



## **Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira: Participação das Fontes Renováveis**

**Relatório Técnico**

**Campinas  
Agosto de 2013**

## Sumário

Introdução .....	3
1 – Status Atual e Perspectivas das Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Mundial .....	8
1.1 - Hidroeletricidade.....	13
1.2 – Energia Eólica.....	16
1.3 – Energia Solar .....	18
1.3.1 – Energia Solar Fotovoltaica .....	19
1.3.2 – Concentradores Solares (CSP).....	22
1.4 – Bioenergia.....	25
2 – A Importância da Hidroeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro.....	29
3 – Energia Eólica: uma fonte estratégica para o Brasil .....	38
4 – Bioeletricidade no Brasil .....	44
5 – Status e Perspectivas da Energia Solar no Brasil .....	516
Considerações Finais.....	50
Referências Bibliográficas .....	615

## Introdução

Em anos recentes, verificam-se expressivos investimentos em fontes alternativas e renováveis de geração de energia elétrica em nível mundial, sobretudo na Europa, nos EUA e na China. Estes investimentos são motivados pela necessidade de compatibilizar a expansão da oferta com vistas a atender a uma demanda por energia que irá crescer a elevadas taxas, impulsionada pelos países em vias de desenvolvimento que ainda apresentam baixos níveis de consumo *per capita* de energia<sup>1</sup>, e a imperativa busca da mitigação das emissões de gases do efeito estufa (IEA, 2012a; REN21, 2103a).

Explica-se: dado que mais de 80% da matriz energética mundial é composta por insumos fósseis (IEA, 2012b), a necessidade de redução da intensidade de carbono desta matriz se constitui em uma restrição à expansão da oferta. Neste contexto, a adoção de medidas que permitam o uso dos insumos energéticos com maior eficiência e um aumento da participação de fontes renováveis na oferta de energia são condições básicas para a garantia do suprimento ocorra concomitantemente à mitigação das emissões das alterações climáticas<sup>2</sup> (IEA, 2012c). Logo, nota-se a pertinência do setor elétrico realizar maciços investimentos em fontes como eólica e solar fotovoltaica.

Contudo, tais fontes possuem um custo superior às tecnologias convencionais de forma que não são adotadas nem disseminadas com base nas forças de mercado, sobretudo ao se considerar as incertezas técnicas, comerciais, regulatórias e do ambiente de negócios inerentes ao desenvolvimento e disseminação de uma nova

---

<sup>1</sup> No ano de 2010, o consumo *per capita* de energia nos países da OCDE foi de 4,39 tep enquanto que nos países do continente americano não pertencentes à OCDE e na África os consumos foram, respectivamente de 1,28 e 0,67 tep (IEA, 2012b).

<sup>2</sup> Por se tratar da forma mais “nobre” de energia, muitas das medidas de eficiência energética consistem na eletrificação de processos mecânicos. Isto é uma das causas da demanda por eletricidade crescer a taxas maiores que o crescimento da taxa de demanda por energia. Conforme as projeções de IEA (2012a), a demanda mundial por energia elétrica entre 2010 e 2035 crescerá 70% enquanto a demanda mundial por energia crescerá 35% no mesmo período.

tecnologia no mercado. Desta forma, existe a necessidade de políticas industriais que vão desde a criação de mercados para estas fontes até incentivos para a pesquisa e desenvolvimento da indústria.

Como ilustração, a política de tarifas *feed-in* resultou na contratação de grandes montantes de energia eólica na Alemanha e na Espanha<sup>3</sup> enquanto que na China a intervenção do governo permitiu a criação de toda uma cadeia de valor no âmbito da indústria de fontes alternativas e renováveis de energia<sup>4</sup>.

Observa-se, assim, que estas fontes vêm se expandindo de forma exponencial, impulsionadas essencialmente por políticas públicas. A potência instalada mundial de geração eólica atingiu o montante de 318 GW ao final de 2013 enquanto que a capacidade fotovoltaica totalizou 139 GW (REN21, 2014). Cabe destacar, que a crise econômica europeia arrefeceu os mercados eólico e fotovoltaico na Europa em função de uma drástica redução dos incentivos a estas fontes. Entretanto, tal redução vem sendo compensada pela expansão de outros mercados. Desta forma, em 2013 o setor eólico mundial contabilizou a instalação de expressivos 35 GW e o fotovoltaico 38 GW (GWEC, 2014; EPIA, 2014).

Em contraste com esta realidade, o Brasil não tem necessidade de aumentar a participação de fontes renováveis em sua matriz com vistas a reduzir a intensidade de carbono, pois a mesma já apresenta uma grande participação da hidroeletricidade na oferta de energia (EPE e MME, 2012a). No entanto, embora ainda exista um considerável potencial hidroelétrico remanescente e sua exploração seja uma prioridade declarada pelos órgãos de planejamento<sup>5</sup>, a diversificação da matriz elétrica brasileira é uma estratégia pertinente, sobretudo devido à necessidade de mitigar os impactos da redução da capacidade de regularização da oferta hidroelétrica ao longo do ano (CASTRO *et al.*, 2012a).

---

<sup>3</sup> Ver HAAS *et al.* (2011).

<sup>4</sup> Ver HUO e ZHANG (2012) e SCHUMAN e LIN (2012).

<sup>5</sup> Conforme noticiado na imprensa, por exemplo em entrevista do presidente da EPE ao jornal Brasil Econômico em 29/07/2013.

Assim, espera-se que a energia eólica, a bioeletricidade e a energia solar exerçam importante papel neste processo de diversificação da matriz elétrica brasileira.

A pertinência de uma maior inserção da energia eólica e da bioeletricidade canavieira na matriz advém da intrínseca complementaridade destas fontes em relação ao regime de afluências. Já a expansão da oferta de energia solar fotovoltaica está relacionada à sua adequação como fonte de geração distribuída.

Desta forma, o aproveitamento das potencialidades naturais brasileiras permitirá que o Brasil continue a ter uma matriz elétrica ambientalmente sustentável em linhas com a Lei 12.187/09<sup>6</sup> referente à questão climática, sem que isto comprometa a segurança de suprimento e a competitividade da oferta brasileira de energia elétrica.

Em síntese, apesar da motivação para inserção de fontes alternativas e renováveis de energia na matriz elétrica brasileira ser derivada da mudança do paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro, bem como da maior conscientização do consumidor e busca por um consumo com menor impacto ambiental, o Brasil possui as potencialidades necessárias para manter sua matriz elétrica com reduzido nível de emissão de gases do efeito estufa.

O objetivo central deste relatório é examinar de que forma ocorrerá a participação das fontes renováveis de energia elétrica na matriz brasileira no horizonte temporal de 2030. Para isso, é preciso analisar a situação nos dias de hoje e as perspectivas para os próximos 20 anos das fontes renováveis de energia elétrica no mundo. Esta necessidade advém da constatação que algumas destas tecnologias ainda não são maduras e muitos recursos financeiros estão sendo destinados no desenvolvimento das mesmas com vistas a torná-las mais eficientes e competitivas a nível internacional. Tratam-se de questões que não

---

<sup>6</sup> Esta Lei rege as diretrizes da Política Nacional sobre Mudança do Clima e estabelece uma redução das emissões de gases do efeito estufa entre 36,1 e 38,9% em relação a um cenário de referência construído para 2020.

estão restritas ao nível da unidade de geração. Em realidade, verifica-se que em grande medida é um desafio de ordem sistêmico, pois são fontes caracterizadas por intermitência e com potencial muitas vezes longe do centro de carga e das redes de transmissão.

Dado que a motivação brasileira para investimentos em fontes renováveis alternativas é de natureza distinta da observada em países da Europa, dos EUA e da China, e o fato do Brasil dispor de alternativas não renováveis, é plausível a suposição que o país permanecerá sendo um “importador” de tecnologias e, logo, o exame das perspectivas em nível mundial é imperativo.

O relatório está estruturado em 5 seções, além desta introdução e das considerações finais:

- A Seção 1 trata do status atual e das perspectivas das fontes renováveis de geração de energia elétrica em nível mundial e está estruturada em 4 subseções: hidroeletricidade, energia eólica, energia solar e bioenergia.
- A seção seguinte aborda a predominância hídrica da matriz elétrica brasileira e as consequências da expansão do parque hídrico baseada em usinas fio d'água para o sistema.
- A Seção 3 mostra a importância estratégica da energia eólica na nova configuração operativa do sistema elétrico brasileiro.
- Na sequência, a quarta parte do relatório faz prospecções relativas à contribuição da bioeletricidade produzida nas usinas sucroenergéticas no horizonte temporal de 2030. Nesta mesma seção, também é ressaltada a relevância da geração de energia a partir do lixo no âmbito de cidades que sejam ambientalmente sustentáveis.
- A Seção 5 discorre acerca da energia solar e conclui que plantas solares fotovoltaicas serão gradativamente inseridas na matriz brasileira nos próximos 20 anos enquanto a geração de energia elétrica a partir de concentradores térmicos terá menor importância.

- Por fim, nas considerações finais, além da síntese das principais conclusões obtidas a partir do exposto ao longo das seções, são levantadas questões referentes às estratégias empresariais e alterações regulatórias requeridas para que realmente ocorra a expansão da geração de energia renovável resultando da inserção destas fontes na matriz em larga escala.

## **1 – Status Atual e Perspectivas das Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Mundial**

Historicamente, as fontes renováveis representam menos de 20% da oferta mundial de energia elétrica, participação oriunda essencialmente da geração hídrica porque, até recentemente, a geração a partir de outras fontes renováveis era marginal (IEA, 2012a). No entanto, nos últimos anos vem ocorrendo um expressivo aumento da capacidade instalada das fontes renováveis alternativas de energia elétrica, mais especificamente, é notável o número de investimentos em projetos de centrais eólicas e, em menor escala, de unidades de geração solares fotovoltaicas.

Como ilustração desta tendência, REN21 (2013a) afirma que mais da metade da potência adicional instalada no setor elétrico em 2012 é baseada em fontes renováveis. O corolário imediato destes investimentos é o aumento da participação da geração a partir de fontes renováveis na matriz elétrica mundial. Este mesmo estudo estima que a produção através de fontes renováveis representou 21,7% de toda energia elétrica mundial ofertada em 2012, sendo de 16,5% a participação hídrica<sup>7</sup>.

Devido aos maiores custos de instalação destas fontes alternativas em relação às centrais convencionais de geração de energia elétrica, a expansão verificada é função de diversas políticas de suporte adotadas com vistas a promover estas fontes. Observam-se políticas de incentivo à demanda, como é o caso das tarifas *feed-in*, estabelecimento de cotas para energia renovável e mercado de certificados verdes, assim como medidas de incentivo ao investimento e ao desenvolvimento da cadeia de equipamentos, por exemplo isenções fiscais, subsídios, linhas de financiamento em condições especiais, apoio ao

---

<sup>7</sup> De acordo com REN 21 (2014), no ano de 2013 a potência instalada de fontes renováveis totalizou 1.560 GW, sendo 1.000 GW de usinas hidroelétricas.



desenvolvimento de infraestrutura e a promoção de pesquisa e desenvolvimento (SAIDUR *et al.*, 2010; GRAU *et al.*, 2012).

Logo, a inserção das fontes eólica e fotovoltaica na matriz elétrica mundial representa, na maioria das vezes, uma elevação dos custos do setor elétrico, financiada ora pelos consumidores de energia, ora pelos contribuintes através dos Tesouros Nacionais. Para se ter uma ideia do montante de custos destas políticas, entre subsídios diretos e indiretos, IEA (2012a) calcula em US\$ 64 bilhões o montante de recursos concedidos às fontes renováveis e alternativas de energia elétrica em 2011.

A motivação para a expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e consequente justificativa para os mecanismos de suportes adotados é uma combinação da necessidade de atender uma demanda por energia que irá crescer a taxas significativas nos próximos anos<sup>8</sup> e de mitigar as emissões de gases do efeito estufa do setor energético (REN21, 2013b). Com base em IEA (2012a), caso todas as medidas e acordos de redução de emissões já promulgados sejam de fato implementados, é possível se prospectar uma redução das emissões do setor elétrico mundial em torno de 3,6 Gt de CO<sub>2</sub> em relação ao cenário em que a expansão do setor elétrico ocorreria ignorando a questão das alterações climáticas.

Adicionalmente, outros benefícios oriundos da inserção em larga escala de fontes renováveis na matriz elétrica mundial contribuem para justificar os investimentos, dentre os quais se destaca a não emissão de poluentes locais (material particulado, NOx e SOx) em contraste com a geração termoelétrica. A importância de uma menor emissão destes elementos advém dos efeitos danosos que a piora na qualidade do ar causam na saúde humana (GRANOVSKII *et al.*, 2007;

---

<sup>8</sup> O mix de motivações depende da geografia. Por exemplo, na Europa não se espera crescimento de consumo significativo nos próximos anos, em alguns casos chegando a redução dos níveis de consumo; na China, a necessidade de aumento na oferta de energia já se coloca como *driver* essencial.

TSILINGIRIDIS *et al.*, 2011). Em paralelo, o uso de fontes renováveis de energia elétrica reduz o consumo de água do setor energético<sup>9</sup> (NREL, 2012).

Além de benefícios inerentes à redução de impactos ambientais e de uso de recursos naturais, a substituição da geração a partir de recursos fósseis por geração renovável de energia elétrica é um mecanismo de promoção de segurança energética, na medida em que reduz a dependência energética de países que necessitam importar grandes montantes de insumo fósseis para atender sua demanda<sup>10</sup> (VALENTINE, 2011; HINRICHS-RAHLWES, 2013). Em termos econômicos, esta menor dependência de importação de combustíveis resulta em uma melhoria das contas externas devido ao peso dos gastos com importação de óleo e gás nas transações correntes destes países. Concomitantemente, a redução da demanda por óleo e gás tende a diminuir os seus respectivos patamares de preço e reduzir a volatilidade deles (IEA, 2012a).

Também, os investimentos em fontes renováveis trazem a possibilidade do desenvolvimento de uma indústria correlata como no caso da China, que desenvolveu toda a cadeia de valor da geração de energia solar e gerando, conseqüentemente, empregos e renda.

A inserção em larga escala de fontes alternativas e renováveis na matriz elétrica representa um grande desafio para a operação do sistema porque a geração eólica e solar são caracterizadas por variabilidade e incerteza oriundas das condições climáticas, que as tornam fontes não controláveis, dificultando a previsão da geração de energia<sup>11</sup>. Em um momento inicial, a inserção destas

---

<sup>9</sup> Tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis comumente consomem menos água que as opções térmicas movidas a combustíveis fósseis ou usinas nucleares. Por exemplo, a geração de eletricidade em plantas eólicas e solares fotovoltaicas não consomem água e mesmo os montantes requeridos para limpeza são muito pequenos. Caso se considere a água necessária nos processos de exploração e produção de combustíveis fósseis, o benefício da utilização de fontes renováveis com vistas à redução do consumo de água se torna ainda maior (IEA, 2012a).

<sup>10</sup> Esta questão é especialmente importante para os países membros da União Europeia que são fortemente dependentes da importação de combustíveis fósseis.

<sup>11</sup> Variabilidade e incerteza são conceitos que estão presentes na operação de um sistema elétrico e derivam de fatores como mudanças nos níveis de demanda ou restrições pelo lado da oferta. No escopo das limitações da

fontes não requer investimentos adicionais com o objetivo de garantir a segurança do sistema devido à preexistência de fontes controláveis de geração<sup>12</sup>. No entanto, à medida que a participação de fontes não controláveis se expande na matriz, torna-se necessária a inserção de capacidade adicional de plantas flexíveis no sistema<sup>13</sup>.

Além da presença desta capacidade de reserva, o aumento das interconexões, estocagem de energia, gerenciamento da demanda e *smart grid* são mecanismos que deverão ser gradativamente adotados com vistas a fazer com que a inserção de fontes intermitentes na matriz elétrica não ocasione uma diminuição no nível de confiabilidade em que o sistema opera (MIT, 2011).

Logo, é pertinente ressaltar os impactos financeiros que a inserção de fontes alternativas e renováveis impõe ao sistema elétrico. Considerando a necessidade de capacidade de reserva e os investimentos em reforço e expansão dos sistemas de transmissão e distribuição requeridos para a integração ao sistema destas fontes, IEA (2012a) calcula um custo adicional entre US\$ 6 e 25 por MWh.

---

capacidade de geração, destaca-se a dependência da geração hídrica em relação às afluências verificadas. Desta forma, em anos secos a capacidade de geração hidroelétrica fica restrita. O desenvolvimento do setor elétrico resultou na adoção de abordagens que permitem lidar com estas questões. Contudo, as gerações eólica e solar são muito mais suscetíveis às condições climáticas. Enquanto as afluências apresentam uma variação interanual, os recursos eólicos variam em espaços curtos de tempo e não apresentam um comportamento cíclico nem estão relacionados com a carga, sendo comumente mais intensos na parte da noite. Por sua vez, a energia solar tende a apresentar um caráter mais cíclico e uma maior correlação com o comportamento da carga com a geração máxima ocorrendo em um momento imediatamente anterior ao pico da curva de carga diária. Porém, em algumas situações, sobretudo quando se observa a geração solar ao nível de uma planta específica, a geração solar pode se apresentar muito mais volátil que a geração eólica. Isso tipicamente ocorre em momentos de passagem de nuvem sobre a planta.

