

# **A Transposição do Rio São Francisco e as Oportunidades de Geração por Fontes Renováveis na Região.**

**Eduardo T. Serra<sup>1</sup> e Antônio Guilherme G. de Lima<sup>2</sup>**

## **1. Histórico**

A ideia de transposição das águas do rio São Francisco (TRSF) para mitigar os problemas de escassez de recursos hídricos na região Nordeste do Brasil faz parte da nossa história. As primeiras ideias a respeito da transposição datam do Império Brasileiro de D. Pedro II (1847) e abandonadas em função da magnitude do empreendimento e da falta de recursos técnicos para executá-lo. Existem notícias de que a discussão do projeto foi retomada, porém sem continuidade, durante o governo Vargas (1943) e mais uma vez reativada no governo Figueiredo, inclusive com a elaboração de um pré-projeto, face a um período prolongado de seca (1979/1983) na região Nordeste. Em 1984 o governo Itamar através de um decreto incentivou a realização de estudos sobre o potencial hídrico na região do semiárido como ponto de partida para a execução do projeto de TRSF. Apesar das ações do governo Fernando Henrique de criação dos Comitês de Bacias e as propostas de revitalização do rio São Francisco e de construção dos canais de transposição, as obras, de fato, não foram iniciadas. Durante o primeiro mandato do governo Lula foram iniciados os estudos ambientais e de viabilidade técnico-econômica do projeto de transposição, os quais foram concluídos em 2004. Após uma série de postergações as obras foram iniciadas em 2007.

Em março de 2017 foi anunciada e comemorada a chegada das águas do rio São Francisco à cidade de Monteiro, no estado da Paraíba, a através do eixo Leste.

## **2. O Projeto<sup>3</sup>**

O projeto de TRSF é, sem margem de dúvida, um projeto grandioso de elevado impacto socioeconômico e perfeitamente gerenciável e executável pela engenharia brasileira, desde que os recursos sejam aportados corretamente. A seguir é feita uma descrição sumária do projeto.

A transposição ocorrerá em dois eixos denominados Norte (260 km) e Leste (217 km). Em ambos os trechos estão previstas ramificações dos eixos principais que ampliam a área de influência do projeto.

O eixo Norte prevê a captação das águas do rio São Francisco a jusante da barragem de Sobradinho, próximo à cidade de Cabrocó (PE), chegando ao açudes de Atalho e Castanhão no estado do Ceará através da transposição para os rios Salgado e Jaguaribe, aos açudes existentes no rio Apodi no Rio Grande do Norte e aos açudes localizados no rio Piranhas-Açu localizados tanto no estado da Paraíba (Engenheiro

