

ELDER RUBENS SILVEIRA RAMPAZZO FILHO

**AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIDADE ENTRE PCH E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

São Paulo

2012

ELDER RUBENS SILVEIRA RAMPAZZO FILHO

**AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIDADE ENTRE PCH E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de especialista em
Engenharia

São Paulo

2012

ELDER RUBENS SILVEIRA RAMPAZZO FILHO

**AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIDADE ENTRE PCH E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de especialista em
Engenharia

Área de concentração: Engenharia
Elétrica e Mecânica

Orientadores. Prof^a. Dr^a. Eliane Aparecida
Faria Amaral Fadigas e Prof. Dr. Racine
Tadeu Araújo Prado

São Paulo

2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Rampazzo Filho, Elder Rubens Silveira

**Avaliação de complementaridade entre PCH e eólica: estudo de caso / E.R.S. Rampazzo Filho. -- São Paulo, 2013.
67 p.**

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia elétrica 2. Complementaridade 3. Usinas hidrelétricas 4. Energia eólica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

RESUMO

O Brasil é uma das maiores economias do mundo e possui ambicioso programa de desenvolvimento para os próximos anos. O crescimento econômico de um país recai invariavelmente na expansão de seu sistema de energia elétrica e as ainda recentes crises de “apagão” preocupam os investidores. Motivada pela imensidão de recursos hídricos, a matriz energética atual é baseada na geração de energia através dessa fonte, principalmente pelo aproveitamento em grandes usinas hidrelétricas, as quais em geral acarretam problemas ambientais graves. Neste panorama, as fontes alternativas de energia surgem como uma alternativa importante, com destaque para a energia eólica, a qual tenderá a expandir-se exponencialmente nas últimas projeções do governo. Estas constatações semeiam dúvidas com relação ao comportamento da produção de energia dessas fontes, em que se acredita apresentar caráter de complementaridade, de extrema importância para fornecimento de energia suficiente e estável ao longo de todo o ano. O presente trabalho analisa os casos de complementaridade entre uma mesma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e três diferentes parques eólicos. Ambas as fontes são agraciadas com expressivo conjunto de incentivos por se tratarem de fontes renováveis e de pouco impacto no ambiente, um atrativo para muitos empreendedores do setor privado. As estimativas de potência são baseadas em medições locais reais. A análise é diária, sendo o espectro total superior a um ano. A avaliação da complementaridade se dará pela análise gráfica, do comportamento das propriedades estatísticas das distribuições de produção energética diária e pelo cálculo de coeficientes específicos.

Palavras-chave: Energia elétrica. Complementaridade. Usina Hidrelétrica. Energia eólica.

ABSTRACT

Brazil is one of the biggest economies in the world and has an ambitious development program for the next years. The economic growth needs an expansion on its electric system invariably and the recently blackout crises still concern the investors. Motivated by the amount of the natural hydroelectric resources, the currently energy matrix is based on this source, mainly on large hydropower plants, which usually leads serious environmental impacts. On this scene, the renewable energy sources ascend as an important alternative, with special featured for the wind energy, which tends to show an exponential growth as last Brazilian government projections. These statements disseminate doubts related on these sources energy production behaviors, in what is believed to demonstrate complementarity feature, what is as extremely important for the energy supply and stability along the year. This present study analyzes the complementarity between a Small Hydroelectric Plant (SHP) and three different wind farms. Both kind of source have an expressive government incentive because they are renewable and have low environmental impact, an attractive for private entrepreneurs. The power estimates are based on real measures. The analysis is daily, and the whole period is over than a year. The complementarity judgment is based on the graphic interpretation, on statistics properties behavior and on specific calculated coefficients.

Keywords: Electric energy. Complementarity. Hydroelectric power. Wind energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Instituições ligadas ao atual modelo de gestão do setor elétrico nacional. Fonte: ONS (2012).	19
Figura 2 – Matriz de energia elétrica brasileira. Fonte: BIG (2012).	22
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %).	23
Figura 4 – Acréscimo da capacidade instalada de fontes alternativas até 2020, em MW, por região. Fonte: EPE (2011).	25
Figura 5 – Quadro resumo para implantação de uma PCH. Fonte: adaptado de CERPCH (2012).	29
Figura 6 – Evolução mundial da capacidade eólico-elétrica instalada, em GW, até 31/12/2000. Fonte: AMARANTE et al (2001).	35
Figura 7 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50m de altura. Fonte: AMARANTE et al (2001).	36
Figura 8 – Genérica curva de potência característica de turbinas eólicas.	39
Figura 9 – Médias climatológicas sazonais de precipitação e velocidade média de vento a 50m no Brasil. Fonte: Adaptado de AMARANTE et al. (2001).	41
Figura 10 – Resultados obtidos por SHULTZ et al. (2005). O primeiro caso de análise, eólicas e hidrelétricas na Região Sul, corresponde ao quadro superior esquerdo. O segundo caso de análise, eólica na Região Sul e hidrelétrica na Região Sudeste, corresponde ao quadro superior direito. O terceiro caso de análise, eólica e hidrelétrica na Região Nordeste, corresponde ao quadro inferior. A complementaridade fica evidente no segundo e terceiro casos analisados. Fonte: SHULTZ et al. (2005).	42
Figura 11 – Complementaridade eólica e hídrica no Nordeste, período de 2002 a 2010. Fonte: RICOSTI (2011).	43
Figura 12 – Determinação da curva-chave. Em vermelho, curva-chave resultante com os parâmetros expressos na Tabela 6. Em azul, 28 leituras obtidas em campo em 14 campanhas de medição de descarga líquida.	48
Figura 13 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária, representada pelo fator de capacidade, para PCH.	49

Figura 14 – Curva de potência do aerogerador GAMESA G87-2.0 MW ($\rho = 1,225$ kg/m ³). Fonte: GAMESA (2007).	51
Figura 15 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 1.....	54
Figura 16 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 2.....	55
Figura 17 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 3.....	55
Figura 18 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 1.	58
Figura 19 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 2.	58
Figura 20 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 3.	59
Figura 21 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 1 e a operação combinada dos mesmo.	62
Figura 22 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 2 e a operação combinada dos mesmo.	62
Figura 23 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 3 e a operação combinada dos mesmo.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil. Fonte: adaptado de CCEE (2012).	18
Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: EPE (2011).	23
Tabela 3 – Capacidade instalada de fontes alternativas no mundo – 10 maiores países em 2008 (GW). Fonte: EPE (2011).	24
Tabela 4 – Contratação de projetos de fontes alternativas no ACR. Fonte: formulação própria, baseado nos dados disponíveis no site EPE (2012).	26
Tabela 5 – Os 10 países com maiores capacidades instaladas eólicas até dezembro de 2011. Fonte: GWEC (2012).	35
Tabela 6 – Parâmetros empíricos da curva-chave para a seção de jusante do empreendimento em análise.	47
Tabela 7 – Propriedades estatísticas da geração de energia diária média para a PCH em estudo.	49
Tabela 8 – Propriedades do aerogerador escolhido, GAMESA G87-2.0 MW. Fonte: GAMESA (2007).	50
Tabela 9 – Distribuição de potência (kW) com a velocidade de vento (m/s) para densidade do ar de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ para o aerogerador GAMESA G87-2.0 MW. Fonte: GAMESA (2007).	51
Tabela 10 – Propriedades estatísticas da geração de energia diária média para os parques eólicos em estudo.	56
Tabela 11 – Coeficiente de correlação para os casos de complementaridade analisados.	57
Tabela 12 – Propriedades estatísticas das distribuições de energia média diárias, normalizadas em função dos respectivos valores médios de energia média diária para todo o período.	59
Tabela 13 – Características necessárias para o cálculo dos índices de BELUCO et al. (2003).	60
Tabela 14 – Índices de complementaridade de BELUCO et al. (2003).	60
Tabela 15 – Índices de complementaridade de BELUCO et al. (2003) modificados.	61

Tabela 16 – Propriedades estatísticas características das distribuições dos fatores de capacidade para cada um dos casos analisados.	63
---	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 OBJETIVOS.....	14
3 BREVE HISTÓRIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
4 A ESTRUTURA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
5 A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	22
6 AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	24
7 AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCH's.....	27
8 A ENERGIA EÓLICA	34
9 A COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES HIDRÁULICA E EÓLICA	40
10 ESTUDO DE CASO – PCH, EÓLICA E COMPLEMENTARIDADE	46
10.1 CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DIÁRIA PARA A PCH.....	46
10.2 CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DIÁRIA PARA OS PARQUES EÓLICOS	50
10.3 AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE.....	57
11 CONCLUSÃO	64
12 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um dos poucos exemplos de países que apresentam dimensões continentais, com uma extensão territorial de mais de 8 milhões de km² e população próxima a 200 milhões de habitantes. Em 2011, atingiu o status de sexta maior economia do mundo segundo o FMI e a sétima segundo o Banco Mundial, com um PIB nominal de 2,48 trilhões de dólares e uma taxa de crescimento de expectativa do governo brasileiro superior a 4% ao ano para os próximos anos. Estas constatações ajudam a compreender o porte e as perspectivas de crescimento do setor elétrico brasileiro.

A matriz elétrica brasileira atual difere-se da maioria dos outros países por basear-se em uma fonte renovável de energia, a hidrelétrica, explorada principalmente através de grandes aproveitamentos e cuja participação é superior a 70%. As condições naturais do país e o histórico defasado de tecnologia moldou este perfil: recursos hídricos abundantes em quase todo o território nacional; escassa e concentradas fontes de combustíveis fósseis, os quais ainda apresentam qualidade inferior; e a defasagem tecnológica do país com relação ao domínio da energia nuclear. Embora apresente perfil de fonte renovável e pouco poluente, os grandes empreendimentos hidrelétricos no Brasil são usinas de reservatório com grandes áreas alagadas, o que implica impactos socioambientais locais elevadíssimos. Adicionalmente, por características óbvias, a geração está atrelada a sazonalidade climatológica, o que ocasiona escassez de energia elétrica nos meses do período seco.

Assim sendo, a postura governamental com relação ao setor elétrico tem como objetivo não só a expansão nominal do parque de geração, como também a redução das oscilações de produção energética, sendo a mais importante estratégia a diversificação das fontes de oferta de energia. Preocupações ambientais, como o efeito estufa, a destruição da camada de ozônio e a liberação de poluentes, além do perfil não renovável dos combustíveis fósseis desestimulam o uso de termelétricas. A custosa tecnologia e os acidentes em Chernobyl (Ucrânia) e recentemente Fukushima (Japão) tornam a energia nuclear uma escolha de elevada rejeição pela sociedade.

Neste panorama, as chamadas fontes alternativas de energia elétrica emergem como a opção mais promissora. A rigor, o termo fontes alternativas identifica o conjunto daquelas que não apresentam perfil para se tornarem base de matriz energética, tais como as fontes hidráulica, térmica e nuclear, mas em geral é aplicada para uma gama de fontes de energia elétrica limpas e renováveis, tais como: eólica; biomassa; solar; maré-motriz; geotérmica; de ondas; de gnaisses; queima de resíduos; e outras com perfil análogo. Para o caso específico brasileiro, inclui-se neste conjunto aproveitamentos hidrelétricos com potência inferiores a 30 MW e reservatório diminuto.

Ao final da década de 90, período de reformulação política do país, o sistema elétrico nacional encontrava-se em dificuldades e o poder público não possuía os recursos necessários para continuar atuando como agente isolado. Desde então, além de diversas privatizações de empresas ligadas ao setor, o governo adota a postura de transferir os investimentos para o setor privado, mantendo para si as funções legislativa, reguladora, fiscalizadora e de planejamento.

Os mecanismos dessa transferência são diversos, mas principalmente mediante o uso de concessão, contratação e licitação. Em específico para o caso de fontes alternativas, destacam-se principalmente o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e os leilões de contratação específicos para o setor. Dentro da categoria de fontes alternativas e devido à política do setor, no cenário nacional destacam-se principalmente três tipos: as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), a biomassa e a energia eólica.

As PCH's são uma fonte tradicional, já que são aproveitamentos hidrelétricos embora de menor proporção. Em geral, são usinas a fio d'água, o que resulta em reservatórios pequenos, mas torna a geração mais suscetível a sazonalidade por não armazenarem água. Apresentam boa dispersão pelo território nacional, tendo em vista que para aproveitamentos desse tipo não é necessário que o corpo d'água tenha grandes dimensões. O mercado de PCH's sofreu uma grande expansão após o PROINFA e vários empreendimentos viabilizaram-se no mercado livre até meados de 2008. A partir deste momento, houve uma forte recessão que ainda perdura e dificulta a instauração de novos projetos, estagnação essa motivada pelos altos custos relativos de geração e por políticas públicas que privilegiam outros tipos de

fonte, tais como a biomassa e a eólica, o que desestimula os investimentos neste mercado.

As termelétricas a biomassa utilizam como combustível biomassa não proveniente de florestas nativas. Em geral, são empreendimentos de cogeração, isto é, geração combinada de energia elétrica e algum outro insumo. Há diversos combustíveis, dentre os quais destacam-se: o licor negro, um insumo derivado da produção de celulose; cascas de arroz; serragem; óleos vegetais; álcool combustível; e o bagaço de cana-de-açúcar. Este último é o principal combustível das usinas à biomassa atuais no país e acontece em cogeração em usinas sucroalcooleiras, nas quais o bagaço era antigamente um subproduto indesejável. A produção de bagaço na época de safra é grande (cerca de 30% em massa da cana é bagaço) e constante, possibilitando a queima destes em caldeiras e a consequente geração de energia por turbinas de ciclo a vapor. O estado de São Paulo aparece com grande destaque pelo grande número de usinas espalhadas pelo seu território.

Aproveitamentos eólicos por muito tempo foram considerados apenas utópicos. Há muito se sabe que o país apresenta condições favoráveis à exploração deste recurso, principalmente na região Nordeste e no estado do Rio Grande do Sul. Entretanto, os altos custos envolvidos assustavam investidores e até a virada do século XXI apenas alguns projetos acadêmicos foram instalados. A mudança de postura do Estado gerou um conjunto de políticas públicas que possibilitaram que usinas eólicas privadas se viabilizassem. Atualmente, uma combinação de diversos fatores atrai os empreendedores: os incentivos governamentais focados nesta fonte, como isenção de impostos e taxas; redução contínua do preço de instalação dos parques, motivada pelo ganho de escala e tecnologia dos fabricantes de aerogerador; a pequena fatia explorada dos recursos naturais, em contraste com a energia hídrica tradicional, oferecendo oportunidade de desenvolver bons projetos desde a gênese; a magnitude dos projetos, os quais normalmente apresentam grandeza de geração de energia muito superior ao dos empreendimentos semelhantes baseados em outras fontes alternativas, embora possam apresentar mesma grandeza de investimento; o menor período para entrada em operação, o qual chega a ser de duas a três vezes menor do que o mesmo para as outras fontes; a maior facilidade de licenciamento ambiental; entre outros. Os primeiros parques eólicos economicamente viáveis surgiram com o PROINFA e desde então esta fonte

demonstra um crescimento exponencial em número de projetos e potência instalada e um decréscimo acintoso da tarifa de energia, atingindo patamares menores do que R\$100,00/MWh, um panorama por anos considerável impossível. Apesar de sua participação atual na oferta interna de energia não ser expressiva, as expectativas são que este crescimento acentuado se intensifique, ultrapasse os outros tipos de fontes alternativas e atinja patamares próximos a 10% da matriz energética nacional em menos de uma década.

Para um empreendedor do mercado de energia elétrica, projetos baseados em fontes alternativas são muito atrativos por um conjunto de características: diversos benefícios e incentivos; facilidades no financiamento e alavancagem do *equity* do negócio; a estabilidade de contratos de longo prazo, chegando até 30 anos; investimentos iniciais relativamente moderados; e outros, os quais possibilitam altas taxas de rentabilidade. Neste panorama, a diversificação das fontes na carteira de investimento torna-se interessante principalmente por causa da complementaridade, já que tende a diminuir o risco de garantia no fornecimento de energia pela composição das gerações, diminuindo a suscetibilidade aos preços de liquidação instantânea e o risco econômico inerente.

2 OBJETIVOS

O presente trabalho vem com a proposta de analisar, sob a óptica de um empreendedor, a possível complementaridade temporal, e os possíveis benefícios oriundos da mesma, existente entre uma PCH, e três diferentes parques eólicos. Estimar-se-á a produção energética média diária de cada um dos empreendimentos, para um espectro temporal ligeiramente superior a um ano. Os empreendimentos são baseados em casos reais, cuja localização não será divulgada por motivos de confidencialidade. Supõe-se que o empreendedor seja capaz de liquidar toda a energia produzida. Dimensionou-se os empreendimentos para que apresentassem as mesmas potências nominais, possibilitando inferir qual a diferença entre as produções energéticas por cada uma das fontes com base nos fatores de capacidade (relação entre a energia produzida de fato e a energia máximo produzida para o período, ou seja, máquinas operando em potências nominais). Para o cálculo da produção de energia específica de cada fonte, hipóteses e coeficientes foram adotados e serão descritos ao decorrer da metodologia. Em seguida, pela confrontação das matrizes de produção no tempo, avalia-se os três diferentes casos de complementaridade entre a fonte hídrica e cada uma das eólicas, julgando aquela com base na interpretação gráfica, na análise de parâmetros estatísticos e alguns coeficientes específicos propostos em bibliografia. Por fim, discorre-se comentários sobre os resultados obtidos.

3 BREVE HISTÓRIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A geração de energia elétrica no Brasil inicia-se ao final do século XIX. Segundo GOMES et al (2003), a primeira central geradora elétrica brasileira foi inaugurada em 1883, no município de Campos (RJ), com potencial de 52 kW. Tratava-se de uma termelétrica a vapor, gerada pelo consumo de lenha. Data do mesmo ano a inauguração da primeira central hidrelétrica do país, sediada em Diamantina (MG) e cuja energia era aplicada no processo de extração de diamantes, após a transmissão da mesma por 2 km.

Devido ao evidente enorme potencial hidrelétrico e a carência na produção nacional de carvão, é compreensível que o país adotasse uma postura de investimento maior no aproveitamento hidroenergético. Nos últimos anos do século XIX, o país já apresentava matriz energética sustentada na origem hidráulica, com mais de 50% em participação da mesma.

