possui custo muito mais baixo e apresenta o tempo de resposta praticamente instantâneo e linear com a irradiância como outra inerente vantagem em relação ao termoeletrico, embora as suas medidas tenham menor precisão, introduzindo incertezas que podem chegar a 5% em relação ao piranômetro termoeletrico devido à limitada resposta espectral, que está entre 400 e 1.100nm para aqueles que adotam células de c-Si. O piranômetro fotovoltaico é classificado como de qualidade razoável, segundo a WMO (World Meteorological Organization), isto é, admite erro de 10% na irradiação diária.

Pireliômetro: instrumento utilizado para medir a irradiância direta com incidência normal à superfície. Consegue-se bloquear a irradiância difusa pela instalação o sensor termoeletrico dentro de um tubo de colimação com paredes enegrecidas, conforme Figura 61, e apontado diretamente ao Sol. O instrumento caracteriza-se por apresentar uma pequena abertura de modo a "visualizar" apenas o disco solar e a região vizinha denominada circunsolar. Os pireliômetros podem ser classificados como de alta ou boa qualidade, segundo a WMO (World Meteorological Organization), isto é, admitem erro máximo de 0,5% ou 1%, respectivamente, na medição da irradiação diária.

Figura 60– Piranômetro Termoelétrico (a) e Piranômetro Fotovoltaico (b). Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Figura 61 – Pireliômetro e o respectivo desenho esquemático. Fonte: (CEPEL; CRESESB,2014).

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores de irradiância ou irradiação. A forma mais comum de apresentação dos dados é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia, determinando-se um “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” a partir de informações armazenadas ao longo de vários anos de medidas.

Um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura, sendo que a influência da irradiância solar é muito mais significativa que a da temperatura, uma vez que a irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos) apresentando considerável intermitência, principalmente em dias com nuvens, enquanto que a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Desprezando-se os efeitos de variação instantânea da irradiância e considerando-se a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários, verifica-se que há forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária. A extensão deste conceito para expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia define a grandeza Horas de Sol Pleno (HSP), que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1.000 W/m^2 de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada

ao longo de um dia. Em outras palavras, é como se considerasse que o Sol ficasse “parado” iluminando determinado ambiente como uma lâmpada. A Figura 6.3 ajuda a compreender este conceito. A seguir, um exemplo, para o caso da irradiação ser de 4 kWh/m².

$$HSP = \frac{4 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = 4h/dia \quad (10)$$

Figura 62– Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP. Fonte: (PINHO et al.,2008)

Vale ressaltar o conceito de Fator de Capacidade, que no caso de um sistema fotovoltaico pode ser calculado a partir das HSP, conforme exemplo a seguir, considerando-se 6,0 h/dia;

$$FC = \frac{6}{24} \cdot 100 = 25\% \quad (11)$$

Além disso, considerando-se, por exemplo, uma potência de 1 kWp para um arranjo fotovoltaico e 6,0 h/dia de HSP, pode-se estimar a quantidade de energia produzida num mês, da seguinte forma:

$$E_{produzida} = 1 kW \times \frac{6,0h}{dia} \times 30dia = 180 \frac{kWh}{mês} \quad (12)$$

A tabela apresenta um resultado típico mensal das medições realizadas numa determinada região ao longo de um ano, cujas colunas representam a Irradiação Horizontal Global (GHI, abreviatura em inglês), a Irradiação Horizontal Difusa (DHI, abreviatura em inglês), bem como a Temperatura verificada na área estudada. Já a Figura 63 ilustra um gráfico com o perfil sazonal típico das áreas vencedoras do LER 2014 (EPE, 2014).

Tabela 10 - Exemplo de tabela de médias mensais de irradiação global (GHI) e temperatura para uma determinada região.

	GHI [kWh/m ²] mensal	DHI [kWh/m ²] mensal	T [°C]
Fonte	Derivado de Satélite[1]	Derivado de Satélite[1]	Derivado de Satélite [1]
Período	1999 – 2015	1999 – 2015	1999 – 2015
Jan	193	72	27,5
Fev	178	67	27,6
Mar	189	70	27,5
Abr	164	65	27,2
Mai	165	60	27,0
Jun	148	58	26,2
Jul	162	60	25,9
Ago	186	62	26,3
Set	203	65	26,7
Out	224	62	27,1
Nov	215	60	27,3
Dez	208	68	27,6
Total	2236	772	27,0

Figura 63 - Perfil sazonal de GHI. Fonte: (EPE, 2014).

7.1.5 Obtenção da licença ambiental prévia

Os dois maiores aspetos dos quais depende a viabilidade do projeto são os aspetos ambientais e de conexão à rede elétrica. A obtenção de licenças ambientais é um requerimento para o registro, a construção e a operação do empreendimento. Aspectos ambientais, mesmo se o vento for muito bom, podem impedir ou dificultar o desenvolvimento de um projeto.

No caso deste trabalho, o órgão ambiental responsável no Rio Grande do Norte é o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA), que é o órgão do estado responsável por fornecer a lista de documentos necessários para a obtenção da Licença Prévia no Rio Grande do Norte.

A Licença Prévia é concedida na etapa preliminar do projeto e contém os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas suas fases de localização, instalação e operação, observando-se a viabilidade ambiental do empreendimento nas fases subsequentes ao licenciamento.

7.1.6 Disposição dos aerogeradores

A Usina Eólica possuirá como estrutura básica os seguintes elementos:

- 10 turbinas eólicas;
- Vias de acesso, permitindo o acesso às turbinas eólicas;
- 10 plataformas de montagem;

Os 10 aerogeradores serão dispostos em duas linhas retas orientadas na direção Norte – Sul, perpendicularmente a direção predominante do vento local. A UEE terá capacidade instalada de geração de 30 MW, proveniente dos 10 aerogeradores de 3MW instalados dentro do parque.

Figura 64 – Layout da UEE Filipe Dalmir

O Aerogerador escolhido tem as seguintes características: classe IEC II-A, com potência nominal de 3MW, baseado numa máquina com rotor de três pás, eixo horizontal de concepção *Upwind*, ou seja, o rotor opera na frente da torre, e controle de potência por Pitch - passo variável.

A máquina foi projetada para emitir baixos índices de ruído e é capaz de produzir eletricidade com velocidades de vento a partir de 3,0 m/s (cut-in), atingindo sua capacidade nominal em velocidades próximas a 13,0 m/s e interrompendo a sua geração em velocidades de vento superiores a 25,0 m/s (CUT-out), como será evidenciado na curva de potência. O cubo do rotor fixa as 3 pás que varrem uma circular de 125 m de diâmetro. Estruturalmente, a turbina será constituída de uma torre tubular, de concreto, com seções que totalizam cerca de 120 metros de altura. A torre será fixada ao solo por meio de uma fundação de concreto armado, com dimensões aproximadas de 16 m x 16 m.

A turbina eólica tem capacidade nominal de 3,0 MW e será equipada com um gerador assíncrono trifásico, com alimentação simples, com potência nominal de 3,0 MVA e com fator de potência nominal $\cos(\phi)$ de 1. No topo da torre é montada a Nacele, construída em fibra de vidro, que abrigará o eixo do rotor, caixa de engrenagens, gerador elétrico e demais equipamentos eletro-mecânico do Aerogerador. A Nacele é encaixada na parte superior da torre tubular, que também abriga o sistema de cabeamento, controle e proteção da turbina, além propiciar realização das inspeções e manutenções requeridas para a operação da turbina.

O Aerogerador também possui para-raios nas pás, além de sensores de proteção, por meios de medições do vento, estruturais, elétricas, temperatura, entre outros.

Todo o controle operacional da máquina, dos parâmetros elétricos da energia produzida e procedimentos de proteção são feitos automaticamente a partir de um sistema de controle computadorizado abrigado na parte inferior e interna da torre metálica. Para tanto o sistema de controle utiliza informações dos diferentes sensores instalados em vários locais da máquina.

Tabela 11 - Curva de potência da turbina escolhida

V [m/s]	Potência (kW)
1	0
2	0
3	40
4	119
5	372
6	723
7	1189
8	1789
9	2422
10	2817
11	2958
12	2992
13	2999
14	3000
15	3000
16	3000
17	3000
18	3000
19	3000
20	3000
21	3000
22	3000
23	3000
24	3000
25	3000

7.1.7 Disposição dos Módulos Fotovoltaicos

❖ Módulo Fotovoltaico

O projeto prevê a implantação de 134.400 módulos fotovoltaicos, com 72 células Policristalinas de 15 centímetros de diâmetro cada.