---

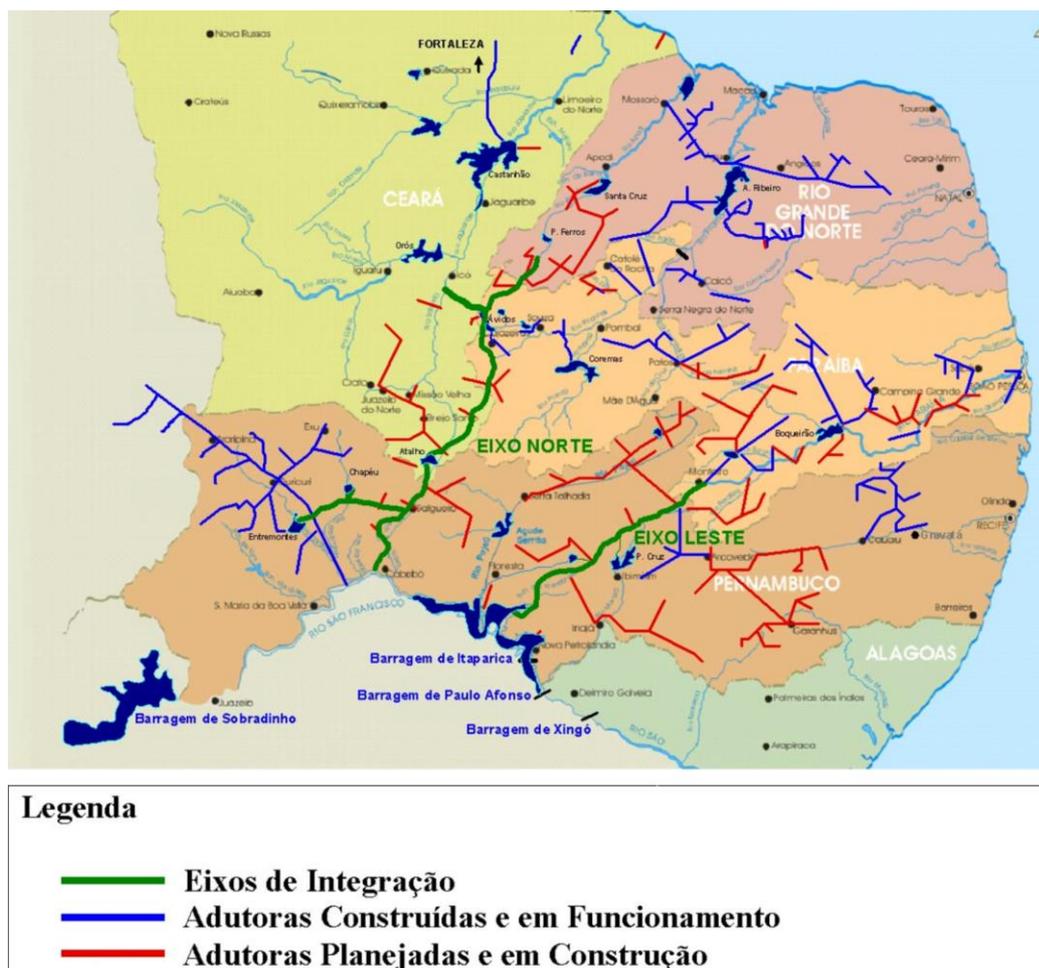
<sup>1</sup> Engº. DSc., Sócio Gerente da ES+PS Consultoria, Membro Titular da Academia Nacional de Engenharia.

<sup>2</sup> Engº. DSc., Professor Deptº de Engª Elétrica da UERJ.

<sup>3</sup> Fonte: Azevedo, L.G.T de et al, Transferência de Águas entre Bacias Hidrográficas, Banco Mundial, Brasília, junho de 2005.

Ávidos e São Gonçalo) quanto no estado do Rio Grande do Norte (Armando Ribeiro Gonçalves, Santa Cruz e Pau dos Ferros). Adicionalmente, há previsão de atendimento de municípios pernambucanos banhados pelos rio Brígida, Terra Nova e Pageú, todos pertencentes à Bacia do rio São Francisco.

O eixo Leste prevê a captação das águas do rio São Francisco no reservatório da usina hidrelétrica de Itaparica (PE) e serão transpostas para o rio Paraíba para alcançar os açudes nos estados de Pernambuco (Poço da Cruz) e da Paraíba (Boqueirão). Existem previsões de ramificações para transferir parte da vazão para as Bacias dos rios Pageú, Moxotó e Ipojuca. A **Figura 1** apresenta o mapa do projeto de TRSF.



**Figura 1 – Mapa da transposição do rio São Francisco<sup>4</sup>**

O projeto, como um todo, beneficiará 12 milhões de pessoas em 390 municípios nos estados de Pernambuco, Ceará, Paraíba e Rio Grande do Norte, além de inúmeras comunidades rurais às margens dos canais.

Está prevista a construção de treze aquedutos, nove estações de bombeamento (seis no eixo Leste e três no eixo Norte), vinte e sete reservatórios intermediários, nove subestações, duzentos e setenta quilômetros de linhas de transmissão em 230 kV e quatro túneis. A construção dos canais, tuneis e aquedutos representam o maior custo

<sup>4</sup> Fonte: Ministério da Integração Nacional, Governo Federal, acessado em março de 2017.

do empreendimento correspondendo a cerca de 48% do custo global previsto no projeto original.