A geração elétrica brasileira continuou sua expansão nos anos seguintes, principalmente com o uso de investimento exterior. Este cenário perdurou até a década de 1930, quando há completa mudança na postura brasileira, motivada pela Grande Depressão e reformas políticas nacionais. O governo federal redefine seu papel como órgão controlador do sistema elétrico e dos recursos hídricos, o que se reflete como diminuição drástica da participação da iniciativa privada estrangeira no setor. O poder público assume a função de investidor direto na produção, além das atribuições reguladoras e fiscalizadoras. Como exemplo, surge em 1945 a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF).

É na gestão de Juscelino Kubitschek (1956-61) que a maioria das companhias estaduais de energia elétrica surgiu, bem como a criação da Central Elétrica de Furnas. O principal instrumento do governo JK foi a elaboração do Plano de Metas, um conjunto de estudos que indicavam a necessidade de superar “pontos de estrangulamento” que se tornavam obstáculos a modernização e a expansão da economia brasileira. Nesse período, a capacidade instalada no país aumentou mais de 65%, principalmente com o auxílio de financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES).

Os governos seguintes continuaram com a tendência de investimento no setor com recursos públicos, fomentado pelo financiamento interno provido pelo BNDES e uma nova e pomposa remessa de recursos externo para o país, facilitada pelos temores de instabilidade política oriundos do período Pós-Guerra e instauração da Guerra Fria. É nesse momento que amadureceu uma nova estrutura organizacional que iria planejar, regular, fiscalizar e expandir os serviços de energia elétrica até o final da década de 80. Em 1962, constitui-se a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com as atribuições de planejar e coordenar o setor, desempenhar as funções de *holding* de várias concessionárias e administrar os recursos financeiros destinados às obras de expansão da base produtiva do setor.

Os primeiros governos militares vivenciaram uma nova onda de expansão econômica. Foram relevantes os investimentos hidrelétricos, como a entrada em operação da hidrelétrica de Furnas, que marcou o início da interligação efetiva do sistema elétrico brasileiro, com a conexão elétrica dos estados de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Os anos seguintes complementaram esta interconexão, com expansão da conexão das novas usinas no Sudeste e a inserção das usinas localizadas no Centro-Oeste, Sul e Nordeste, sendo a gênese do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, a capacidade instalada do país aumentou mais 20 GW, principalmente com a instauração de grandes empreendimentos hidrelétricos do sistema interligado, como Tucuruí (1984) e Itaipu (1984).

Entretanto, ao final da década de 80, o país sofreu uma grande estagnação econômica. A dívida externa do país aumentou a níveis estratosféricos, corroborando com os juros ascendentes. O país adentrou em uma espiral inflacionária e os investimentos foram reduzidos a valores irrisórios. Divergências entre a Eletrobrás e as concessionárias estaduais com relação a questões tarifárias levaram o sistema elétrico a mais profunda crise vivenciada até então.

Novamente em compasso com as mudanças políticas no país, o início da década de 90 é marcado por uma grande mudança estrutural no sistema elétrico brasileiro. A instauração da Constituição Federal em 1988 estabeleceu novos fundamentos para o setor. Houve a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, tornando-as áreas de negócio independentes, ainda que complementares. Pelas

características próprias, geração e comercialização foram progressivamente desreguladas, enquanto transmissão e distribuição permaneceram como serviços públicos regulados, por apresentarem perfis de monopólio natural. Adicionalmente, outras alterações foram introduzidas, tais como: modelo licitatório de novos empreendimentos de geração; a criação da figura do Produtor Independente de Energia; a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; a liberdade para grandes consumidores escolherem seus supridores de energia.

Já ao final da década, novas medidas aprimoraram a estrutura legal do setor, como: o estabelecimento de Valores Normativos, trazendo as condições necessárias a distribuidores e geradores celebrarem contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreements*, PPA), garantindo a expansão do parque gerador e a modicidade das tarifas; a conclusão do processo definidor dos montantes de energia e demanda de potência das respectivas tarifas, para viabilizar a assinatura dos contratos iniciais entre empresas de geração e distribuição; nova regulamentação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres; o estabelecimento de novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras; estabelecimento de limites à concentração econômica; e a homologação das regras de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE), o qual posteriormente foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essas medidas formaram o complexo regulatório para sustentar o funcionamento do novo modelo de gerenciamento do setor elétrico, em transição de um estatal para um de participação mista (estatal e privada).

Em 2001, o país foi acometido de uma grave crise energética, conhecida como “crise do apagão”. Segundo RICOSTI (2011), os principais motivos que levaram a esse cenário foi o crescimento desbalanceado entre oferta e demanda de energia e as seguidas estiagens hidrológicas acumuladas, as quais impactaram drasticamente os reservatórios das principais usinas hidrelétricas do país. O duro momento vivido pelo país demonstrou a característica negativa de dependência da fonte hidroenergética para a geração de eletricidade, o que elucidou a não só necessidade de expansão do parque gerador em si, mas também a de estabilização da geração ao longo do ano, principalmente obtida pela diversificação das fontes de energia.

Para tanto, ao final de 2003 o Ministério de Minas e Energia elaborou o Modelo Institucional do Setor Elétrico, cujas premissas, segundo RICOSTI (2011) e SICILIANO (2010), intentam: modicidade tarifária, universalização do acesso e uso de energia, garantia de suprimento de energia elétrica e justa remuneração aos investidores. Instauraram-se então dois ambientes de contratação de energia elétrica, os quais apresentam as seguintes características:

- *Ambiente de Contratação Regulado (ACR)*: tarifas reguladas por distribuidoras de energia, onde são realizados leilões de energia. Em geral, utilizando-se o modelo de contratação por disponibilidade através de preço único decrescente. São contratos de longo prazo de 20 a 30 anos.
- *Ambiente de Contratação Livre (ACL)*: geradores, comercializadores e consumidores livres negociam preço e quantidade livremente, de forma independente. Os acordos são definidos entre os participantes do negócio, mas comumente são acordos de menor duração, de 5 a 10 anos.

A Tabela 1, adaptada de CCEE (2012), ilustra as diferenças entre os dois ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil.

Tabela 1 – Características dos ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil.

Fonte: adaptado de CCEE (2012).

	Ambiente Livre	Ambiente regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido pelas partes	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

4 A ESTRUTURA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro atual está baseado no complexo relacionamento entre diferentes instituições e agentes, seja de perfil público ou privado. Como definido por ONS (2012), o quadro abaixo ilustra essa relação.

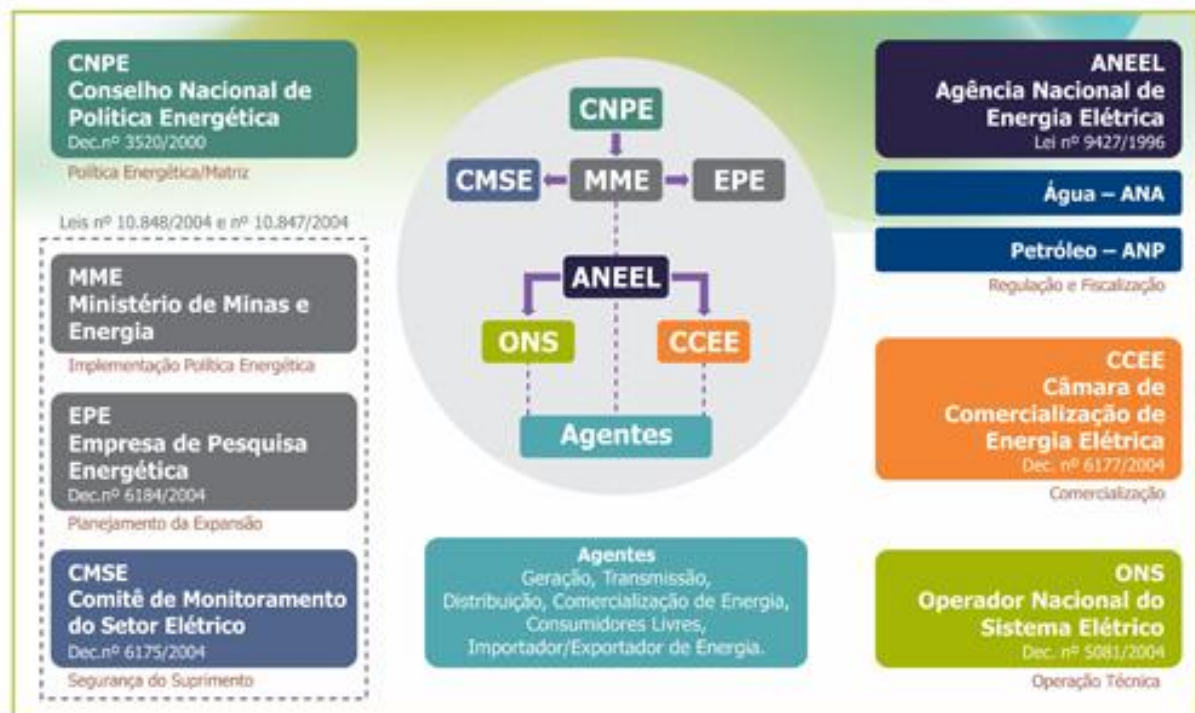


Figura 1 – Instituições ligadas ao atual modelo de gestão do setor elétrico nacional. Fonte: ONS (2012).

Dentre as entidades demonstradas acima, ONS (2012) define como autarquia institucional:

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país, rever periodicamente a matriz energética e estabelecer diretrizes para programas específicos. É órgão multi-ministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia;

- **Ministério de Minas e Energia (MME):** encarregado de formulação, do planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional;
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras;
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** sua função principal é monitorar e avaliar permanentemente as condições de segurança e continuidade do suprimento de energia do país;
- **Agência Nacional da Energia Elétrica (ANEEL):** autarquia sobre regime especial, vinculada ao MME, com finalidade de regular a fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal;
- **Agência Nacional das Águas (ANA):** autarquia sobre regime especial, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, com finalidade de gerenciar os recursos hídricos nacionais. Em relação à geração de energia, a ANA exerce caráter regulador quanto ao uso da água em aproveitamentos hidroenergéticos;
- **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):** autarquia sobre regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem por finalidade regular as atividades que integram a indústria de petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis. Em relação à geração de energia, a ANP exerce caráter regulador e fiscalizador no uso de petróleo, gás natural e biocombustíveis destinados a geração de energia em termelétricas;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Administra

os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação;

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN;

Na autarquia dos agentes setoriais independentes, ONS (2012) identifica:

- **Agentes Geradores:** são autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares;
- **Agentes de Transmissão:** agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica;
- **Agentes de Distribuição:** operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do SIN e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão e serviços ancilares do ONS;
- **Consumidores Livres:** consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução ANEEL;
- **Agentes Importadores:** são titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica;
- **Agentes Exportadores:** são titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica;
- **Agentes Comercializadores de Energia Elétrica:** são entidades que atuam exclusivamente em ações de compra e venda de energia, atuando principalmente no ACL ou eventualmente no ACR, exclusivamente em leilões de energia existente. São agentes que não gerenciam plantas de geração em si, atuam apenas em contratos de compra e venda de energia elétrica junto a CCEE.

5 A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Segundo o Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL, atualizado em 01/10/2012, o Brasil possui 2.685 empreendimentos em operação, os quais geram um montante de 119.453,859 MW. Como pode ser notado, o cenário brasileiro apresenta a peculiaridade de ser fundamentado em fontes renováveis de energia (aproximadamente 80%). A categoria “Importação” leva em conta apenas a importação direta de energia elétrica para o país e não considera a energia gerada proveniente de insumos (gás natural, óleo diesel e outros) provenientes de importação.

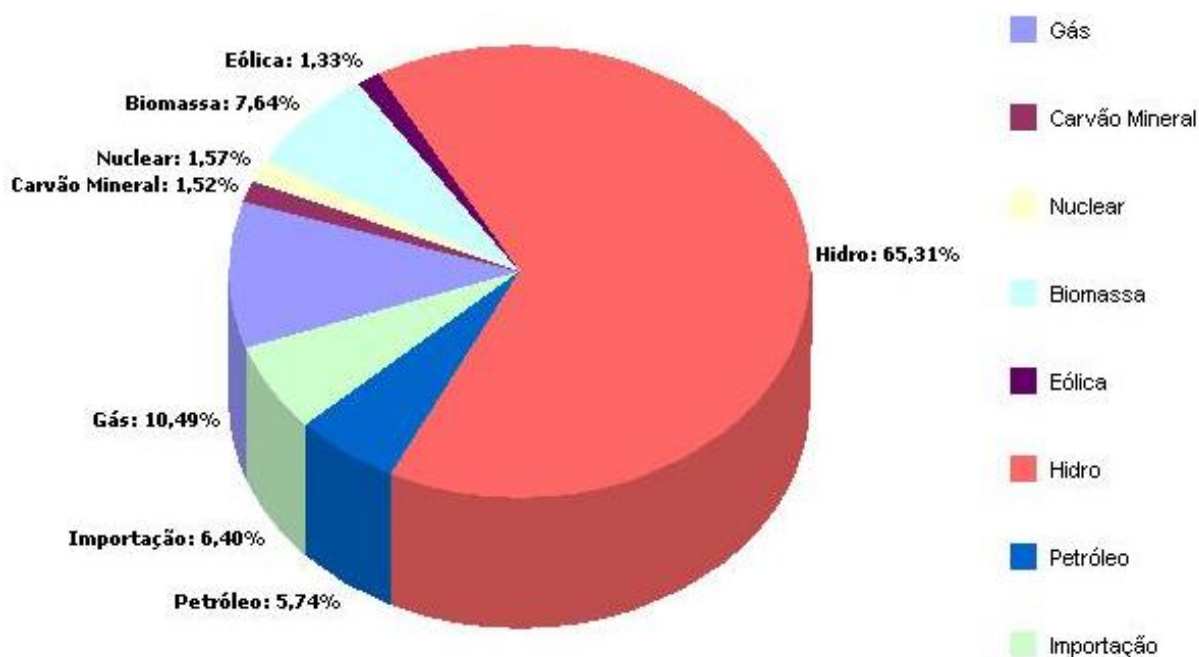


Figura 2 – Matriz de energia elétrica brasileira. Fonte: BIG (2012).

O Plano Decenal de Energia (PDE), documento publicado anualmente pela EPE, resume as perspectivas do governo federal com relação à expansão do parque gerador nacional para os dez anos subsequentes. Os quadros da Tabela 2 foram retirados do PDE 2011/2020, o qual ilustra as expectativas de crescimento tanto em valor bruto quanto percentualmente até o último ano citado. Destaque para a grande expansão esperada das fontes alternativas de energia, com crescimento extremamente acentuado da fonte eólica.

Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: EPE (2011).

FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
ÓLEO DIESEL	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
GÁS DE PROCESSO	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
BIOMASSA	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
EÓLICA	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
TOTAL^(b)	109.578	115.467	123.192	132.763	135.182	140.853	148.441	155.430	161.887	165.779	171.138

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

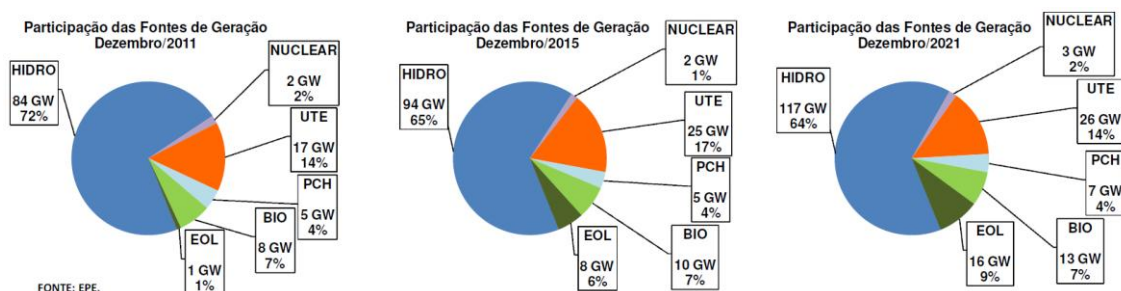
(b) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

Fonte: EPE.

FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,8%	66,7%	67,2%	67,6%	67,3%	67,3%
URÂNIO	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%
GÁS NATURAL	8,4%	8,1%	8,3%	8,5%	8,4%	8,3%	7,9%	7,5%	7,2%	7,0%	6,8%
CARVÃO	1,6%	2,2%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2,2%	3,2%	4,2%	6,6%	6,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%
ÓLEO DIESEL	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
GÁS DE PROCESSO	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
PCH	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,8%
BIOMASSA	4,1%	4,7%	5,1%	5,0%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,4%
EÓLICA	0,8%	1,1%	2,6%	4,0%	4,6%	5,0%	5,2%	5,6%	5,9%	6,4%	6,7%
TOTAL^(b)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE.

A mais recente estimativa da EPE para a expansão da capacidade instalada do país, apresentada na proposta para consulta pública do PDE 2021, é ainda mais ambiciosa e prevê que a participação das fontes alternativas atinja patamares de potência instalada próximos a 36 GW, o que corresponderá a 20% da matriz elétrica brasileira.

**Figura 3 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %).**

Fonte: EPE (2012).

6 AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

O verbete “fontes alternativas de energia” é aplicado para classificar uma gama de fontes de energia elétrica que não demonstram perfil para se tornarem base de matriz energética, exercendo função coadjuvante na produção de energia. Em geral, apresentam a característica de serem provenientes de recursos renováveis, e como consequência apresentar baixo impacto ambiental. No Brasil, o termo é atrelado a energia eólica, biomassa e PCH's, embora em escala global abranja adicionalmente a geração solar, geotérmica, das ondas, queima de resíduos e qualquer outro tipo de fonte com o mesmo perfil. Em comparação com as fontes tradicionais (hidrelétrica, termelétrica e nuclear), as alternativas demonstram custos totais *per capita* de geração muito superiores, além de outras características como maior suscetibilidade a fenômenos de sazonalidade e dificuldade/incapacidade de acúmulo de energia.

Tabela 3 – Capacidade instalada de fontes alternativas no mundo – 10 maiores países em 2008 (GW). Fonte: EPE (2011).