<sup>12</sup> A flexibilidade de uma usina é função de características técnicas e econômicas. Sob o prisma técnico, a flexibilidade é dada pela capacidade da planta variar seu nível de produção. Desta forma, enquanto usinas nucleares ou térmicas a carvão variam carga de forma lenta e por isso são tidas como inflexíveis e aptas a operar na base do sistema, térmicas a gás natural ciclo aberto, térmicas a óleo e usinas hidroelétricas podem variar suas respectivas cargas em pequenas frações de tempo e por isso estão aptas a operar na ponta modelando a curva de carga do sistema. Por outro lado, em termos econômicos, as plantas inflexíveis são aquelas que necessitam operar com elevados fatores de capacidade por serem capitais intensivas ou por estarem vinculadas a um contrato de compra de combustível do tipo *take or pay*.

<sup>13</sup> IEA (2012a) estima em 300 GW a necessidade de capacidade adicional flexível até 2035.

Por sua vez, CASTRO *et al.* (2011) ressaltam os impactos que a crescente participação de fontes alternativas podem ter nos mercados de energia elétrica e como isso pode vir a comprometer a atratividade de novos investimentos no setor elétrico. De acordo com os autores, isso ocorre porque a geração baseada em fontes renováveis de energia tem uma estrutura de custos caracterizada por custos fixos elevados e custos variáveis reduzidos ou nulos. Logo, uma expressiva participação de geração de energia renovável no mix de geração faz com que, ao menos em algumas ocasiões, seja possível atender à demanda apenas com geradoras com custos marginais nulos ou muito baixos. Isto torna difícil o estabelecimento e/ou manutenção de um mercado *spot* de energia operando de forma eficiente, pois os preços de curto prazo podem ser inferiores ao custo médio de produção<sup>14</sup>. Em casos extremos os preços da energia chegam a valores negativos, isto é, o consumidor de energia recebe um valor por consumir eletricidade, como observado na Alemanha na madrugada de 04/10/2009, quando o preço chegou a -€1,500/MWh (SUSTERAS *et al.*, 2011). O corolário disto é a emissão de sinais econômicos equivocados que resultam em risco financeiro para os geradores e colocam dúvidas referentes à expansão da capacidade de geração. Portanto, nota-se a necessidade de novos desenhos comerciais e, neste sentido, compreende-se a adoção em alguns países de mecanismos de remuneração por capacidade ou disponibilidade.

Apesar dos expressivos investimentos em fontes renováveis de geração de energia elétrica nos últimos anos, sua participação na matriz elétrica mundial ainda permanece bastante aquém do patamar necessário para que o atendimento

---

<sup>14</sup> A lógica por trás do estabelecimento de mercados a vista de energia é incitar a concorrência com vistas a tornar o setor elétrico mais eficiente. Neste tipo de desenho de mercado, o preço deve convergir para o custo marginal. Observa-se que em sistemas onde a geração é realizada predominantemente a partir de fontes fósseis este tipo de arranjo de mercado tende a funcionar de forma adequada. Porém, este desenho de mercado não funciona de forma adequada em sistemas em que exista participação importante de fontes renováveis de energia ou em que se deseje aumentar a participação destas fontes. O preço da energia no mercado *spot* de energia tende a ter alta correlação com o custo da geração baseada em combustíveis fósseis. Esta formação de preços resulta em uma remuneração inadequada para a geração baseada em fontes renováveis, pois enquanto os preços de curto prazo variam com os preços dos combustíveis fósseis, os custos das renováveis são essencialmente custos fixos. A promoção das fontes renováveis requer, portanto, a introdução de arranjos comerciais que permitam maior previsibilidade de receitas no longo prazo.

da demanda por energia elétrica se processe em bases sustentáveis, sobretudo em termos de emissões de gases do efeito estufa.

Diversos países vêm adotando metas de aumentar a participação de fontes renováveis de energia elétrica em suas matrizes e muitas projeções apontam para expressivas participações destas fontes na matriz elétrica mundial em um horizonte de 20 a 40 anos. Por exemplo, REN21 (2013b) estima que a participação das fontes renováveis na oferta de energia elétrica será superior a 50% neste horizonte temporal enquanto que IEA (2012a) projeta participações em 2035 de 31% e 48% para seu cenário de referência e para o cenário 450, respectivamente, sendo este último o cenário onde são adotadas medidas mais drásticas com vistas a mitigar as alterações climáticas. Já NREL (2012) afirma ser tecnicamente possível os EUA atenderem 80% da demanda por energia elétrica em 2050 a partir de tecnologias de fontes renováveis que já se encontram comercialmente disponíveis.

A questão que se coloca é que tal expansão da participação das renováveis não poderá ocorrer meramente baseada em políticas de incentivos. Desta forma, será preciso que haja redução nos custos destas tecnologias, por meio do aumento da escala da indústria, da exploração de economias de aprendizado e de inovações tecnológicas. No entanto, as potencialidades e perspectivas de desenvolvimento das diferentes fontes são distintas e, conseqüentemente, seu potencial de redução de custos dado que estas tecnologias se encontram em diferentes níveis de maturidade. Portanto, existe a necessidade de fazer o exame do status atual e das perspectivas de cada uma destas fontes renováveis.

## **1.1 - Hidroeletricidade**

De acordo com IRENA (2013), a hidroeletricidade é uma fonte de energia extremamente competitiva devido à maturidade da tecnologia, sendo ela a mais econômica dentre todas as alternativas de geração de eletricidade em localidades

aptas a construção de bons projetos. Logo, apesar das crescentes exigências em termos de sustentabilidade socioambiental de novos projetos, compreende-se a predominância da geração hídrica na oferta de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Em termos prospectivos, IEA (2012a) estima que entre 2010 e 2035 a capacidade instalada hidroelétrica terá um crescimento anual médio de 2%, totalizando uma potência de 1.684 GW ao fim do período. A produção hidroelétrica seria de 5.677 TWh em 2035, equivalendo à metade da produção total a partir de fontes renováveis. Este crescimento estará concentrado em países em vias de desenvolvimento que, em linhas gerais, apresentam um grande potencial a ser explorado e terão um considerável crescimento de suas respectivas demandas por energia elétrica. Tais países devem responder por aproximadamente 90% do aumento da geração hidroelétrica, estando este crescimento concentrado na Ásia e na América Latina, especialmente China, Índia e Brasil.

Como relatado anteriormente, a hidroeletricidade é uma fonte de geração de eletricidade controlável e capaz de responder de forma adequada às variações de carga. Em linhas gerais, é possível afirmar que os reservatórios possibilitam a estocagem de energia sob a forma de água a ser turbinada e, desta forma, permitem que seja possível controlar quando gerar eletricidade, tornando o sistema elétrico mais flexível.

Neste sentido, IRENA (2013) ressalta como a presença de um parque hídrico atua como um elemento indutor à inserção das fontes eólica e solar na matriz. Explica-se: em momentos onde existe excesso de geração a partir destes recursos, os reservatórios formam uma reserva a ser utilizada em momentos de ventos reduzidos e/ou baixa incidência de raios solares. Com base nesta argumentação, o estudo conclui que usinas hidroelétricas ainda são a única opção disponível para estocagem de energia em larga escala em bases competitivas de custos.

No âmbito da estocagem de energia em usinas hidroelétricas, o ápice consiste em usinas reversíveis que bombeiam água para seu reservatório em momentos de baixa demanda para que esta água seja turbinada em momentos do pico da carga. A energia necessária para este bombeamento pode advir, por exemplo, da geração eólica. REN21 (2013b) considera que esta tecnologia terá importância crescente nos próximos anos e, com base em NREL (2012), enfatiza que apesar de se tratar de uma tecnologia madura, ainda é possível se auferir ganhos de eficiência, mesmo que incrementais.

No que se refere aos custos, destaca-se o caráter capital intensivo das usinas hidroelétricas associado a longos prazos de desenvolvimento e construção dos projetos. Dentre suas rubricas de custos, as obras civis para construção da usina<sup>15</sup> e o maquinário são as mais relevantes. Nas usinas de grande porte, as obras de construção civil são o principal item da estrutura de custos, entretanto, em empreendimentos de pequena escala os gastos relativos aos equipamentos podem atingir importantes proporções do custo total.

De todo modo, observa-se que aproximadamente 75% dos custos do investimento de uma planta hidroelétrica são função das características do local onde será implementado o projeto pois elas determinam o custo com a parte de engenharia civil da usina. Logo, é compreensível porque a estimativa do custo de investimento de uma usina hidroelétrica varia entre US\$ 1.000 e 3.500 por kW instalado, não chegando a serem incomum valores fora deste intervalo. Por sua vez, os custos de operação e manutenção são baixos. Tipicamente estes custos se situam em um gasto anual entre 1 a 4% do valor do investimento, sendo os mesmos muito sensíveis à escala do projeto<sup>16</sup>. Em paralelo, verifica-se que a média dos fatores de capacidade é da ordem de 50%<sup>17</sup>. A partir destas variáveis, é possível estimar um preço de viabilidade para projetos hídricos entre US\$ 18 e 85 por MWh, sendo

---

<sup>15</sup> Tais custos incluem os gastos com a elaboração e desenvolvimento do projeto que consistem no estudo de viabilidade do projeto, análise dos impactos sócio-ambientais e as medidas de monitoramento e mitigação destes impactos.

<sup>16</sup> Cabe destacar, que tais estimativas comumente não incluem eventuais gastos com a substituição dos principais equipamentos da planta.

<sup>17</sup> A grande maioria das usinas possui fatores de capacidade compreendidos no intervalo entre 30 e 80%.

US\$ 48 por MWh o valor médio. Embora não exista potencial para reduções significativas deste patamar de custos por se tratar de uma tecnologia madura, é nítida a competitividade da geração hidroelétrica (IRENA, 2013).

## 1.2 – Energia Eólica

Nos últimos anos, ocorreu um exponencial crescimento da capacidade mundial de geração eólica. De acordo com GWEC (2014), a potência instalada totalizou 318 GW no final de 2013, dos quais 7 GW são *offshore*. O crescimento de 4.600% da potência mundial instalada entre 1996 e 2012, está ocasionando o gradativo aumento da participação da energia eólica na oferta de países como Alemanha, Espanha e Dinamarca<sup>18</sup>. DINCER (2011) destaca o fato dos recursos eólicos serem abundantes e estarem disponíveis localmente e, especialmente, a não emissão de poluentes locais nem de gases do efeito estufa, como os principais elementos responsáveis pelo *boom* de investimentos em projetos eólicos nos últimos tempos que estão sendo viabilizados por políticas de incentivos<sup>19</sup>.

Apesar de já ser competitiva em algumas regiões, em termos gerais, ainda existe a necessidade de políticas de suporte à fonte eólica devido aos seus custos. O preço que viabiliza a energia eólica é função de custo do investimento, dos custos de operação e manutenção, das características técnicas do conjunto turbina/rotor, da qualidade do vento, sendo que estes dois últimos itens determinam a produção anual esperada. Desta forma, verifica-se uma grande variância da competitividade da geração eólica em diferentes regiões<sup>20</sup>.

Segundo IRENA (2013), as turbinas representam entre 64 e 84% do custo do investimento em uma usina eólica e atualmente custam aproximadamente US\$

---

<sup>18</sup> Conforme REN21 (2013a), as usinas eólicas foram responsáveis por 30% da eletricidade gerada na Dinamarca em 2012.

<sup>19</sup> Ver SAIDUR *et al.* (2010).

<sup>20</sup> Também é importante destacar a importância da taxa de desconto utilizada, dado que as condições de acesso a financiamento e o custo do capital podem divergir bastante de um país para outro, tanto devido a diferenças no custo de capital como devido às características dos contratos de energia.



1.200 por kW instalado<sup>21</sup>. Os demais componentes do custo são relativos às obras civis, a conexão com a rede, despesas com a elaboração e o desenvolvimento do projeto e custos diversos, como por exemplo, sistemas de controle e construção de estradas<sup>22</sup>. É possível estimar um custo médio do investimento em usinas eólicas entre US\$ 1.500 e 2.000 por kW instalado<sup>23</sup>. Por sua vez, os custos de operação e manutenção de usinas eólicas representam entre 20 até 25% do custo total de geração<sup>24</sup>.

De toda maneira, a análise prospectiva da fonte eólica indica um crescimento contínuo ao longo dos próximos anos. Em seu cenário de referência, IEA (2012a) projeta uma capacidade eólica instalada de 1.100 GW em 2035, dos quais 175 GW seriam de usinas *offshore*. Desta forma, o estudo vislumbra uma produção eólica de 2.680 TWh em 2035, a qual representaria uma participação de 7,3% na oferta mundial de energia elétrica<sup>25</sup>.

Conforme GWEC (2012), a expansão eólica estará atrelada ao aumento do tamanho das turbinas e dos fatores de capacidade dos projetos. Atualmente já vem ocorrendo um aumento da capacidade das turbinas. Por exemplo, as turbinas instaladas em 2011 tinham uma potência média de 1,76 MW enquanto que a média de todas as turbinas instaladas em operação no mundo era de 1,21 MW. A expectativa é que esta tendência persista com a adoção de turbinas com maior

---

<sup>21</sup> As turbinas chinesas possuem um custo de US\$ 630 por kW instalado. Logo, são potencialmente muito competitivas. Contudo, os equipamentos chineses não são inteiramente compatíveis com os padrões estabelecidos no comércio internacional.

<sup>22</sup> Os custos de conexão representam entre 9 e 14% do custo do investimento enquanto que as obras de construção civil respondem por um montante que pode variar de 4 até 16%, sendo ambos os custos função da localidade onde está sendo implementado o projeto.

<sup>23</sup> Na China, este custo é da ordem de US\$ 1.200 por kW enquanto que no Japão é de US\$ 3.900 por kW instalado.

<sup>24</sup> Todos os custos apresentados são referentes a usinas *onshore*. O custo de usinas *offshore* é ao menos duas vezes o custo de projetos *onshore*. Este maior custo advém essencialmente das maiores dificuldades de conexão ao sistema, assim como, da maior complexidade das obras de fundação das turbinas e do transporte dos equipamentos até o local onde será instalada a usina. Além disso, embora as turbinas utilizadas não se difiram das turbinas de projetos *onshore*, existem custos adicionais relativos à proteção necessária contra a corrosão e as adversas condições marítimas. Os custos de manutenção que também são superiores aos custos de projetos *onshore*.

<sup>25</sup> Com uma potência instalada de 288 GW em 2035, os países da União Européia apresentariam a maior penetração da fonte eólica que responderia por 20% da energia elétrica gerada enquanto que em países como os EUA, China e Índia este percentual se situaria entre 6 e 8%.

capacidade e mais eficientes em projetos novos, assim como, no caso da repotenciação de usinas que estejam chegando ao final de sua vida útil<sup>26</sup>. Em paralelo, existe uma busca pelo desenvolvimento de turbinas adequadas às especificidades dos ventos locais. Desta forma, embora os fatores de capacidade variem de acordo com a região, a média global deve se elevar dos 28% atuais para 30% em 2030.

Contudo, para que o aumento da participação da geração eólica na oferta de energia elétrica ocorra sem ocasionar ônus financeiros adicionais ao sistema<sup>27</sup>, são necessários aprimoramentos tecnológicos que vão além do aumento dos fatores de capacidade. A adoção de materiais de menor peso na fabricação das hélices e naceles, uso de torres de concreto em vez de torres de aço, geradores de imã permanente, dentre outras medidas aptas a serem implementadas de imediato, são essenciais para melhorar a eficiência e a competitividade da geração eólica<sup>28</sup>. Além disso, o melhor monitoramento e sistematização das informações são uma questão central para a otimização do desempenho dos parques eólicos (REN21, 2013b). Em contraste com o caráter incremental destas mudanças tecnológicas, a adoção de turbinas de eixo vertical representaria uma mudança de paradigma tecnológico<sup>29</sup>. Entretanto, embora a trajetória percorrida por esta tecnologia deva ser acompanhada, no horizonte temporal de 2030, a hipótese que ocorrerá esta revolução tecnológica no setor eólico, inicialmente, não parece ser plausível.

### 1.3 – Energia Solar

No escopo do aproveitamento dos recursos solares para a geração de eletricidade, existem duas rotas tecnológicas aptas a serem utilizadas:

---

<sup>26</sup> Em especial, projetos *offshore* deverão adotar turbinas cada vez maiores.

<sup>27</sup> No caso específico de projetos *offshore*, existem muitas dúvidas se os mesmos conseguirão ser competitivos na década de 2030 (IEA, 2012a).

<sup>28</sup> A melhoria da logística de construção de uma planta eólica, sobretudo em termos de transportes de equipamentos, também é um elemento indutor de ganhos de competitividade por parte da energia eólica.

<sup>29</sup> ISLAM *et al.* (2013) afirmam que em um horizonte de 20 a 30 anos esta pode ser a tecnologia dominante no setor eólico por requerer uma área menor e produzir maior quantidade de energia.

- Por um lado, os sistemas fotovoltaicos utilizam tanto a irradiação direta como indireta e são fonte de geração distribuída. É com base nesta tecnologia que a geração solar tem se expandindo nos últimos anos.
- Em contrapartida, os concentradores solares, apesar de utilizarem apenas radiação direta, são extremamente confiáveis e por poderem armazenar energia sob a forma de calor possibilitam usinas com maiores fatores de capacidade.

Logo, dada as diferenças entre estas duas tecnologias, é necessário fazer a análise individualizada das mesmas.