❖ Inversores

O projeto prevê a implantação de 30 inversores, de 1 MW, com uma "European Efficiency" na faixa de 98,4% e pesando aproximadamente 2 toneladas, com 2,3 metros de altura.

O inversor escolhido é otimizado para trabalhar de forma contínua com sua potência nominal numa faixa entre -40°C – 40°C , além de estar preparado para a injeção de potência reativa que é comum durante os períodos noturnos.

❖ Descrição dos Demais Componentes

A Usina Fotovoltaica será composta de 15 estações de transformação de 2MW de potência cada, resultando em 30 MW de potência instalada. O parque possuirá como estrutura básica os seguintes elementos:

- ✓ 15 estações de transformação de 2 MW;
- ✓ 30 inversores de 1000 kVA – 1344 kWp
- ✓ 240 Painéis de Junção – 168 kWp
- ✓ 1680 estruturas – 24kWp
- ✓ 6720 strings – 6kWp
- ✓ 134400 Módulos de 72 células – 300Wp
- ✓ Vias de acesso permitindo o acesso à unidade geradora;
- ✓ Cabeamento elétrico de controle;
- ✓ 1 canteiro de obras;
- ✓ 1 plataforma de estocagem;
- ✓ 1 central de concreto.

Cada estrutura é composta por 80 módulos divididos em 4 strings de 20 módulos cada. As estruturas são fixadas no solo através de estacas de aço galvanizado. Cada painel de junção conecta eletricamente 7 estruturas e cada inversor é responsável pela transformação, de corrente contínua para corrente alternada, da corrente injetada por 8 painéis de junção. Cada estação de transformação eleva a tensão da potência injetada por 2 inversores de 405 V para 12 kV, tensão da barra de média tensão da Subestação elevadora.

Figura 65 – Layout da UFV Filipe Dalmir

Figura 66 – Representação das estruturas dos módulos fotovoltaicos.

7.1.8 Estudos de Viabilidade de conexão e escoamento de energia

A existência de um ponto de conexão viável (distância ao projeto e capacidade que se pode conectar) é outro requerimento para o desenvolvimento do projeto. Esse aspecto pode ser um problema no Brasil, mas a rede de transmissão está sendo ampliada e programas de compartilhamento de pontos de conexão (ICG) estão sendo desenvolvidos para permitir a integração de empreendimentos de energias renováveis.

Descrição de Conexão

Introdução

O complexo como um todo terá capacidade instalada de geração de 60 MW, provenientes dos 30 MW de energia eólica e dos 30 MW de energia solar fotovoltaica.

O acesso ao sistema interligado nacional ocorrerá através do barramento de 230 kV da SE MOSSORÓ II, de concessão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), a aproximadamente 50 km do local do projeto.

Rede de distribuição interna

A rede de distribuição interna é a responsável pelo agrupamento elétrico de todos os módulos fotovoltaicos e aerogeradores, e consequentemente pela coleta da energia gerada com o barramento de média tensão da subestação elevadora.

Subestação elevadora

A subestação elevadora localizada dentro da propriedade é responsável pela elevação da tensão de toda energia gerada no complexo do nível de geração para o nível de transmissão.

A SE possui dois níveis de tensão; 230 e 12kV, sendo seu setor de 230kV composto por:

- Bay de linha na configuração barra dupla a quatro chaves;
- Bay de interligação de barras (TIE);
- Bay de transformação (60MVA) configuração barra dupla a quatro chaves;

Já o setor de 12 kV será composto por colunas de cubículos isolados a ar, *metal clad*, configuração barra simples com interligação de barras operando normalmente aberta.

Linha de Transmissão

Para transmitir a energia coletada no barramento de 230kV da SE elevadora será utilizada uma Linha de Transmissão a ser construída para a SE Mossoró II, cuja extensão é de aproximadamente 50 km, na tensão de 230 kV, circuito simples com dois condutores (740,8MCM-CAL) Flint por fase.

Na referência (EPE e ONS, 2015) pode ser encontrado o último estudo realizado conjuntamente por estas empresas para a região do nosso projeto.

7.1.9 Estimativa de Produção de Energia

7.1.9.1 Produção de Energia Eólica

Outra etapa muito importante na fase de desenvolvimento inicial de um projeto como este, é a contratação de uma certificação de produção anual de energia que requer um estudo mais aprofundado, onde os dados de vento válidos são utilizados pelo fabricante do Aerogerador para prever a produção de energia. Essa certificação dá o balizamento para o empreendedor participar do leilão, identificando qual será o seu lance (BID) e a quantidade de energia que será possível fornecer.

Como a energia produzida por um gerador eólico é a convolução da curva de probabilidade dos ventos com a curva de produção dos aerogeradores, podemos concluir que a avaliação da capacidade de geração efetiva de um parque eólico é extremamente dependente da qualidade da estimativa do recurso eólico disponível em todas as turbinas que compõem o parque, assim como da real capacidade dos aerogeradores em converter o recurso eólico em energia elétrica líquida em seus terminais. Por outro lado, considerando que a viabilidade de um empreendimento depende do seu desempenho ao longo de toda sua vida útil (considerada cerca de 20 anos para parques eólicos), estas avaliações da capacidade de produção de energia líquida devem ser estimadas no curto prazo, mediante o resultado de medições de campo e ensaios de laboratório, mas também para o longo prazo pelo tratamento estatístico de séries históricas de casos semelhantes com medições de longo prazo.

Os estudos de ventos contemplam diversas informações, dentre as quais cabe destacar:

- Descrição do local e dos equipamentos utilizados para a medição do vento, com os respectivos certificados de calibração;
- Seleção das estações meteorológicas de referência;
- Dados coletados das torres anemométricas;
- Descrição das turbinas eólicas (tipos, classes, curvas de potência e outros);
- Descrição do layout do parque (micrositing).

Para essa análise da energia a ser gerada nesse parque eólico, utilizou-se para todos os cálculos a curva de potência descrita na seção 7.1.6, e uma distribuição de Weibull com fator de forma, $k = 4$ e fator de escala, $a = 9,9$ além de uma velocidade do vento média igual a 9 m/s.

Tabela 12 – Energia gerada no parque eólico de acordo com determinados parâmetros

Velocidade do vento [m/s]	Distribuição de Weibull	Potência [kW]	Energia Gerada [kW]
1	0,000416365	0	0
2	0,003325721	0	0
3	0,011148614	40	0,445945
4	0,025949272	119	3,087963
5	0,048772205	372	18,14326
6	0,078592225	723	56,82218
7	0,111240227	1189	132,2646
8	0,13918908	1789	249,0093
9	0,153326692	2422	371,3572
10	0,147031307	2817	414,1872
11	0,12071574	2958	357,0772
12	0,083093855	2992	248,6168
13	0,04678209	2999	140,2995
14	0,020944976	3000	62,83493
15	0,007227518	3000	21,68255
16	0,001857527	3000	5,57258
17	0,000342612	3000	1,027837
18	4,35786E-05	3000	0,130736
19	3,66307E-06	3000	0,010989
20	1,94473E-07	3000	0,000583
21	6,21596E-09	3000	1,86E-05
22	1,13724E-10	3000	3,41E-07
23	1,12935E-12	3000	3,39E-09
24	5,75769E-15	3000	1,73E-11
25	1,42173E-17	3000	4,27E-14
Total			2082,57
Total de energia gerada anual [MWh/ano]			18243,3

Considerando 5% de perdas por efeito esteira e mais 10% de perdas elétricas, obtêm-se os seguintes resultados, expostos nas Tabelas 13 e 14:

Tabela 13 – Fator de confiança dos aerogeradores escolhidos

Fator de Capacidade	Efeito Esteira	Perdas	P50	Incertezas	P90
0,694190456	5%	10%	0,590062	10%	0,51

Tabela 14 – Energia gerada pelos aerogeradores escolhidos

Energia líquida gerada por 10 aerogeradores [MWh/ano]	
P50	107.646,91
P90	93.868,10

- $P50 = \text{Fator de Capacidade} - \text{Efeito Esteira} \times \text{Fator de Capacidade} - \text{Perdas} \times \text{Fator de Capacidade}$
- $P75 = P50 - 0,67 \times \text{Incerteza} \times P50$
- $P84 = P50 - \text{Incerteza} \times P50$
- $P90 = P50 - 1,28 \times \text{Incerteza} \times P50$

Esses valores (P50, P75,..., P90) expressam a confiança a longo prazo dos valores apresentados, por exemplo, o P90 expressa 90% de confiança nos valores e por isso é menor que o P50.