	2004	2005	2006	2007	2008	$\Delta\%$ (2008/07)	Part. % (2008)
<i>Mundo</i>	99,7	117,0	138,2	162,9	199,2	22,3	100,0
Estados Unidos	19,5	22,1	25,0	30,9	39,4	27,8	19,8
Alemanha	21,0	23,4	27,6	30,9	34,3	11,1	17,2
Espanha	9,0	10,7	12,6	16,3	20,6	26,5	10,3
China	2,4	3,2	4,9	8,6	15,3	77,9	7,7
Índia	4,4	6,3	8,3	10,2	12,1	18,0	6,1
Itália	3,1	4,6	6,2	7,2	8,7	21,2	4,4
Brasil	5,9	6,1	6,5	6,6	7,4	11,2	3,7
Japão	3,9	4,7	5,5	5,5	5,9	8,3	3,0
Reino Unido	2,3	3,2	3,7	4,3	5,2	22,6	2,6
França	1,5	2,0	2,7	3,6	5,0	38,1	2,5
Outros	26,5	30,8	35,2	38,9	45,3	16,4	22,7

Nota: Fontes alternativas: geotérmica, eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA). Para o Brasil, dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2011; Elaboração: EPE

Entretanto, as pressões ambientais cada vez mais em pauta e a necessidade de diversificação da oferta interna de energia impulsionam os governos a incentivar cada vez mais a geração por alternativas, comumente com o uso de artifícios remunerativos mais elevados e tarifas *feed-in* (descontos e benefícios). No caso brasileiro, as principais medidas foram os descontos não inferiores a 50% para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a realização de leilões de contratação de energia específicos. Segundo BIG (2012), o Brasil atualmente apresenta cerca de 15.600 GW (12,5% da matriz energética) proveniente de fontes alternativas de energia, mas a expansão prevista pelo PDE 2021 prevê que o país apresentará cerca de 36,0 GW (20% da matriz energética). As previsões mais atuais acreditam que as fontes alternativas no Brasil crescerão a uma taxa média de 5,1% ao ano até 2021.

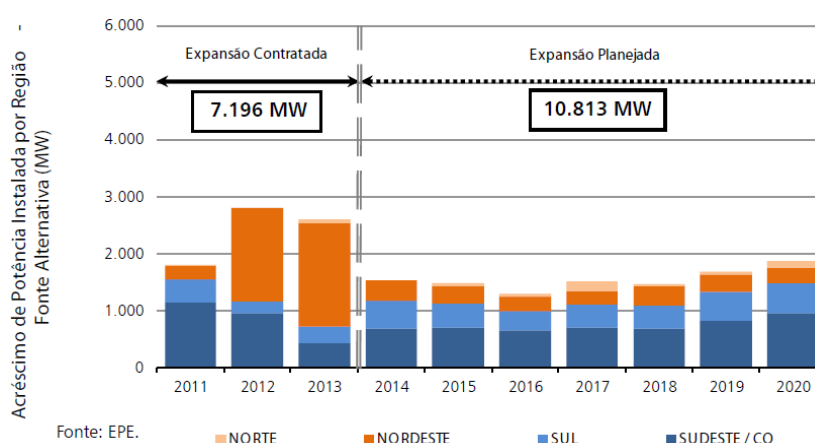


Figura 4 – Acréscimo da capacidade instalada de fontes alternativas até 2020, em MW, por região. Fonte: EPE (2011).

O primeiro grande programa brasileiro que visava fomentar o desenvolvimento desse tipo de energia foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.439, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Segundo PROINFA (2012), o programa abrangeu a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCH's, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas de biomassa. Os contratos firmados entre os geradores e a Eletrobrás previam a entrega de energia por 20 anos, com data prevista de início de funcionamento em 30 de dezembro de 2010, e totalizam investimento superior a 10

bilhões de reais. Infelizmente, alguns dos projetos não atenderam o cronograma proposto, o que prejudicou o sucesso por completo.

Após o fim do período de contratação do PROINFA, visando à contínua expansão destas fontes, o governo federal realizou leilões de energia específicos. Em julho de 2007 foi realizado o Primeiro Leilão de Fontes Alternativas (1º LFA), sucedido em agosto de 2010 pelo Segundo Leilão de Fontes Alternativas (2º LFA). Complementarmente, foram realizados o Leilão de Energia de Reserva específico de Biomassa (LER Biomassa) em agosto de 2008 e o Leilão de Energia de Reserva específico de Eólica (LER Eólica) em dezembro de 2009. A Tabela 4, uma compilação de dados obtidos através de EPE (2012), resume os resultados das contratações mencionadas. A análise do mesmo possibilita inferir o privilégio dado pela atual política pública energética à fonte eólica, em detrimento assíduo das outras, em especial a PCH. Esta constatação é ratificada pela análise das projeções do PDE 2020 dados pela Tabela 2, o que preocupa os investidores no setor das Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Tabela 4 – Contratação de projetos de fontes alternativas no ACR. Fonte: formulação própria, baseado nos dados disponíveis no site EPE (2012).

	PCH		Biomassa		Eólica	
	Nº projetos	MW	Nº projetos	MW	Nº projetos	MW
PROINFA	63	1.191,24	27	685,24	54	1.422,92
1º LFA (julho/2007)	6	96,74	12	534,90	-	-
LER Biomassa (agosto/2008)	-	-	31	2.379,40	-	-
LER Eólica (dezembro/2009)	-	-	-	-	71	1805,70
2º LFA (agosto/2010)	7	131,50	12	712,90	70	2047,80

7 AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCH's

Empreendimentos do tipo Pequena Central Hidrelétrica (PCH) apresentam diversas características benéficas que os tornam interessantes: rápida e eficiente forma de promover a expansão da oferta de energia elétrica, quando comparada às fontes tradicionais; melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros, caracterizando normalmente cenários de geração distribuída; reduzido impacto ambiental, proporcionado pelo diminuto reservatório; maior interesse privado, proveniente dos montantes envolvidos serem reduzidos em comparação com grandes usinas hidrelétricas; maior quantidade e pulverização pelo território nacional, tendo em vista que os corpos d'água passíveis de aproveitamentos desse tipo não precisam demonstrar grande porte; entre outras.

A definição de PCH foi dada de forma oficial através da Resolução Normativa nº 394, de 04 de dezembro de 1998, em seu Art. 2º: *“Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas”*. Para alguns casos excepcionais, a mesma Resolução exprime em seu Art. 3º uma ressalva: *“O empreendimento que não atender a condição de área máxima inundada poderá, consideradas as especificidades regionais, ser também enquadrado na condição de pequena central hidrelétrica, desde que deliberado pela Diretoria da ANEEL, com base em parecer técnico, que contemple, entre outros, aspectos econômicos e socioambientais”*.

Posteriormente, a Resolução nº 652, de 09 de dezembro de 2003, explicita os critérios e procedimentos para os casos em que a área de reservatório exceder os 3,0 km² estipulados. O Artigo 4º desta resolução esclarece esses parâmetros para o enquadramento de um empreendimento como PCH: *“O aproveitamento hidrelétrico que não atender a condição para a área do reservatório que trata o artigo anterior (reservatório inferior a 3,0 km²), respeitando os limites de potência e modalidade de exploração, será considerado com características de PCH, caso se verifique pelo menos uma das seguintes condições:*

I – atendimento à inequação:

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b} \quad (1)$$

Sendo:

P = potência elétrica instalada em (MW);

A = área do reservatório em (km²);

H_b = queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante;

II- reservatório cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

§ 1º Para o atendimento à inequação a que alude o inciso I, fica estabelecido, adicionalmente, que a área do reservatório não poderá ser superior a 13,0 km².

Por se tratar de um aproveitamento hidráulico para produção de energia, os empreendimentos do tipo PCH recebem grande atenção dos órgãos públicos e estão sujeitos a um grande conjunto de leis, decretos, normativas e diretrizes para seu desenvolvimento completo, desde a gênese dos primeiros estudos até o final de operação e desativação do empreendimento. Para auxiliar os empreendedores privados interessados nesse mercado emergente, ANEEL (2003) elaborou um complexo estudo publicado como “*Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas*”. A Figura 5 resume os procedimentos e etapas para a implantação de um empreendimento do tipo PCH, desde os primeiros estudos até a entrada em operação. A relação do empreendedor privado para viabilizar os empreendimentos transcende várias autarquias de poder: federal, representado pela ANEEL ou pelo Ibama em casos de influência direta em territórios de mais de um estado; estadual, sendo os órgãos ambientais estaduais os responsáveis pela emissão das licenças; e municipal, apresentando caráter mais consultivo, tendo em vista que em geral os órgãos ambientais estaduais tomam a frente no processo de autorização de exploração.

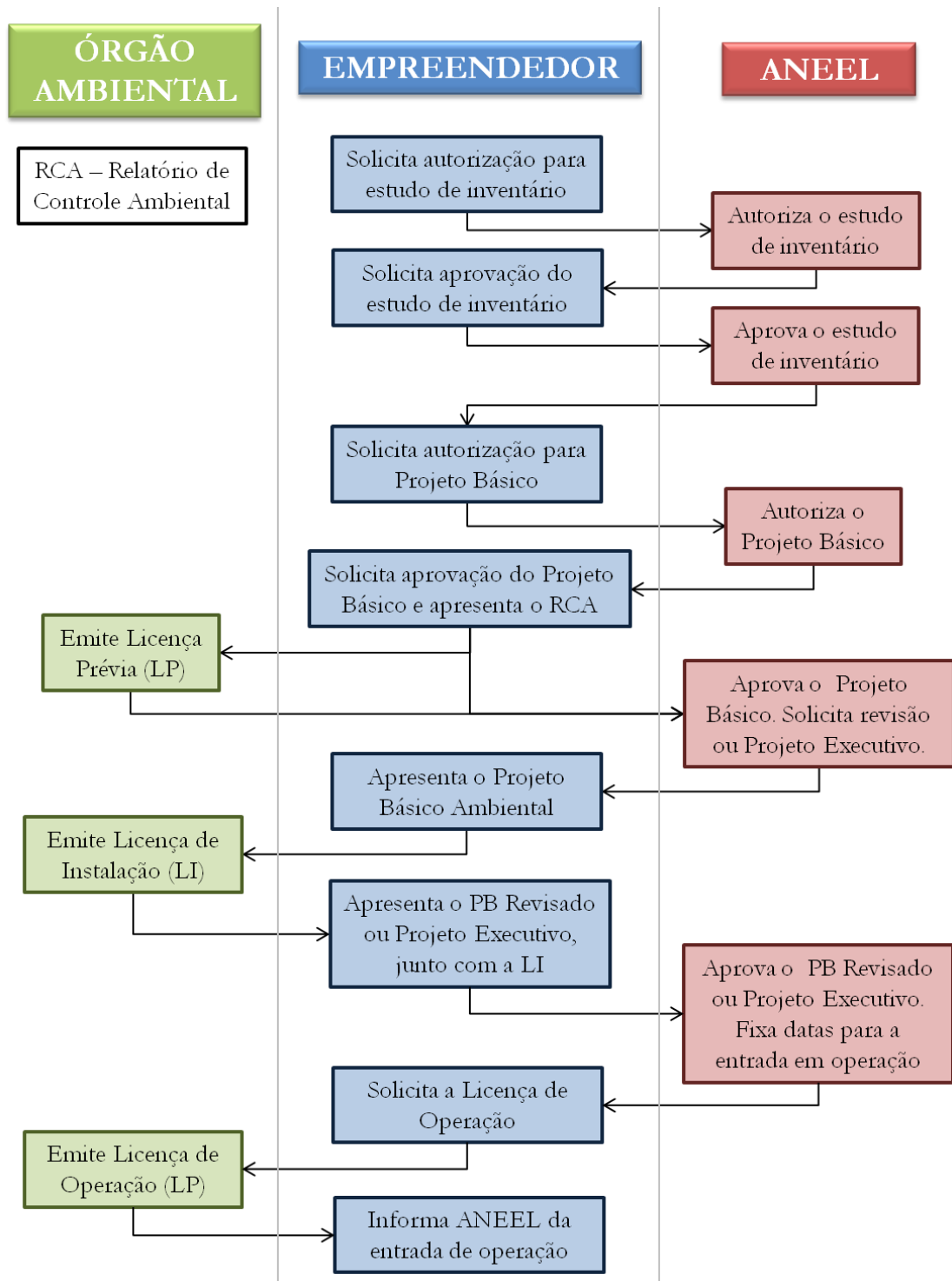


Figura 5 – Quadro resumo para implantação de uma PCH. Fonte: adaptado de CERPCH (2012).

Dentre as etapas descritas acima e baseando-se em ANEEL (2003) e CERPCH (2012), destaca-se:

- **Estudo de Inventário:** avaliação do potencial hidroenergético de um corpo d'água e sua respectiva bacia hidrográfica. Exprime um conjunto de aproveitamentos hidrelétricos segundo o critério do “aproveitamento

ótimo”, o qual visa otimizar critérios econômicos, técnicos e ambientais. Define o potencial hidrelétrico, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição do conteúdo de motorização;

- **Projeto Básico:** detalhamento de estudos para um aproveitamento específico, identificado pelo Estudo de Inventários, visando a otimização técnica, econômica e ambiental, além da definição de custos e benefícios associados. Determina-se o dimensionamento da central geradora, as obras de infraestrutura local necessárias à sua implantação, o reservatório, os outros usos da água e as ações ambientais correspondentes, além da estimativa do orçamento central;
- **Licença Prévia (LP):** concedida na fase preliminar, aprova a localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de implantação;
- **Licença de Instalação (LI):** autoriza a instalação de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes;
- **Licença de Operação (LO):** autoriza a operação comercial. Sua emissão é condicionada a uma avaliação minuciosa dos quesitos previstos na LP e LI, além de todas as exigências e detalhes técnicos descritos no projeto aprovado.

Para incentivar o empreendedor privado, o Governo concedeu uma série de benefícios, visando melhorar a atratividade econômica e fomentar a implantação de centrais do porte de PCH. ANEEL (2003) elenca as seguintes:

- Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico;
- Descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Livre comercialização de energia com consumidores cuja carga seja igual ou superior a 500 kW;
- Livre comercialização de energia com consumidores situados em sistema elétrico isolado, cuja carga seja igual ou superior a 50 kW;

- Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;
- Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível (CCC), quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados, atualmente extinta;
- Isenção de aplicação, anualmente, de no mínimo um por cento da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico (P&D);
- Participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para centrais hidrelétricas conectadas ao SIN e não despachadas centralizadamente pelo ONS;
- Participação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

ANEEL (2003) apresenta a quase totalidade de informações pertinentes de caráter legal e administrativo para empreendimentos do tipo PCH. Já no âmbito técnico, a Eletrobrás foi incumbida de desenvolver um estudo específico, o qual foi publicado como *Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*, onde são expressos critérios e métodos para dimensionamento de PCH's, além de alguns aspectos importantes sobre o processo de construção de obras civis para usinas. ELETROBRÁS (2000) visa sistematizar as etapas de estudo, projeto e construção, além de consolidar a experiência nacional no assunto e reduzir os custos envolvidos. O estudo foi elaborado em parceria com diversas instituições e é considerado referência absoluta no tema.

Para empreendimentos hidroenergéticos, a potência hidráulica bruta é determinada pela seguinte expressão:

$$P_{hidráulica} = \gamma QH \quad (2)$$

Em que:

$P_{hidráulica}$: potência hidráulica bruta, em [W];

γ : peso específico da água, em [N/m³] ($\gamma = 9810 \text{ N/m}^3$);

Q : é a vazão turbinada, em [m³/s];

H : é a queda bruta, em [m].

Em geral, a queda bruta de um aproveitamento é determinada pelas condições topográficas do local. A potência hidráulica bruta pode ser entendida como a máxima potência mecânica disponível. Como há perdas de carga localizadas e distribuídas ao longo de todo o sistema de adução, a máxima potência mecânica disponível para as turbinas é calculada com base na queda líquida H_{liq} , dada pela diferença entre a queda bruta H e uma parcela de perda de carga h .

$$H_{liq} = H - h \quad (3)$$

A conversão de energia hidromecânica em energia elétrica é feita através do conjunto turbina-gerador. Sendo assim, o cálculo da potência elétrica útil de empreendimento hidroenergético deve considerar estes rendimentos.

$$P_{PCH} = \gamma * Q * H_{liq} * \eta_{turb-ger} * (1 - Indisp) \quad (4)$$

A indisponibilidade, seja ela forçada ou programada, é um parâmetro que mede a quantidade de tempo em que a turbina não opera. Devido à dificuldade em prever o período exato de ocorrência da indisponibilidade e para que a estimativa de energia continuasse a considerá-la, foi adotado que a mesma corresponde a uma perda percentual da energia diária gerada, diluindo seu efeito ao longo do período de análise. Em outras palavras, o efeito da indisponibilidade foi considerado como um rendimento equivalente ao longo de todo o espectro temporal.

A Equação 4 é válida enquanto o conjunto turbina-gerador não atingir sua potência nominal. Após este patamar, a geração de energia é limitada pelas características físicas das máquinas e não poderá exceder este valor, sendo então este adotado para os dias em que o resultado da Equação 4 o suplantaria. Uma observação pertinente é que a potência nominal do empreendimento não é igual à potência nominal das turbinas que compõem a casa de força. Esta constatação reside no fato das turbinas não serem projetadas para trabalharem em carga máxima em condições normais de operação.

O cálculo da potência hidráulica recai na determinação da vazão turbinada. A metodologia aplicada para tanto se vincula em definir a **curva-chave** do trecho do corpo d'água. A curva-chave é uma representação gráfica que correlaciona a medida de descarga líquida registrada e o simultâneo nível do rio, medido com o auxílio de uma régua hidrométrica. Segundo a ELETROBRÁS (2000): “aos pares de

leitura e vazão, ajusta-se uma curva que deve ser monotonamente crescente, sem singularidades e com concavidade voltada para cima. Ela poderá ainda apresentar pontos de inflexão no caso de ocorrer uma mudança de controle ou uma mudança súbita na seção transversal”.

A função que melhor define a relação Vazão (Q , em m^3/s) e Nível (N , em m) é do tipo:

$$Q = a(N - N_0)^b \quad (5)$$

Onde:

Q : vazão líquida, expressa em $[\text{m}^3/\text{s}]$;

N : leitura da régua correspondente à vazão Q , em $[\text{m}]$;

N_0 : leitura da régua correspondente à vazão Q_0 , nula, em $[\text{m}]$;

a, b : parâmetros determinados empiricamente para o local.