### **1.3.1 – Energia Solar Fotovoltaica**

Nos últimos anos, a capacidade instalada de plantas fotovoltaicas vem se expandindo a elevadas taxas, tendo sido de 1.970% seu crescimento entre 2006 e 2013 quando a potência mundial totalizou algo em torno de 139 GW, dos quais aproximadamente 58% encontram-se instalados em países europeus. Os investimentos em sistemas fotovoltaicos apresentam uma predominância de aplicações de pequeno porte junto às unidades consumidoras. Por exemplo, nos países europeus as plantas de grande porte possuem uma participação de apenas 34% da capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica (EPIA, 2014).

De acordo com DESHMUKH *et al.* (2012), este crescimento exponencial da energia solar fotovoltaica vem ocorrendo essencialmente em função de políticas de suporte. Contudo, GRAU *et al.* (2012) ressaltam que esta expansão tende a não ser sustentável se baseada meramente em suportes governamentais, os quais estão sujeitos às incertezas regulatórias.

Nos últimos anos, vem ocorrendo uma expressiva queda do custo de aquisição de módulos fotovoltaicos com os mesmos atingindo o patamar de US\$ 1 por Watt<sup>30</sup>. Os módulos representam entre 45 e 60%<sup>31</sup> do custo total do investimento, sendo o restante dos custos relativos a equipamentos e instalações auxiliares que variam muito de acordo com a aplicação e com o país onde será feito o investimento, o que leva a uma grande variância no custo total dos investimentos. Por exemplo, enquanto custo médio de um sistema fotovoltaico na Alemanha se situa em torno de US\$ 2.000 por kW instalado, existindo pouca diferença entre o segmento em que será aplicado, nos EUA o custo médio é de aproximadamente US\$ 5.500 por kW instalado em instalações residenciais devido aos elevados gastos com equipamentos e instalações auxiliares e de US\$ 3.000 por kW instalado em aplicações de grande escala. Dado estes custos e fatores de capacidade tipicamente entre 10 e 25%, é possível a estimativa do preço de viabilidade da geração fotovoltaica que para aplicações residenciais nos EUA em 2011 ficou entre US\$ 0,25 e 0,65 por kWh e no caso alemão atingiu valores entre US\$ 0,19 e 0,27 por kWh em aplicações de pequena escala em 2012. Por outro lado, projetos de grande escala seriam viabilizados em 2012 em um intervalo de preços entre US\$ 0,11 e 0,35 por kWh dependendo da região (IRENA, 2013).

Portanto, verifica-se que o preço de viabilidade da energia solar fotovoltaica permanece superior ao preço das fontes convencionais e, até mesmo, do preço de outras fontes renováveis de geração de energia elétrica (AVRIL *et al.*, 2012). Há que se ressaltar que, de acordo com EPIA (2011a), entre 2006 e 2011 a energia solar fotovoltaica na Europa teve uma redução de 50% em seu preço e ainda existe um potencial de redução adicional dos custos de geração entre 36 e 51% até 2020. Para que esta redução de custos de fato ocorra, não apenas ganhos de escala serão necessários, como também, inovações tecnológicas.

---

<sup>30</sup> Conforme IRENA (2013), o custo médio de módulos fotovoltaicos chineses seria da ordem de US\$ 0,75/W enquanto que fabricantes de países ocidentais ofertariam estes módulos a US\$ 1,1/W. Cabe ressaltar, que em parte esta queda de preços ocorreu devido a um excesso de capacidade de produção.

<sup>31</sup> Com base nos custos de 2010 e destacando que este percentual varia em função do segmento e da tecnologia considerada. Para maiores informações ver EPIA (2011a).

A tecnologia de silício cristalino representa hoje algo em torno de 90% da produção de sistemas fotovoltaicos<sup>32</sup> (BAGNALL e BORELAND, 2008). Contudo, ainda mais importante, são as perspectivas que indicam que esta tecnologia irá continuar sendo predominante devido a sua maturidade<sup>33</sup>. DESHMUKH *et al.* (2012) enfatizam que inovações incrementais derivadas de pesquisa e desenvolvimento permitiram que a eficiência de sistemas fotovoltaicos de silício cristalino atinja atualmente valores superiores a 19%, em contraste com eficiências em torno de 14%, que eram anteriormente verificadas e REN21 (2013b) projeta que inovações podem fazer com que seja possível atingir eficiências da ordem de 20 a 24% em 2020.

Por sua vez, a tecnologia de filme fino requer menor quantidade de material semicondutor. Desta forma, apresenta menores custos. Porém exige maiores áreas porque trabalha com níveis de eficiência em torno de 5%. Soma-se a isso o fato de alguns de seus insumos básicos serem raros ou nocivos para saúde humana<sup>34</sup> (GRAU *et al.*, 2012). No entanto, REN21 (2013b) destaca a importância desta tecnologia conseguir obter eficiências da ordem de 15% e responder por algo entre 30 e 40% do mercado fotovoltaico com vistas a possibilitar que a geração solar fotovoltaica se processe em bases competitivas<sup>35</sup>.

Ao mesmo tempo, EPIA (2013) ressalta a importância do desenvolvimento das tecnologias fotovoltaica orgânica e fotovoltaica concentrada enquanto BAGNALL e BORELAND (2008) destacam a relevância da tecnologia baseada em

---

<sup>32</sup> Segundo CAMPILLO e FOSTER (2008), o predomínio desta tecnologia advém da abundância do silício na natureza e do domínio tecnológico oriundo do seu aproveitamento na indústria eletrônica como semicondutor, tendo sido realizadas projetos de pesquisa e desenvolvimento desde a década de 1960. Trata-se de uma tecnologia que exige grandes montantes de silício e requer um processo de purificação bastante rigoroso

<sup>33</sup> EPIA (2013) estima que os módulos fotovoltaicos de silício cristalino irão deter aproximadamente 80% do mercado fotovoltaico nos próximos anos, sobretudo em função da grande e, em expansão, capacidade de produção de equipamentos desta rota tecnológica na China e em outros países asiáticos.

<sup>34</sup> Por exemplo, o telúrio é um mineral raro enquanto o cádmio representa um risco para a saúde humana.

<sup>35</sup> EPIA (2013) relata que a competição com os módulos de silício cristalino vem ocasionando um lento crescimento desta tecnologia. Neste sentido, conforme DESHMUKH *et al.* (2012), a disseminação desta tecnologia requer um processo de inovações radicais onde a substituição de materiais é essencial, pois sistemas de filme fino com telúrio e cádmio (CdTe) em vez de silício amorfo, apresentam menores custos e podem vir a representar de fato uma alternativa aos módulos de silício cristalino.

multijunções, que possuem níveis de eficiência da ordem de 50% por trabalhar com uma maior porção do espectro solar.

IEA (2012a) estima que a capacidade fotovoltaica mundial em 2035 será superior a 600 GW com uma produção de 846 TWh, sendo que grande parte desta expansão da energia solar fotovoltaica ocorrerá em países não pertencentes a OCDE. Esta tendência é condizente com a necessidade de explorar esta fonte nos países que formam aquilo que EPIA (2011b) denomina como *sunbelt countries*, os quais possuem um grande potencial a ser explorado. Cabe destacar, que o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica nos *sunbelt countries* irá aumentar a participação relativa das aplicações de grande porte em detrimento às aplicações distribuídas, tendo em vista o perfil dos investidores e a menor oposição a este tipo de projeto nestes países (EPIA, 2013).

### **1.3.2 – Concentradores Solares (CSP)**

Em contraste com a geração fotovoltaica, a produção de eletricidade baseada em concentradores solares continua estagnada. De acordo com REN 21 (2014), a potência instalada mundial ao fim de 2013 era de meros 3,4 GW. Dentre às razões para o não desenvolvimento desta tecnologia, destacam-se questões como os aproveitamentos estarem comumente localizados em regiões remotas e desérticas, que requerem substanciosos investimentos em transmissão, a necessidade de terra, o consumo de água e, principalmente, o elevado custo desta tecnologia, sobretudo em um contexto no qual o custo de plantas fotovoltaicas vem decrescendo de forma contundente.

Por outro lado, a possibilidade de estocar energia sob a forma de calor<sup>36</sup> permite que usinas CSP ofereçam energia firme para o sistema e, desta forma, contribuam

---

<sup>36</sup> O armazenamento térmico visa gerar energia em períodos de reduzida ou ausência de incidência solar. Desta forma, a necessidade de capacidade de geração a partir de outras fontes como *backup* é minimizada e,

para o balanceamento do mesmo, mas de forma mais flexível que uma usina a carvão ou uma usina nuclear<sup>37</sup>. Observa-se assim que plantas CSP podem vir a contribuir para a inserção na matriz elétrica de fontes intermitentes como é o caso de plantas fotovoltaicas e usinas eólicas (REN21, 2013b; IEA, 2010).

A plena compreensão do status, dos custos e das perspectivas dos concentradores solares para geração de eletricidade requer o prévio conhecimento das distintas técnicas existentes, isto é, os cilindros parabólicos, as torres centrais e os discos parabólicos<sup>38</sup>:

- A tecnologia de cilindro parabólico está comercialmente disponível e responde pela grande maioria das plantas termo-solares, tanto aquelas que estão em operação, como as que estão sendo construídas ou são meros projetos. Operando com temperaturas entre 200 e 500 °C<sup>39</sup>, os cilindros parabólicos apresentam eficiência anual global em torno de 14%, sendo de 21% sua eficiência de pico. Trata-se de uma tecnologia adequada para geração destinada à rede, entretanto, as restrições em termos de temperatura de operação acabam por limitar a produção de eletricidade.
- As torres centrais, por operarem com temperaturas de até 1.000 °C, permitem a obtenção de maiores níveis de eficiência<sup>40</sup>. Também são plantas projetadas para gerar energia para a rede, embora a operação em

---

ao mesmo tempo, esta energia armazenada pode ser despachada em momentos de pico da demanda que é quando os preços estão em patamares mais elevados (ABDI, 2012).

<sup>37</sup> Usinas CSP também possuem aplicações como fornecimento de energia mecânica e térmica em processos industriais, pré-aquecimento da água de usinas a carvão e operação acoplada a plantas de ciclo combinado. Além destas funções, vislumbra-se que plantas CSP podem fornecer energia a usinas de dessalinização em zonas costeiras, assim como, ser utilizadas para a produção de hidrogênio e de gás de síntese (REN21, 2013b; FAI, 2010).

<sup>38</sup> Também existe a tecnologia Fresnel Linear que apresenta custos menores por ser mais simples e está apta para gerar energia para rede e para produção de vapor em térmicas convencionais. No entanto, os projetos existentes são de reduzida dimensão.

<sup>39</sup> Em termos práticos, a temperatura de operação fica limitada a 400°C devido à utilização de óleo como fluido de transferência de calor (FAI, 2010). Conforme IRENA (2013), algumas plantas novas utilizam sal fundido a 540°C em vez de óleo com vistas a melhorar o desempenho térmico do sistema.

<sup>40</sup> A operação a elevadas temperaturas permite que o armazenamento de energia ocorra a menores custos. Dada a importância do armazenamento para inserção em larga da tecnologia CSP na matriz elétrica, este fato pode fazer com que as torres centrais venham a responder por significativa parcela dos investimentos em plantas CSP na medida que o desenvolvimento desta tecnologia reduza seus custos (IRENA, 2013).

elevada temperatura também as habilite como fonte de calor processual. Contudo, tanto as variáveis técnicas como as econômicas, são apenas previsões não comprovadas em escala comercial.

- Os discos parabólicos possuem escala de geração pequena e, desta forma, são destinados essencialmente a sistemas isolados, apresentam elevadas eficiências e possuem um processo de fabricação simples, operando acoplados a uma microturbina ou a um motor Stirling. Porém, assim como as torres centrais, trata-se de uma tecnologia que ainda não está disseminada em escala comercial (FAI, 2010; ABDI, 2012).

Segundo ABDI (2012), o custo unitário do investimento em uma planta de cilindros parabólicos estaria compreendido entre US\$ 2.890 e 4.500 por kW instalado enquanto que para torres solares os valores seriam da ordem de US\$ 1.100 até 4.800 por kW instalado. O mesmo relatório estima entre US\$ 6.000 e 10.000 por kW instalado o custo do investimento na tecnologia de disco parabólico.

Por sua vez, IRENA (2013) afirma que o custo unitário do investimento para plantas de cilindro parabólico sem armazenamento em países da OCDE teria um valor de US\$ 4.700 a 7.300 por kW instalado enquanto nos países não pertencentes a OCDE o custo seria entre US\$ 3.100 e 4.050 por kW<sup>41</sup>. O estudo estima entre US\$ 6.400 e US\$ 10.700 por kW instalado o custo unitário de investimentos em plantas com cilindros parabólicos ou com torres centrais com armazenamento de energia, mas ressalta que o aumento do fator de capacidade tende a mais do que compensar o aumento do custo do investimento e, desta forma, tornar os projetos mais competitivos. Em termos de custo de operação e manutenção para projetos de cilindros parabólicos ou torres centrais, o documento estima os mesmos em aproximadamente US\$ 0,03 por kWh produzido. IRENA (2013) conclui sua análise calculando um preço de viabilidade entre US\$ 0,17 e 0,38 por kWh gerado para plantas com cilindro parabólico e entre US\$ 0,17 e 0,29

---

<sup>41</sup> O menor custo dos projetos em países não pertencentes a OCDE advém de equipamentos com conteúdo local ofertados a menores preços e/ou políticas de promoção às plantas CSP.



por kWh para projetos com torres centrais, enfatizando que estes valores são extremamente sensíveis a irradiação solar direta na localidade do projeto e da capacidade de armazenamento de energia.

Observa-se assim, a necessidade de melhoria da performance e redução dos custos das plantas CSP. Com este objetivo, REN21 (2013b) destaca a importância de melhorar a eficiência e economicidade das plantas<sup>42</sup>, aumentar suas capacidades de armazenamento e a adoção de circuitos de transmissão em corrente contínua quando as plantas de geração estiverem localizadas em áreas remotas. Tais aprimoramentos e inovações tecnológicas são condicionantes para que as projeções de aumento da geração de energia elétrica em plantas CSP se realizem. Por exemplo, IEA (2012a) estima que a potência mundial das plantas CSP em 2035 será de 72 GW com uma produção de 280 TWh<sup>43</sup>.

#### **1.4 – Bioenergia**

A biomassa é a principal fonte renovável de energia utilizada no mundo e caracteriza-se por ser a única dentre estas fontes com capacidade de prover energia nas formas sólida, líquida ou gasosa. Logo, compreende-se a aptidão da bioenergia em atender desde demandas térmicas até combustíveis para o setor de transportes e geração de eletricidade<sup>44</sup>. Ao mesmo tempo, a biomassa para fins energéticos pode ter origens diversas: culturas energéticas, resíduos florestais, resíduos agrícolas, resíduos sólidos urbanos, dejetos animais, etc. Observa-se assim a razoabilidade de se vislumbrar a construção de biorrefinarias como o

---

<sup>42</sup> No caso dos cilindros parabólicos, nota-se a importância da substituição dos espelhos por alternativas mais econômicas, o uso de cilindros mais largos, adoção de melhores revestimentos e, principalmente, o desenvolvimento da técnica de geração direta que permitiria trabalhar a maiores temperaturas e eliminaria a necessidade de gastos com fluidos de transferência e trocadores de calor. A técnica da geração direta também é um aprimoramento importante para as torres centrais, as quais tem no aumento da temperatura de operação com vistas a maximizar a eficiência do ciclo termodinâmico um objetivo bastante relevante (ABDI, 2012; FAI, 2010).

<sup>43</sup> O documento destaca que os projetos atuais estão concentrados nos EUA e na Espanha, mas vislumbra-se projetos futuros em outros países da União Européia, Norte da África, Índia, Austrália e África do Sul.

<sup>44</sup> Esta versatilidade da bioenergia resulta em benefícios adicionais para o setor energético, dentre os quais, a possibilidade de estocagem e, especificamente no setor elétrico, poder se apresentar como uma fonte de geração controlável.

ápice da evolução tecnológica. Estas biorrefinarias, em analogia com refinarias de petróleo, seriam unidades capazes de processar diferentes tipos de biomassa e produzir diversos produtos, incluindo produtos de alto valor agregado como combustíveis sintéticos e produtos químicos<sup>45</sup> (IEA, 2012d). Contudo, no escopo deste relatório o foco analítico está restrito à utilização de biomassa para a geração de eletricidade.

Conforme REN21 (2013a), a capacidade instalada de geração de bioeletricidade em 2012 totalizou 83 GW, sendo de 350 TWh a produção de eletricidade a partir das centrais de biomassa no mesmo ano. Segundo IRENA (2013), as alternativas tecnológicas para geração de bioeletricidade são muitas e incluem a queima simples da biomassa em caldeiras, co-combustão com carvão<sup>46</sup>, incineração de resíduos urbanos e gaseificação da biomassa para geração de eletricidade em ciclo combinado<sup>47</sup>. Porém, estas rotas possuem diferentes níveis de maturidade e, por consequência, diferentes potenciais de redução de custos.