As nove estações de bombeamento são necessárias para superar as barreiras impostas pelo relevo ao longo de ambos os eixos da transposição, sendo 165 m no eixo Norte e 304 m no eixo Leste. Os reservatórios funcionarão como sistemas de compensação durante o período de desligamento das bombas de recalque.

As ferramentas de simulação hidrológica utilizadas pela Agência Nacional de Águas (ANA) mostram que o projeto pode captar 26,4 m<sup>3</sup>/s, mesmo em períodos muito secos e, na cheia, a captação pode chegar a 127 m<sup>3</sup>/s, sem prejudicar o rio. Excepcionalmente, será permitida a captação da vazão máxima diária de 114,3 m<sup>3</sup>/s e instantânea de 127 m<sup>3</sup>/s quando o nível de água do reservatório da UHE Sobradinho estiver acima do menor valor entre o nível correspondente ao armazenamento de 94,0% do volume útil (28 milhões m<sup>3</sup>) ou do nível correspondente ao volume de espera para controle de cheias<sup>5</sup>.

A tomada d'água do eixo Norte tem uma capacidade nominal (extração máxima) de 99 m<sup>3</sup>/s e a do eixo Leste de 28 m<sup>3</sup>/s. Entretanto, está prevista no projeto a retirada de 1,4% da vazão regulada da UHE Sobradinho (1 300 m<sup>3</sup>/s). Sob o aspecto operacional, o projeto tem como objetivo a intensificação dos recursos hídricos locais, o qual consiste na otimização dos volumes armazenados nos diversos reservatórios atendidos pelo projeto. O bombeamento de águas do rio São Francisco deverá ocorrer de forma complementar no sentido de recuperar o nível dos reservatórios nos períodos de estiagem prolongada. Esta filosofia operacional possibilita manter os reservatórios em níveis mais baixos e, portanto, com menores volumes armazenados acarretando ganhos adicionais (sinergia hídrica) para o sistema como um todo, dentre os quais encontram-se a diminuição das perdas com evaporação e o aumento do volume de espera minorando perdas por vertimento. Cabe ressaltar que em decorrência da baixa hidraulicidade verificada na região Nordeste no período úmido (novembro/2016-março/2017) encontra-se em discussão no âmbito do governo Federal a possibilidade de se impor um racionamento hídrico no Rio São Francisco, estabelecendo-se que o limite máximo para a vazão defluente do reservatório de Sobradinho seja de 600 a 650 m<sup>3</sup>/s. Esta decisão, se confirmada, trará impactos operacionais para o setor elétrico, inclusive obrigando um maior despacho das usinas termelétricas.

A UHE Sobradinho faz parte do subsistema elétrico do Nordeste que compõe o Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN.

A retirada de água do rio São Francisco, qualquer que seja o usuário ou o uso da água, representa perdas na geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas que se encontram ao longo do rio. De acordo com o Ministério da Integração serão perdidos 137 MW médios em energia firme em decorrência da captação para o projeto de transposição. Além desta perda estima-se que será necessária uma potência da ordem de 300 MW para atender aos sistema de bombeamento. No projeto de TRSF estavam previstas duas usinas hidrelétricas com potência instalada de 52 MW, cada uma, a serem adicionadas ao sistema gerador, entretanto não se tem confirmação da instalação das mesmas. Portanto, pode-se estimar que há um balanço de 333 MW (com a instalação das duas hidrelétricas) a 437 MW (sem a instalação das duas hidrelétricas) a ser

---

<sup>5</sup> Fonte: Resolução nº 029/2005, da Agência Nacional de Águas (ANA), acessado em março de 2017.

compensado na condição de máximo bombeamento. Cabe ressaltar que o projeto como empreendimento atua, simultaneamente, tanto como usuário de energia elétrica (bombeamento) quanto como um indutor de perdas de geração (extração de águas) para o gerador situado a jusante da captação<sup>6</sup> (Itaparica, Moxotó, Paulo Afonso, Xingó e, futuramente, Pão de Açúcar).