7.1.9.2 Produção de Energia Fotovoltaica

A contratação de uma certificação de produção anual de energia também é de grande necessidade par o projeto solar.

Considera-se para o local uma Irradiação global horizontal (GHI) anual estimada de longo prazo de 2236 kWh/m², e um P50 de 70210 MWh de acordo com a tabela abaixo.

Tabela 15 – Tabela de estimativas mensais de produção de energia.

Estimativas de Produção de Energia, em MWh												
Mês / horas	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	2	16	22	8
06:00	138	110	144	158	170	140	138	166	212	266	254	200
07:00	354	314	386	382	400	356	356	416	466	526	496	436
08:00	558	506	600	556	576	530	532	626	674	738	704	652
09:00	698	642	740	676	708	642	670	772	790	844	818	786
10:00	746	718	786	696	760	680	738	812	810	858	828	844
11:00	752	708	768	654	732	674	764	802	786	842	794	808
12:00	746	702	720	632	720	672	736	778	780	834	774	770
13:00	680	658	674	592	644	608	674	738	752	770	706	694
14:00	560	548	558	492	534	484	550	600	604	608	544	548
15:00	382	382	400	338	338	330	370	404	392	380	330	348
16:00	184	186	190	134	130	140	150	172	156	120	102	136
17:00	8	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P50 Mensal	5806	5480	5970	5310	5712	5256	5678	6286	6424	6802	6372	6230
P50, em MWh. (Média considerando contrato de 20 anos)												70051

Tabela 16 - Resultados estimados para a UFV Filipe Dalmir

	Dados	Unidade	Projeto
Dados de Entrada	Irradiação Global Horizontal	kWh/m ² /ano	2236
	Irradiação Global em plano inclinado	kWh/m ² /ano	2238
	Temperatura Ambiente	°C	27
	Azimute	Graus	0
	Ângulo de Inclinação	Graus	10
	Potência de pico	kWp	40320
Fatores de Perdas	Horizonte	%	0
	Sombreamentos	%	0,6
	Sujeira	%	1,5
	IAM	%	2,9
	Irradiância	%	0,2
	Temperatura	%	9,1
	Qualidade do módulo	%	-0,2
	Degradação Induzida por Luz (LID)	%	2
	Incompatibilidade Elétrica (mismatch)	%	1
	Ôhmicas(DC)	%	1,1
	Inversor	%	3
	Elétricas	%	1,8
	Disponibilidade	%	1,5
Resultados	Fator de Produção	kWh/kWp	1741
	Energia Líquida	MWh/ano	70211
	Performance Ratio	%	77,8

A previsão de energia líquida apresentada acima representa a média de longo prazo, com 50% de nível de confiança, para a produção anual de energia do sistema fotovoltaico, sem considerar os efeitos da degradação do módulo, ou seja, P50.

Considerando uma incerteza 20 anos de 8.80%, podemos prever um P90 (Média 20 anos) de 63.272 MWh.

7.1.10 Estudos de viabilidade econômica

Os pontos centrais a serem levantados neste estudo são: investimentos, CAPEX, OPEX, custo da dívida, custo do capital próprio, nível de alavancagem financeira, TIR, e qualquer outra premissa importante o suficiente para impactar no preço mínimo.

O primeiro passo é montar um fluxo de caixa determinístico do projeto considerando uma inflação de 4.5 % ao ano.

7.1.10.1 Cotação do Capex (Capital Expenditure)

No caso de projeto eólico, por exemplo, o investimento inicial no parque, que representa 75-80% dos custos totais inclui os estudos para implantação do parque, medições anemométricas, consultoria, turbinas, fundações, construção de estradas, conexão à rede, sistemas elétricos e de controle, licenciamento ambiental, entre outros.

A parte mais importante dos custos de investimento para um projeto de energia eólica é o equipamento, especialmente as turbinas, que geralmente representam 64% dos custos totais de investimento. Segue abaixo, duas tabelas para exemplificar o investimento inicial de um projeto como tal como o do presente estudo.

Tabela 17 – Exemplo típico de Capex eólico

Item		Preço em Real
1	Equipamentos e Obras	R\$ 134.462.771,82
1.1	Aerogeradores (Incluindo Transporte, instalação e comissionamento)	R\$ 118.100.158,28
1.2	Infraestrutura Civil	R\$ 14.268.566,27
1.3	Infraestrutura Elétrica	R\$ 1.094.047,27
2	Custos de Desenvolvimento Interno (não foram considerados)	-
3	Custos de Desenvolvimento Externo	R\$ 4.060.087,87
4	Seguro Garantia	R\$ 336.156,93
5	Custos de Due-Diligence	R\$ 200.000,00
6	Contingências de Equipamentos e Obras	R\$ 2.689.255,44
Total		R\$ 141.748.272,06

Tabela 18 – Exemplo típico de Capex solar

DESCRIÇÃO	Valor Total [R\$]
CUSTOS DIRETOS	R\$ 131.568.419,34
Projetos Executivos	R\$ 1.000.020,00
Mobilização e Instalações Temporárias	R\$ 3.561.825,00
Obras Cíveis	R\$ 6.762.109,65
Fornecimento de Equipamentos	R\$ 97.292.345,64
Módulos Fotovoltaicos	R\$ 63.317.336,94
Centros de Transformação e String Box	R\$ 15.976.699,33
Estruturas de suporte dos módulos	R\$ 12.043.655,00
Materiais e Equipamentos Eletromecânicos	R\$ 5.954.654,38
Montagem Eletromecânica	R\$ 9.728.896,34
Outros Fornecimentos e Montagens	R\$ 3.314.460,75
Subestação	R\$ 7.406.245,00
Linha de Transmissão	R\$ 1.408.893,75
Comissionamento e <i>start-up</i>	R\$ 327.099,60
Serviços adicionais	R\$ 88.589,48
Sobressantes	R\$ 677.934,13
CUSTOS DO PROPRIETÁRIO	R\$ 9.792.812,54
Projetos, Consultorias e Serviços de Campo	R\$ 605.000,00
Meio Ambiente	R\$ 1.791.600,00
Patrimônio Imobiliário	R\$ 189.000,00
Engenharia do Proprietário e Gerenciamento Energisa	R\$ 2.890.208,00
Contingências	R\$ 4.034.846,40
Seguros (0,2% do CAPEX)	R\$ 282.158,15
TOTAL DO ORÇAMENTO *	R\$ 141.361.231,88

Para o projeto solar, por exemplo, conclui-se que o ideal seria o projeto ter investimentos totais da ordem de 4.712,041 R\$/kW, o que daria um total de R\$ 141.361.231,88.

7.1.10.2 Cotação do Opex (Operational Expenditure)

Os custos operacionais e de manutenção, custos de O&M, foram estimados como nas tabelas abaixo.