Neste sentido, IEA (2012d) afirma que a queima da biomassa para geração de eletricidade a partir de uma turbina a vapor é o paradigma tecnológico vigente e sua eficiência cresce em função do aumento do tamanho da planta. Entretanto, a eficiência de 1<sup>a</sup>. Lei do ciclo termodinâmico baseado em turbinas a vapor para a geração de eletricidade está limitada a valores em torno de 25% enquanto que eficiências da ordem de 45% poderiam ser obtidas com a adoção de ciclos que utilizem turbinas a gás (NOGUEIRA e LORA, 2003). Logo, justificam-se investimentos no desenvolvimento de projetos de gaseificação de biomassa<sup>48</sup> com vistas a utilizar este gás combustível em plantas com turbinas a gás e possibilitar a

---

<sup>45</sup> Ver PEREIRA JÚNIOR (2010) e AGUIAR e SILVA (2010).

<sup>46</sup> A co-combustão com carvão é uma das alternativas mais competitivas para inserção da biomassa na matriz elétrica porque se utiliza da infra estrutura existente para a produção de eletricidade a partir do carvão e requer menores gastos com o pré-tratamento da biomassa.

<sup>47</sup> Em muitos casos, a opção é por plantas de cogeração, as quais são aptas a atender tanto demandas mecânicas como térmicas do processo produtivo (RAJ *et al.*, 2011).

<sup>48</sup> O processo de gaseificação da biomassa apresenta dificuldades advindas do seu elevado teor de umidade, da sua má mobilidade, de apresentar um considerável conteúdo de oxigênio, da complexidade do seu pré-tratamento e do caráter agressivo da lama de suas cinzas fundidas (DANTAS, 2013).

inserção da bioeletricidade na matriz elétrica mundial em bases competitivas de custos.

Segundo IRENA (2013), o custo da biomassa pode variar desde valores nulos até representar algo como até 50% do custo da eletricidade produzida. Desta forma, nota-se como a biomassa utilizada e a logística de disponibilização da mesma impactam a competitividade de um projeto de bioeletricidade. Em termos do custo do investimento, o estudo estima entre US\$ 2.000 e US\$ 4.000 por kW instalado o dispêndio necessário para construção de uma planta Ciclo Rankine em países da OCDE enquanto que projetos que envolvam gaseificação da biomassa poderiam atingir um patamar de custos da ordem de US\$ 6.000 por kW instalado. Tais custos tendem a ser menores em países não pertencentes a OCDE devido a menores preços de equipamentos com conteúdo local e a menores exigências em termos de restrições das emissões de poluentes. Desta forma, o custo do investimento em uma planta Ciclo Rankine nestes países estaria entre US\$ 1.000 e US\$ 2.000 por kW instalado.

No que se refere aos custos de operação e manutenção, IEA (2012d) estima-os em torno de 5% anuais do custo do investimento. Ressalta-se a dificuldade em se estimar preços de viabilidade genéricos para bioeletricidade, dada a importância do custo da biomassa e da tecnologia adotada. Neste sentido, IRENA (2013) acredita que tais preços estão dentro de um intervalo que vai de menos de US\$ 0,05 até 0,29 por kWh produzido.

Conforme IEA (2012a), nos próximos 20 anos a expansão da bioeletricidade no mundo estará em grande medida calcada em políticas de suporte. Desta forma, a potência mundial de geração de bioeletricidade atingiria o valor de 252 GW em 2035 com uma produção de 1.487 TWh. Em contraste com a realidade atual, onde a produção está concentrada nos países da União Europeia, Estados Unidos, Brasil e Japão, vislumbra-se que China se tornará o maior produtor de bioeletricidade com uma produção de 325 TWh em 2035.



## 2 – A Importância da Hidroeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro

O desenvolvimento e a consolidação do sistema elétrico brasileiro ao longo do Século XX ocorreram através da construção de hidroelétricas de grande porte, em diferentes bacias hidrográficas, muitas das quais com reservatórios de acumulação<sup>49</sup>, em paralelo à criação de um sistema interligado por linhas de transmissão de dimensões continentais (D'ARAÚJO, 2009). Nota-se que, até os dias de hoje, a exploração dos recursos hídricos continua a ser a forma predominante de atendimento da demanda por energia elétrica com a capacidade instalada de geração hidroelétrica respondendo por aproximadamente 70% da potência instalada brasileira<sup>50</sup>. Entretanto, dado que o parque térmico brasileiro tem basicamente uma função de *backup* do sistema e, como consequência, seu despacho em anos de hidrologia normal possui baixa frequência, historicamente a geração hídrica é responsável pelo atendimento de mais de 80% da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O corolário da expressiva participação dos recursos hídricos na matriz elétrica brasileira é uma oferta de energia elétrica a preços extremamente competitivos no nível da geração e com reduzida intensidade em carbono. Isto representa uma vantagem comparativa para a economia brasileira, sobretudo em um contexto no qual a sustentabilidade, especialmente em termos de economia de baixo carbono, deverá ser uma questão cada vez mais relevante nas agendas política e econômica mundiais. Cabe destacar que o Brasil ainda possui um expressivo potencial hídrico a ser explorado, mesmo que os desafios socioambientais

---

<sup>49</sup> O objetivo da construção de reservatórios de acumulação é reduzir do impacto da incerteza e da sazonalidade das afluições através do acúmulo de água no período úmido do ano com vistas a ser turbinada no período seco do ano, possibilitando a regularização da oferta de energia hídrica ao longo de todo o ano.

<sup>50</sup> Ao final de 2012, a potência hídrica totalizava 84.294 MW, respondendo por 67% da capacidade instalada. Considerando a importação da parte paraguaia da Usina de Itaipu, esta participação atinge um valor em torno de 71% (MME, 2013). Porém, nota-se que esta participação vem decrescendo. Por exemplo, em 2007 esta participação era de 75% (EPE e MME, 2012b).

inerentes a este potencial e à distância dos aproveitamentos remanescentes em relação aos centros de consumo requeiram investimentos cada vez maiores.

De acordo com TOLMASQUIM (2011), o Brasil já teria explorado 34% do seu potencial hídrico. Logo, a construção de novas centrais hidroelétricas é uma estratégia pertinente enquanto existirem recursos hídricos disponíveis com custos competitivos<sup>51</sup> e é possível compreender a razão da política energética brasileira ter a exploração do potencial hídrico remanescente como uma diretriz prioritária<sup>52</sup> (EPE e MME, 2007; EPE e MME, 2012a), mesmo que em diversos leilões a contratação de energia hídrica venha ocorrendo em montantes bastante aquém do desejado devido à dificuldade de licenciamento ambiental de projetos hidroelétricos que acaba por restringir a oferta nos certamente de contratação de energia.

Conforme SOITO (2011), o exame do potencial hidroelétrico remanescente indica que tal potencial está concentrado na Região Norte, a qual possui uma topografia suave. Desta forma, a construção de reservatórios capazes de estocar volumes expressivos de energia exigiria o alagamento de grandes extensões de terra. Soma-se a isso o caráter mais rígido da legislação ambiental brasileira desde a Constituição de 1988 com exigências e restrições que acabam por restringir o alagamento de grandes áreas. Observa-se assim que as usinas que estão sendo construídas e que virão a ser implementadas no bioma amazônico não possuem reservatórios de acumulação (usinas a fio d'água), sendo os pequenos reservatórios associados insuficientes para regularizar a oferta de energia ao longo do ano.

---

<sup>51</sup> Este tipo de estratégia já fora adotada em diversos países da OCDE que já exploraram a maior parte de seu potencial. Por exemplo, a Alemanha já aproveitou 83% do seu potencial hidroelétrico tecnicamente aproveitável enquanto que a França utiliza a totalidade dos seus aproveitamentos hídricos (TOLMASQUIM, 2011).

<sup>52</sup> Esta política deve considerar as incertezas inerentes à disponibilidade de hidroeletricidade no futuro, devido aos possíveis impactos das alterações climáticas. LUCENA *et al.* (2009) analisam os impactos das alterações climáticas sobre as fontes renováveis de energia no Brasil e concluem que, no caso da hidroeletricidade, os efeitos seriam negativos, especialmente na Região Nordeste. Os autores ressaltam que os resultados do estudo são função da qualidade dos dados relativos às projeções climáticas.

Embora a opção por usinas a fio d'água na planície amazônica represente uma alternativa de menor impacto direto sob o ponto de vista de área inundada, os desafios socioambientais persistem. Cabe frisar que restrições desta natureza estão presentes em projetos de geração de energia situados em qualquer localidade. Entretanto, no caso de construção de centrais hidroelétricas na Região Amazônica, as mesmas são potencializadas pelo fato dos rios serem essencialmente de planície com variações hidrológicas sazonais acentuadas, em uma região ecológica, econômica, cultural e geopoliticamente complexa e sensível<sup>53</sup>. Desta forma, os parâmetros para a construção destas centrais são distintos dos vigentes no aproveitamento dos potenciais hídricos já explorados no Centro-Sul e no Nordeste do país porque devem atender às especificidades e as condicionantes do bioma amazônico (CASTRO *et al.*, 2012a).

Em anos recentes, é possível identificar uma sensível melhora no processo de avaliação dos impactos ambientais, licenciamento dos projetos e definição dos condicionantes da construção de usinas hidroelétricas na Região Amazônica. Contudo, tais trâmites ainda precisam ser aprimorados. Em especial, a forma como as questões socioambientais são tratadas no âmbito do planejamento do setor elétrico ainda não é a ideal. Neste sentido, CASTRO *et al.* (2012b) ressaltam a existência de inconsistências no tratamento da questão ambiental.

Segundo os autores, a política ambiental é dúbia ao priorizar a gestão participativa, com instrumentos de mercado e, ao mesmo tempo, apresentar instrumentos de comando e controle que são de natureza legal. Em paralelo, verifica-se que a legislação ambiental apresenta diversas incongruências. Desta forma, existe margem para uma pluralidade de interpretações e inconsistências

---

<sup>53</sup> A Região Amazônica caracteriza-se pela predominância de áreas de preservação, florestas e reservas indígenas, logo existe um conflito potencial entre o uso da terra, preservação do meio ambiente e aproveitamento dos recursos hídricos. A situação é agravada pelo fato da exploração dos recursos naturais estar se processando de forma predatória e os fluxos migratórios ocorrerem de forma desordenada em um contexto de baixo capital humano, desintegração econômica e limitações logísticas.

que possibilitam a judicialização da questão. Em linhas gerais, nota-se uma tendência da visão legalista de se sobrepor à política ambiental<sup>54</sup>.

No caso específico do setor elétrico, verifica-se a pertinência da adoção de uma política onde a avaliação de impactos possua um caráter estratégico e consista na comparação dos impactos das diferentes alternativas de expansão do parque gerador. Ou seja, a discussão ambiental deve ser concentrada na fase do planejamento, sendo os impactos dos projetos uma variável de seleção dos projetos a serem priorizados, e não centrada em cada projeto e e, por consequência, associada ao licenciamento dos empreendimentos.

De todo modo, apesar das dificuldades crescentes para obtenção de licenciamento e construção destas usinas, o processo de aproveitamento do potencial hídrico da Região Amazônica encontra-se em curso com a construção de usinas nos rios Madeira, Xingu, Teles Pires, entre outros, cabendo destacar o preço extremamente competitivo da energia das centrais que estão sendo construídas<sup>55</sup>. Dentre as grandes bacias hidrográficas da margem sul do Amazonas a única que ainda não está sendo explorada é a Bacia do Tapajós, mas os estudos para o seu aproveitamento nos próximos anos estão em andamento tendo que superar os inúmeros entraves oriundos da esfera socioambiental.

Em realidade, vislumbra-se que não apenas as grandes centrais hidroelétricas tendem a ser construídas, como também os aproveitamentos de médio porte deverão ser explorados em função do papel estratégico que as centrais hidroelétricas desempenham no SIN (CASTRO *et al.*, 2012). Por sua vez, no

---

<sup>54</sup> Esta questão está presente de forma nítida na atuação do Ministério Público, o qual frequentemente tem posições conflitantes com as determinações do Ibama.

<sup>55</sup> Corrigidos pelo IPCA para valores monetários de junho de 2013, a energia contratada das usinas de Santo e Jirau, localizadas no Rio Madeira, possuem preços de, respectivamente, R\$ 108,89/MWh e de R\$ 95,83 por MWh. Já o preço da energia da Usina Hidroelétrica de Belo Monte é de R\$ 93,58 por MWh enquanto que o da usina de Teles Pires é de R\$ 78,27 por MWh. Porém, é importante mencionar que estes são preços praticados nos leilões. Portanto, tais preços não representam, necessariamente, o preço de viabilidade do projeto, sendo também preciso considerar também a parcela de energia disponível para ser comercializada no ACL.



âmbito das pequenas centrais hidroelétricas (PCH)<sup>56</sup>, embora a potência instalada atual de cerca de 4,7 GW<sup>57</sup> ainda esteja bastante aquém do seu potencial da ordem de 24 GW, a exploração das oportunidades de construção de PCH deverá ser mais moroso. Como ilustração, se encontram em construção projetos que totalizam apenas 400 MW, mesmo PCH sendo reconhecidamente uma relevante alternativa de investimento para autoprodutores. Esta morosidade pode ser atribuída ao fato que, apesar de se tratar de uma tecnologia madura, a reduzida escala dos empreendimentos torna o custo unitário da energia gerada bastante superior ao custo de centrais hidroelétricas de grande e médio porte, bem como das outras fontes.

Da mesma forma que empreendimentos eólicos e de biomassa, as PCH possuem descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Além disso, nos últimos anos foram realizados certames de contratação de energia focados nestas fontes. Entretanto, verifica-se que as PCHs não apresentam condições de competitividade frente a outras fontes renováveis. Esta menor competitividade das PCH advém da conjugação da complexidade do desenvolvimento do projeto e atendimento das exigências<sup>58</sup> legais inerentes ao mesmo com a concessão de benefícios fiscais e tributários para fontes renováveis que não contemplaram as PCH (ABDI, 2012). No entanto, os benefícios das PCH, como a exploração dos aproveitamentos hidráulicos, a capilaridade da oferta, a geração de empregos durante a construção e a manutenção do cluster industrial tornam a formatação de políticas públicas específicas para promoção deste tipo de fonte uma hipótese bastante plausível.

Portanto, é razoável assumir como cenário de referência que no horizonte temporal da década de 2030 a maior parte do potencial hídrico econômico e

---

<sup>56</sup> De acordo com a legislação brasileira (Resolução nº. 348/1998 da Aneel), pequenas centrais hidroelétricas são centrais de geração com potência entre 1 e 30 MW e com reservatórios com área inferior a 3 km<sup>2</sup>.

<sup>57</sup> Dados do Banco de Informação de Geração da Aneel em 13/09/2014.

<sup>58</sup> O estudo do inventário e a aprovação do projeto básico são demorados. Soma-se a isso, as questões ambientais. Esta morosidade do processo resulta em custos financeiros que reduzem a competitividade dos projetos.

ambientalmente viável já deverá ter sido explorada<sup>59</sup>. Neste caso, a hidroeletricidade continuaria detendo uma participação preponderante, embora decrescente, na oferta brasileira de energia elétrica. Conforme EPE e MME (2012a), já em 2021 as centrais hidroelétricas terão uma capacidade instalada de 124 GW, sendo 7 GW a capacidade das PCH. Considerando que a potência instalada total do SIN será de 182 GW, verifica-se que a participação hídrica na matriz brasileira tende a permanecer bastante expressiva.

Contudo, o paradigma operativo do sistema elétrico será distinto daquele verificado no Século XX. Esta mudança derivará do fato de que a expansão da capacidade de geração hidroelétrica estar ocorrendo sem a concomitante expansão da capacidade dos reservatórios. Segundo a EPE e MME (2012a) no período compreendido entre 2012 e 2021 o parque hidroelétrico terá uma expansão de 40%, enquanto a capacidade de armazenamento dos reservatórios crescerá apenas 5 %.

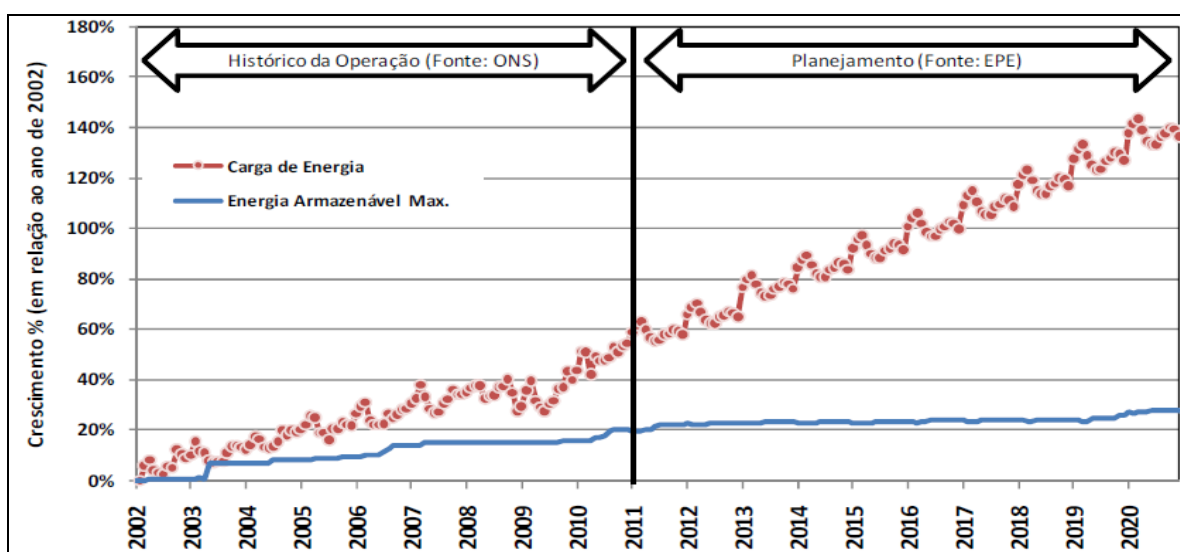
A usina hidroelétrica de Belo Monte, que é o único aproveitamento previsto para o Rio Xingu, ilustra com perfeição as características da geração hidroelétrica na Região Amazônica. O ponto onde a usina está sendo construída possui uma vazão média de quase 18 mil m<sup>3</sup>/s no auge período úmido (entre março e maio). Porém, sua vazão desce a um valor menor que 1,1 mil m<sup>3</sup>/s no auge da seca (setembro/outubro), sendo que não existem projetos de reservatórios capazes de regularizar a vazão deste rio, assim como não há planos para a construção de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente a vazão dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires, que constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidroelétrica na Amazônia.