Se durante a implantação a maior parcela de custo do projeto corresponderá a construção dos canais, túneis, barragens e aquedutos durante a fase operacional o maior custo corresponderá à energia elétrica consumida no sistema de bombeamento. Portanto, o controle do nível dos reservatórios abastecidos pela transposição das águas deve ser otimizado para minimizar a tanto a operação de bombeamento quanto os impactos na operação das UHE a jusante da captação das águas, os quais podem se refletir na operação do SIN. Desta forma, a operação do sistema de transposição deve minimizar o acionamento do recalque, seja em relação à frequência como em magnitude dos volumes bombeados.

As perdas de geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas a jusante dos pontos de captação e a entrada de um grande consumidor de energia elétrica em uma região carente de recursos hídricos para a construção de novas usinas hidrelétricas pode conduzir, no médio prazo, à instalação de usinas termelétricas para o atendimento de uma demanda crescente fruto do desenvolvimento da região do semiárido, induzida pelo próprio projeto de transposição.

Justifica-se, portanto, a realização de estudos de viabilidade técnico-econômica quanto à possibilidade de implantação, na região de influência do projeto, de alternativas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Estas oportunidades de geração serão abordadas conceitualmente a seguir.

### **3. Potencial Eólico e Solar na Região do Projeto**

O empreendimento está localizado integralmente na região do semiárido brasileiro, a qual dispõe de um potencial elevado para geração solar fotovoltaica, termossolar (heliotérmica) e eólica.

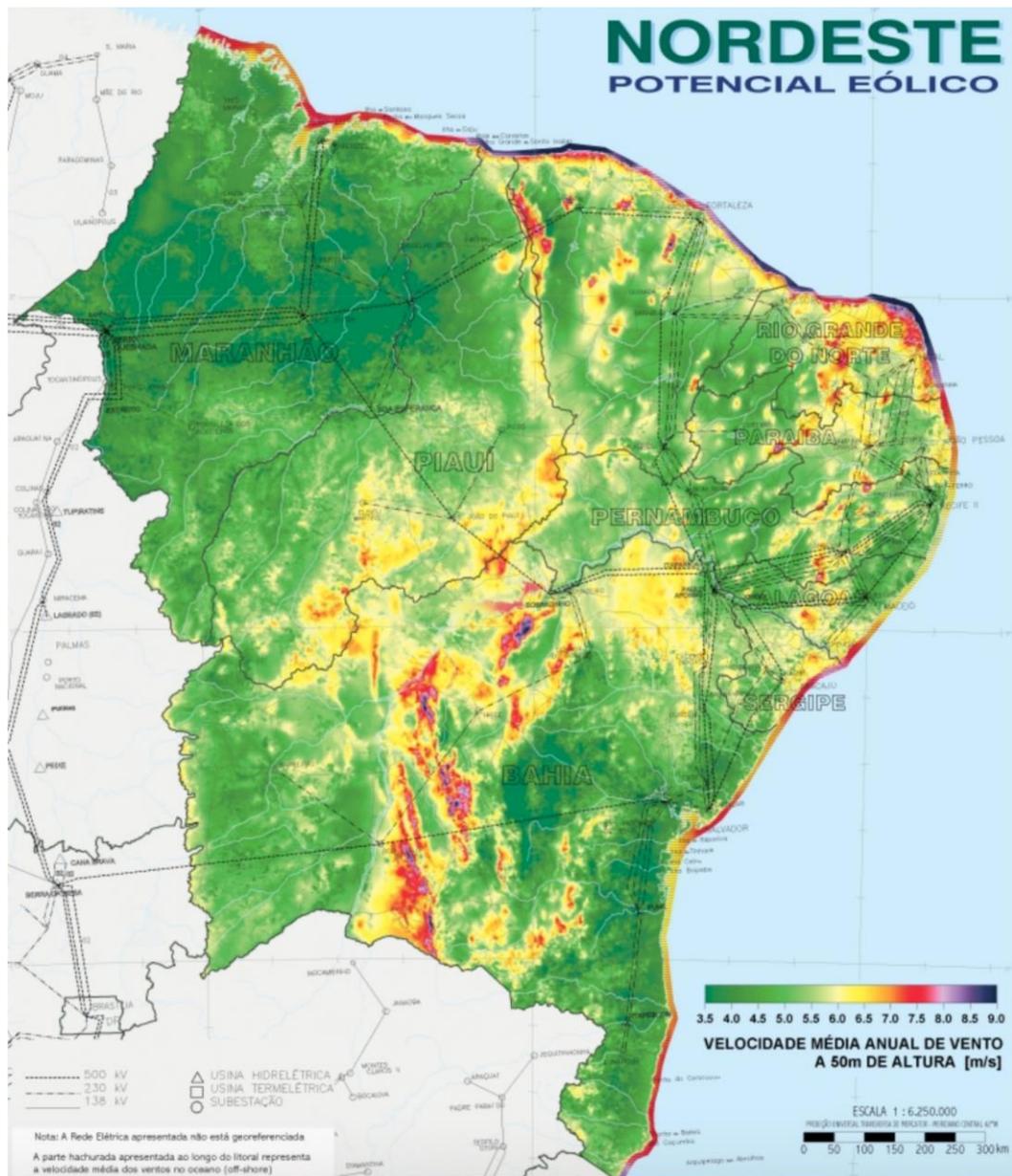
No início deste século, quando o projeto de transposição do rio São Francisco começou a se tornar realidade na forma de estudos de viabilidade e de execução, a geração eólica e a geração solar de energia elétrica no Brasil estavam limitadas a pequenos projetos de grupos universitários ou de alguns poucos empreendimentos pioneiros. Portanto, é perfeitamente razoável que tais alternativas sequer tenham sido cogitadas com fontes de geração complementares no projeto de transposição do rio São Francisco.