Tabela 19 – Exemplo típico de Opex eólico

Item	Descrição	Preço em Real
1	O&M - Fixo	R\$ 81.298,00
2	ANEEL (Taxas)	R\$ 4.452,00
3	Custos Administrativos	R\$ 12.631,00
4	Seguros	R\$ 5.852,00
5	Custos Fundiários	R\$ 10.217,00
6	Custos de Transmissão e Conexão	R\$ 37.066,00
Total		R\$ 151.516,00

Tabela 20 – Exemplo típico de Opex solar

Item	Descrição	Valor Anual
1	PESSOAL	R\$ 519.300,00
1.1	Despesas com pessoal	R\$ 519.300,00
2	MATERIAL	R\$ 224.300,00
2.1	Limpeza dos módulos FV	R\$ 24.000,00
2.2	Roçagem e poda de vegetação	R\$ 14.400,00
2.3	Troca e reparo de peças e componentes	R\$ 60.000,00
2.4	Aquisição e reposição de ferramentas	R\$ 5.000,00
2.5	Aferição de equipamentos	R\$ 10.500,00
2.6	Sobressalentes	R\$ 90.000,00
2.7	Consumíveis	R\$ 6.000,00
2.8	Veículos	R\$ 14.400,00
3	SERVIÇOS	R\$ 1.306.700,00
3.1	O&M Módulos e Estruturas (preventiva)	R\$ 972.000,00
3.2	O&M Módulos e Estruturas (corretiva)	
3.3	O&M Inversores (preventiva)	
3.4	O&M Inversores (corretiva)	
3.4	O&M Inversores (substituição peças e componentes)	
3.5	O&M BOP Elétrico (CC, CT, MT, SE, LT) - preventiva	
3.6	O&M BOP Elétrico (CC, CT, MT, SE, LT) - corretiva	R\$ 180.000,00
3.7	O&M Limpeza, conservação e vigilância	
3.8	O&M do Sistema de Medição de Faturamento	
3.9	O&M de estações solarimétricas	
3.10	Link de comunicação (ONS, CCEE, COS)	
3.11	Gerenciamento ESOL	
3.12	Programas e ações ambientais	R\$ 50.000,00
4	OUTROS	R\$ 138.926,00
4.1	Arrendamento **	R\$ 96.000,00
4.2	Seguros (Risco Operacional)	R\$ -
4.3	Contingência (2%)	R\$ 42.926,00
	TOTAL	R\$ 2.189.226,00

Os valores fixados são uma estimativa das despesas ao longo da vida útil do parque (20 anos). Mas no fluxo de caixa, este valor aumenta ao longo do período devido à inflação.

7.1.10.3 Despesas Financeiras

O BNDES financiará 70% do complexo a uma taxa de juros de 9,0% a.a. (Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP mais o spread básico e o spread de risco ao ano), com amortização constante de 14 anos. O período de carência é de 6 meses após o início da operação.

O complexo estará isento de PIS/Pasep e Cofins nas importações e nos investimentos e serviços adquiridos. Há isenção de ICMS sobre os equipamentos e de IPI sobre aerogeradores, os quais representam uma boa economia no custo dos equipamentos do projeto eólico.

7.1.10.4 Resultados: exemplo parque eólico

Após ser apurada a geração de energia em cada ano de vida do parque, o faturamento do parque reflete a multiplicação de energia comprometida e dos desvios de produção a serem ressarcidos, pelos preços aplicáveis a cada uma dessas faixas de geração conforme as regras de contabilização do Leilão onde o projeto vendeu sua energia.

Foi considerado um por meio de um contrato de compra e venda de energia de longo prazo (PPA) de 180,00 R\$/MWh e os valores de produção e perdas já mostrados .

Utilizando uma interface financeira e introduzindo os dados especificados durante o capítulo, obtiveram-se os seguintes resultados, expostos na Tabela 21.

Tabela 21 – Resultados principais

Resultados Principais – UEE Filipe Dalmir	
TIR DDM (BRL Nom) - P90	19,20%
TIR DDM (BRL real) - P90	IPCA + 10,98%
Long Term Loan (R\$ MM)	99,4
Long Term Loan (%Total)	70%
Bridge Loan (R\$ MM)	34,08
Bridge Loan (%Dívida LT)	24,00%
Equity (R\$ MM)	42,6
Equity (%Total)	30%
Capex total (R\$ MM)	142

- TIR DDM (BRL Nom) – Taxa interna de retorno nominal pelo modelo de desconto de dividendos, na moeda corrente brasileira (R\$);
- TIR DDM (BRL real) - Taxa interna de retorno real pelo modelo de desconto de dividendos, na moeda corrente brasileira (R\$);
- Long Term Loan (R\$ MM) – Empréstimo a longo prazo, em milhões de reais;
- Long Term Loan (% Total) – Empréstimo a longo prazo, em valor percentual;
- Bridge Loan (R\$ MM) – Empréstimo ponte, em milhões de reais. É o valor para agilizar a realização de investimentos por meio da concessão de recursos no período de estruturação da operação de longo prazo.
- Bridge Loan (% Dívida LT) – Empréstimo ponte em valor percentual da dívida;
- Equity (R\$ MM) – Capital próprio, em milhões de reais;
- Equity (%Total) – Capital próprio, em valor percentual;
- Capex Total (R\$ MM) – Capex Total do investimento, em milhões de reais.

Portanto obteve-se uma TIR de 19,2%, o que transforma o projeto em um investimento bastante lucrativo.

Utilizando-se um empréstimo ponte de 24% do Capex total, consegue-se diminuir a quantidade de capital próprio a ser colocado no projeto antes do primeiro desembolso do BNDES.

7.1.11 Assinatura de pré-acordos

Por segurança do empreendedor e também para conseguir fazer todas as análises de produção e viabilidade financeira de forma correta, é fundamental que o empreendedor já tenha assinado um pré-acordo com todos os fornecedores antes de entrar no Leilão de venda de energia.

Isso permitirá muito mais confiança na hora de tomar as decisões relacionadas com a quantidade de energia a ser vendida e ao preço que irá ser ofertado.

7.1.12 Participação em Leilão para venda de Energia

Para se cadastrar em um Leilão de venda de energia da EPE é necessária a elaboração de uma documentação específica. A seguir realiza-se a citação dos documentos mais importantes, mas a relação completa é encontrada nos anexos 1 e 2.

Ficha de Dados

A Ficha de Dados é o documento que apresenta os dados técnicos, cronograma, orçamento e características operacionais do empreendimento.

Ela é gerada automaticamente através Sistema AEGE, que se encontra disponível no site da EPE.

Registro na ANEEL

Conforme o art. 1º da Portaria MME nº 21/2008, para fins de habilitação técnica pela EPE os empreendedores interessados em participar nos leilões deverão estar registrados na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Para conseguir esse registro, o empreendedor tem que encaminhar outra série de documentos para a ANEEL, como pode ser visto na resolução normativa 391 de 15 de dezembro de 2009.

Termo de Ciência ou Termo de Concordância (Projetos Eólicos)

Os parques eólicos devem ficar afastados uns dos outros para que uma usina não gere turbulência para outra, causando perda de energia cinética e vibração das pás, causando mais manutenção nas torres.

Com isso, considera-se "região de interferência" a região que dista de 20 vezes a altura máxima da pá, considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10%, de acordo com Resolução Normativa ANEEL nº 391, de 15/12/2009.

No decorrer da análise pela EPE, caso seja identificado que algum Aerogerador do parque eólico esteja na "região de interferência", conforme descrito acima, provocada por outro parque cadastrado no mesmo leilão ou vendedor em leilões anteriores, será solicitado um Termo de Ciência, que deverá ser assinado pelo representante legal do parque eólico, declarando ter conhecimento do possível efeito esteira sofrido e concordando que essa interferência será considerada na previsão de produção de energia.

Sendo identificado que a "região de interferência" de algum Aerogerador do parque eólico abrange aerogeradores de parques eólicos vizinhos autorizados pela ANEEL ou pelo MME, ou daqueles que se sagraram vencedores em leilões anteriores, será solicitado um Termo de Concordância a ser

apresentado pelo empreendedor interessado na Habilitação Técnica, assinado pelo representante legal do parque eólico autorizado (ou vendedor em leilão anterior), declarando nada ter a opor, no presente ou no futuro, com relação à implantação do novo parque eólico, em especial quanto a impactos na capacidade de produção de energia do seu parque.

Alternativamente, poderá ser apresentado um Relatório Técnico, emitido por certificador independente e com a qualificação prevista no § 3º do art. 6º-A da Portaria MME nº 21/2008, comprovando a não interferência.

7.1.13 Assinatura do contrato de compra e venda de energia – PPA

Os projetos de geração de eletricidade têm a finalidade de vender a energia gerada por meio de PPA (Power Purchase Agreement – Compra e venda de energia) obtidos através de participação em leilões de energia, no âmbito do ACR ou através do ACL, como foi abordado nas seções 2.5.2.1 e 2.5.2.2 deste trabalho.

No panorama atual do mercado de energia no Brasil, a solução mais simples para uma empresa independente tornar um projeto viável e obter financiamento é conseguir um PPA, com a participação em leilões de energia. Uma vez o empreendimento cadastrado e habilitado inicia-se a análise financeira, como foi visto na seção 7.1.10.