---

<sup>59</sup> É preciso considerar os riscos inerentes a uma expansão mais morosa do parque hidroelétrico devido à dificuldade de licenciamento dos projetos e, no limite, uma mudança da diretriz energética brasileira que deixe de priorizar a construção de centrais hidroelétricas. Tal mudança poderia ocorrer caso chegue ao poder um governo com outro direcionamento ideológico.

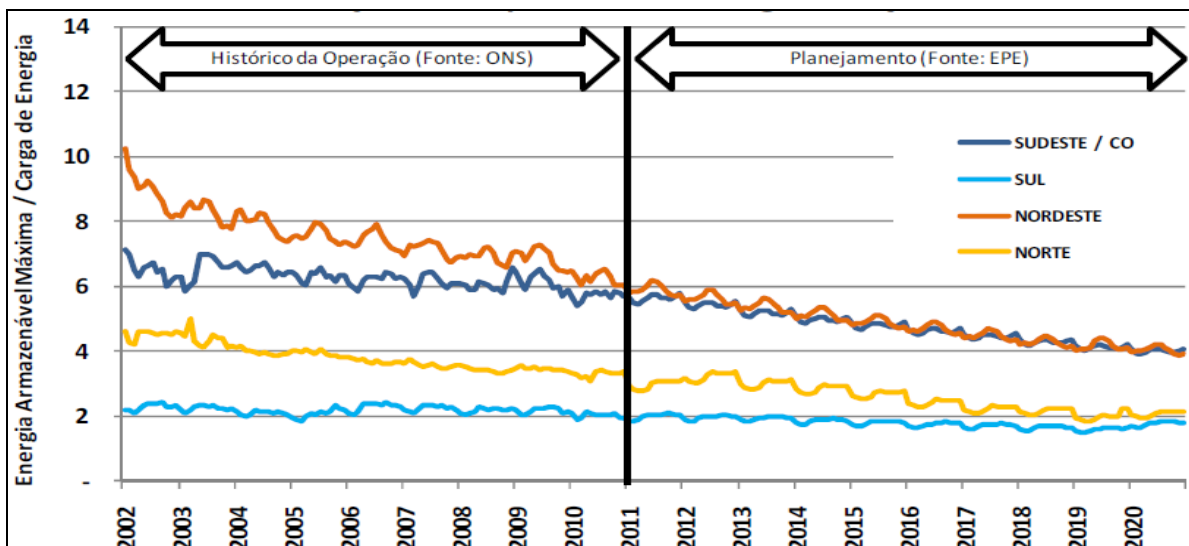
Em síntese, o sistema tenderá a ter abundância de oferta hídrica no período úmido, com algumas usinas até mesmo vertendo água. Em contrapartida, no período seco do ano haverá pouca energia devido à limitada capacidade de estocar água. Frente ao crescimento da carga, o corolário inevitável da construção de UHEs sem reservatórios será a redução da capacidade de regularização da oferta de energia hidroelétrica ao longo do ano. O Gráfico 1 permite visualizar claramente como o crescimento projetado da carga não vem acompanhado de um crescimento proporcional da capacidade de armazenagem de energia. Por sua vez, o Gráfico 2 ilustra o caráter decrescente da capacidade de regularização.

**Gráfico 1 - Crescimento da Carga x Energia Armazenável Máxima: 2002 - 2020**



Fonte: EPE (2011).

**Gráfico 2 – Evolução da Capacidade Regularização: 2002 – 2020**

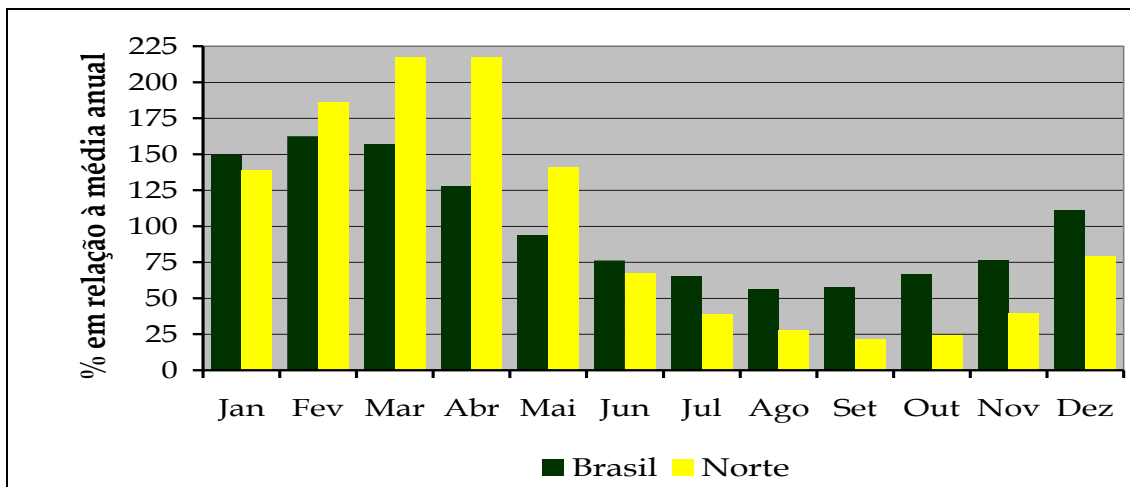


Fonte: EPE (2011).

Portanto, as novas características do parque hidroelétrico brasileiro exigem a complementação ao parque hidroelétrico, especialmente durante o período seco do ano. A complementação do parque hídrico no período seco do ano se tornará ainda mais importante diante a característica sazonal mais acentuada das aflúências na Região Norte, onde se situam os principais novos aproveitamentos hídricos. Neste sentido, o Gráfico 3 é bastante ilustrativo pois realiza uma análise comparativa entre a energia natural afluyente da Região Norte, hoje basicamente restrita ao Rio Tocantins e a brasileira. Cabe destacar, que apesar de existir alguma diversidade hidrológica entre os regimes de chuvas das diversas bacias da Região Norte<sup>60</sup>, os mesmos não fogem muito do padrão do Tocantins.

<sup>60</sup> Por exemplo, a cheia chega um pouco antes no Rio Madeira.

**Gráfico 3 -  
Energia Natural Afluente: média de longo termo para o Brasil e para a região  
Norte  
(em % da média anual)**



Fonte: GESEL, elaborado a partir do a partir do histórico da operação em 2008.

Com base no Gráfico 3, constata-se que durante as águas, as afluências são 180% da média anual (138% no Brasil), enquanto no período seco, entre junho e dezembro, elas são apenas 42% da média anual (73% no Brasil), chegando a apenas a 24% entre agosto e outubro (60% no Brasil)<sup>61</sup>.

Observa-se assim que haverá uma crescente necessidade de diversificação da matriz brasileira para complementar uma geração hídrica cada vez mais sazonal. Neste sentido, a construção de novas centrais termoelétricas movidas a combustíveis fósseis será imprescindível, destacando-se que muitas delas deverão operar na base do sistema durante a estação seca, em contraste com a tradicional função de *backup* energético do sistema<sup>62</sup> que prevaleceu no século XX. Contudo, a energia eólica, a bioeletricidade e a energia solar também deverão

<sup>61</sup> Este contraste entre a disponibilidade de energia natural entre a cheia e a seca pode ter seu efeito prático reduzido na medida em que as novas hidrelétricas sejam dimensionadas para verter água na cheia, como é o caso das usinas do Rio Madeira.

<sup>62</sup> A importância das usinas térmicas para o sistema e outras questões associadas a esta temática serão examinados na terceira linha de pesquisa do projeto de P&D Aneel – CPFL “A Energia na Cidade do Futuro”.

exercer importante papel na diversificação da matriz elétrica brasileira. O objetivo das próximas seções deste relatório é justamente analisar a importância que estas fontes terão na matriz elétrica brasileira no horizonte de 2030.

### **3 – Energia Eólica: uma fonte estratégica para o Brasil**

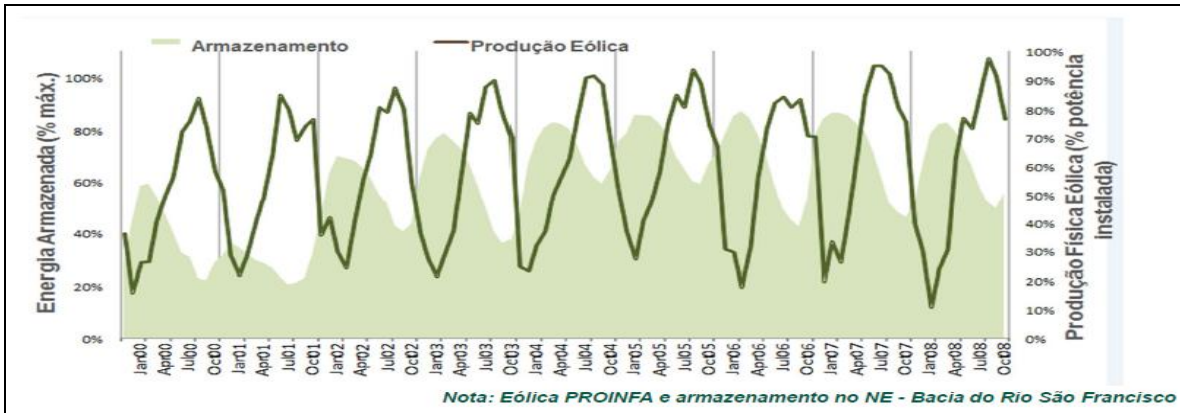
A energia eólica é uma fonte renovável que, nas áreas com maior potencial, é complementar ao regime das afluições. Logo, se constitui em uma relevante alternativa para a expansão da matriz elétrica brasileira. Com um potencial eólico estimado em mais de 300 GW (TOLMASQUIM, 2011), a implantação de grandes montantes de energia eólica representa uma alternativa atraente do ponto de vista econômico e ambiental.

A sazonalidade dos recursos eólicos é complementar com a das afluições, especialmente nas áreas onde há maior potencial para geração eólica: na Região Nordeste<sup>63</sup> e no Norte de Minas Gerais os melhores ventos ocorrem entre junho e novembro, isto é, na época de baixas afluições tanto no Nordeste como no Norte, no Sudeste e no Centro Oeste. Desta forma, justifica-se a inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira em uma escala condizente com o seu potencial. LOPES (2013) afirma que o crescimento da potência de geração eólica pode ser visto como um aumento “virtual” da capacidade dos reservatórios, pois diminui o ritmo de deplecionamento dos reservatórios ao longo do período da seca. Logo, compreende-se o caráter estratégico que a inserção da energia eólica na matriz representa para a dinâmica de expansão do sistema elétrico brasileiro. O Gráfico 4 ilustra o caráter inverso da sazonalidade da geração eólica em relação à hidroeletricidade.

#### **Gráfico 4 – Complementariedade entre Energia Eólica e Hídrica**

---

<sup>63</sup> Os melhores ventos do Nordeste estão na costa dos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte e no interior da Bahia SÁNCHEZ *et al.* (2013).



Fonte: LOPES (2013).

Atualmente o Brasil possui uma potência eólica instalada de 3.8000 MW (ANEEL – BIG 2014), sendo que a potência total contratada até 2018 é da ordem de 13.500 MW. O Gráfico 5 apresenta a evolução da capacidade eólica contratada nos últimos anos e é nítido o crescimento exponencial desta fonte.

**Gráfico 5 – Evolução da Capacidade Eólica Contratada: 2005-2018**



Fonte: ABEEólica (2014).

Destaca-se que a inserção da fonte eólica na matriz elétrica brasileira vem ocorrendo em bases extremamente competitivas, vide o preço de comercialização atual da ordem de R\$ 110,00 por MWh. Esta extrema competitividade da energia eólica advém de uma redução de cerca de 35% do custo do investimento com o mesmo passando a ser da ordem de R\$ 3.500 por kW instalado (OLIVEIRA, 2011). Os ganhos de competitividade ocorridos nos últimos anos permitem que a energia eólica no Brasil seja competitiva até mesmo com projetos hidroelétricos de médio porte e são derivados do desenvolvimento da indústria de turbinas eólicas no mundo e no Brasil, associada a uma política de desoneração tributária dos equipamentos, das condições de financiamento dadas pelo BNDES e dos incentivos fiscais<sup>64</sup> (NOGUEIRA, 2011).

Entretanto, o exato entendimento da competitividade da energia eólica no Brasil requer a análise dos fatores de capacidade dos projetos que estão sendo contratados. Neste sentido, verifica-se que a intensidade e a regularidade dos ventos brasileiros têm possibilitado a contratação de projetos com fatores de capacidade bastante superiores aos verificados internacionalmente<sup>65</sup>. Isto em parte se deve à qualidade dos ventos em alguns sítios, sobretudo do Nordeste, que tem ventos fortes, com velocidade pouco volátil (baixíssima ocorrência de rajadas em alta velocidade) e, além disso, com direção praticamente constante. Por outro lado, a tendência recente no desenho de parques eólicos favorece a obtenção de altos fatores de capacidade, na medida em que tem se mostrado econômico instalar torres altas (em torno de cem metros, por vezes mais), com rotores de grandes dimensões em aerogeradores de capacidade relativamente baixa. Este tipo de desenho permite a geração à plena capacidade mesmo com ventos apenas moderados o que aumenta o fator de capacidade das plantas e torna o projeto financeiramente atrativo. Em suma, o aumento da dimensão do

---

<sup>64</sup> Também é preciso ressaltar que a crise econômica mundial, ao impactar o mercado de equipamentos para geração eólica, sobretudo na Europa, resultou em uma tendência de baixa nos custos de investimento das eólicas.

<sup>65</sup> O fator de capacidade dos parques eólicos britânicos entre novembro de 2008 e dezembro de 2010 foi de 24% (STUART YOUNG 2011). Na Alemanha, em 2012, o fator de capacidade das eólicas foi de 17,5%.



rotor e da altura da torre representa um investimento adicional pequeno em relação ao aumento da geração de energia.<sup>66</sup>

Duas ressalvas precisam ser feitas em relação à forma como a energia eólica vem sendo inserida no sistema elétrico brasileiro:

- Em primeiro lugar, dado que a energia eólica é irregular e não controlável, a questão do atendimento da ponta do sistema passa a exigir cuidados especiais, sendo imperativo que o parque gerador tenha uma capacidade instalada consideravelmente superior à demanda de ponta. O sistema elétrico brasileiro historicamente tende, em condições normais, a possuir alguma capacidade de reserva devido à necessidade de um parque gerador essencialmente hidroelétrico de dispor de capacidade instalada, tanto hídrica como térmica, bastante superior à demanda de ponta (o recorde de ponta do SIN em 2011, segundo o ONS, foi de 71GW para um sistema com 105 GW de capacidade instalada, ONS (2011) e ONS (2012)). Porém, no futuro a diminuição da oferta hídrica das novas usinas a fio d'água na Região Norte no segundo semestre, tende a tornar o balanço de ponta cada vez mais delicado nesta época do ano (CASTRO *et al.*, 2010a; CASTRO *et al.*, 2012b). Assim, uma expansão em ritmo acelerado da capacidade instalada eólica sem uma concomitante contratação de usinas termoelétricas ou de aumento de capacidade de hidroelétricas existentes em cascatas com reservatórios de acumulação pode vir a exacerbar os problemas de atendimento de ponta no SIN.
- Por outro lado, é importante considerar que o potencial eólico se localiza distante dos centros de carga, necessitando de investimentos na expansão e em reforços do sistema de transmissão.

---

<sup>66</sup> Vale assinalar que, ao menos nos primeiros anos de operação, os fatores de capacidade verificados para os parques eólicos vinham sendo menores do que os projetados, particularmente entre os primeiros parques eólicos contratados pelo PROINFA. Esta é a provável razão que as últimas medidas tomadas pelo MME, que adotou o critério P90 em detrimento do P50 para dimensionamento da garantia física dos empreendimentos. Por outro lado, os atrasos na conexão via ICG fez com que este modelo de conexão à rede básica fosse abandonado, ao menos pelo momento. Somente participarão dos próximos leilões projetos com acesso garantido à rede de transmissão ou distribuição.

Desta forma, é preciso cautela na análise dos preços de contratação de energia eólica derivados dos leilões, pois estes não estão contabilizando os custos indiretos da tecnologia, que são a necessidade de reserva e de reforços na transmissão de longa distância. De todo modo, é pertinente supor que ao longo dos próximos 20 anos a energia eólica irá continuar se expandindo de forma rápida. A questão a ser analisada é em que base tal expansão ocorrerá e para isso é preciso o reconhecimento de problemas atuais e condicionantes futuros.