O empreendedor é responsável pela instalação de uma régua hidrométrica para elaboração das leituras de nível e pela realização de medidas de vazão para correta determinação dos parâmetros empíricos envolvidos na Equação 5. A localização desta régua deve ser adequada e em geral é recomendada na provável região a jusante do canal de fuga do barramento. A rigor, com os dados coletados, deve-se expandir a série de vazões mensais para o maior conjunto possível, baseando-se em dados obtidos em outros pontos fluviométricos com comportamento semelhante (em geral, mesma bacia hidrográfica), tais como estações da Agência Nacional das Águas, outros barramentos ou pontos de captação de água, desde que a hipótese de correlação seja validada. Entretanto, como o intuito do presente trabalho é analisar a geração de forma instantânea em intervalos diários, esta expansão não foi realizada e relevaram-se apenas os dados obtidos *in loco* para o cálculo da produção de energia.

8 A ENERGIA EÓLICA

Energia eólica é a energia cinética de massas de ar, cuja gênese provém da combinação do movimento de rotação do planeta e das diferenças de radiação solar na superfície. A insolação irregular gera diferenças de temperatura, as quais provocam gradientes de pressões que impulsionam as partículas do estado gasoso. A energia elétrica é obtida pela conversão dessa energia cinética translacional do vento em energia rotacional no rotor de uma turbina eólica e posteriormente em um gerador elétrico acoplado em eixo com o mesmo.

A energia proveniente dos ventos é aproveitada a milhares de anos pela humanidade, em atividades como bombeamento de água, serrarias, movimentação náutica e moagem de grãos, imortalizada na figura de grandes moinhos. Para a aplicação de geração de energia elétrica propriamente dita, segundo AMARANTE et al (2001), os recursos eólicos começaram a ser aplicados a partir da década de 1930, nos Estados Unidos, para recarregar baterias em locais onde não havia acesso à rede de distribuição, diminuindo gradativamente com a expansão desta. Porém, devido a maior facilidade de viabilizar outras fontes, o uso da energia eólica como fonte de energia elétrica só atingiu escala significativa a partir da década de 1980, motivada pelas crises do petróleo e amparada em políticas públicas favoráveis. Surgiu então um novo mercado ascendente, motivado por mecanismos institucionais de incentivo, em especial via remuneração de energia produzida, subsídios e benefícios, o qual passa a conduzir o desenvolvimento tecnológico. Como consequência, devido à produção em escala industrial crescente, o aumento de capacidade unitária das turbinas e novas técnicas construtivas possibilitaram reduções graduais e significativas nos custos de produção envolvidos.

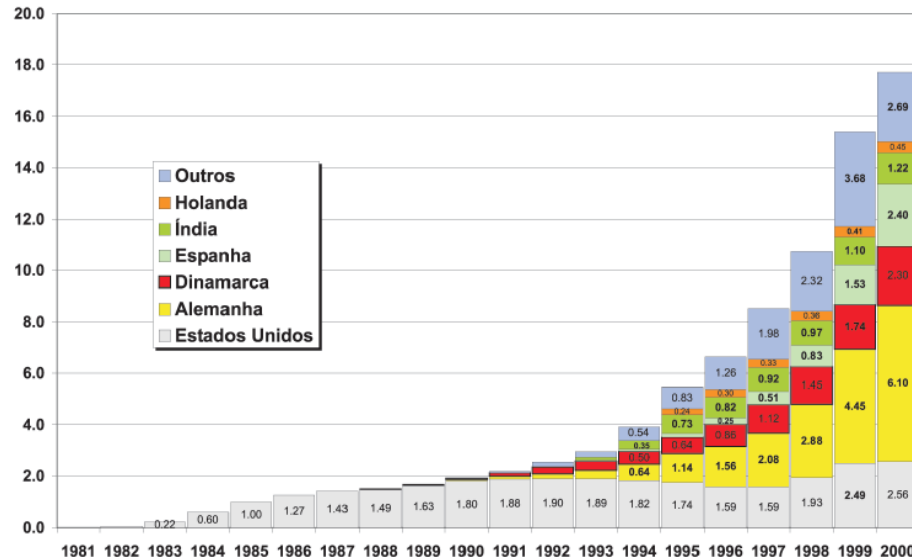


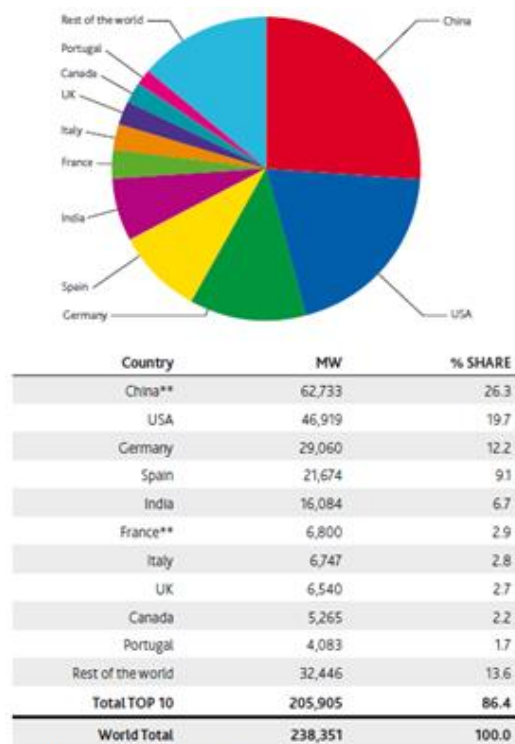
Figura 6 – Evolução mundial da capacidade eólico-elétrica instalada, em GW, até 31/12/2000.

Fonte: AMARANTE et al (2001).

Atualmente, a energia eólica já é um mercado consolidado e difundido em todo o mundo. Segundo GWEC (2012), ao final de 2011, a energia eólica já atingia valores próximos a 250.000 MW de capacidade instalada no mundo, sendo sua participação dividida como demonstrado pela Tabela 05 a seguir.

Tabela 5 – Os 10 países com maiores capacidades instaladas eólicas até dezembro de 2011.

Fonte: GWEC (2012).



* Colocação provisória

O Brasil apresenta condições naturais muito favoráveis à exploração eólica. Em 2001, o MME e a ELETROBRÁS, por meio do CEPEL/CRESESB, lançaram o *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*, o qual visava evidenciar o potencial eólico brasileiro como um todo, demonstrando a empreendedores as oportunidades deste negócio. A Figura 7 demonstra os resultados obtidos. Destaca-se que os estudos elaborados já estão desatualizados e os resultados expressos em alturas de 50m está comercialmente obsoleta. Sendo assim, a expectativa é que o potencial eólico brasileiro atual é bem superior à estimativa publicada neste estudo.

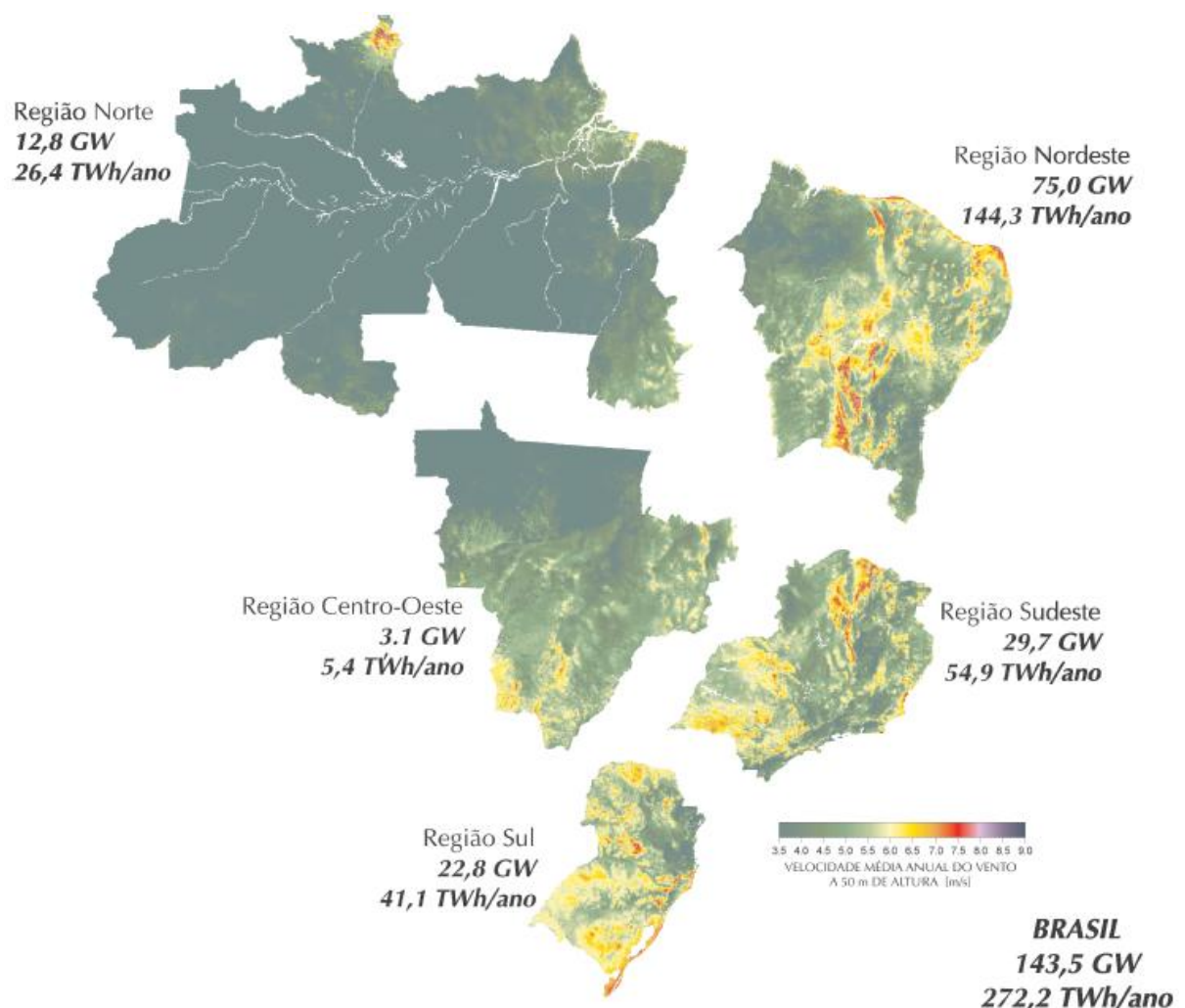


Figura 7 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50m de altura. Fonte: AMARANTE et al (2001).

Após pouco produtivos programas nas décadas de 80 e 90, tal qual a parceria Brasil-Alemanha que gerou o aerogerador DEBRA de 100 kW e alguns pequenos parques com caráter experimental-acadêmico, a energia eólica atingiu patamares

significativos apenas no século XXI, após a “crise do apagão” e com a implantação de alguns programas governamentais específicos. Como demonstrado por RICOSTI (2011), o governo federal criou em 2001 o PROEÓLICA (Programa Emergencial de Energia Eólica) como uma forma de medida paliativa a crise energética do momento. Entretanto, como o programa nunca foi regulamentado pela ANEEL, nenhuma usina entrou em operação através dele. A energia eólica só se consolidou como um mercado privado ascendente com o início do PROINFA e posteriormente com os leilões de fontes alternativas e o específico de eólica. Atualmente, o mercado livre tornou-se uma alternativa para os empreendedores viabilizarem seus projetos.

Em teoria, a potência eólica em função da velocidade do vento é expressa por:

$$P_{eol} = \frac{1}{2} A \rho V^3 C_p \eta \quad (6)$$

Em que:

P_{eol} : potência eólica, em [W];

A : área perpendicular ao escoamento do vento, em [m²]. Para o caso de turbinas de eixo horizontal, a área está atrelada ao diâmetro D do rotor, em [m].

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (7)$$

ρ : massa específica do ar para a situação, em [kg/m³]. É uma função das condições ambientais locais. Considerando o ar como gás perfeito, a expressão geral dos gases perfeitos define essa grandeza.

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (8)$$

Em que:

p : pressão atmosférica local, em [Pa];

R : constante do gás, em [J/kg.K] ($R = 287 \text{ J/kg.K}$);

T : temperatura do ar local, em [K].

V : velocidade do vento, em [m/s];

C_p : coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η : rendimento do conjunto gerador/transmissão.

A Equação 6 esclarece a proporção cúbica entre a potência e a velocidade do escoamento, o que torna este o termo mais determinante para na análise de viabilidade de empreendimentos eólicos. Em geral, estes são viáveis para velocidades médias superiores a 7,0 m/s à altura de cubo. Entretanto, alguns outros fatores também são importantes, tais quais regularidade de vento e rajadas máximas.

Variáveis locais como velocidade do vento, direção, temperatura e pressão são dados empíricos e registrados com o uso de torres de medição meteorológicas. A localização da torre de medição deve ser condizente com projeto do parque e deve demonstrar representatividade completa da área a ser ocupada pelas turbinas. Além disso, por regra da ANEEL, as torres de medição eólica devem apresentar, no mínimo, leituras em três diferentes altitudes, para melhor elaboração da distribuição da velocidade com altitude. Para a elaboração de uma estimativa confiável da produção de energia, a qualidade dos dados é condição *sine qua non*. A mesma é vinculada a parâmetros como representatividade, exatidão, confiabilidade e taxa de recuperação. O primeiro é vinculado à alocação da torre anemométrica. Os dois seguintes referem-se a qualidade técnica do equipamento, bem como a manutenção e monitoramento adequados. O último deve ser entendido como a relação entre o número de dados válidos adquiridos e o número total de dados.

Para representar o comportamento anemométrico, classicamente adota-se a distribuição probabilística de Weibull para modelar a função densidade de probabilidade de ocorrência de velocidade de vento. Esta distribuição é uma variação da distribuição normal gaussiana e é amplamente aplicada para o caso eólico por apresentar melhor aderência às estatísticas de velocidade de vento e por ter expressão mais geral, englobando outras variações da função normal como casos particulares de si. Entretanto, o cálculo utilizando a função de Weibull apresenta distorção na estimativa de energia inversamente proporcional ao conjunto de dados medidos disponíveis para sua elaboração. Para o caso de avaliação diária (como é o objetivo deste trabalho) e em posse de dados de 10 minutos, a energia elétrica produzida em um dia é mais bem estimada pela confrontação direta dos 144 dados de medição de velocidade de vento para o local específico da turbina e a curva de potência do aerogerador selecionado. A energia total produzida no parque

eólico é o resultado da composição das produções energéticas de cada uma das turbinas que o compõe.

A curva de potência de uma turbina eólica demonstra a relação entre a potência gerada pela turbina para diferentes velocidades de vento. Tal curva é um dado fornecido pelo fabricante do equipamento e é comumente formulada para um valor padrão de massa específica ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$), embora alguns fornecedores também elaborem para valores de massa específica mais realísticos.

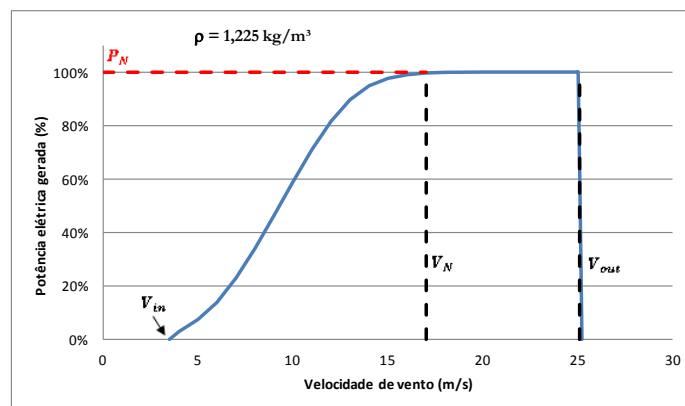


Figura 8 – Genérica curva de potência característica de turbinas eólicas.

A Figura 8 contém alguns termos característicos para turbinas eólicas.

- P_N : potência nominal da turbina, em [W];
- V_{in} : velocidade de entrada ou *Cut-in*. É o menor valor de velocidade para o qual a turbina eólica começa a produzir energia, em [m/s];
- V_N : velocidade de nominal. É o valor de velocidade para o qual a turbina eólica atinge a máxima produção, em [m/s];
- V_{out} : velocidade de corte ou *Cut-out*. É o maior valor de velocidade para o qual a turbina eólica ainda opera. Para velocidades acima deste valor, a turbina eólica é desligada para evitar comprometimento estrutural, em [m/s];

9 A COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES HIDRÁULICA E EÓLICA

No Brasil, há indícios meteorológicos que levam a crer que haja a complementaridade entre os regimes de vento e de afluência pluviométrica no país. O período seco, aquele no qual as precipitações são modestas e os reservatórios das hidroelétricas estão em menor nível, corresponde de maio a novembro (7 meses), sendo completado pelo período úmido, correspondente aos meses de dezembro a abril (5 meses). Notadamente, os meses correspondentes ao período seco apresentam as maiores velocidades média de vento. A Figura 9 ajuda a ilustrar essa afirmação.

O pioneiro estudo elaborado por SHULTZ et al. (2005), baseando-se em dados provenientes da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e da CHESF, apresenta evidências de complementaridade entre as fontes hidráulica e eólica. SHULTZ et al. (2005) realizou uma análise intra-anual de complementaridade hídrico-eólica para três diferentes cenários, com relação a localização geográfica dos empreendimentos: usina eólica e hidrelétrica localizadas na região Sul; usina eólica na região Sul e hidrelétrica na Sudeste; e usinas eólicas e hidrelétricas localizadas na região Nordeste. Para o primeiro caso, evidenciou fraca complementaridade mensal, embora o caso eólico apresentasse menos desvio de médias mensais do que o hidráulico, conquanto em períodos de análise mais curtos não induzissem essa constatação. O segundo caso demonstrou complementaridade mensal bem mais evidente. O terceiro caso tratava-se de revisão de uma análise elaborada pela CHESF na qual se estudava a relação entre a produção energética dos empreendimentos hidrelétricos a jusante da UHE Sobradinho, no Rio São Francisco, e um conjunto de 6 parques eólicos na costa do Estado do Ceará. O resultado obtido comprova explicitamente a complementaridade.