Com esses estudos, que são refinados ao longo do desenvolvimento do projeto, pode-se elaborar um plano de negócios (*Business Plan*), que servirá de referência para solicitar financiamento do projeto, tanto para bancos quanto para investidores.

Esta análise permite o empreendedor obter o preço da energia a ser comercializada por megawatt e as empresas com os menores valores vencem o leilão de energia.

Após a venda de energia no Leilão o empreendedor obtém a Outorga, permissão para implantação do empreendimento, e com ela em mãos pode escolher antecipar as obras e vender a energia gerada no ACL e a excedente no Mercado de Curto Prazo.

7.2 Fase de desenvolvimento avançado

7.2.1 Obtenção de licença de instalação

A Licença de Instalação (LI) autoriza o início da implantação do empreendimento, de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes;

Pode ser vista no anexo 3 a relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Instalação no Rio Grande do Norte.

7.2.2 Obtenção da Licença de Supressão Vegetal

Qualquer atividade que envolva a supressão de vegetação nativa depende de autorização, seja qual for o tipo da vegetação e o estágio de desenvolvimento.

Pode ser vista no anexo 4 a relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Supressão Vegetal no Rio Grande do Norte.

7.2.3 Liberação fundiária da linha de transmissão

É necessária a liberação das áreas necessárias à implantação das linhas de transmissão, sendo essas o objeto de Contrato de Servidão Administrativa de Passagem ou, em determinados casos, Escrituras Públicas de Servidão de Passagem. É pago, a título de indenização, valor estipulado em contrato com base na terra nua e nas benfeitorias nela implementadas, para a área destinada à faixa de servidão de Passagem. Tal valor baseia-se em análise preliminar, sendo, posteriormente, formalizadas através de laudos de avaliação.

Pra o projeto deste trabalho, seria necessária uma linha de transmissão de aproximadamente 50 km, o que tornaria esta etapa bastante desafiadora.

7.2.4 Elaboração do projeto básico civil e elétrico

O projeto básico constitui diversos mapas e plantas que tem o objetivo de planejar e projetar o projeto como um todo ainda em suas fases iniciais, ou seja, antes da necessidade de se ter um projeto executivo consolidado já com as diretrizes de construção.

Segue abaixo uma listagem com os principais elementos que compõem um projeto básico civil e elétrico de um projeto como o estudado neste trabalho.

❖ **Mapa de Localização e Acessos:**

- Layout de Implantação;
- Mapa de Supressão Vegetal;
- Localização das Reservas Legais;
- LT até Mossoró II.

❖ **Estudos Geotécnicos;**

❖ **Projeto Básico Civil:**

- Situação e Localização;
- Seções Transversais;
- Perfis Longitudinais;
- Planta de Estradas;
- Seções dos caminhos e acessos;
- Planta de Situação e Localização do Canteiro, Usina e Estocagem;
- Detalhe de plataforma de montagem;
- Planta de Drenagem;
- Detalhe dos dispositivos drenantes;
- Planta Usina de Concreto;
- Projeto hidros sanitário da usina de concreto;
- Planta Canteiro de Obras;
- Projeto hidrossanitário do canteiro de obras;
- Tabela de quantitativos.

❖ **Projeto Básico Elétrico:**

- Diagrama Unifilar da Rede Interna;
- Bay de conexão com a SE Mossoró II:
 - Arranjo Geral e cortes;
 - Diagrama unifilar simplificado;
 - Diagrama unifilar de proteção e medição.
- Linha de Transmissão (LT);

- Traçado Preliminar;
- Planta e Perfil preliminar;
- Subestação Elevadora;
- Arranjo Geral e cortes;
- Diagrama unifilar simplificado;
- Diagrama unifilar de proteção e medição.

7.2.5 Obtenção do parecer de acesso

O livre acesso, instituído pela Lei nº 9.074/95 e pela Lei nº 9.648/98, é o direito de qualquer agente ou consumidor livre de se conectar e fazer uso do sistema elétrico mediante o ressarcimento dos custos envolvidos, independentemente da comercialização de energia. O livre acesso é um instrumento básico à efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica.

Cabem ao ONS, pela Lei nº 9648/98, Decreto 2655/98 e Res. ANEEL no 281/99, a definição das condições de acesso à Rede Básica e a contratação do seu uso.

O Módulo 3 dos Procedimentos de Rede – Acesso aos Sistemas de Transmissão, estabelece as instruções e os procedimentos para o acesso à Rede Básica, compreendendo a conexão e o uso.

Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso

A solicitação de acesso é o requerimento que, acompanhado de dados, estudos preliminares de acesso e informações sobre o empreendimento objeto do acesso, deve ser apresentado pelo acessante ao ONS, para que sejam definidas as condições de acesso visando à sua contratação.

O acesso deve ser solicitado ao ONS ou à concessionária de transmissão fisicamente acessada, caso a conexão pretendida seja à Rede Básica, ou à distribuidora se a conexão for à rede de distribuição ou nas DITs – Demais Instalações de Transmissão.

O documento que consolida e estabelece as condições de acesso é o Parecer de Acesso, cuja responsabilidade de emissão é do ONS.

Por condições de acesso, dentre outras, entende-se aquelas relacionadas às ampliações e reforços necessários na rede elétrica para acomodar o acesso solicitado, os prazos necessários para sua implantação, as limitações, as ressalvas, os requisitos técnicos a serem observados quanto à medição, proteção, telessupervisão, relacionamento operacional, entre outros.

7.2.6 Obtenção das Licenças de Operação

A Licença de Operação (LO) é concedida após as verificações necessárias, para facultar o início da atividade requerida e o funcionamento de seus equipamentos de controle de poluição, de acordo com o previsto nas licenças prévia e de instalação.

Pode ser vista no anexo 5 a relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Operação no Rio Grande do Norte.

7.3 Fase de construção

7.3.1 Construção da infraestrutura civil

Seguem abaixo as etapas necessárias para a construção da Infraestrutura Civil:

- Elaboração dos projetos executivos;
- Mobilização dos equipamentos e canteiro de obra;
- Supressão da Vegetação;
- Construção dos acessos e plataformas;
 - ✓ Terraplenagem;
 - ✓ Pavimentação;
 - ✓ Implantação do sistema de drenagem;

- Execução das fundações;
 - ✓ Locação Topográfica;
 - ✓ Teste de resistência do Solo;
 - ✓ Estaqueamento - estacas hélice contínuas;
 - ✓ Realização do teste de Integridade das estacas (PIT) e Prova de carga estática (PCE);
 - ✓ Escavação e a conferencia da cota para implantação do bloco da fundação;
 - ✓ Concretagem do concreto de regularização - concreto magro;
 - ✓ Lançamento dos cabos de aterramento;
 - ✓ Montagem dos inserts e da armadura da base;
 - ✓ Montagem das formas metálicas;
 - ✓ Concretagem do Bloco da Fundação;
 - ✓ Cura química e úmida;
 - ✓ Desforma;
 - ✓ Reaterro.