A **Figura 2** apresenta o mapa de potencial eólico (altura 50 m) da região Nordeste do Brasil, na qual encontra-se inserido o projeto de transposição do rio São Francisco<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> Fonte: Análise do EIA/RIMA do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional, Parecer 031/2005, IBAMA, Ministério do Meio Ambiente, 2005, acessado em março de 2017.

<sup>7</sup> Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, CRESESB/Cepel, 2001 ([www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br))

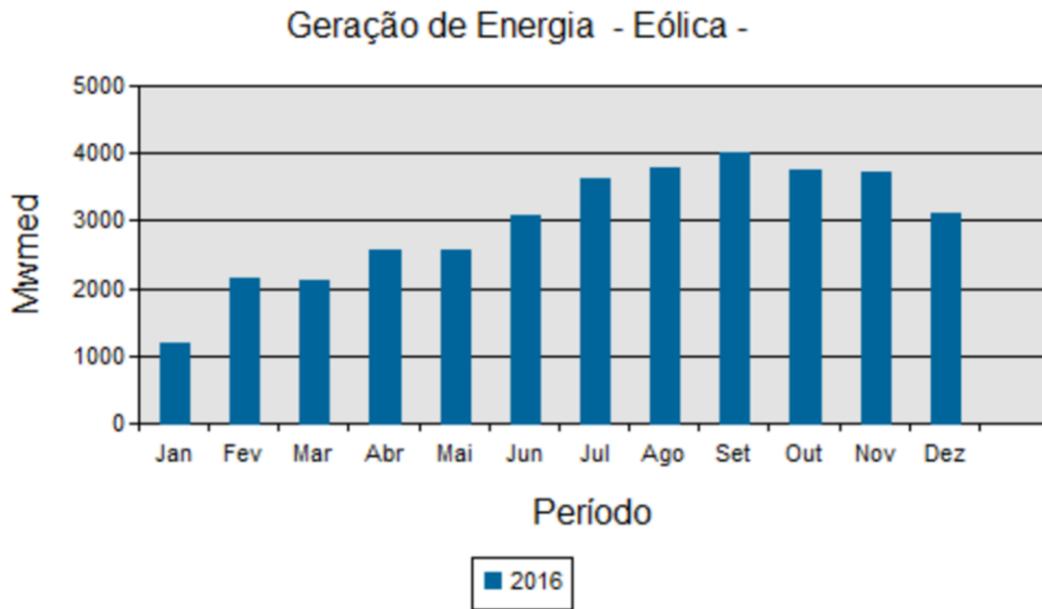


**Figura 2 - Mapa de potencial eólico da região Nordeste (altura 50 m).**

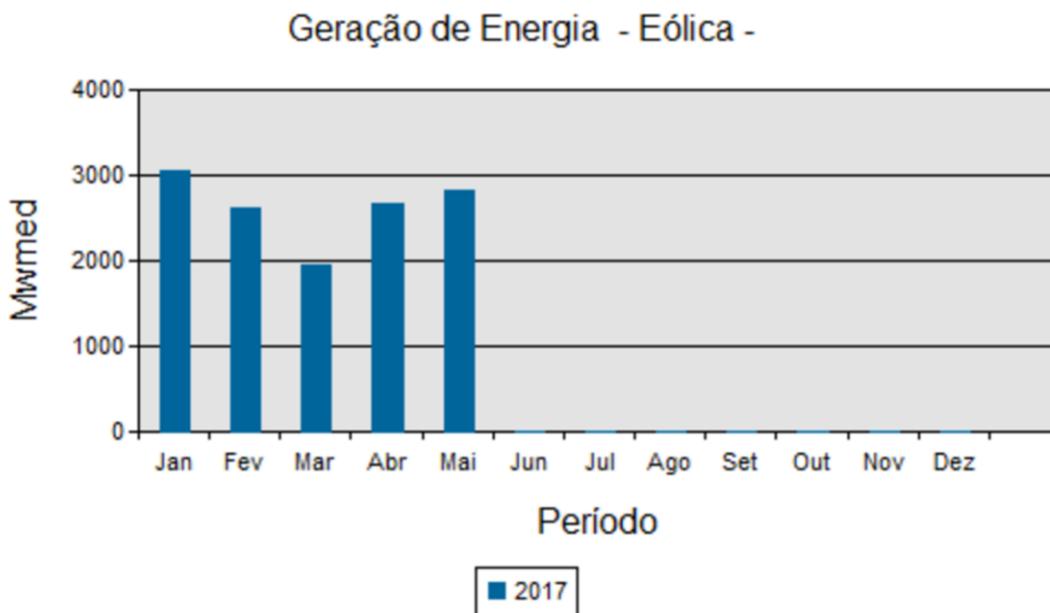
Observa-se na região abrangida pelo projeto uma velocidade média anual de ventos entre 4,5 e 5,5 m/s quando medida em uma altitude de 50 m. Sabe-se que as torres eólicas atuais possuem alturas superiores a 100 m, o que permite estimar que a velocidade média anual estaria próxima ao limite superior da faixa de velocidade média medida a 50 m. Atualmente, estão sendo privilegiados os locais com velocidades médias de vento da ordem de 8 m/s, os quais não constam do mapa eólico apresentado na **Figura 2**, especificamente na região do traçado dos eixos Norte e Leste do projeto de TRSF. Isto não significa que esta tecnologia estaria excluída das considerações, haja vista a existência de linhas de transmissão na região para o escoamento da energia produzida em locais com potencial eólico elevado. Portanto, caberia um estudo de identificação de sítios para geração eólica, incluindo a medição de velocidade e regime de ventos em alturas de pelo menos 100 m e disponibilidade e acessibilidade a linhas de transmissão.