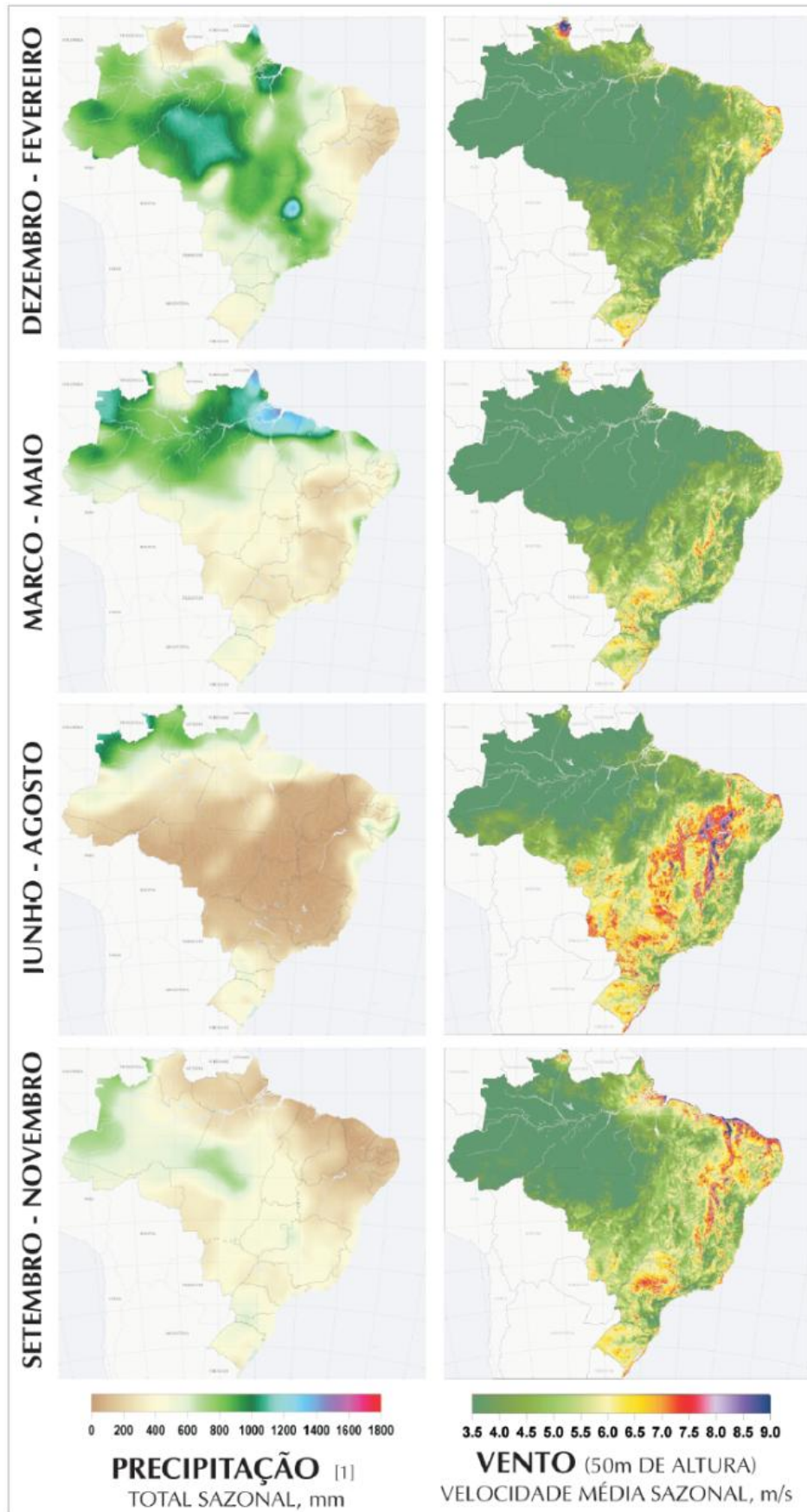


Figura 9 – Médias climatológicas sazonais de precipitação e velocidade média de vento a 50m no Brasil. Fonte: Adaptado de AMARANTE et al. (2001).

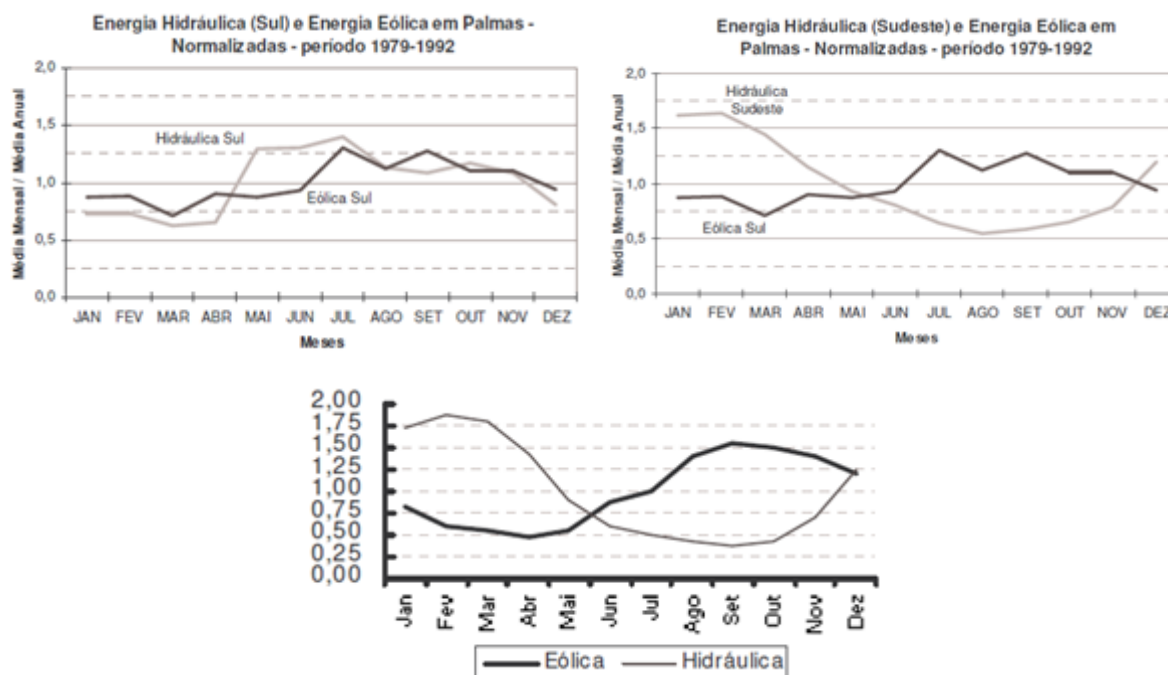


Figura 10 – Resultados obtidos por SHULTZ et al. (2005). O primeiro caso de análise, eólicas e hidrelétricas na Região Sul, corresponde ao quadro superior esquerdo. O segundo caso de análise, eólica na Região Sul e hidrelétrica na Região Sudeste, corresponde ao quadro superior direito. O terceiro caso de análise, eólica e hidrelétrica na Região Nordeste, corresponde ao quadro inferior. A complementaridade fica evidente no segundo e terceiro casos analisados. Fonte: SHULTZ et al. (2005).

Posteriormente, RICOSTI (2011) elaborou novo estudo baseando-se em dados de satélite para 10 diferentes localizações com potencial eólico no Nordeste e a Energia Natural Afluenta (ENA) hidráulica, compreendendo base de dados com médias mensais para o período de 1948 a 2010. Seu trabalho difere-se por apresentar uma análise plurianual, na qual demonstra forte complementaridade entre as duas fontes, sendo que em todo o espectro de análise, a combinação hídrico-eólica atingiu valores inferiores à média apenas em raros momentos, demonstrando fator de capacidade conjunto superior a 50%.

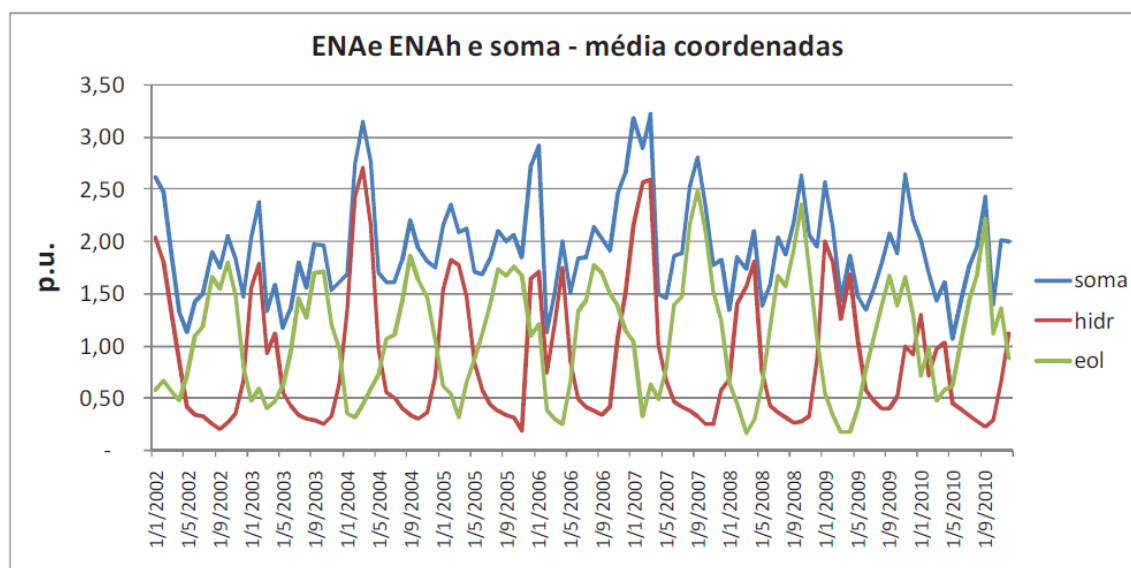


Figura 11 – Complementaridade eólica e hídrica no Nordeste, período de 2002 a 2010. Fonte: RICOSTI (2011).

Para auxiliar o julgamento da complementaridade, alguns parâmetros serão calculados. O coeficiente de correlação de Pearson é um indicativo interessante. Segundo SAATE (2012), o Coeficiente de Correlação de Pearson é uma medida adimensional que fornece a relação entre duas propriedades e está fixado no intervalo $[-1;1]$. Este coeficiente mede a intensidade e a direção de relações lineares, sendo a intensidade referente ao grau de relacionamento entre as duas variáveis analisadas e a direção relacionada ao tipo desta correlação. Valores mais próximos ao módulo unitário indicam intensidade de correlação mais expressiva, enquanto valores próximos ao centro do intervalo (zero) indicam intensidades mais brandas. A correlação positiva indica que valores altos de uma variável correspondem a valores altos da outra, enquanto a negativa representa comportamento contrário. A complementaridade significativa é então representada por valores negativos, sendo ótima no valor extremo de coeficiente de correlação de Pearson e apresentando linearidade para os valores intermediários. Valores positivos demonstram que as fontes apresentam comportamentos de geração semelhantes, comprovando a não complementaridade.

A análise do comportamento das propriedades estatísticas também é interessante. O julgamento de propriedades como média, máximo, mínimo e desvio padrão das distribuições fornece base para interpretação da complementaridade.

BELUCO et al. (2003), em seu trabalho sobre a complementaridade entre as fontes hidráulica e solar no estado do Rio Grande do Sul, propõe índices para o julgamento da complementaridade. O índice de complementaridade i_c é definido pela Equação 9. Perceba que o mesmo é composto por três diferentes parcelas, em que cada uma analisa um diferente critério de complementaridade.

$$i_c = i_t i_e i_a \quad (9)$$

O índice i_t , chamado de índice de complementaridade no tempo, avalia o intervalo de tempo relativo entre os valores mínimos das disponibilidades de energia das duas fontes. Se esse intervalo corresponder à metade do período, o índice resultará na unidade. Caso os valores mínimos coincidam no tempo, o índice i_t apresentará valor nulo. Os valores intermediários guardam uma relação linear entre si. A Equação 10 apresenta a expressão que o calcula. Nesta, as grandezas D_{PCH} e d_{PCH} são os dias correspondentes aos valores máximo e mínimo da produção de energia da PCH, respectivamente, enquanto D_{EOL} e d_{EOL} são os dias correspondentes aos valores máximo e mínimo da produção de energia do parque eólico, respectivamente.

$$i_t = \frac{|d_{PCH} - d_{EOL}|}{\sqrt{|D_{PCH} - d_{PCH}| |D_{EOL} - d_{EOL}|}} \quad (10)$$

O índice i_e , chamado de índice de complementaridade de energia, avalia a proporção entre os valores médios das funções de produção energética. Se os valores médios forem iguais, o índice deve resultar na unidade. Conforme sejam diferentes, este índice tende a zero. A Equação 11 apresenta a expressão que o calcula. Nesta, E_{PCH} corresponde à energia total disponibilizada pela PCH e E_{EOL} corresponde à energia total disponibilizada pelo parque eólico.

$$i_e = 1 - \left(\frac{E_{EOL} - E_{PCH}}{E_{EOL} + E_{PCH}} \right) \quad (11)$$

O índice i_a , chamado de índice de complementaridade entre as amplitudes, avalia a relação entre as proporções dos valores máximos e mínimos das funções de produção energética. Em seu trabalho, BELUCO et al. (2003) propõe o uso de um índice i_a de formulação complexa em comparação aos outros propostos, o qual

exige até mesmo um apêndice dedicado a sua explanação. Sua dedução não é óbvia e recomenda-se consultar a bibliografia para maiores informações. Se as amplitudes forem iguais, o índice resultará na unidade, e conforme sejam diferentes o índice se afasta desse valor, tendendo a zero. A Equação 12 exprime a determinação deste índice. As diferenças δ_{PCH} e δ_{EOL} , Equações 13 e 14 respectivamente, correspondem a uma manipulação com as diferenças entre os valores máximo e mínimo respectivamente das energias diárias disponibilizadas pela PCH e pelo parque eólico. Nestas, $E_{max_{PCH}}$ e $E_{min_{PCH}}$ correspondem respectivamente aos valores máximo e mínimo de produção de energia média diária pela PCH. $E_{max_{EOL}}$ e $E_{min_{EOL}}$ correspondem respectivamente aos valores máximo e mínimo de produção de energia média diária pelo parque eólico. E_c corresponde à energia média diária consumida pelas cargas, considerada constante ao longo do período, a qual neste trabalho será considerada como a soma das energias médias diárias das duas fontes pois supõe-se que o empreendedor tenha o interesse em vender toda a energia que produzir.

$$i_a = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{(\delta_{PCH} - \delta_{EOL})^2}{(1 - \delta_{EOL})^2} \right] \{ 1 - \tanh[2^8(\delta_{PCH} - \delta_{EOL})] \} + \frac{1}{2} \left[1 - \frac{(1 - \delta_{EOL})^2}{(1 - \delta_{EOL})^2 + (\delta_{PCH} - \delta_{EOL})^2} \right] \{ 1 - \tanh[2^8(\delta_{PCH} - \delta_{EOL})] \} \quad (12)$$

$$\delta_{PCH} = 1 + \frac{E_{max_{PCH}} - E_{min_{PCH}}}{E_c} \quad (13)$$

$$\delta_{EOL} = 1 + \frac{E_{max_{EOL}} - E_{min_{EOL}}}{E_c} \quad (14)$$

Por fim, a análise gráfica é interessante ao transmitir grande sensibilidade visual, mas não apresenta parâmetros matemáticos em si que possam comprovar a complementaridade. Para realçar o fenômeno desejado, a avaliação gráfica será feita em função do fator de capacidades das produções individuais e da resultante, para cada um dos três casos de análise. O fator de capacidade é a relação existente entre a produção energética diária de fato e o máximo valor possível, sendo este o produto da potência nominal e a espectro temporal total de análise.

10 ESTUDO DE CASO – PCH, EÓLICA E COMPLEMENTARIDADE

10.1 CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DIÁRIA PARA A PCH

O empreendimento PCH analisado foi escolhido como uma usina operando a fio d'água. Segundo ELETROBRÁS (2000), este tipo de usina hidrelétrica é apropriado quando as vazões de estiagem são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência instalada. Dentre suas principais características, destaca-se: não há flutuações significativas do nível de montante do reservatório (constante); barragens baixas; reservatório reduzido; geração de energia conforme a passagem de água, o que as torna mais suscetíveis à sazonalidade e não auxilia na reserva de energia; entre outras. Usinas a fio d'água é o atual tipo mais importante na minimização dos impactos ambientais da exploração de energia elétrica por fonte hídrica, tendo sua aplicação incentivada. Adicionalmente, o empreendimento analisado apresenta geração em pé, ou seja, a casa de força encontra-se junto ao barramento. Outras características são expressas a seguir.

- Nível de montante relativo constante: 28,95 m, em comparação com o nível zero da régua;
- Perda de carga média: 3% da queda bruta, como recomendado por ELETROBRÁS (2000) para usinas com geração em pé;
- Potência nominal: 14,0 MW
- Número de turbinas: 2 unidades;
- Potência nominal do conjunto turbina-gerador: 7.681 kW;
- Rendimento do conjunto turbina-gerador: 85%, como recomendado por ELETROBRÁS (2000) como valor médio adotado;
- Vazão remanescente: 0 m³/s, já que a usina apresenta geração em pé;
- Vazão máxima turbinada: 34,7 m³/s;
- Massa específica da água: 1.000 kg/m³;
- Aceleração da grávida: 9,81 m/s²;
- Indisponibilidade forçada e programada: 8% da energia média gerada;
- Espectro de análise: do dia 09/06/2011 até 25/08/2012 (444 dias);

A rigor, todos os níveis devem ser convertidos em seus correspondentes topográficos absolutos. Entretanto, por motivos de confidencialidade, os mesmos foram expressos de forma relativa, embora os cálculos tenham sido realizados com os valores absolutos. O uso dos valores relativos não implica erro necessariamente, desde que todos os valores estejam atrelados a um único outro constante, como o nível zero da régua, já que os cálculos subsequentes sempre envolvem diferenças de nível.

Como dados de entrada para estimar a produção energética diária para a PCH detém-se a distribuição de leituras de nível de uma régua hidrométrica realizadas duas vezes ao dia, a primeira em período matutino e a segunda em vespertino, e 28 leituras de vazão oriundas de 14 campanhas de medição de descarga líquida. A régua está instalada na região de jusante, o que torna as leituras bons indicativos das condições de operação.

As 28 leituras de vazão possibilitam a elaboração da curva-chave, já que confrontam vazão medida com o correspondente nível na régua hidrométrica. Sabe-se que a curva-chave representa a proporção vazão Q e nível N segundo a Equação 5, na qual têm-se a serem determinados empiricamente os parâmetros a , b e N_0 . Como descreve ELETROBRÁS (2000), a determinação destes parâmetros é feita iterativamente, através da qual objetiva-se encontrar a curva que melhor se adéqua aos valores das leituras obtidas em campo. O resultado desta análise apresenta-se na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros empíricos da curva-chave para a seção de jusante do empreendimento em análise.