7.4 Construção da infraestrutura elétrica

- ❖ **Elaboração dos projetos executivos;**
- ❖ **Mobilização dos equipamentos e canteiro de obra;**
- ❖ **Montagem da Rede Subterrânea de Média Tensão:**
 - Escavação;
 - Lançamento de cabos;
 - Execução das terminações e conexões;
 - Instalação das proteções mecânicas e Sinalizações;
 - Caixas de passagem para FO em anel de concreto pré-moldado;
 - Reaterro das Valas;
 - Instalação de marcos de concreto de sinalização;
- ❖ **Montagem da Subestação:**
 - Locação da obra;
 - Execução das Bases de concreto armado;
 - Execução das Canaletas;
 - Drenagem;
 - Malha de aterramento;
 - Montagem estruturas dos pórticos e dos equipamentos;

- Montagem equipamentos e sistemas;
- Montagem dos equipamentos na Casa de comando;
- Montagem elétrica;
- Comissionamento;
- Energização;
- ❖ **Montagem da linha de transmissão:**
 - Desmatamento de faixa e locação de estruturas;
 - Fundações das torres;
 - Montagem de torres;
 - Montagem de isoladores;
 - Lançamento e grampeamento de cabos para raios e condutor;
 - Sinalização das estruturas e fusão de fibra ótica;
 - Comissionamento;
 - Energização;
- ❖ **Montagem do Bay de conexão Mossoró**
 - Terraplenagem;
 - Locação da obra;
 - Execução das Bases de concreto armado;
 - Execução das Canaletas;
 - Drenagem;
 - Malha de aterramento;
 - Montagem Eletromecânica;
 - Montagem estruturas dos Pórticos e equipamentos
 - Montagem equipamentos e sistemas
 - Montagem dos equipamentos de pátio
 - Montagem das tubulações
 - Montagem rede aérea de Alta Tensão
 - Montagem sistema de iluminação / Comunicação
 - Lançamento dos cabos de média tensão do lado pátio
 - Montagem dos equipamentos na Casa de comando
 - Montagem dos cubículos, dos painéis de comando, proteção e controle
 - Lançamento dos cabos de média tensão do lado casa de comando
- ❖ **Montagem elétrica**
 - Lançamento de Cabos
 - Execução das terminações e conexões
 - Conexão dos aterramentos
- ❖ **Comissionamento**

7.4.1 Montagem dos aerogeradores

- Pré-montagem dos segmentos da torre;
- Montagem das Torres;
- Içamento da Naceles;
- Tensionamento do cabeamento;
- Montagem das pás;
- Içamento das pás;

- Cabeamento de energia;
- Comissionamento;
- Testes;

7.4.2 Montagem dos Módulos Fotovoltaicos

- Montagem das Estruturas
- Montagem dos Módulos
- Montagem dos Inversores
- Montagem dos Transformadores
- Cabeamento de energia
- Comissionamento
- Testes

8. Considerações Finais

Neste projeto, apresentaram-se os principais conceitos utilizados para aplicar a um típico projeto de engenharia destinado a um estudo preliminar de implantação de uma usina eólica e solar fotovoltaica.

Os fundamentos básicos de geração da energia elétrica através da energia eólica e energia fotovoltaica foram abordados, desenvolveu-se um projeto teórico de um complexo eólico-fotovoltaico no estado do Rio Grande do Norte e foi estudada a viabilidade econômica dele para participar de leilões de energia. Vale ressaltar que embora tenha sido um projeto teórico, os valores utilizados não são tão discrepantes daqueles que se verificam na prática tendo como referência o ano de realização deste trabalho, o que dá subsídio para afirmar, portanto, que há viabilidade técnico-econômica para implantação da central de geração de energia eólico-solar a ser introduzida na rede básica, aumentando a relevância deste trabalho, principalmente em caso do leitor ter interesse em mais profundamente estudar algum ponto específico abordado.

Como foi visto ao longo do trabalho, ratifica-se que o momento é propício para investimentos na geração de energia elétrica através de fontes renováveis, principalmente quando se tratando da energia eólica e da energia solar fotovoltaica, cuja inserção no mercado de energia começa a ser sedimentada de forma mais significativa, principalmente após o LER 2014.

Contudo, o investimento em fontes renováveis é de uma complexidade maior que o das fontes convencionais, dependendo de muitas variáveis, investimentos iniciais altos e compromissos longos (20 anos de contrato no ACR), conforme foi abordado nos capítulos anteriores. Além disso, apesar da disponibilidade de terras no Brasil ainda ser grande, os locais onde o vento é considerado competitivo para os padrões atuais estão cada vez mais escassos. A tendência, portanto, é que as tecnologias continuem avançando e os benefícios governamentais continuem para que os projetos com ventos com menor potencial de geração possam se tornar competitivos no futuro.

Esse aspecto não chega a ser tão relevante para usinas fotovoltaicas, que parecem ter um futuro menos nebuloso, dependendo apenas de preços mais competitivos para os seus equipamentos. A expectativa atual é que em 2020, o BNDES aplique para os módulos fotovoltaicos, as mesmas premissas que são utilizadas hoje para os aerogeradores a respeito dos empréstimos.

Destarte, pretende-se aplicar, quer seja no ambiente acadêmico quer seja no ambiente profissional, todos os conhecimentos adquiridos ao longo dos estudos necessários para a conclusão deste presente trabalho, uma vez que os dois alunos responsáveis por esse trabalho estão inseridos no mercado de geração de energia elétrica, havendo grande perene interesse de atuar permanentemente neste setor.

9. Referências Bibliográficas

ABEEOLICA – Disponível em : <www.abeeolica.org.br>, Acessado em 23 de junho de 2015.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>.

ACKERMANN, T., "Wind Power in Power Systems", 1ª edição, John Wiley & Sons, 2005.

ALDABÓ, R. Energia Eólica. São Paulo: Artliber Editora, 2002.

AMARANTE, O.A.C.; ZACK, J. ; BROWER, M. ; DE SÁ, A.L., "Atlas de Potencial Eólico Brasileiro", CEPEL, 2001.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 de junho de 2015.

ANTUNES, F. C.; MOREIRA FILHO, L. A. Etapas de Desenvolvimento de Um Gerador Eólico de 24 kW. Anais do 15o Encontro de Iniciação Científica e Pós-Graduação do ITA. São Paulo, 2009.

Autodesk Knowledge Company, Disponível em: <http://knowledge.autodesk.com/>>. Acessado em 21 de março de 2015

AUTODESK: <<http://knowledge.autodesk.com/>>, acessado em abril de 2015.

AWEA - American Wind Energy Association. Disponível em: http://www.awea.org/pubs/factsheets/Reliability_Factsheet.pdf. Acesso em 03 de abril de 2015.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. 2003, p. 28.

Barbosa, A.C. Disponível em: <<http://www.cin.ufpe.br/~if717/slides/pmbok-comunicacao.pdf>>. Acesso em: 01 de junho de 2015.

BEN - Balanço Energético Nacional. Balanço Energético Nacional 2014 (ano base: 2013). Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2014.

BNDES, Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>, Acessado em 12 de abril de 2015

BOGGA, WIND POWER. Disponível em: <http://www.boggawind.com/vision.html>. Acessado em junho de 2015.

BRASIL.GOV.BR. Panorama Nacional. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/setor-eletrico>>. Acessado em 23 de maio de 2015

BRASIL.GOV.BR.Distribuição. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/setor-eletrico/distribuicao>>. Acessado em 12 de abril de 2015.

Canal Energia – Disponível em: www.canalenergia.com.br, Acessado em 25 de maio de 2015

CCEE, 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acessado em junho de 2015.

CCEE, Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em 24 de junho de 2015

CENTRAIS ELÉTRICAS.- Disponível em: <<http://centraiseletricas.wordpress.com/energia-eolica/>>. Acesso em 04 de junho de 2015.

CEPEL; CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Edição Revisada e Atualizada, Rio de Janeiro, Março 2014.

CRESESB- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlaseolicobrasil/atlas.htm>>. Acesso em 01 de maio de 2015.

CUSTÓDIO, R. S. Energia Eólica Para Produção de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

ELETOBRAS. Quem somos. Disponível em: <<http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMIS482AEFCFPTBRIE.htm>>. Acessado em 14 de junho de 2015.

ENERCON. Disponível em <www.enercon.com>. Acesso em 01 de junho de 2015.

EPE, Nota técnica. Análise da inserção da Geração na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro, maio de 2012.

EPE, Nota técnica. Leilão de energia de reserva de 2014. Participações dos empreendimentos solares fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, novembro de 2014.

EPE, ONS. Leilão A-3/2015: Topologia, Premissas E Critérios Para O Cálculo Da Capacidade De Escoamento De Energia Elétrica Pela Rede Básica, DIT E ICG, janeiro de 2015

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em 14 de abril de 2015.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. World’s solar photovoltaic capacity passes 100-gigawatt landmark after strong year. Press Release 2013. Disponível em: <<http://www.epia.org/>>

European Commission. PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System. Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit, 2013. Disponível em: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>>

F. Rüncos, R. Carlson, P. Kuo-Peng, H. Voltolini and N.J. Batistela, Geração de energia eólica – Tecnologias atuais e futuras, (2005).

FELTES, J. W. Case Studies of Wind Park Modeling

GREENPEACE. Mudanças do Clima, Mudanças de Vidas - Como o aquecimento global já afeta o Brasil. Greenpeace Brasil, 2006.