Neste sentido, a questão tecnológica requer especial atenção. Verifica-se que a instalação de fabricantes de turbinas eólicas no Brasil e a contratação de expressivos montantes de energia eólica, ainda não foram capazes de induzir o desenvolvimento de tecnologias projetadas em linhas com as especificidades e características brasileiras. Ou seja, a expansão da indústria eólica no Brasil ainda não se reflete em um domínio sobre esta tecnologia, contemplando o conhecimento e a produção local de todas as fases do processo<sup>67</sup>.

Concomitantemente, é preciso analisar com ressalvas o próprio potencial eólico devido às alterações climáticas, pois são as condições climáticas que determinam as possibilidades de geração de energia eólica. Esta questão é comumente ignorada no planejamento do setor energético porque as incertezas existentes tornam a análise bastante complexa. Entretanto, sempre que possível, a questão deve ser examinada com vistas a mapear os possíveis cenários futuros. Neste sentido, LUCENA *et al.* (2010) afirmam, com base em uma modelagem com dados climáticos oriundos do IPCC, que as alterações do clima não irão impactar a disponibilidade, nem a confiabilidade, da energia eólica no Brasil. Em realidade, os resultados da modelagem apontam para uma melhoria das condições de vento. Portanto, a importância dos investimentos em geração eólica para o setor elétrico brasileiro tenderia a aumentar.

---

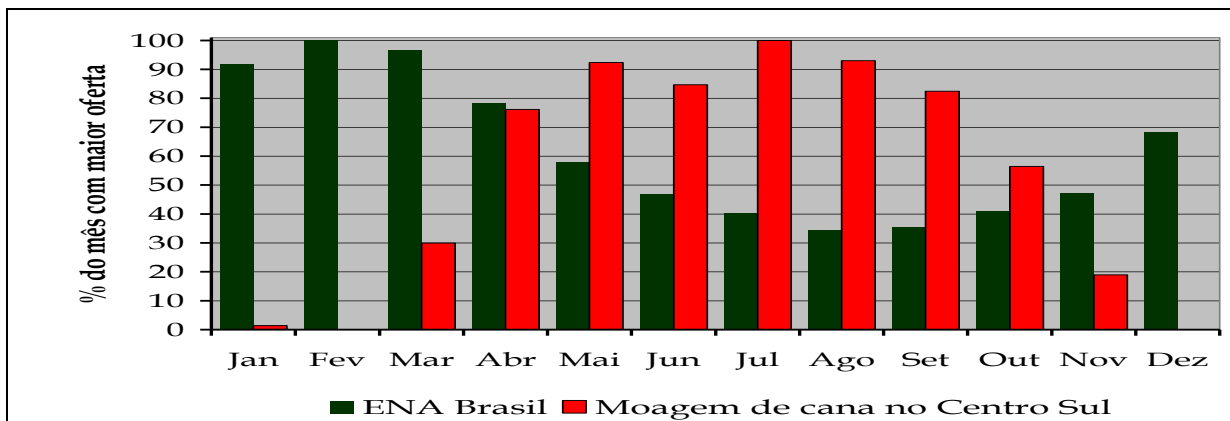
<sup>67</sup> O Brasil pode aproveitar a vantagem de ter demanda firme para contratação a longo prazo com linhas especiais de financiamento do BNDES para sustentar uma política industrial que desenvolva tecnologia nacional e gere empregos como se verifica em outros países. O Programa Inova Energia lançado pelo BNDES, FINEP e Aneel busca justamente criar uma base produtiva de tecnologia nacional. O P&D estratégico da Aneel para energia eólica faz parte deste programa.



#### 4 – Bioeletricidade no Brasil

A geração de eletricidade a partir da biomassa da cana de açúcar tem as características adequadas para funcionar como geração sazonalmente complementar à hidroeletricidade. Seu potencial está localizado essencialmente na Região Centro-Sul do país, onde estão concentrados aproximadamente 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros (CASTRO *et al.*, 2008). Esta complementariedade entre a bioeletricidade canavieira e o regime fluvial se dá pela geração ocorrer basicamente no período da safra canavieira entre abril/maio e novembro. O Gráfico 6 ilustra o caráter complementar da bioeletricidade em relação à geração hídrica a partir da comparação mês a mês da ENA total do Brasil na média de longo prazo com a moagem de cana na Região Centro Sul.

**Gráfico 6 - ENA Brasil x Moagem de Cana no Centro Sul  
(como porcentagem do mês com maior oferta<sup>68</sup>)**



Fontes: Site do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)) e Única. Dados elaborados a partir do histórico da operação em 2008 (ENA) e pela moagem de cana da safra 2007/2008 no Centro sul.

<sup>68</sup> As duas séries de dados foram colocadas na mesma escala, onde cem corresponde ao mês de maiores afluências na série da ENA (fevereiro) e, ao pico da safra na série de moagem de cana no Centro Sul (julho).

Além disso, a bioeletricidade sucroenergética é uma fonte de geração distribuída, pois o setor canavieiro está concentrado nas regiões Sudeste e Centro Oeste que é onde se encontra o centro de carga de país. Ao reduzir a necessidade de expansão do sistema de transmissão, a geração distribuída resulta em benefícios ambientais e econômicos. Neste sentido, justifica-se a promoção deste tipo de geração em linhas com o que já vem ocorrendo nos EUA e em diversos países europeus.

Nos últimos anos, foram contratadas diversas térmicas a biomassa nos de leilões de energia nova<sup>69</sup>. De acordo com NYKO *et al.* (2011), as novas usinas sucroalcooleiras (*greenfields*) já incluem em seus projetos plantas de cogeração aptas a gerarem energia elétrica destinada à comercialização e algumas usinas existentes também reformaram as suas unidades de cogeração para viabilizar a exportação de energia (*retrofits*). De fato, a geração de energia elétrica passou a integrar o *core business* do setor e atualmente qualquer projeto de investimento em uma nova usina contempla os custos e receitas oriundas da comercialização de eletricidade.

O potencial de geração de bioeletricidade a partir da cana de açúcar é função da disponibilidade de biomassa e da tecnologia adotada. Sob o ponto de vista da disponibilidade de insumos, o potencial de geração de bioeletricidade nos próximos anos é grande devido ao aumento projetado na oferta de açúcar e, sobretudo, de etanol. Explica-se: a expansão do *core business* do setor sucroenergético irá garantir uma oferta crescente de biomassa canavieira residual que poderá ser utilizada como insumo para geração de bioeletricidade. Em especial, deve ser destacado que a crescente adoção da colheita mecânica, ao eliminar a prática da queimada, permitirá o aproveitamento de parte da palha como insumo energético. Este aproveitamento deve ser da ordem de 50% porque a outra metade necessita permanecer no campo por razões agrícolas<sup>70</sup>. Por sua

---

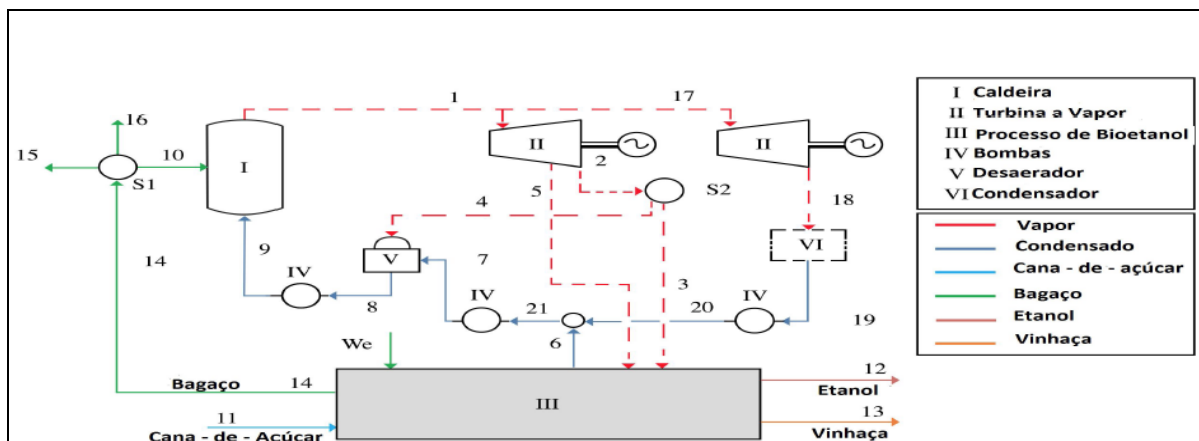
<sup>69</sup> Estas térmicas adicionaram uma potência de aproximadamente 5.000 MW ao parque gerador brasileiro.

<sup>70</sup> O uso da palha em larga escala ainda exige a definição de uma solução logística para a colheita e transporte que seja custo-eficiente. No entanto, é plausível assumir que esta solução será encontrada em um futuro breve.

vez, no âmbito tecnológico é preciso considerar que no horizonte temporal de 2030 a hipótese de uma mudança do paradigma tecnológico é bastante plausível, mudança esta que representaria um expressivo incremento de produtividade.

Historicamente, as plantas de cogeração do setor sucroenergético queimam diretamente o bagaço para a produção de vapor e, conseqüente, geração de energia mecânica (SEABRA e MACEDO, 2011). Embora seja uma tecnologia com níveis de eficiência limitados, a opção pelo Ciclo Rankine justifica-se por ser uma tecnologia que permite a utilização de combustíveis sólidos com baixo poder calorífico, como é o caso do bagaço da cana de açúcar (SOUZA, 2003). Atualmente, com vistas a gerar excedentes de energia elétrica para a comercialização, as plantas utilizam caldeiras de alta pressão e turbinas de condensação e extração, sendo capazes de gerar 80 kWh por tonelada de cana processada utilizando apenas bagaço como combustível. A Figura 1 mostra a configuração básica de uma planta com estas características.

**Figura 1 - Planta de Cogeração com Turbina de Condensação e Extração**

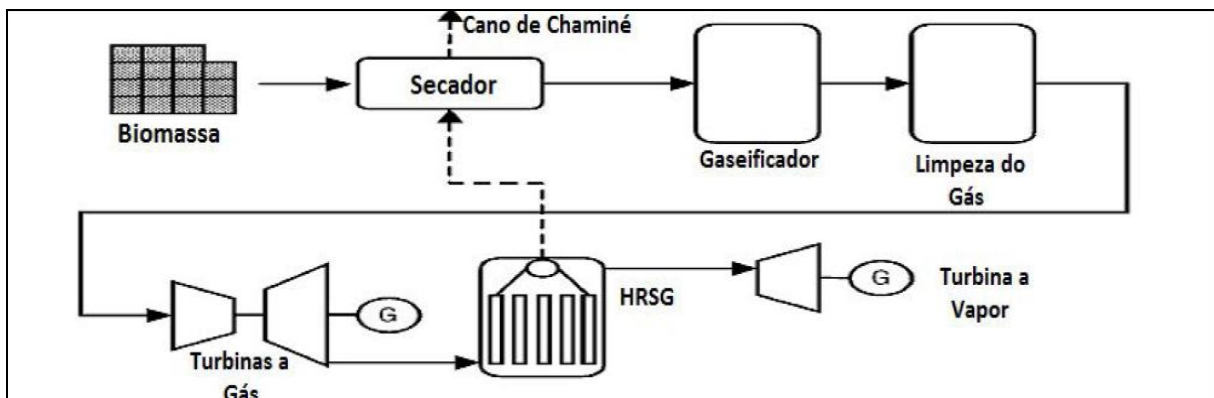


Em termos do uso propriamente dito da palha como insumo energético, cabe destacar, que apesar de comumente (inclusive nesta seção) se fazer projeções considerando o bagaço e a palha como um insumo energético homogêneo, as características físicas e químicas são distintas. Por exemplo, a umidade da palha é menor que a do bagaço. Além disso, a palha possui uma alta proporção de potássio em sua composição que faz com que a temperatura de amolecimento de suas cinzas seja reduzida e, por conseqüência, não possibilita uma queima a alta temperatura. Desta forma, o comportamento do bagaço e da palha quando utilizados como fonte de energia são diferentes. Uma solução prática a ser adotada é utilizar a palha para o atendimento energético das necessidades energética do processo produtivo de etanol e açúcar com o bagaço sendo inteiramente utilizado para produção de energia com fins comerciais.

Fonte: DIAS *et al.* (2011).

Contudo, vislumbra-se uma ruptura no âmbito tecnológico com o desenvolvimento da gaseificação da biomassa para geração de eletricidade em plantas ciclo combinado (BIG/GTCC), em substituição ao atual padrão tecnológico, baseado em plantas com Ciclo Rankine. Em linhas gerais, esta tecnologia consiste na gaseificação da biomassa em um gaseificador para produção de um combustível a ser utilizado em uma turbina a gás. O calor rejeitado por esta turbina é então recuperado para gerar mais energia em uma turbina a vapor aumentando assim a eficiência do ciclo termodinâmico (CORRÊA NETO e RAMON, 2002). A Figura 2 apresenta sinteticamente o princípio de funcionamento de uma planta BIG/GTCC.

**Figura 2 – Planta BIG/GTCC**



Fonte: LARSON *et al.* (2001).

De acordo com DANTAS (2013), uma planta BIG/GTCC possui uma produtividade aproximadamente 70% maior do que as plantas atuais<sup>71</sup>. O custo desta tecnologia seria da ordem de R\$ 4.800 por kW instalado, o qual equivale aproximadamente ao dobro do custo do investimento em uma planta Ciclo Rankine. O autor mostra que uma redução de 20% no custo desta tecnologia a tornaria a alternativa mais

<sup>71</sup> O autor, considerando uma utilização de 50% da palha disponível, estima a produtividade da tecnologia BIG/GTCC em 269 kWh por tonelada de cana processada e de uma planta Ciclo Rankine com turbinas de condensação e extração e caldeiras de alta pressão em 155 kWh por tonelada de cana processada. Ambos os valores se referem à energia apta a ser comercializada após se descontar a energia para auto suprimento da usina.

atrativa desde que fossem adotadas políticas de incentivos nos mesmos moldes que já foram adotadas para a energia eólica e para própria bioeletricidade. Já uma redução de 40% faria a tecnologia BIG/GTCC a melhor opção de investimento para geração de bioeletricidade a partir da biomassa da cana em bases estritamente de mercado.

Desta forma, supondo que em 2030 toda colheita da cana será mecanizada e que 30% das usinas produzam eletricidade em unidades BIG/GTCC e as demais em plantas Ciclo Rankine<sup>72</sup>, pode-se estimar um potencial de 26.000 MWmed<sup>73</sup> de bioeletricidade comercializável. Ao comparar este valor com a carga de 114.414 MWmed projetada para 2030<sup>74</sup> fica explícita a importância que a bioeletricidade pode assumir no atendimento da demanda brasileira por energia elétrica. Porém, a questão mais relevante para esta discussão não é a magnitude da produção e sim o fato desta produção estar concentrada no período seco do ano. No limite, estima-se uma disponibilidade total de 47.000 MWmed entre abril e novembro<sup>75</sup>, justamente o período seco do ano.

No entanto, é preciso enfatizar que a expansão da capacidade de geração de bioeletricidade é dependente da dinâmica do setor sucroenergético, tendo em vista que o bagaço e a palha são resíduos da atividade principal, isto é, da produção de etanol e açúcar. Por exemplo, a estagnação do setor nos últimos anos foi determinante para a participação discreta da bioeletricidade nos últimos leilões de energia. É razoável supor que na medida em que o setor volte a se expandir, em especial com as medidas de apoio recentemente tomadas pelo governo<sup>76</sup>, a bioeletricidade voltará ser competitiva nos leilões. Destaca-se então a

---

<sup>72</sup> Mesmo admitindo que a tecnologia BIG/GTCC será a técnica dominante em novos projetos a partir da década de 2020, é preciso considerar que ainda existirá um considerável número de plantas Ciclo Rankine em operação que não terão chegado ao fim de suas vidas úteis.

<sup>73</sup> Baseada em uma safra de 1,2 bilhões de toneladas de cana.

<sup>74</sup> Ver EPE e MME (2014).

<sup>75</sup> Esta seria a disponibilidade se todas as usinas gerassem bioeletricidade apenas no período da safra. Entretanto, embora a grande maioria da produção esteja concentrada na safra, não se pode desconsiderar a possibilidade da geração na entressafra.

<sup>76</sup> O governo eliminou a incidência de PIS/COFINS sobre o etanol e reduziu as taxas de juros nas linhas de financiamento disponibilizadas pelo BNDES ao setor sucroenergético.



relevância do acompanhamento das perspectivas da demanda pelos produtos principais do setor. Em especial, a análise prospectiva do mercado de etanol exige cuidados, pois, além da interdependência em relação ao mercado de gasolina e da política de preços, no horizonte temporal de 2030 a inserção no mercado de veículos com novos sistemas de propulsão, especialmente veículos elétricos à bateria, pode ser importante variável a influenciar a demanda por etanol.

Cabe também frisar, que mesmo que a expansão do setor garanta grande disponibilidade de biomassa, não existe garantia que esta biomassa seja destinada para a produção de eletricidade. No médio/longo prazo estarão disponíveis alternativas tecnológicas para o aproveitamento do bagaço e da palha, dentre as quais, produção de etanol lignocelulósico, álcoois superiores, líquidos de Fisher Tropsh e produtos químicos (IEA, 2008). Logo, pode existir um custo de oportunidade para o uso desta biomassa e a geração de eletricidade deverá estar concorrendo com rotas tecnológicas que produzem bens de maior valor agregado.