Parâmetro	Valor
a	33,770
b	1,50
N_0	3,73

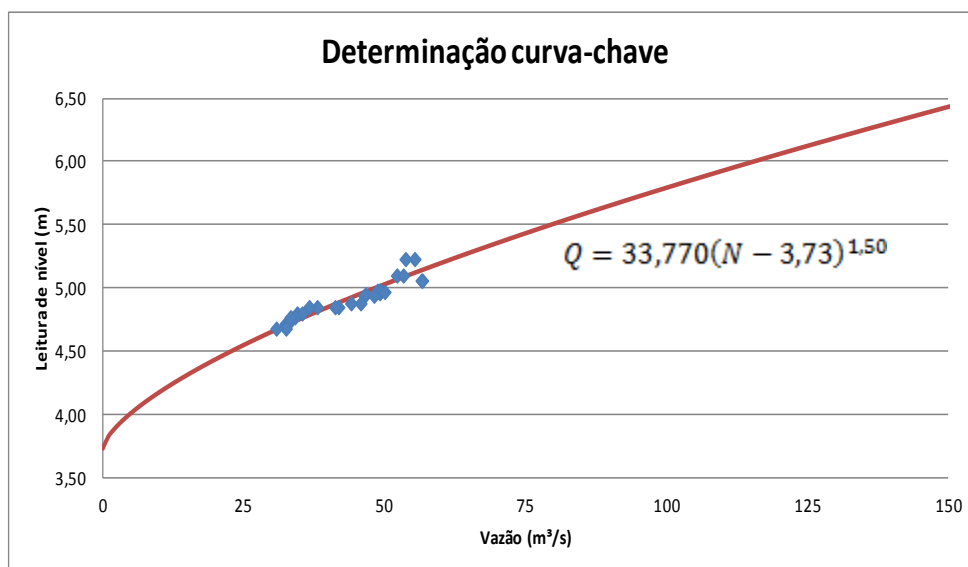


Figura 12 – Determinação da curva-chave. Em vermelho, curva-chave resultante com os parâmetros expressos na Tabela 6. Em azul, 28 leituras obtidas em campo em 14 campanhas de medição de descarga líquida.

Com a aplicação da equação da curva-chave, as leituras diárias de nível de jusante são transformadas em leituras diárias de vazão na seção de jusante, obtendo-se então dois valores de vazão por dia, sendo calculada então a média diária da vazão. Em seguida, com a aplicação inversa da equação da curva-chave obtém-se a distribuição da média diária do nível de jusante. Como o nível de montante da usina é fixo, a diferença entre este e a distribuição de níveis de jusante médios diários resulta na distribuição de queda bruta média diária para o empreendimento.

A aplicação conjunta dos valores de vazão e queda bruta médios diários na Equação 4, em conjunto com os coeficientes adicionais expressos anteriormente, determina a distribuição de potências instantâneas médias diárias e, por conseguinte, de energia média diária para todo o período investigado. Vale ressaltar novamente a condição limitante de potência do conjunto turbina-gerador, o qual não pode ser ultrapassado por limitações físicas das máquinas e será o valor admitido para os dias em que o resultado obtido pela Equação 4 o suplantar.

A Figura 13 demonstra a evolução da produção energética média diária, normalizada pela energia média diária de todo o período, obtida para o empreendimento PCH objeto de estudo.

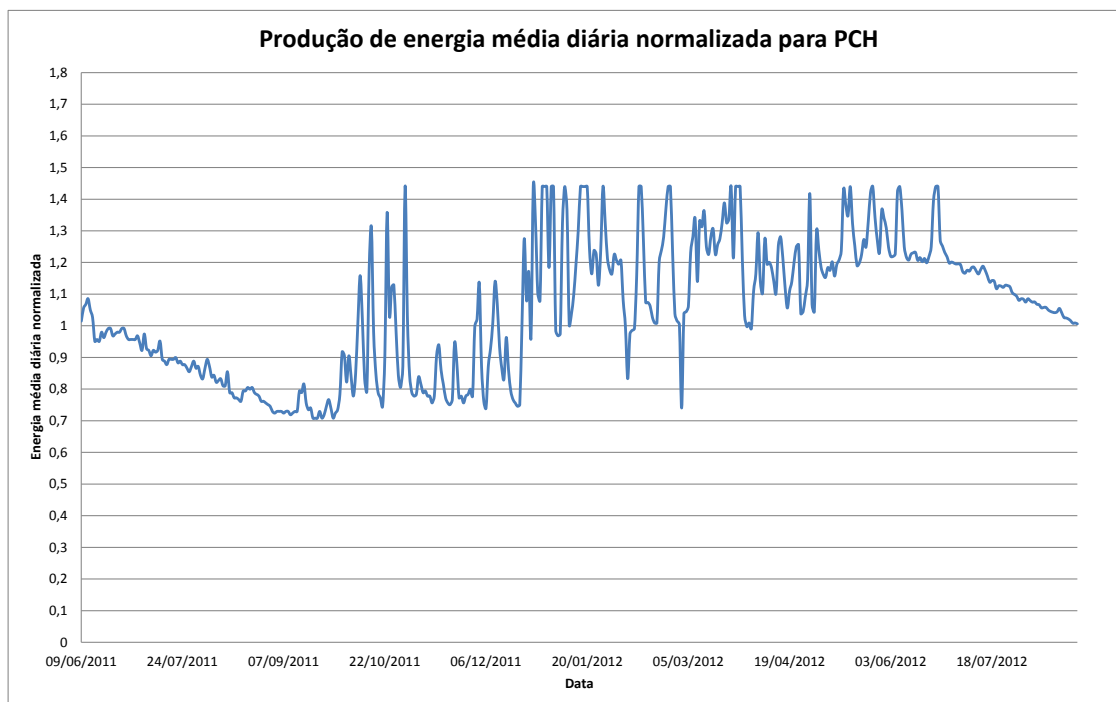


Figura 13 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária, representada pelo fator de capacidade, para PCH.

Percebe-se que, com exceção de alguns picos de cerca de vinte dias em outubro de 2011, a PCH apresenta produção abaixo da média até a segunda metade de dezembro de 2011, a partir da qual a produção de energia estabiliza-se acima da média da geração para quase todo o período. A tendência decrescente apresenta-se de forma suave na primeira parte do gráfico (até o início de outubro de 2011), bem como na última (após junho de 2012), enquanto que no intervalo intermediário apresenta tendência crescente. A Tabela 7 a seguir resume as propriedades estatísticas da produção de energia da PCH, normalizada em função da média de energia diária média para todo o período.

Tabela 7 – Propriedades estatísticas da geração de energia diária média para a PCH em estudo.

Propriedade estatística	Valor
Média	1,000
Mínimo	0,708
Máximo	1,440
Desvio padrão	0,210

10.2 CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DIÁRIA PARA OS PARQUES EÓLICOS

Parque eólico é a denominação dada ao conjunto de aerogeradores de uma mesma região, conectados à mesma rede de transmissão de média tensão e subestação coletora. O número de aerogeradores em um parque é função de diversos fatores, dentre os quais se relevam a área disponível, a topografia local e a distribuição de velocidades de vento pelo território. Intenta-se que a área disponível seja suficientemente grande e bem orientada com relação à direção principal de vento, que a topografia apresente relevo suave e que a distribuição de velocidades de vento seja apreciável e a mais uniforme possível por toda a área. Outros fatores como acesso ao local, conexão à rede elétrica e questões ambientais são igualmente importantes, mas suas análises são casos particulares específicos.

Comercialmente, os aerogeradores do tipo horizontal apresentam maior viabilidade do que os do tipo vertical, sendo então aquele o escolhido para este trabalho. Dentre os diversos modelos e fabricantes, selecionou-se como aerogerador de análise o modelo GAMESA G87-2.0 MW, da fabricante espanhola *Gamesa*. A Tabela 8 exprime algumas características desse modelo. Estas informações foram retiradas do catálogo do fabricante.

Tabela 8 – Propriedades do aerogerador escolhido, GAMESA G87-2.0 MW. Fonte: GAMESA (2007).

GAMESA G87-2.0 MW	
Potência nominal	2.000 kW
Diâmetro do rotor	87 m
Tipo de torre	Metálica tubular
Altura de cubo	80m
Frequência de conexão	50 / 60 Hz
Número de polos	4
Classe de vento	IEC Classe II
Velocidade de rotação	9.0 – 19.0 rpm
Velocidade <i>Cut-In</i>	4,0 m/s
Velocidade Nominal	17,0 m/s
Velocidade <i>Cut-out</i>	25,0 m/s

Este modelo apresenta as relações Potência (kW) e Velocidade de Vento (m/s) como descrito na Tabela 9. O conjunto de dados da mesma possibilita a elaboração da curva Potência (kW) pela Velocidade de Vento (m/s), como ilustradas

pela Figura 14. Para o cálculo da potência instantânea, os valores expressos na Tabela 9 foram interpolados para valores de velocidade de 0,0 a 25,0 m/s com intervalos de 0,1 m/s.

Tabela 9 – Distribuição de potência (kW) com a velocidade de vento (m/s) para densidade do ar de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ para o aerogerador GAMESA G87-2.0 MW. Fonte: GAMESA (2007).

Speed (m/s)	Power (kW)
4	78.6
5	181.2
6	335.4
7	549.8
8	831.5
9	1174.8
10	1528.3
11	1794.7
12	1931.1
13	1981.0
14	1995.3
15	1998.9
16	1999.8
17	2000.0
18	2000.0
19-25	2000.0

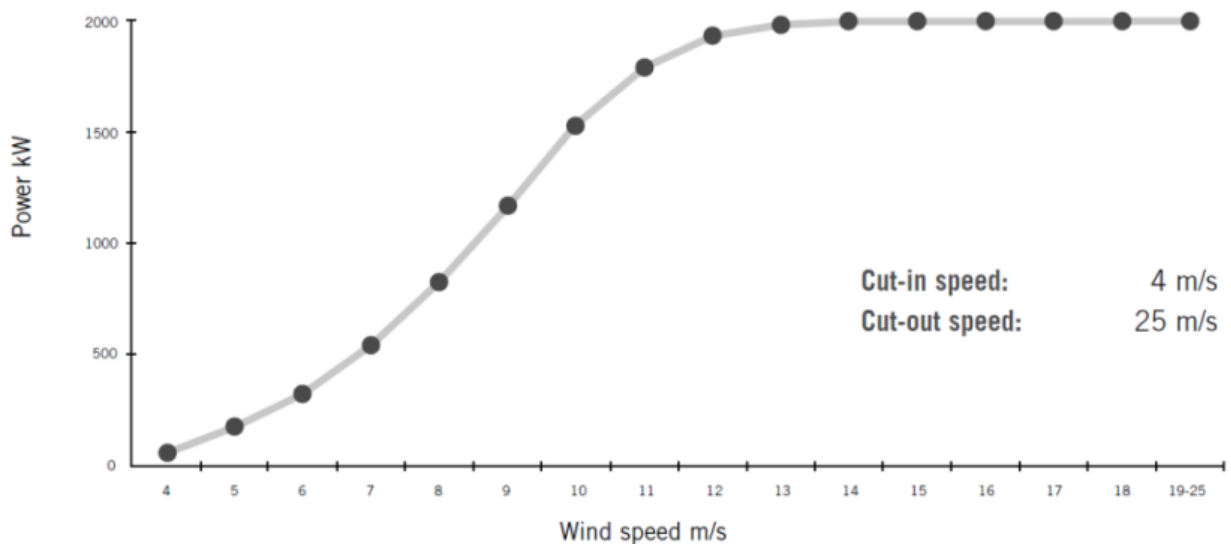


Figura 14 – Curva de potência do aerogerador GAMESA G87-2.0 MW ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$). Fonte: GAMESA (2007).

Os parques eólicos idealizados apresentarão as seguintes características comuns:

- Número de aerogeradores: 7 turbinas;
- Potência nominal do parque: 14,0 MW;
- Densidade do ar: $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$;
- Indisponibilidade: 3%;
- Perdas médias devido ao efeito de arrasto: 8% da produção energética diária;
- Torre anemométrica representativa da área. Suas medições serão consideradas como as mesmas para todos os aerogeradores.
- Espectro de análise: do dia 09/06/2011 até 25/08/2012 (444 dias);

Perceba que o número de turbinas foi determinado de tal sorte que a potência nominal apresente mesmo valor da PCH. Essa hipótese facilita a avaliação de produção energética relativa e a consequente complementaridade, mas não é condição limitante. Parques eólicos costumam apresentar potência nominal superior aos empreendimentos de PCH, embora sejam normalmente divididos em projetos de no máximo 30,0 MW para usufruírem benefícios previstos em regulamentação da ANEEL.

Em geral, no Brasil, a densidade do ar é significativamente menor do que o valor de referência europeu/americano de $1,225 \text{ kg/m}^3$, apresentando valores médios entre $1,00$ e $1,15 \text{ kg/m}^3$. Optou-se como hipótese a densidade do ar ser igual à de referência pela maior facilidade de obtenção da curva de potência. A correção proporcional direta não é correta, sendo necessário o uso de curvas de potência específicas estabelecidas para o valor de densidade local.

Como dado de entrada local para estimar a geração diária de energia dos parques eólicos têm-se medições provenientes de torres de medição anemométricas de altura 80m, compatível com a de cubo. Como hipótese, considera-se que as torres de medição estejam bem alocadas no interior das propriedades, sendo suas medições bem representativas do comportamento eólico dos respectivos parques. Suas leituras serão consideradas como sendo iguais a todos os aerogeradores, embora esta afirmação não seja necessariamente verdadeira. Para terrenos suaves e de rugosidade baixa e constante, esta distorção tende a ser diminuta. A torre anemométrica registra valores médios, máximos, mínimos e o desvio padrão da

velocidade a cada 10 minutos para todo o período de análise, além de outras propriedades locais como direção principal do vento, temperatura e pressão.

O cálculo de potência foi realizado com o seguinte procedimento:

- Por comparação das medições de velocidade de vento a cada 10 minutos com a interpolação dos valores de velocidade da curva de potência do aerogerador, determinou-se a potência instantânea a cada 10 minutos, para todo o espectro temporal;
- Em seguida, calculou-se a energia gerada em MWh com os valores de potência média para intervalos de 10 minutos;
- A cada dia, somam-se os 144 valores de energia gerada, obtendo-se então a geração de energia média diária para cada turbina.

O arrasto é a perda de energia em uma turbina proveniente da perturbação no escoamento do vento devido à presença de turbinas localizadas à montante seguindo a direção do vento. AMARANTE et al (2001) recomenda que a distância entre as turbinas de uma mesma linha seja próxima a 3 vezes o diâmetro do rotor do aerogerador e que as linhas estejam espaçadas ao menos 10 vezes esta mesma grandeza. Não é o intuito do presente trabalho discorrer sobre técnicas de otimização que poderiam minimizar o efeito de arrasto. Considera-se o efeito de arrasto como um percentual de perda energética média da geração diária para o parque como um todo, mesmo que este efeito seja diferente para cada uma das turbinas.

Assim como para a PCH, a indisponibilidade, seja ela forçada ou programada, é um parâmetro que mede a quantidade de tempo em que as turbinas não operam. O valor da indisponibilidade é um parâmetro normalmente estabelecido no contrato com o fornecedor de aerogeradores. Devido à dificuldade em prever o período de ocorrência da indisponibilidade, foi adotado que a mesma corresponde a uma perda percentual da energia diária gerada, diluindo seu efeito de forma global na forma de um rendimento equivalente.

Para avaliar a complementaridade com a mesma PCH, propôs-se analisar três diferentes parques eólicos, sendo identificados como EOL 1, EOL 2 e EOL 3. Os três projetos apresentam as características descritas acima comuns. A diferença reside então nos dados de entrada locais obtidos por torres de medição anemométrica. Os valores normalizados foram calculados em função da média das

energias diárias médias produzidas pelos três empreendimentos, a fim de normalizá-los em função de um mesmo parâmetro. Desta forma, pode-se inferir a relação das produções energéticas entre parques diferentes, enquanto a normalização em função de parâmetros distintos para cada uma das distribuições poderia induzir ao erro de interpretação.

A Figura 15 demonstra a evolução da produção energética média diária para o empreendimento eólico EOL 1 objeto de estudo, normalizada pela média das energias médias diárias dos três projetos eólicos, para todo o período.

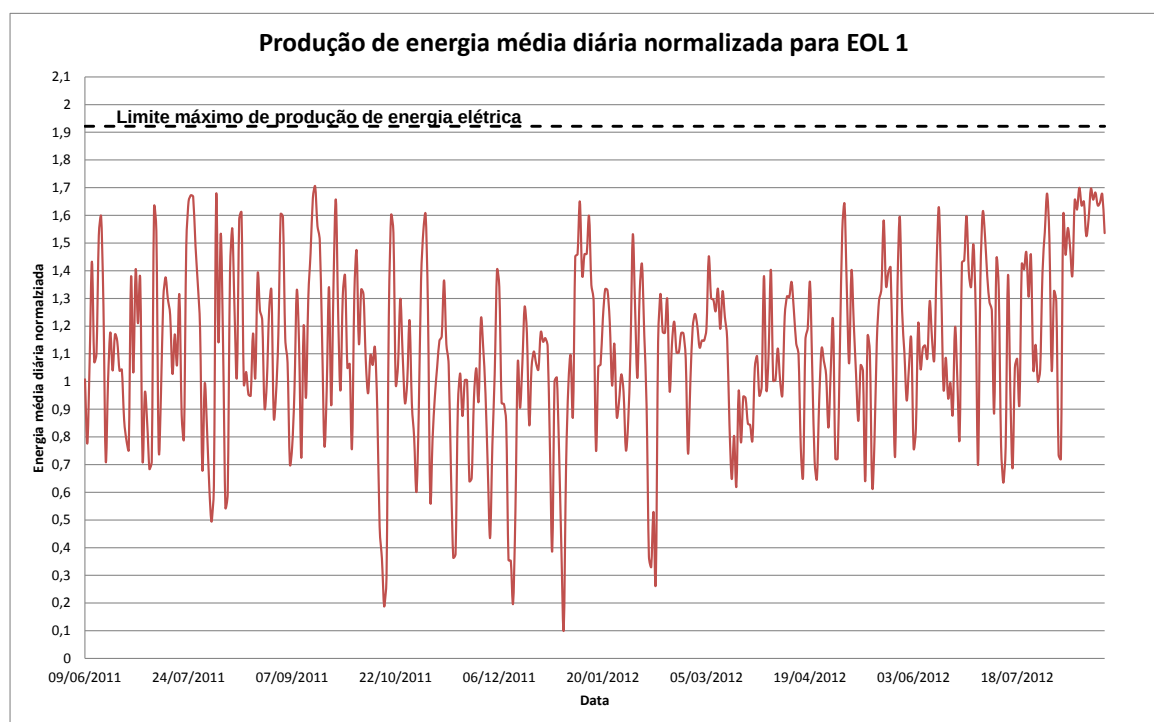


Figura 15 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 1.