GTM RESEARCH – GTM Research: Yingli gain crown as top producer in a 36 GW global PV market. 2013. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/Yingli-Gains-Crown-As-Top-Producer-in-a-36-GW-Global-PV-Market>>; maio de 2013.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Energy Outlook 2010. Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?id=168>>. Acesso em: 01 de junho de 2015.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Energy Outlook 2012. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf>. Acesso em: 01 de maio de 2015.

IDEMA, Disponível em: <<http://www.idema.rn.gov.br/>>. Acessado em 12 de abril de 2015

IEA - International Energy Agency. Key World Energy Statistics. Paris: International Energy Agency, 2010

IEA - International Energy Agency. Key World Energy Statistics. Paris: International Energy Agency, 2014

INFOLEILÃO; CCEE, Infoleilão nº009, Edição sobre o 6º Leilão de Energia de Reserva,. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/leilao/documents/conteudoccee/ccee_321418.pdf> . Outubro de 2014.

JOÓS, Geza. Wind Turbine Generator Low Voltage Ride through Requirements and Solutions

LABORATÓRIO, SOLAR FOTOVOLTAICO, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, maio de 2011. Disponível em: <http://www.ufjf.br/labsolar/2011/05/26/condicionamento>. Acesso em fevereiro de 2015.

MARKVART, T., CASTAÑER, L. Practical handbook of photovoltaics fundamentals and application. Elsevier,2003. 984 p.

Material sobre Aerogeradores, Disponível em: <www.aerogeradores.org>. Acessado em 02 de maio 2015.

MB SOLAR: <http://www.mbsolar.net/home/>, acessado em março de 2015.

MELO, M. S.M., Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012. Disponível em <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/marcelo_melo.pdf>. Acesso em: 23 de maio de 2015.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Mercado, física e processamento de células solares. Metarlugia de Materiais, v.61, n.557, 2005. p.394-397.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. Reference solar spectral irradiance. Air mass 1.5. Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>. Acesso em: agosto,2012.

ONS, Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acessado em 12 de abril de 2015

P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery and Drive Systems (2nd Ed.). New Jersey: IEEE Press, 2002.

PEREIRA, A., Incertezas em Projeto de Parques Eólicos, (Natal, 2010).

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. e RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. INPE, 2006.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W.N. Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia. 1. Ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PRADO, G. S., Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em Centrais de Geração Eólica. São Paulo, 2015.

RENOENERGY. Sistemas de Energias Renováveis. Disponível em: <<http://www.renovenergy.pt/eolica.html>>. Acesso em 15 de abril de 2015.

SCHIEINTECK-CHAVES, P., The Modern Portfolio Theory Applied to Wind Farm Financing, (Oldenburg, Alemanha, 2011).

SEMPRINE, C. G; LEITE, P. A. P. Análise e aplicação dos fundamentos para execução do projeto básico eólico: estudo de caso – 2014.

SODA-IS, Solar Data, disponível em: <http://www.soda-is.com/eng/map/maps_for_free.html>. Acesso em: junho de 2012.

Solar Energy Services for Professionals, Disponível em: <http://www.soda-is.com/eng/map/maps_for_free.html>. Accessed em 23 de Junho de 2015

TAYLOR, D. Wind energy. In: BOYLE, G. (Ed.). Renewable energy: power for a sustainable future. Oxford: Oxford University Press, 1996.

TRENBERTH, K.E.;FASULLO, J.T.,KIEHL, Earth's global energy budget. Bulletin of the American Meteorological Society. Março de 2009. Disponível em: <http://www.cgd.ucar.edu/cas/Trenberth/trenberth.papers/TFK_BAMS09.pdf>; Acesso em: junho de 2014.

WIND TURBINE, disponível em: <http://www.mechanicalengineeringblog.com/1782-introduction-to-wind-turbine-wind-turbine-design-wind-turbine-technology/>. Acessado em maio de 2015.

Anexo 1 – Modelo De Requerimento de Cadastramento E Habilitação Técnica De Empreendimentos Eólicos*(Papel timbrado do empreendedor)*

(local e data)

À EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE
Avenida Rio Branco nº 1, 11º Andar
CEP: 20090-003 - Rio de Janeiro - RJ
Diretoria de Estudos de Energia Elétrica
At : José Carlos de Miranda Farias
Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Assunto: Leilão : XX/ 20.... - Cadastramento para fins de Habilitação Técnica**Referência: EOL** *(nome do empreendimento)*

A *(nome da razão social do empreendedor)*, com CNPJ nº *(informar o nº)*, localizada na *(informar o endereço, município, CEP e UF)* vem, por meio de seu representante legal, *(nome completo do representante legal)*, requerer de V.Sª. o Cadastramento e a Habilitação Técnica do empreendimento eólico *(informar o nome da EOL)*, com a finalidade de participar do leilão de compra de energia a ser realizado em conformidade com a Portaria MME nº *(informar o nº e data)*.

Em atendimento às INSTRUÇÕES PARA SOLICITAÇÃO DE CADASTRAMENTO E HABILITAÇÃO TÉCNICA COM VISTAS À PARTICIPAÇÃO NOS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA EMPREENDIMENTOS EÓLICOS, anexamos à presente solicitação uma via dos documentos abaixo relacionados:

- Anexo 1 – Registro da ANEEL (ou Protocolo);
- Anexo 2 – Memorial Descritivo do Projeto;
- Anexo 3 – Licença Ambiental (ou Protocolo);
- Anexo 4 – Parecer de Acesso (ou protocolo);
- Anexo 5 – Ficha de Dados;
- Anexo 6 – Certificado de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;
- Anexo 7 – Direito de Usar ou Dispor do Local da EOL e seus anexos;
- Anexo 8 – Declaração para fins de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Eólicos;
- Anexo 9 – Declaração de Participação no ICG;
- Anexo 10 – Estudos Ambientais.

Além disso, conforme item [5.14](#) das referidas Instruções, anexamos também um DVD contendo a pasta nº 1, com a gravação dos anexos de 1 a 9, e a pasta nº 2, contendo a gravação do Anexo 10 - Estudos Ambientais.

Informamos que o Interlocutor junto à EPE, responsável pelo envio e recebimento de informações e/ou correspondências, bem como para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários, será o Senhor(a) *(informar a mesma pessoa declarada no Sistema AEGE)*, cujos telefones, fax e e-mail são aqueles declarados no Sistema AEGE.

Declaramos ainda que o endereço para envio de correspondência é o mesmo endereço constante da guia "Outorgas" do Sistema AEGE.

Atenciosamente,

 (cargo)

Assinatura do Representante Legal (com reconhecimento de firma)

Anexo 2 – Modelo de Requerimento de Cadastramento e Habilitação Técnica e Empreendimentos Fotovoltaicos

(Papel timbrado do empreendedor)

(local e data)

À EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE
Avenida Rio Branco nº. 1, 11º Andar
CEP: 20090-003 - Rio de Janeiro - RJ
Diretoria de Estudos de Energia Elétrica
At : José Carlos de Miranda Farias
Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Assunto: Leilão : XX/20....- Encaminhamento Documentos Complementares

Referência: UFV (*nome empreendimento*) – **Processo:xxx-xxx** (*nº processo emitido no cadastramento*)

A (*nome da razão social do empreendedor*), vem, por meio de seu representante legal ou interlocutor, (*nome completo do representante legal ou interlocutor*), encaminhar a documentação complementar relacionada abaixo, a ser anexada ao processo em referência:

----- (*Listar abaixo apenas os Anexos da documentação que está sendo encaminhada*) -----

Anexo 1 – Registro da ANEEL;
Anexo 2 – Memorial Descritivo do Projeto;
Anexo 3 – Licença Ambiental (ou Protocolo);
Anexo 4 – Parecer de Acesso (ou protocolo);
Anexo 5 – Ficha de Dados;
Anexo 6 – Certificação dos Dados Solarimétricos e Produção de Energia;
Anexo 7 – Direito de Usar ou Dispor do Local da UFV e seus anexos;
Anexo 8 – Declaração para fins de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Fotovoltaicos;
Anexo 9 – Estudos Ambientais.

Além disso, conforme item [5.12](#) das Instruções, anexamos também um DVD contendo a documentação acima.