Devido ao imenso potencial de geração de eletricidade a partir da biomassa canavieira no Brasil, é comum se associar bioeletricidade ao setor sucroenergético. Porém, observa-se que o Brasil possui condições edafoclimáticas adequadas para o cultivo de outras biomassas que podem ser utilizadas com fins energéticos (HOFFMANN *et al.*, 2014). Dentre estas alternativas, destaca-se o eucalipto<sup>77</sup> que pode constituir-se em uma importante fonte de suprimento regular de energia. O aproveitamento desta biomassa florestal pode ocorrer através da construção de centrais termoelétricas específicas ou como biomassa adicional a ser utilizada nas usinas sucroenergéticas ou combustível em centrais movidas a carvão<sup>78</sup>.

---

<sup>77</sup> O eucalipto é uma cultura que pode ser aproveitada ao longo de todo ano e apresenta rotação curta. Além disso, características como baixa umidade o tornam uma fonte de biomassa bastante adequada para a geração de eletricidade e/ou calor (LESLIE *et al.*, 2012).

<sup>78</sup> A utilização de eucalipto como insumo energético adicional nas usinas de cana de açúcar possibilitaria a geração de energia ao longo de todo o ano. Por sua vez, a prática do *co-firing* permitiria a utilização do carvão na Região Sul com menor emissão de gases poluentes.

Não obstante, é preciso considerar a possibilidade de geração de energia a partir dos resíduos sólidos urbanos. Segundo MÜNSTER e MEIBOM (2011), a geração de energia a partir do lixo é uma prática pertinente em duas esferas: manejo dos resíduos sólidos urbanos e sistema energético. Neste sentido, LINO e ISMAIL (2011) afirmam que o uso de lixo urbano para a geração de energia é uma prática promotora de desenvolvimento sustentável por contribuir para a mitigação dos danos ambientais, tanto aqueles oriundos do manejo dos resíduos, como daqueles originados a partir da produção de energia com base nas formas convencionais. Os autores examinam o potencial de geração de energia a partir do biogás no Brasil. Por outro lado, VEHLOW (2013) destaca as rotas termoquímicas, especialmente incineração, para geração de energia a partir do lixo.

Em síntese, existem alternativas tecnológicas para o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos para a geração de energia e isto vem ocorrendo em diversas regiões (HAUKHOL e RAMBOLL, 2013). Entretanto, apesar deste aproveitamento do lixo para geração de energia tender a se constituir uma prática disseminada, a mesma não terá escala suficiente para ser uma fonte capaz de ter participação relevante no atendimento da demanda por energia elétrica. Desta forma, o principal incentivo à adoção desta tecnologia é sua contribuição para a adequada gestão dos resíduos sólidos urbanos.

## 5 – Status e Perspectivas da Energia Solar no Brasil

Segundo ABINEE (2012), as estimativas da capacidade instalada solar fotovoltaica mais consistentes contabilizam uma potência de 31,5 MW ao final de 2011. Destes, 30 MW seriam oriundos de unidades de geração não conectadas à rede. Logo, nota-se que a energia solar fotovoltaica no Brasil está fortemente associada ao atendimento de comunidades residentes em regiões não atendidas pela rede. De todo modo, trata-se de uma capacidade marginal incompatível com o imenso potencial existente no território brasileiro. Como ilustração deste potencial, a irradiação diária média anual no Brasil está entre 1.500 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano enquanto que na Alemanha e na Espanha a incidência solar é de, respectivamente, 900-1250 kWh/m<sup>2</sup>/ano e 1.200-1850 kWh/m<sup>2</sup>/ano (FARIAS, 2013).

No entanto, ocorrerá uma gradativa inserção da fonte fotovoltaica nos próximos anos e EPE e MME (2014) estima que a capacidade instalada em 2030 será de 10 GW e a geração corresponderá a 1,3% da carga do sistema. Cabe destacar, que em contraste com a geração eólica<sup>79</sup>, a inserção da energia solar ocorrerá preponderantemente como fonte de geração distribuída, mais especificamente como microgeração. Vislumbra-se que não apenas unidades de consumo industriais se comportarão como geradoras de energia, como também unidades residenciais e do setor de serviços. Para que isso ocorra, é imperativa a definição de regras claras de conexão à rede, a disponibilidade de linhas de financiamento em condições atrativas e o incentivo a formação de uma indústria nacional de equipamentos fotovoltaicos.

---

<sup>79</sup> A geração eólica também deverá ser utilizada em geração de pequena escala com a adoção de microturbinas. Porém, como se trata de uma tecnologia que envolve partes móveis, ao contrário da geração fotovoltaica, e que por isso exige uma rotina de manutenção periódica rigorosa, a geração eólica em de pequeno porte tende a encontrar mais obstáculos à massificação.

RÜTHER *et al.* (2008) destacam a importância da geração solar fotovoltaica em áreas urbanas ensolaradas com vistas a reduzir a demanda de ponta nestas regiões devido ao peso dos equipamentos de refrigeração na carga, sendo o Brasil um caso típico. No caso específico de edifícios, CRONEMBERGER (2012) ressaltam que a instalação de módulos fotovoltaicos consiste em uma estratégia inteiramente condizente com a busca de práticas sustentáveis.

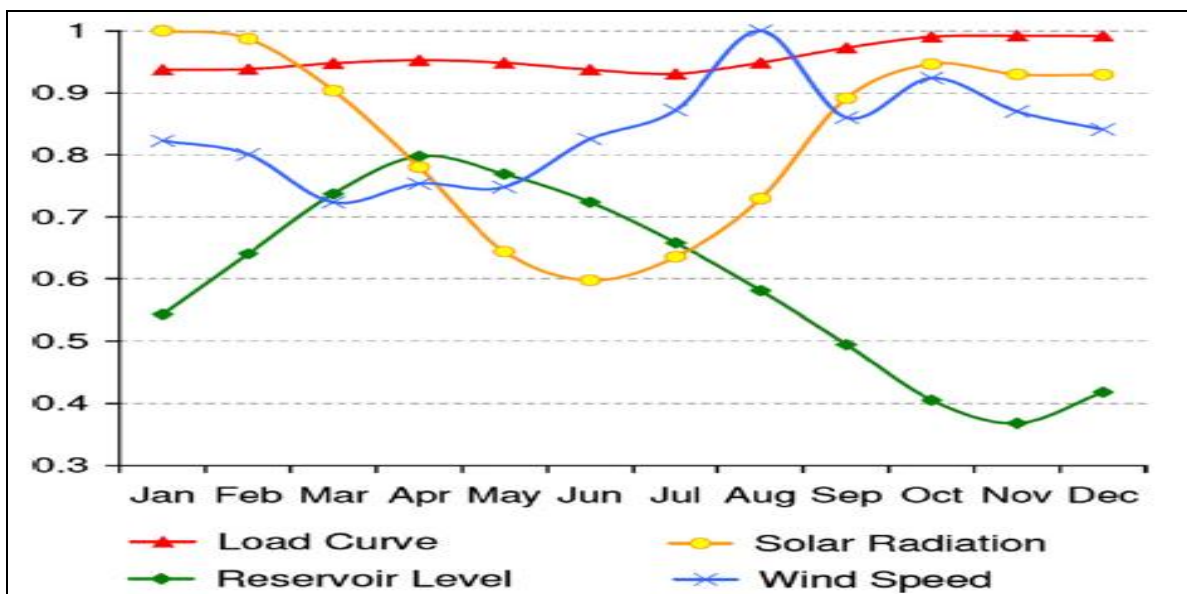
Nesta direção, a Resolução 482 da Aneel promulgada em 2012 regulamenta os critérios para micro e mini geração no Brasil e estabelece os critérios utilizados para a contabilização da energia gerada. A metodologia adotada foi a do *net metering* que é um sistema de compensação de energia, sendo a energia gerada valorada ao mesmo preço da energia adquirida da rede. Por consequência, não estão envolvidos fluxos financeiros e sim a concessão de créditos de energia sempre que a geração é superior ao consumo. Em contrapartida, a introdução de sistemas *feed in* no horizonte de estudo é pouco provável, dado que o desenvolvimento tecnológico por si deve garantir a competitividade da fonte, sem necessidade de pagamento de prêmio para sua viabilização.

Sob a ótica sistêmica, uma questão central para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica é seu caráter complementar em relação à energia eólica. FARIAS (2013) relata que a energia solar apresenta uma variabilidade sazonal menor que a da energia eólica. Porém, o autor ressalta que existem distintas sazonalidades de acordo com a região geográfica. Em paralelo, é preciso destacar que os potenciais de geração eólica e de geração solar possuem concentração relativamente coincidente, destacando-se as potencialidades da Região Nordeste.

Segundo JONG *et al.* (2013), existe correlação entre os recursos eólicos e a incidência solar na Região Nordeste. Desta forma, a conjugação destas fontes pode contribuir para o atendimento da carga na região, especialmente considerando que a complementariedade destas fontes em relação ao regime de

afluências faz com que investimentos nas mesmas reduzam o efeito da redução dos níveis dos reservatórios sobre a garantia do suprimento energético. O Gráfico 7 apresenta o comportamento ao longo destes parâmetros em função de seus respectivos valores máximos.

**Gráfico 7 – Variação Mensal dos Parâmetros em Relação ao Valor Máximo**



Fonte: JONG *et al.* (2013).

A análise do gráfico indica que os ventos são menos intensos entre novembro e maio, justamente o período onde a irradiação solar é mais forte. Em contrapartida, entre maio e novembro a incidência solar possui menores níveis, mas é o período em que os ventos são mais intensos e regulares. O gráfico também possibilita que se visualize o potencial das fontes eólica e solar em conjunto na compensação da redução da disponibilidade de geração hidroelétrica ao longo do período seco do ano. Não só a energia eólica apresenta uma sazonalidade complementar ao regime das aflúncias, como também nota-se que ao final do período seco, momento em que os reservatórios atingem níveis críticos e a demanda está em seu patamar máximo, a disponibilidade de energia eólica e de solar são bastante elevadas.

Observa-se assim que a energia solar fotovoltaica irá possuir uma importância estratégica para o sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, plantas em maior escala também serão construídas e destaca-se justamente a possibilidade de construção de sistemas híbridos que combinem a geração eólica com a fotovoltaica. Explica-se: considerando que as fontes eólica e solar apresentam

curvas de carga e picos de geração em horários diferentes, justifica-se a construção de plantas que otimizem a capacidade de geração de parques eólicos com plantas fotovoltaicas. Além disto, esta estratégia faz com que os custos médios de conexão e uso da rede sejam menores devido à maior utilização das instalações de transmissão e possibilita um melhor aproveitamento territorial.

Em contraste com a tecnologia fotovoltaica, a geração termo solar deve ter espaço restrito na matriz elétrica brasileira devido ao seu elevado custo de investimento em comparação a outras alternativas. Porém, a possibilidade de armazenamento de energia é um importante atrativo e eventuais investimentos nas áreas de maior potencial (interior da Bahia e de São Paulo) não devem ser destacados. Com base em (2012a), é possível prospectar uma potência instalada desta tecnologia no Brasil de apenas 1 GW em 2035.

## Considerações Finais

A necessidade de atender a crescente demanda por energia, em um contexto onde a minimização de impactos ambientais (especialmente a mitigação da emissão de gases do efeito estufa) é imperativa, requer o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz mundial. No escopo do setor elétrico, este processo já pode ser identificado nos enormes volumes de investimentos realizados em projetos de geração de energia eólica e de energia solar fotovoltaica ao longo dos últimos anos.

Historicamente, a hidroeletricidade responde por quase a totalidade da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis. Porém, dado que muitos países já exploraram seu potencial hídrico e a expansão da capacidade hídrica elétrica estará restrita a países como China, Brasil e Índia, a exploração do potencial eólico, dos recursos solares e de biomassa para a geração de eletricidade terá importância crescente, cabendo destacar que as demais fontes alternativas permanecerão com penetração restrita em um horizonte temporal de 20 anos. Excetos casos específicos, estas fontes ainda possuem um custo superior às formas convencionais de geração de energia elétrica. No entanto, os ganhos de escala e aprimoramentos tecnológicos destas fontes que irão ocorrer nos próximos anos permitem que se vislumbre que tais fontes tendem a ser competitivas em 2030, sobretudo a energia eólica *onshore*.

A situação brasileira é distinta da realidade mundial porque, apesar de existirem diversos condicionantes para a construção de centrais hidroelétricas na Região Amazônica, o processo de exploração do potencial hídrico desta região está em curso e a priori permitirá um considerável aumento do parque de geração hídrica nos próximos anos. Entretanto, o fato da expansão da potência instalada hídrica não ocorrer associada à construção de novos reservatórios de acumulação resulta em uma redução da capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do



ano. Neste sentido, é necessária a diversificação da matriz com a inserção de fontes aptas a complementar a geração hidroelétrica.

A energia eólica e a bioeletricidade são intrinsecamente complementares ao regime de afluições. Por sua vez, a expressiva incidência solar brasileira torna plausível a hipótese que, na medida em que ocorra a redução de custos da tecnologia fotovoltaica, a energia solar passará a ter importante participação na matriz elétrica brasileira, especialmente como fonte de geração distribuída. Observa-se assim que a conjugação destas fontes irá possibilitar que a diversificação da matriz brasileira ocorra mantendo uma expressiva participação da geração de energia elétrica sendo oriunda de fontes renováveis.

Portanto, é razoável adotar como referência que a matriz elétrica terá muita geração hídrica na Região Norte a ser complementada pela energia eólica na Região Nordeste e bioeletricidade nas regiões Sudeste e Centro Oeste. Cabe destacar, que apesar da energia solar fotovoltaica ter grande parte de sua expansão atrelada a geração distribuída, existirão investimentos em plantas de maior escala na Região Nordeste em função da racionalidade de construção de parques híbridos de geração eólica e solar fotovoltaica. Em conjunto com este parque de geração renovável, irão existir usinas térmicas espalhadas em diferentes regiões com o objetivo de garantir a segurança do suprimento, sobretudo e o atendimento da ponta.

Porém, é preciso considerar que existem algumas variáveis que podem modificar esta dinâmica de expansão da matriz elétrica brasileira. Em especial, o ritmo de expansão da demanda e o processo de construção de novas centrais hidroelétricas são questões sensíveis. Por um lado, o menor ritmo de crescimento da demanda resultaria em uma menor necessidade de contratação de projetos não hídricos devido a menor carga e à redução mais lenta da capacidade de regularização do sistema. Em contrapartida, caso a construção de centrais hidroelétricas na Região Amazônica ocorra de forma excessivamente morosa ou,

até mesmo, fique estagnada, será necessário que o ritmo de expansão das fontes não hídricas, sobretudo centrais termoelétricas seja consideravelmente maior. Neste caso, a hidroeletricidade teria uma razoável perda de participação na oferta de eletricidade.

A disseminação de fontes intermitentes trará novas questões a serem equacionados pelo setor elétrico brasileiro. Embora a presença de reservatórios permita a mitigação dos efeitos desta intermitência, a dificuldade no atendimento da ponta aumentará com a penetração de usinas de geração eólicas e solares. Logo, compreende-se a extrema necessidade da expansão da matriz elétrica brasileira também contemplar a construção de usinas termoelétricas. Concomitantemente, o crescimento da microgeração afetará a lógica operativa do sistema, dado o impacto da injeção de energia na rede por parte de unidades que anteriormente eram apenas consumidoras. Em outra direção, a agência reguladora terá um papel vital, tanto no processo de criação de incentivos que incitem investimentos em micro-geração, como no estabelecimento das regras que garantam o bom funcionamento desta atividade em termos técnicos e comerciais.

Sob a ótica empresarial, na medida em que um considerável número de consumidores passe a ser microgerador, a lógica empresarial do setor de distribuição será impactada:

- Do ponto de vista técnico, a crescente introdução de fontes de geração distribuída impactará nas configurações dos equipamentos de proteção e controle, que foram originalmente instalados sob o paradigma de fluxo unidirecional de energia das subestações para as unidades consumidoras. Como consequência, podem-se observar aumentos significativos nos níveis de tensão e, em casos mais extremos, aumento na frequência do sistema, em decorrência da falta de controle sobre as fontes de geração. De fato, este fenômeno já pode ser observado em áreas da Alemanha, onde o nível de penetração de geração solar fotovoltaica chega a alcançar

40% da demanda de pico (IEEE, 2013). Nestas condições, novas políticas operativas e soluções tecnológicas como redes inteligentes têm sido utilizadas para gerenciar o desafio.

- Do ponto de vista comercial, internacionalmente um grande número de modelos de negócio tem sido observados, variando desde a simples venda de painéis solares, onde os clientes se beneficiam diretamente do diferencial tarifário<sup>80</sup>, até modelos baseados no "aluguel" do telhado do usuário, onde o operador é o beneficiário do diferencial tarifário. Em ambos os modelos, a distribuidora tende a participar como agente passivo, especialmente dado o grau de liberalização dos mercados, ou seja, não apenas a comercialização da energia está desvinculada do serviço de "fio", mas também a receita da distribuidora está desacoplada (*decoupled*) do volume de energia que efetivamente trafega por suas redes.

Assim, não só a concessionária de distribuição deverá passar por um conjunto de ajustes nos seus processos e sistemas, como também deverá orientar seus modelos de negócio de forma a maximizar as oportunidades e mitigar os riscos decorrentes da operação. São exemplos desta alteração:

- Passar a ofertar serviços energéticos, como instalação, operação e manutenção de microgeradores;
- Buscar alternativas regulatórias para a remuneração de seus ativos, possivelmente através do desacoplamento entre energia distribuída e receita requerida;
- Aprimorar o relacionamento com os consumidores da área de concessão, de forma a antecipar mudanças no paradigma de uso das redes; etc.