A Figura 16 demonstra a evolução da produção energética média diária para o empreendimento eólico EOL 2 objeto de estudo, normalizada pela média das energias médias diárias dos três projetos eólicos, para todo o período.

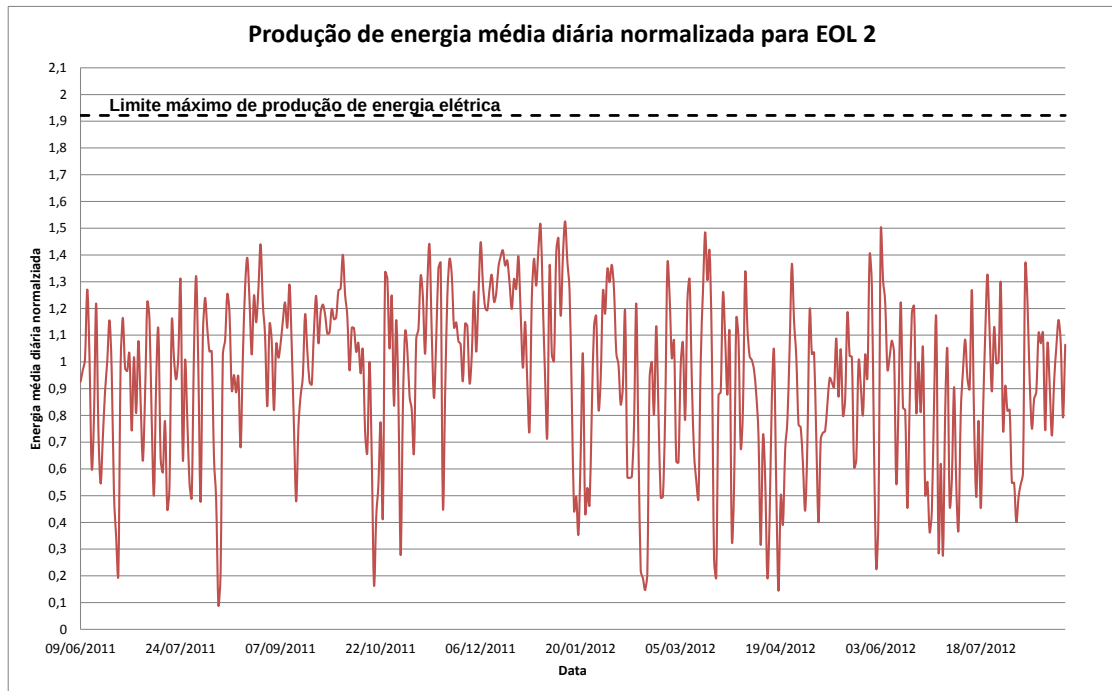


Figura 16 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 2.

A Figura 17 demonstra a evolução da produção energética média diária para o empreendimento eólico EOL 3 objeto de estudo, normalizada pela média das energias médias diárias dos três projetos eólicos, para todo o período.

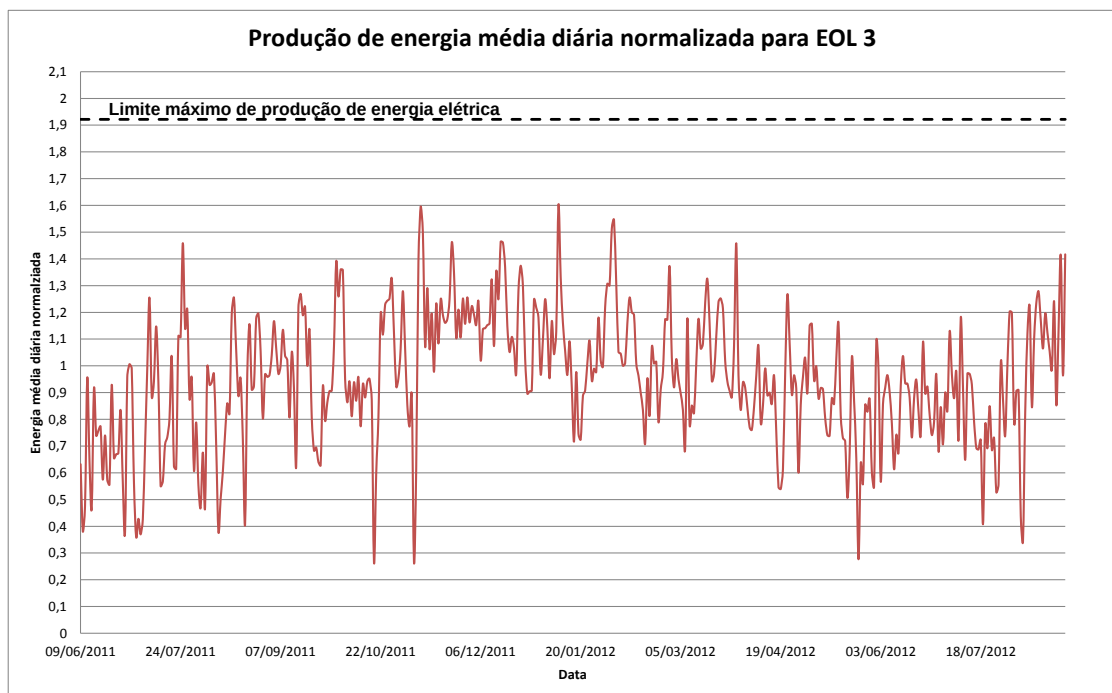


Figura 17 – Distribuição da produção de energia elétrica média diária para o parque eólico EOL 3.

De forma geral, percebem-se oscilações frequentes e significativas nos três projetos, de recorrência e de grande amplitude. Verifica-se que as inversões ocorrem em período de tempo curtos, de forma brusca, e apresentam amplitudes inclusive superiores à média de produção energética para todo o período, representada graficamente por oscilações superiores a unidade. Estas constatações são típicas de empreendimentos eólicos, nitidamente marcados pela instabilidade na geração de energia elétrica.

A Tabela 10 resume as características estatísticas para a produção energética dos parques eólicos objetos de estudo. Perceba que os valores médios não são necessariamente iguais, tendo em vista que a normalização foi baseada na média das energias médias diárias dos três projetos por todo o período.

Tabela 10 – Propriedades estatísticas da geração de energia diária média para os parques eólicos em estudo.

Propriedade	EOL 1	EOL 2	EOL 3
Média	1,111	0,938	0,950
Mínimo	0,106	0,090	0,265
Máximo	1,705	1,526	1,602
Desvio padrão	0,312	0,306	0,244

Como foram normalizadas em função da mesma base, pode-se inferir as seguintes características comparativas:

- O projeto EOL 1 apresenta a maior média de produção de energia diária média, seguido pelo EOL 3 e o EOL 2;
- O projeto EOL 3 apresenta o maior valor mínimo de produção energética diária média, seguido pelo EOL 1 e o EOL 2;
- O projeto EOL 1 apresenta o maior valor máximo de produção energética diária média, seguido pelo EOL 3 e o EOL 2;
- O projeto EOL 3 apresenta o menor valor de desvio padrão na produção energética diária média, seguido pelo EOL 2 e o EOL 1;
- O projeto EOL 1 apresenta o maior número de picos próximos à máxima produção, seguido pelo EOL 2 e o EOL 3;
- O projeto EOL 2 apresenta o maior número de picos próximos à mínima produção, seguido pelo EOL 1 e o EOL 3;
- O projeto EOL 2 apresenta maiores oscilações bruscas em comparação aos outros projetos;

- O projeto EOL 3 apresenta menores oscilações bruscas em comparação aos outros projetos;
- O projeto EOL 2 não apresenta tendência definida para o período como um todo. O projeto EOL 1 aparenta uma leve diminuição na média entre outubro de 2011 e abril de 2012. O projeto EOL 3 é o que apresenta tendência mais nítida, apresentando comportamento aproximadamente senoidal, apresentando crescimento até o final de dezembro de 2011, em seguida decrescendo até abril de 2012 e em seguida demonstrando recuperação ao final do espectro temporal.

10.3 AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE

Após o cálculo das produções diárias média de energia, o fenômeno de complementaridade entre as fontes pode ser julgado para cada um dos três casos de análise.

O primeiro indício é o coeficiente de correlação das distribuições de geração de energia média diária. A Tabela 11 exprime os valores identificados entre a PCH e cada um dos projetos eólicos. Todos os casos apresentaram coeficiente de correlação negativo, o que indica a presença de complementaridade. A correlação entre a PCH e o projeto eólico EOL 2 apresentou coeficiente de módulo muito superior aos outros, o que demonstra uma complementaridade mais significativa. O projeto eólico EOL 3 é o que apresenta correlação menos expressiva com a PCH.

Tabela 11 – Coeficiente de correlação para os casos de complementaridade analisados.

Caso	Coeficiente de correlação
PCH e EOL 1	- 8,9%
PCH e EOL 2	- 21,1%
PCH e EOL 3	- 4,0%

Analogamente às Figuras 13, 15, 16 e 17, as Figuras 18, 19 e 20 ilustram a produção energética média diária normalizada obtida para a operação combinada dos empreendimentos PCH e os parques eólicos EOL 1, EOL 2 e EOL 3, respectivamente. A normalização foi feita em função da média de produção de energia média diária entre a PCH e o respectivo parque eólico para todo o período.

O comportamento ilustrado seria o equivalente obtido para plantas de geração de energia cuja produção fosse igual à soma das energias produzidas diariamente pela PCH e pelos parques eólicos. Como previsível, o comportamento resultante é um intermediário entre o da PCH e o dos parques eólicos.

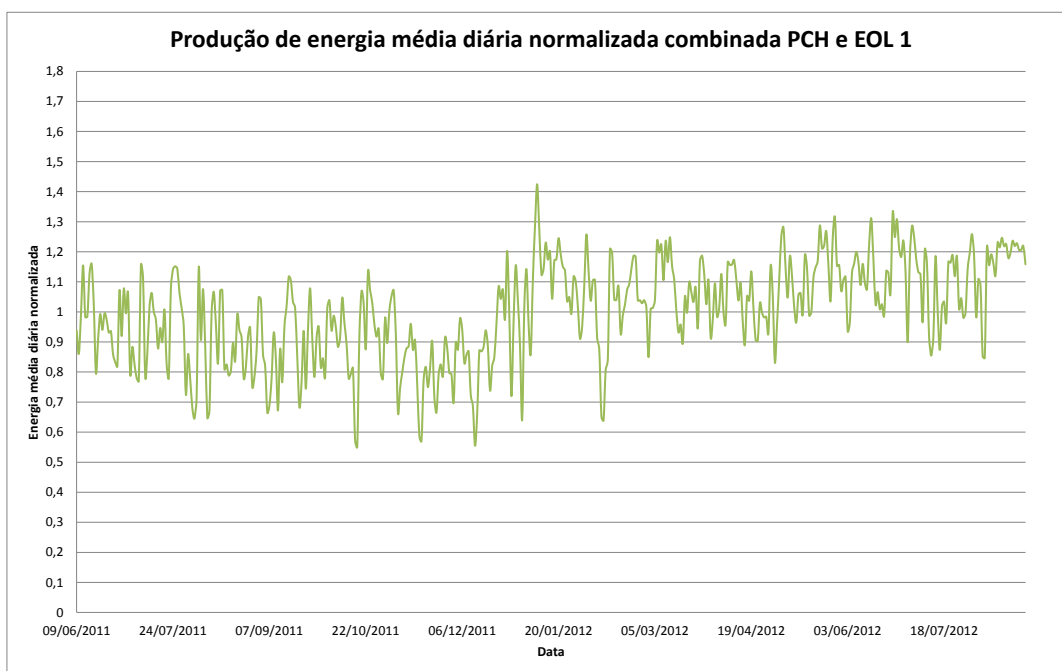


Figura 18 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 1.

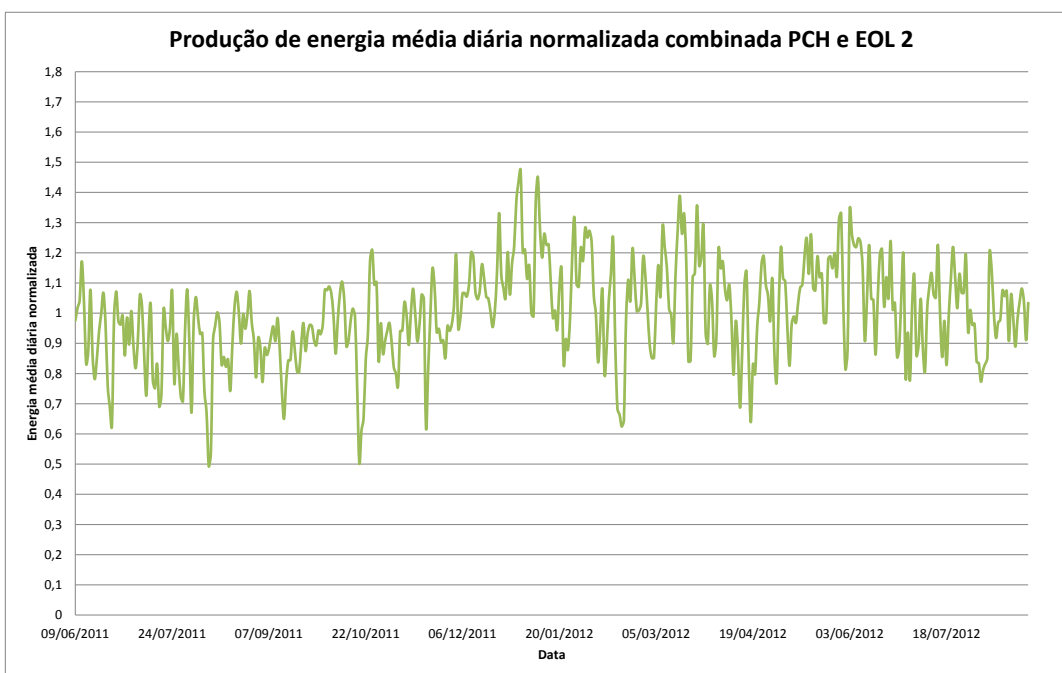


Figura 19 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 2.

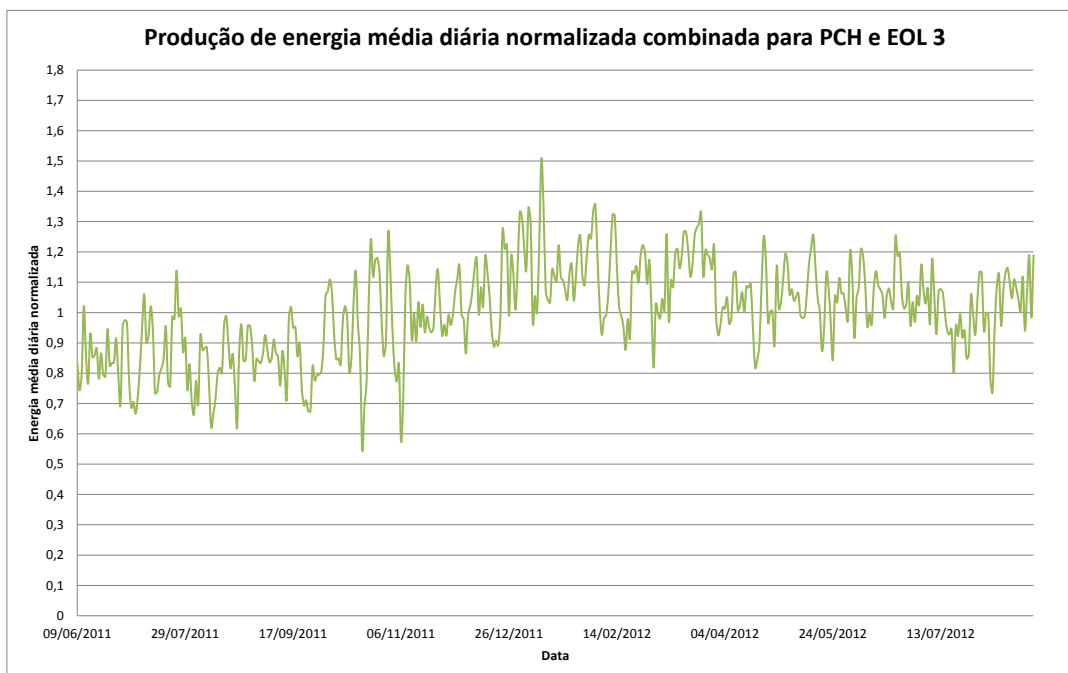


Figura 20 – Distribuição da geração de energia elétrica média diária para a operação combinada dos empreendimentos PCH e parque eólico EOL 3.

Observa-se que a distribuição da produção combinada apresenta espectro de oscilação menor ao comparado com as produções individuais para todos os casos. Isto pode ser comprovado pela análise das propriedades estatísticas das distribuições, como ilustrada na Tabela 12. As normalizações dessas características foram feitas em relação à média de todo o período da produção energética diária média individual de cada caso de análise. A diminuição significativa do desvio padrão é outro indicador da complementaridade existente entre as fontes. A diminuição mais significativa ocorre para o caso do parque eólico EOL 2 e a menos significativa para o caso EOL 3, ressaltando as constatações inferidas com os coeficientes de correlação.

Tabela 12 – Propriedades estatísticas das distribuições de energia média diárias, normalizadas em função dos respectivos valores médios de energia média diária para todo o período.

Produção de energia	Média	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
PCH	1,000	0,674	1,372	0,200
EOL 1	1,000	0,096	1,534	0,281
EOL 2	1,000	0,096	1,629	0,356
EOL 3	1,000	0,279	1,685	0,256
PCH e EOL 1	1,000	0,551	1,425	0,162
PCH e EOL 2	1,000	0,493	1,573	0,161
PCH e EOL 3	1,000	0,547	1,508	0,156

A Tabela 13 a seguir ilustra um conjunto de características de cada empreendimento, necessárias para o cálculos dos índices de complementaridade propostos por BELUCO et al. (2003).