A geração eólica no Brasil já é uma realidade, tendo superado a capacidade instalada de 10 GW distribuídos em cerca de 400 fazendas eólicas e totalizando mais de

5200 turbinas eólicas em operação. O estágio de maturidade da geração eólica pode ser constatado pelo fato de, em 2015, ter sido a fonte de geração com o maior percentual de crescimento (39,3%), seguida da geração hidrelétrica (35,1%) e da geração termelétrica (25,6%)<sup>8</sup>. A **Figuras 3 e 4** apresentam o histórico de geração eólica (MW<sub>med</sub>) na região Nordeste, respectivamente em 2016 e 2017<sup>9</sup>.



**Figura 3 - Geração eólica na região Nordeste em 2016.**

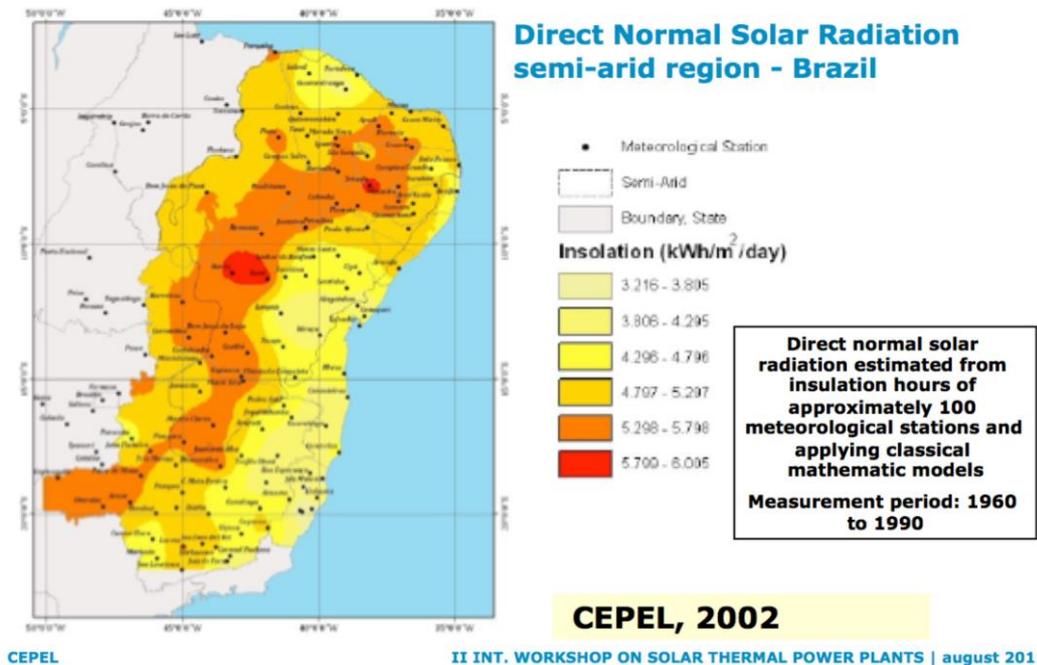


**Figura 4 - Geração eólica na região Nordeste em 2017.**

<sup>8</sup> Fonte: Variable Renewable Integration in Electricity Systems: How to Get it Right, World Energy Council (WEC), 2016

<sup>9</sup> Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acessado em junho de 2017.

A **Figura 5** apresenta o mapa de irradiação solar direta de parte do território brasileiro, abrangendo o semiárido e a região de influência do projeto de TRSF<sup>10</sup>.



**Figura 5 – Radiação solar direta abrangendo a região do projeto de TRSF<sup>10</sup>.**

As plantas de geração termossolar produzem energia elétrica a partir da conversão da energia solar em calor com alta temperatura utilizando diferentes arranjos de espelhos e concentradores da radiação solar direta. A terminologia utilizada de uma forma genérica para as tecnologias de aproveitamento da energia solar na produção de energia elétrica é “Sistemas de Concentração de Energia Solar” mais conhecida pelo termo em inglês **Concentrated Solar Power - CSP**. Os sistemas de CSP se baseiam em quatro tecnologias básicas: cilindros parabólicos, torre central, refletor Fresnel e discos parabólicos.