Atenciosamente,

(cargo)

Assinatura do Representante Legal ou Interlocutor

Anexo 3 – Relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Instalação no Rio Grande do Norte

Governo do Estado do Rio Grande do Norte
Secretaria de Estado de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos

RELAÇÃO DE DOCUMENTOS BÁSICOS PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Atividade / Empreendimento: **Geração de Energia Elétrica** Licença: **LI**

- ☐ Requerimento de Licença – Modelo Idema;
- ☐ Licença anterior;
- ☐ Todos os documentos exigidos nos condicionantes da licença anterior;
- ☐ Projeto do empreendimento acompanhado do Memorial Descritivo de funcionamento, plantas, cortes e detalhes, conforme Instruções Técnicas emitidas pelo Idema;
- ☐ Planta com informações relativas à rede de coleta de águas pluviais, mostrando os locais de disposição final dessas águas, (apenas nos casos de **parque eólico e solar e usina termoeletrica**);
- ☐ Cronograma físico de implantação do empreendimento;
- ☐ Anotações de Responsabilidade Técnica (ART) de todos os projetos (ambiental, engenharia);
- ☐ Publicação do Pedido de Licença, conforme modelo Idema;
- ☐ Guia de Recolhimento devidamente quitada.

Observações:

- A não apresentação de algum dos documentos relacionados acima, por não se aplicar tecnicamente ao empreendimento em análise ou por já haver sido apresentado ao Idema anteriormente, desde que válido no momento da formalização do processo atual, deverá ser justificada por meio de formulário específico. Neste último caso, indicar o número do processo do qual consta o documento em evidência;
- Quando o empreendimento não houver sido licenciado na fase anterior, o interessado deverá apresentar para o licenciamento, além dos documentos constantes desta relação, todos aqueles exigidos naquela fase, no que couber, excluídas as repetições;
- Dependendo do porte, da localização e do potencial de impacto do empreendimento, o Idema poderá solicitar algum tipo de Estudo Ambiental (PCA, PRAD, outros) em complementação aos documentos apresentados. Neste caso, será emitido um Termo de Referência para subsidiar a elaboração do estudo;
- Os documentos apresentados na forma de fotocópia deverão ser legíveis e estar autenticados ou ser acompanhados do documento original, para simples conferência;
- A qualquer momento da análise, o Idema poderá solicitar outras informações ou documentos, caso julgue necessário.

Anexo 4 – Relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Supressão Vegetal no Rio Grande do Norte

Governo do Estado do Rio Grande do Norte
Secretaria de Estado do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos

RELAÇÃO DE DOCUMENTOS BÁSICOS – AUTORIZAÇÃO PARA SUPRESSÃO VEGETAL – VISANDO O USO ALTERNATIVO DO SOLO

- ☐ Requerimento – Modelo Idema;
- ☐ Documentos da Pessoa Física ou Jurídica, conforme relação fornecida pelo Idema;
- ☐ Quando for o caso de representação do empreendedor por procurador, este deverá apresentar procuração, por instrumento público ou particular com firma reconhecida, e cópia dos seus documentos de identificação (CPF e Carteira de Identidade);
- ☐ Comprovante de endereço do local indicado no requerimento para recebimento de correspondências;
- ☐ Certidão de inteiro teor do imóvel, expedida pelo cartório de imóveis competente, com a data de validade de até 90 (noventa) dias anterior à apresentação do documento junto ao Idema;
- ☐ Documento com firma reconhecida, que comprove a legalidade do uso da área para o desenvolvimento da atividade (apresentar documento que comprove o domínio do imóvel pelo declarante, devidamente registrado no cartório de imóveis competente). No caso de posse, apresentar um dos documentos abaixo:
 - Quando a posse se der em regime de arrendamento: Certidão do registro no cartório de imóveis, indicando o proprietário, cópia do contrato de arrendamento, declaração do proprietário em favor do arrendatário;
 - Quando a posse se der em regime de locação: Certidão do registro no cartório de imóveis, indicando o proprietário, cópia do contrato de locação, declaração do proprietário em favor do locatário;
 - Quando a posse se der em regime de meação/moradia: Certidão do registro no cartório de Imóveis, indicando o proprietário e declaração do proprietário em favor do meeiro/morador;
 - Quando a posse proceder de direitos hereditários e/ou meação conjugal: Certidão do registro no cartório de imóveis, indicando o nome do proprietário falecido, certidão do juízo em que foi aberto o inventário, constando os nomes do inventariante compromissado e do(s) herdeiro(s), declaração de todos os herdeiros do falecido em favor do solicitante; e em caso de não iniciado inventário, apresentar o atestado de óbito em substituição à certidão do juízo;
- ☐ Nos casos de propriedades hipotecadas, apresentar documento atestando a anuência do credor;
- ☐ Planta de localização, georreferenciada, indicando a poligonal da área a ser implantado o empreendimento, impressa e em CD, conforme Instruções Técnicas do Idema;
- ☐ Planta planimétrica, impressa e em CD, conforme as Instruções Técnicas emitidas pelo Idema;
- ☐ Relatório de Atividades Florestais (RAF), conforme Instruções Técnicas emitidas pelo Idema;
- ☐ Projeto de Reposição Florestal (com a delimitação da área aonde se pretende executar o projeto), conforme Instruções Técnicas emitidas pelo Idema;
- ☐ Para áreas requeridas superiores a 50 ha (cinquenta hectares) e até 100 ha (cem hectares), para licenciamento e adequação ambiental de atividades **Silviculturais**, apresentar Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA), elaborado conforme Termo de Referência emitido pelo Idema;
- ☐ Caso a Supressão Vegetal seja para implantação de Linhas de Transmissão (LT), apresentar:
 - Lista com relação de todas as propriedades e seus respectivos proprietários por onde a LT irá passar;
 - Documento de anuência do INCRA, em casos de assentamentos;
 - Documento que comprove a autorização do proprietário, caso o empreendedor não seja proprietário da área solicitada para supressão (ex: contrato de servidão).
- ☐ Comprovante de Inscrição no Cadastro Ambiental Rural (CAR), da propriedade ou das propriedades rurais;
- ☐ Guia de Recolhimento devidamente quitada.

Observações:

- A não apresentação de algum dos documentos relacionados acima, por não se aplicar tecnicamente ao empreendimento em análise ou por já haver sido apresentado ao Idema anteriormente, desde que válido no momento da atuação do processo atual, deverá ser justificada por meio de formulário específico. Neste último caso, indicar o número do processo no qual consta o documento em evidência;
- A qualquer momento da análise, o Idema poderá solicitar outras informações ou documentos, caso julgue necessário;
- Os documentos apresentados em forma de fotocópia deverão estar autenticados ou ser acompanhados do documento original, para simples conferência.

Documento sujeito a revisões periódicas

Anexo 5 – Relação de documentos necessários para a obtenção da Licença de Operação no Rio Grande do Norte

Governo do Estado do Rio Grande do Norte
Secretaria de Estado de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos

RELAÇÃO DE DOCUMENTOS BÁSICOS PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Atividade / Empreendimento: **Geração de Energia Elétrica** Licença: **LO**

- ☐ Requerimento de Licença – Modelo Idema;
- ☐ Licença anterior;
- ☐ Todos os documentos exigidos nos condicionantes da licença anterior;
- ☐ Plano de Operação, Manutenção e Conservação, conforme Instruções Técnicas emitidas pelo Idema;
- ☐ Publicação do Pedido de Licença, conforme modelo Idema;
- ☐ Comprovante de pagamento do custo do licenciamento ambiental (boleto bancário quitado).

Observações:

- A não apresentação de algum dos documentos relacionados acima, por não se aplicar tecnicamente ao empreendimento em análise ou por já haver sido apresentado ao Idema anteriormente, desde que válido no momento da formalização do processo atual, deverá ser justificada por meio de formulário específico. Neste último caso, indicar o número do processo do qual consta o documento em evidência;
- Quando o empreendimento não houver sido licenciado na(s) fase(s) anterior(es), o interessado deverá apresentar para o licenciamento, além dos documentos constantes desta relação, todos aqueles exigidos naquela(s) fase(s), no que couber, excluídas as repetições;
- Os documentos apresentados na forma de fotocópia deverão ser legíveis e estar autenticados ou ser acompanhados do documento original, para simples conferência;
- A qualquer momento da análise, o Idema poderá solicitar outras informações ou documentos, caso julgue necessário.