Tabela 13 – Características necessárias para o cálculo dos índices de BELUCO et al. (2003).

Característica	PCH	EOL 1	EOL 2	EOL 3
Dia de máxima produção	01/01/2012	17/09/2011	13/01/2012	09/11/2011
Dia de mínima produção	01/08/2011	03/01/2012	10/08/2011	06/11/2011
Energia total produzida	96,4 GWh	86,3 GWh	72,6 GWh	73,8 GWh
Energia máxima produzida	297,7 MWh	298,1 MWh	266,8 MWh	280,0 MWh
Energia mínima produzida	146,5 MWh	18,6 MWh	15,7 MWh	46,4 MWh
Energia média produzida	217,1 MWh	194,3 MWh	164,1 MWh	166,2 MWh

As propriedades apresentadas pela Tabela 13 possibilitam o cálculo dos índices de complementaridade propostos por BELUCO et al. (2003) mediante a aplicação das Equações 9, 10, 11, 12, 13 e 14. Vale ressaltar que a energia média consumida pelas cargas foi considerada como sendo a energia média da operação conjunta dos dois empreendimentos. A Tabela 14 exprime os valores obtidos.

Tabela 14 – Índices de complementaridade de BELUCO et al. (2003).

Índice de complementaridade de BELUCO et al. (2003)	PCH e EOL 1	PCH e EOL 2	PCH e EOL 3
Índice de complementaridade no tempo (i_t)	0,99	0,36	—*
Índice de complementaridade de energia (i_e)	0,94	0,86	0,87
Índice de complementaridade entre as amplitudes (i_a)	0,29	0,34	0,38
Índice de complementaridade (i_c)	0,27	0,11	—

* Índice apresenta valor sem sentido, superior à unidade.

Na proposta do índice de complementaridade no tempo i_t , BELUCO et al. (2003) considera por hipótese que as fontes apresentam valores mínimo e máximo de produção energética distante temporalmente aproximadamente 180 dias, o que é esperado em teoria. Entretanto, para as medições analisadas, o mesmo não se verifica tendo em vista que tanto para PCH quanto para os parques eólicos as máximas e mínimas produções diárias médias de energia são consideravelmente inferiores ao esperado, como expresso na Tabela 13. O caso crítico é o da

complementaridade entre a PCH e o parque eólico EOL 3, para o qual esta defasagem temporal é de apenas 3 dias. Os outros casos também demonstram valores distorcidos, embora para o caso da PCH e a usina geradora eólica EOL 2 esta seja menos considerável. A Tabela 15 apresenta novamente os índices de BELUCO et al. (2003), com a modificação no denominador da Equação 10 do índice de complementaridade no tempo para 180 dias, ao invés da média geométrica de distância temporal entre as produções máximas e mínimas, denominado i_t' .

Tabela 15 – Índices de complementaridade de BELUCO et al. (2003) modificados.

Índice de complementaridade de BELUCO et al. (2003)	PCH e EOL 1	PCH e EOL 2	PCH e EOL 3
Índice de complementaridade no tempo modificado (i_t')	0,58	0,25	0,26
Índice de complementaridade de energia (i_e)	0,94	0,86	0,87
Índice de complementaridade entre as amplitudes (i_a)	0,29	0,34	0,38
Índice de complementaridade (i_c)	0,16	0,07	0,09

As conclusões da Tabela 15 contradizem as constatações obtidas com o julgamento do coeficiente de correlação e o comportamento do desvio padrão. Os coeficientes de BELUCO et al. (2003) foram formulados considerando médias mensais provenientes de dados anuais. Não se sabe também a origem desses dados, os quais podem ser comprometidos devido o uso de expansões e regressões.

Adicionalmente, o período de análise foi marcado por comportamento meteorológico anômalo, com recorrentes estiagens em épocas históricas de chuva. O projeto eólico EOL 1 foi beneficiado no cálculo destes índices por apresentar maior distância entre os valores mínimos de produção com a PCH e pela maior produção energética daquele parque eólico em comparação aos outros. Outra constatação importante é que os índices de BELUCO et al. (2003) analisam apenas os casos críticos.

A complementaridade instantânea é mais importante e recorrente. As Figuras 21, 22 e 23 mostram o comportamento dos fatores de capacidade para a PCH, o respectivo parque eólico e a combinação dos dois para cada um dos casos analisado. Nestas, a complementaridade torna-se mais evidente para vários momentos.

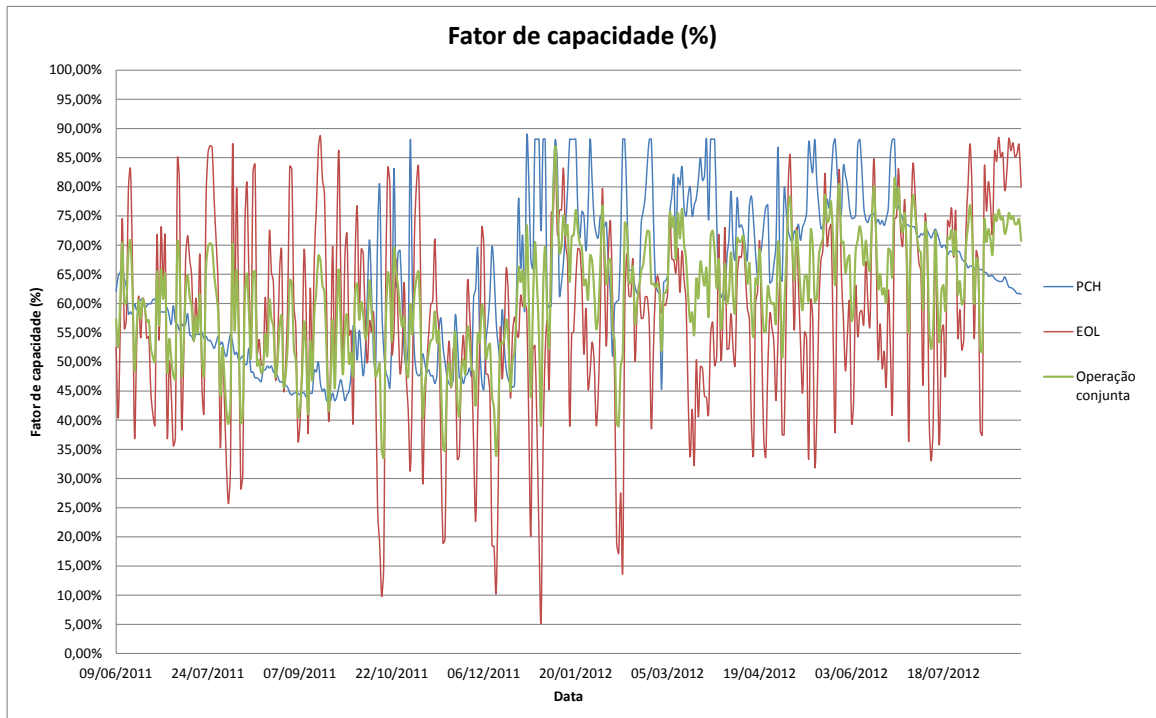


Figura 21 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 1 e a operação combinada dos mesmo.

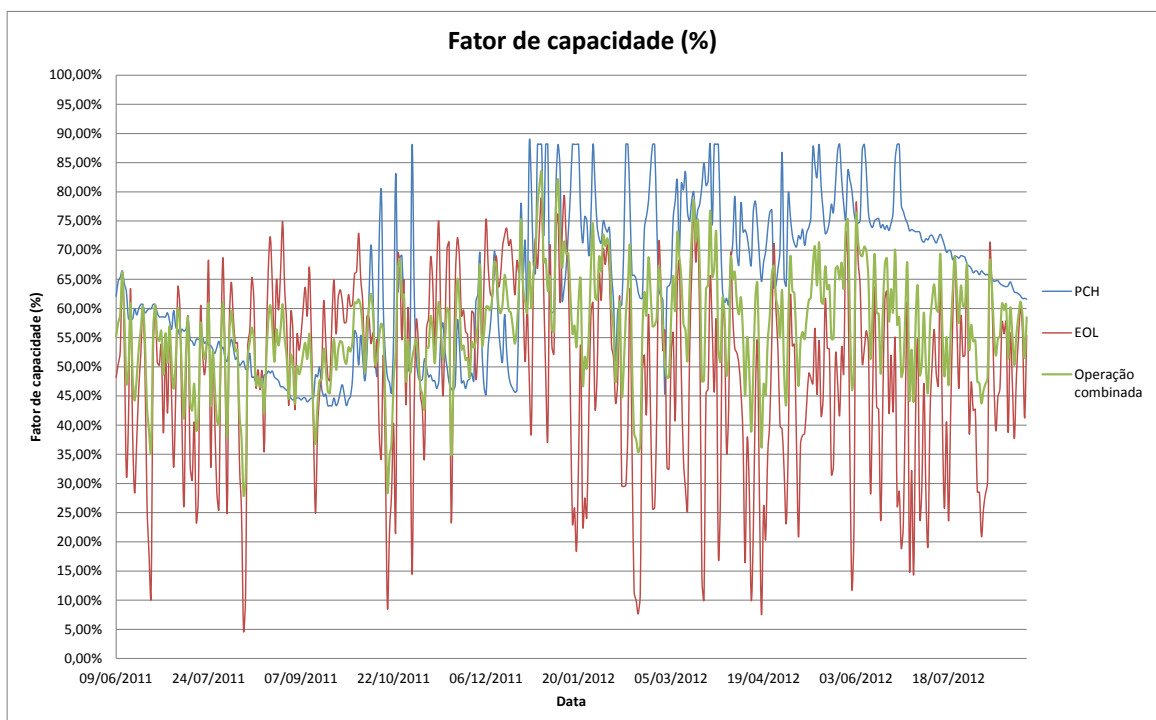


Figura 22 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 2 e a operação combinada dos mesmo.

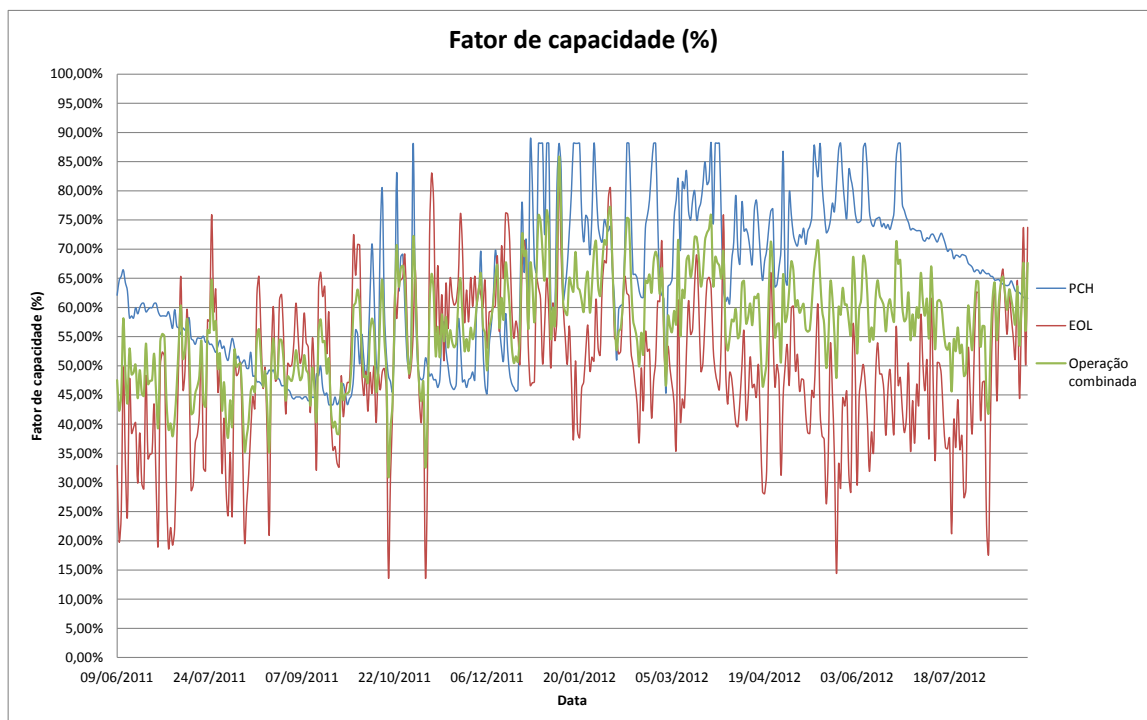


Figura 23 – Fatores de capacidade (%) para a PCH, o parque eólico EOL 3 e a operação combinada dos mesmos.

A Tabela 16 resume as propriedades estatísticas das distribuições dos fatores de capacidade para os diversos casos analisados. Os valores característicos dos fatores de capacidade são intermediários entre os empreendimentos respectivos, como esperado. O grande diferencial da complementaridade é apresentar distribuição resultante mais bem comportada do que as individuais, como pode ser visto nas Figuras 21, 22 e 23 e comprovado pelos resultados da Tabela 16.

Tabela 16 – Propriedades estatísticas características das distribuições dos fatores de capacidade para cada um dos casos analisados.

Produção de energia	Média	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
PCH	64,3%	43,4%	88,1%	0,13
EOL 1	57,8%	5,5%	88,7%	0,16
EOL 2	48,8%	4,7%	83,3%	0,16
EOL 3	49,5%	13,8%	49,5%	0,13
PCH e EOL 1	61,1%	33,6%	87,0%	0,10
PCH e EOL 2	56,6%	27,9%	83,3%	0,09
PCH e EOL 3	56,9%	31,1%	85,7%	0,09

11 CONCLUSÃO

No mercado brasileiro de geração de energia por fontes alternativas, a energia eólica apresenta-se como uma das mais promissoras opções de investimento. Esta constatação é comprovada pelo resultado dos últimos leilões de energia, nos quais se vê uma preponderância esmagadora desta com relação às outras, tanto em número de projetos quanto em potência nominal.

Entretanto, a inserção drástica da energia eólica na oferta total de energia elétrica pode tornar esta refém das características daquela. Como se pôde constatar neste trabalho, embora possa apresentar geração de energia expressiva, a energia eólica também demonstra instabilidade e imprevisibilidade muito acentuada. Tais efeitos em larga escala ainda não foram bem determinados e podem acarretar consequências graves ao país, podendo levá-lo inclusive a novas crises energéticas. A geração de energia por fonte hidrelétrica é mais bem comportada e seu uso deve continuar a ser incentivado pelos órgãos competentes, seja no formato de grandes usinas hidrelétricas, seja mediante instalação de PCH's.

A complementaridade é um fenômeno de difícil julgamento. Em alguns casos, os parâmetros para seu julgamento podem inclusive serem contraditórios. Não há ainda uma metodologia absoluta de sua avaliação, mas bons indícios já são mostrados com análise estatística clássica, a observação gráfica e índices propostos por estudiosos.

Comprovou-se neste trabalho que a operação conjunta de empreendimentos de fonte hídrica e eólica ocasiona redução na amplitude e desvio padrão das distribuições de geração de energia, indícios de que as fontes apresentam comportamento complementar. A distribuição de geração resultante apresenta-se mais suave, com oscilações menos bruscas ao redor da média. A segmentação do espectro temporal pode indicar momentos em que a complementaridade foi mais significativa do que o observado de forma global.

Diversas melhorias podem ser sugeridas: estabelecimento de metodologia mais apropriada para indicação da complementaridade; o refino das hipóteses e coeficientes adotados para o cálculo da geração de energia; a diminuição da unidade temporal, de diária para horária ou até menor; a expansão e correlação das

medições com dados de longo termo, o que poderia ampliar consideravelmente o espectro total, possibilitando julgamento da complementaridade de forma plurianual; análise econômica, um importante parâmetro a ser investigado; entre outras. De um ponto de vista global, a complementaridade entre outras fontes também deve ser melhor investigada.

Em suma, o fenômeno da complementaridade é importantíssimo para uma melhor homogeneização da produção energética ao longo do ano. A expansão nominal da matriz brasileira não é suficiente se for baseada preponderantemente em uma única fonte, com o risco de escassez de energia em uma época do ano e a contrapartida de abundância em outra. A diversificação das fontes de energia é necessária e neste cenário as fontes alternativas destacam-se, embora com ressalvas.

12 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C. et al e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília, 2001.

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO – BIG. *Capacidade de Geração do Brasil*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

BELUCO, A.; DE SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A.; *A complementariedade no Tempo entre as Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica*. [Editorial]. *RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos*. Volume 8, n. 1, p. 99-109, Jan./Mar., 2003.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DA ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998*. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. Brasília, DF, 04 de dezembro de 1998.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DA ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução nº 652, de 09 de dezembro de 2003*. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Brasília, DF, 09 de dezembro de 2003.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DA ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas*. ANEEL/MME. Brasília, DF, 2003.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S. A. – ELETROBRÁS. *Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Eletrobrás/MME. Rio de Janeiro, 2000.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Anuário estatístico de energia elétrica 2011*. EPE/MME. Brasília, 2011.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. EPE/MME. Brasília, 2011.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Proposta para Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. EPE/MME. Brasília, 2012.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Ambiente livre e ambiente regulado*. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – CERPCH. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Leilões*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/Default.aspx>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

GAMESA. *GAMESA G87-2.0 MW*. Gamesa. Disponível em <<http://www.iberdrolarenewables.us/deerfield/Zimmerman/DFLD-JZ-Rev5a-GamesaBrochure.pdf>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. *Global Wind Statistics 2011*. GWEC. Bélgica, 2012.

GOMES, A. C. S. et al. *BNDES 50 Anos – Histórias Setoriais*. 1 ed. Rio de Janeiro. BNDES, 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. *Relacionamentos*: Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

PROGRAMA DE INCENTIVO AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA. *O PROINFA*. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.

RICOSTI, J. F. C. *Inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro*. 2011. 211 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2011.

SHULTZ, D. J. et al. *Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil*. Espaço Energia, nº 3, outubro 2005, Brasil.

SICILIANO, G. C. DE C. S. *Estratégias de compra de contratos em leilões multiproduto de fontes renováveis*. 2010. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica da PUC – Rio, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2010.

SISTEMA DE APOIO A APLICAÇÕES DE TÉCNICAS ESTATÍSTICAS – SAATE. *Coeficiente de correlação de Pearson*. Disponível em <<http://numa.sc.usp.br/saate/index.php>>. Acesso em 04 de outubro de 2012.