Por fim, é importante destacar que as potencialidades naturais brasileiras são condições necessárias, mas não suficientes para que o Brasil seja um importante

---

<sup>80</sup> Normalmente através de *feed-in tariffs*

ator na esfera das tecnologias limpas. Para que isso ocorra é preciso o domínio da tecnologia para que a exploração destes potenciais ocorra de forma eficiente, sustentável e competitiva. Dado que a energia é um bem difícil de ser diferenciado e estas tecnologias apresentarem inicialmente um custo superior às alternativas convencionais, a iniciativa privada possui poucos incentivos e realizar investimentos nestas tecnologias. Desta forma, é primordial a atuação do Estado criando incentivos e políticas públicas que induzam os agentes do setor, em conjunto com centros de pesquisa, a desenvolverem e implementarem soluções tecnológicas condizentes com as potencialidades brasileiras.

Instrumentos de contratação de projetos de fontes renováveis de energia, como mercados de certificado verde, e leilões específicos, assim como políticas pelo lado da oferta com vistas à redução dos custos destas tecnologias, são mecanismos eficazes na promoção destas fontes. Contudo, não garantem desenvolvimento tecnológico. Neste sentido, para que se obtenha esse desenvolvimento é importante que o Brasil busque desenvolver e estabelecer pré-requisitos no momento em que conceda estes tipos de benefícios. Dentre estas contrapartidas, podem ser destacadas a exigência de percentual mínimo de componentes nacional e investimentos em pesquisa e desenvolvimento. A adoção deste tipo de exigência permitirá o domínio tecnológico de rotas como a geração eólica e a BIG/GTCC e fará com que o Brasil, não apenas mantenha a predominância renovável em sua matriz elétrica, como se consolide como um líder de tecnologias limpas da indústria energética mundial.

## Referências Bibliográficas

ABDI, Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. *Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTs-IBKER)*. Brasília, 2012.

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico. Nº 01/2014. São Paulo, 2014.

ABINEE, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. *Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira*. São Paulo, Junho 2012.

ACKERMANN, Thomas, ANDERSSON, Göran, SÖDER, Lennart. *Distributed generation: a definition*. Electric Power Systems Research 57 (2001): 195–204.

AGUIAR, Eduardo Falabella Sousa; SILVA, Arthur José Gerbasi da. *Biorrefinarias - Rota Termoquímica*. Química Verde no Brasil: 2010-2030. Edição Revista e Atualizada. CGEE. Brasília, 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *A capacidade de Geração Brasil*. <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 08/07/2013.

AVRIL, S., MANSILLA, C., BUSSON, M., LEMAIRE, T. *Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries*. Energy Policy 51 (2012): 244-258.

BAGNALL, D.M., BORELAND, M. *Photovoltaic technologies*. Energy Policy 36 (2008): 4390–4396.

BOSETTI, Valentina, CATENACCI, Michela, FIORESE, Giulia, VERDOLINI, Elena. *The future prospect of PV and CSP solar technologies: An expert elicitation survey.* Energy Policy 49 (2012): 308-317.

BOUDRI, J.C., HORDIJK, L., KROEZE, C., AMANN, M., COFALA, J., BERTOK, I., JUNFENG, Li, LIN, Dai, SHUANG, Zhen, RUNQUING, Hu, PANWAR, T.S., GUPTA, S., SINGH, D., KUMAR, A., VIPRADAS, M.C., DADHICH, P., PRASAD, N.S., SRIVASTAVA, L. *The potential contribution of renewable energy in air pollution abatement in China and India.* Energy Policy 30 (2002): 409-424.

BURGER, Bruno, *Electricity production from solar and wind in Germany in 2012*, Fraunhofer Institute for Solar and Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2013.

CAMPILLO, J., FOSTER, S. *Global Solar Photovoltaic Industry Analysis with Focus on the Chinese Market.* The Department of Public Technology Mälardålen University, Västerås. Sweden, 2008.

CASTRO, Nivalde José; BARA NETO, Pedro, BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica.* Texto de Discussão n. 50. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012a.

CASTRO, Nivalde José, BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica.* Texto de Discussão n. 50. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012a.

CASTRO, Nivalde José, BRANDÃO, Roberto, DANTAS, Guilherme de A, ELY, Rômulo Neves. *Plano de Expansão de Energia – PDE 2020 : Análise do método, metas e riscos.* Texto de Discussão n. 44. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2012b.

CASTRO, Nivalde José, BRANDÃO, Roberto, MARCU, Simona, DANTAS, Guilherme de A. *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energia renováveis*. Texto de Discussão n. 31. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2011.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Texto de Discussão n. 15. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010a.

CASTRO, Nivalde José, BRANDÃO, Roberto, DANTAS, Guilherme de A. *A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica. Etanol e Bioeletricidade: a cana de açúcar no futuro da matriz energética*. Unica. São Paulo, 2010b.

CASTRO, Nivalde José, DANTAS, Guilherme de A, BRANDÃO, Roberto, LEITE, André Luiz da Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Alcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

CORRÊA NETO, Vicente; RAMON, Dan. *Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro*. Setap. Brasília, 2002.

CRONEMBERGER, Joara, CAAMAÑO-MARTÍN, Estafanía, SÁNCHEZ, Sergio Vega. *Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes – Making the case for Brazil*. Energy and Buildings 55 (2012): 264-272.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. Brasília: Confea/Crea, 2009.

DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Alternativas de Investimento do Setor Sucroenergético Brasileiro para Aproveitamento de Bagaço e de Palha*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

DESHMUKH, Ranjit, BHARVIRKAR, Ranjit, GAMBHIR, Ashiwn, PHADKE, Amol. *Changing Sunshine: Analyzing the dynamics of solar electricity policies in the global context*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012): 5188-5198.

DIAS, MO.S., CUNHA, M.P., JESUS, C.D.F., *et al.* *Second generation ethanol in Brazil: Can it compete with electricity production?* Bioresource Technology 102 (2011) : 8964-8971.

DINCER, Furkan. *The analysis on wind energy electricity generation status, potential and policies in the world*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011): 5135-5142.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. *Demanda d Energia 2050*. Série Estudos Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/14. 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. 2011.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. 2012a.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2012*. 2012b.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. *Plano Nacional de Energia 2030*. 2007.



EPIA, EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. *Global Market Outlook for Photovoltaic - 2014-2018*. Bruxelas, 2014.

EPIA, EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. *Solar Photovoltaics – Competing in the Energy Sector*. Bruxelas, 2011a.

EPIA, EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. *Unlocking the Sunbelt – Potential of Photovoltaics*. Bruxelas, 2011b.

FAI, Fundo de Apoio à Inovação. *Novas tecnologias energéticas – Roadmap Portugal 2050*. Lisboa, 2010.

FARIAS, José Carlos de Miranda. *A Energia na Cidade do Futuro – Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira I : Participação das Fontes Renováveis e Alternativas*. Campinas, 2013.

GEEM, Zong Woo. *Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system*. *Electrical Power and Energy Systems* 42 (2012): 448-451.

GRANOVSKII, Mikhail, DINCER, Ibrahim, ROSEN, Marc A. *Air pollution via use of green energy sources for electricity and hydrogen production*. *Atmospheric Environment* 41 (2007) : 1777-1783.

GRAU, Thilo, HUO, Molin, NEUHOFF, Karsten. *Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China*. *Energy Policy* 51 (2012): 20-37.

GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Report – Annual Market Update 2013*. Bruxelas, 2014.

GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Statistics - 2012*. Bruxelles, 2013.

GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Energy Outlook - 2012*. Bruxelles, 2012.

HAAS, Reinhard, PANZER, Christian, RESCH, Gustav, RAGWITZ, Mario, REECE, Gemma, HELD, Anne. *A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011): 1003-1034.

HAUKOHL, Jørgen. *Sustainable Waste Management Worldwide*. IEA Bioenergy Workshop ExCo71. Cap Town, 2013.

HIENDRO Ayong, KURNIANTO Rudi, RAJAGUKGUK Managam, SIMANJUNTAK, Johannes M., JUNAI. *Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for onshore/remote area in Indonesia*. *Energy* 59 (2013): 652-657.

HINRICHS-RAHLWES, Rainer. *Renewable energy: Paving the way towards sustainable energy security. Lessons learnt from Germany*. *Renewable Energy* 49 (2013): 10-14.

HOFFMANN, Bettina S., SZKLO, Alexandre, SCHAEFFER, Roberto. *Limits to co-combustion of coal and eucalyptus due to water availability in the state of Rio Grande do Sul, Brazil*. *Energy Conversion and Management* 87 (2014): 1239–1247.

HUO, Mo-lin, ZHANG, Dan-wei. *Lessons from photovoltaic policies in China for future development*. *Energy Policy* 51 (2012): 38-45.

IEA, International Energy Agency. *World Energy Outlook 2012*. IEA. Paris, 2012a.

IEA, International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2012*. IEA. Paris, 2012b.

IEA, International Energy Agency. *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*. IEA. Paris, 2012c.

IEA, International Energy Agency. *Technology Roadmap – Bioenergy for Heat and Power*. IEA. Paris, 2012d.

IEA, International Energy Agency. *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*. IEA. Paris, 2010.

IEA, International Energy Agency. *From 1<sup>st</sup> to 2<sup>nd</sup> – Generation Biofuel Technologies: an overview of current industry and RD e D activities*. IEA. Paris, 2008.

IEEE, Institute for Electrical and Electronics Engineers. *Time in the Sun – The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid*. IEEE power & energy magazine março/abril 2013, pp 55-64.

IRENA, International Renewable Energy Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. IRENA. Bonn, 2013.

ISLAM, M.R., MEKHILEF, S., SAIDUR, R. *Progress and recent trends of wind energy technology*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 21 (2011): 456-468.

JANUZZI, Gilberto de Martino, MELO, Conrado Augustus, *Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030*. Energy for Sustainable Development 17 (2013): 40-46.

JONG, P., SÁNCHEZ, A.S., ESQUERRE, K., KALID, R.A., TORRES, E.A. *Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 23 (2013): 526-535.

KOLDENHOF, Erik. *Energy from Waste – Amsterdam*. IEA Bioenergy Workshop ExCo71. Cap Town, 2013.

LACCHINI, Corrado, DOS SANTOS, João Carlos V. *Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison*. Renewable Energy 52 (2013): 183-189.

LARSON, E.D., WILLIAMS, R.H., LEAL, M. R.L.V. *A review of biomass integrated gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba*. Energy for Sustainable Development 1 (2001): 54-76.

LESLIE, A.D., MENCUCCCINI, M., PERCKES, M. *The potential for Eucalyptus as a wood fuel in the UK*. Applied Energy 89 (2012): 176–182.

LINO, F.A.M., Ismail, K.A.R. *Energy and environmental potential of solid waste in Brazil*. Energy Policy 39 (2011): 3496-3502.

LOPES, Eduardo Leonetti. *Desenvolvendo uma Indústria Nacional de Tecnologias Limpas*. Campinas, 2013.

LÜTHI, Sonja; PRÄSSLER, Thomas. *Analyzing policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment*. Energy Policy 39 (2011): 4876-4892.

LUCENA, André Frossard Pereira, SZKLO, Alexandre Salem, SCHAEFFER, Roberto, DUTRA, Ricardo Marques. *The vulnerability of wind power to climate change in Brazil*. Renewable Energy 35 (2010): 904-912.

LUCENA, André Frossard Pereira, SZKLO, Alexandre Salem, SCHAEFFER, Roberto, SOUZA, Raquel Rodrigues, BORBA, Bruno Soares Moreira Cesar, COSTA, Isabella Vaz Leal, PEREIRA JR., Amaro Olimpio, CUNHA, Sergio Henrique Ferreira. *The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil*. Energy Policy 37 (2009): 879-889.

MARTINS, Fernando Ramos, PEREIRA, Enio Bueno. *Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil*. Energy Policy 39 (2011): 4378-4390.

MIT, Massachusetts Institute of Technology. *The Future of the Electric Grid*. MIT. Boston, 2011. Disponível em < <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>>.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Resenha Energética Brasileira – Exercício de 2012*. 2013.

MÜNSTER, Marie, MEIBOM, Peter. *Optimization of use of waste in the future energy system*. Energy 36 (2011) : 1612-1622.

NOGUEIRA, Larissa Pinheiro Pupo. *Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil*. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.

NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta; LORA, Electro Eduardo Silva. *Dendroenergia: fundamentos e aplicações*. Editora Interciência. 2.a Edição. Rio de Janeiro, 2003.

NREL, NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures*. NREL. Denver, 2012.

NYKO, Diego; FÁRIA, Jorge Luiz Garcia; MILANEZ, Artur Yabe; CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo*. BNDES Setorial 2011: 33: 421-476.

OLIVEIRA, Luis André Sá d'. *O BNDES e a Energia Eólica*. In: Políticas estratégicas de inovação e desenvolvimento tecnológico em energia eólica. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro. 2011.

ONS, Boletim Diário da Operação, 31/12/2011. Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Rio de Janeiro, 2011.

ONS, Dados relevantes de 2011. Disponível em <[http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/publicacoes/dados\\_relevantes\\_2011](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011)>. Rio de Janeiro, 2012.

PEREIRA JÚNIOR, Nei. *Biorrefinarias - Rota Bioquímica*. Química Verde no Brasil: 2010-2030. Edição Revista e Atualizada. CGEE. Brasília, 2010.

PEREIRA, Marcio Giannini, CARNACHO, Cristiane Farias, FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos, SILVA, Neilton Fidelis. *The renewable energy market in Brazil: Current status and potential*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012): 3786-3802.

PEREIRA JR., Amaro Olimpio, COSTA, Ricardo Cunha, MARRECO, Juliana de Moraes, LA ROVERE, Emilio Lèbre. *Perspectives for the expansion of new*

*renewable energy sources in Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 23 (2013): 49-59.

PEREIRA JR., Amaro Olimpio, PEREIRA, André Santos, LA ROVERE, Emilio Lèbre, BARATA, Martha Macedo de Lima, VILLAR, Sandra de Castro, PIRES, Silvia Helena. *Strategies to promote renewable energy in Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011): 681-688.

RAJ, N.T.; INIYAN, S.; GOIC, R., 2011. "A review of renewable energy based cogeneration technologies". *Renew Sustain Energy Rev*, v.15, pp.3640-3648.

REN21, RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21<sup>st</sup> CENTURY. *Renewables 2014 – Global Status Report*. REN21. Paris, 2014.

REN21, RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21<sup>st</sup> CENTURY. *Renewables 2013 – Global Futures Report*. REN21. Paris, 2013.

RÜTHER, Ricardo, KNOB, Paul José, JARDIM, Carolina da Silva, REBECHI, Samuel Hilário. *Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil*. Energy Conversion and Management 49 (2008): 1047-1079.

SCHUMAN, Sara, LIN, Alvin. *China's Renewable Energy Law and its impact on renewable power in China: Progress, challenges and recommendations for improving implementation*. Energy Policy 51 (2012): 89-109.

SAIDUR, R., ISLAM, M.R., RAHIM, N.A., SOLANGI, K.H. *A review on global wind energy policy*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010): 1744-1762.

SEABRA, Joaquim Eugênio Abel, Macedo Iasais C. *Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil*. Energy Policy 2011; 39: 421-428.

SOITO, João Leonardo da Silva. *Amazônia e a Expansão da Hidroeletricidade no Brasil: vulnerabilidades, impactos e desafios*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.

SOUZA, Fabio Cavaliere; LEGEY, Luiz Fernando Loureiro. *Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform*. Energy Policy 2010; 38: 1715–1733.

SOUZA, Fabio Cavaliere; LEGEY, Luiz Fernando Loureiro. *Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform*. Energy Policy 2010; 38: 1715–1733.

SOUZA, Zilmar. *Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro*. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia de Produção/Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 2003.

SUSTERAS, Guilherme Luiz; RAMOS, Dorel Soares; CHAVES, José Roberto de Andrade; SUSTERAS, Alexandra Cristina Vidal Januário. *Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation*. 8<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market. Zagreb, Croácia, 2011.

STUART YOUNG CONSULTING, Analysis of UK Wind Power Generation, November 2008 to December 2010, John Muir Trust, Pitlochry, Escócia, 2011.



THORNTON, Alexander, MONROY, Carlos Rodríguez. *Distributed power generation in the United States*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011): 4809–4817.

TOLMASQUIM, Mauricio T. *A Matriz Energética Brasileira: um exemplo para o mundo*. 11º Fórum de Debates Brasilianas.org – Energia Elétrica para o Século XXI. São Paulo, 2011.

TSILINGIRIDIS, G., SIDIROPOULOS, C., PENTALIOTIS, A. *Reduction o fair pollutant emissions using renewable energy sources for power generation in Cyprus*. Renewable Energy 36 (2011): 3292-3296.

VALENTINE, Scott Victor. *Emerging symbiosis: Renewable energy and energy security*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 4572-4578.

VEHLOW, Jürgen. *Overview of Waste Incineration Technologies*. IEA Bioenergy Workshop ExCo71. Cap Town, 2013.

VIEBHAN, Peter, LECHON, Yolanda, TRIEB, Franz. *The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe – A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050*. Energy Policy 39 (2011): 4420-4430.