O calor produzido pela concentração da energia solar é utilizado em um ciclo térmico convencional de potência, com emprego de turbinas a vapor ou a gás, ou com a utilização de motores Stirling.

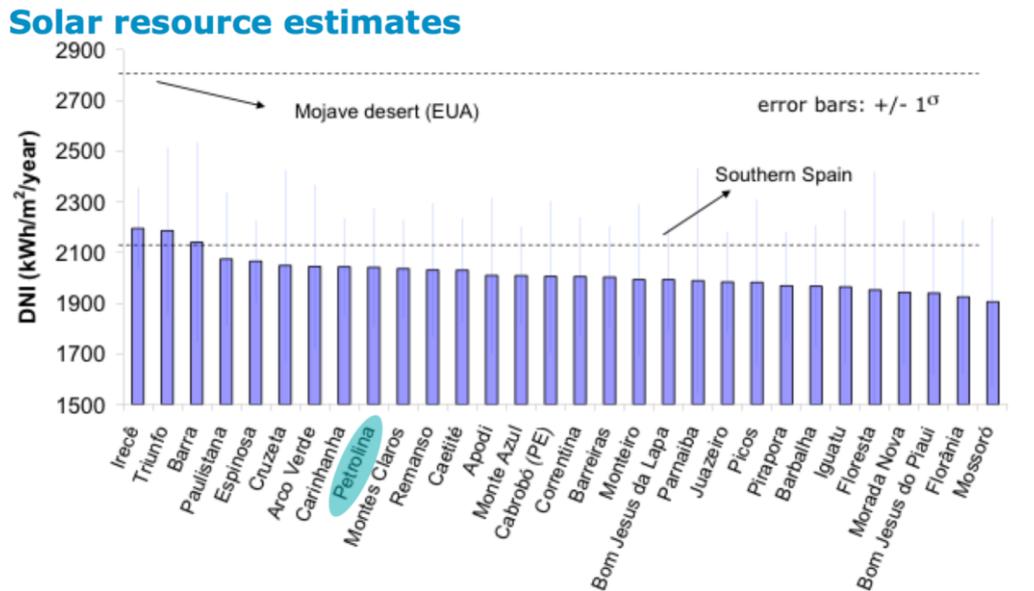
As aplicações cobrem uma faixa de potência bastante ampla (kW a MW) dependendo da tecnologia utilizada. Alguns sistemas preveem a armazenagem de energia para utilização durante períodos de baixa insolação ou até mesmo durante a noite. O armazenamento de energia pode ser dispensado quando os sistemas CSP estão conjugados a sistema de transmissão associados a outras fontes de geração de energia elétrica.

O aproveitamento da energia solar a partir de tecnologias de CSP pressupõe a existência de níveis elevados de radiação solar direta, condições topográficas adequadas, baixa incidência de ventos e, para as aplicações de grande porte é importante haver disponibilidade de infraestrutura de acesso (rodovias), disponibilidade de água para os sistemas convencionais de geração de vapor e acesso ao sistema interligado para conexão à rede. O Brasil possui uma faixa territorial que se

<sup>10</sup> Fonte: Vieira, L.S.R et al., II International Workshop on Solar Thermal Power Plants, August 2011, São Paulo 2011.

estende da região nordeste até os estados da região centro-oeste com níveis adequados de radiação solar direta média (1 800 a 2 300 kWh/m<sup>2</sup>/ano). Na região do semiárido encontram-se os sítios com maior disponibilidade de radiação solar direta. A **Figura 6** apresenta um conjunto de municípios brasileiros com elevados índices de irradiação normal direta (DNI). Nesta figura encontram-se os valores de DNI do deserto de Mojave (USA) e do sudoeste da Espanha onde foram construídas as maiores plantas de geração termossolar<sup>10</sup>.

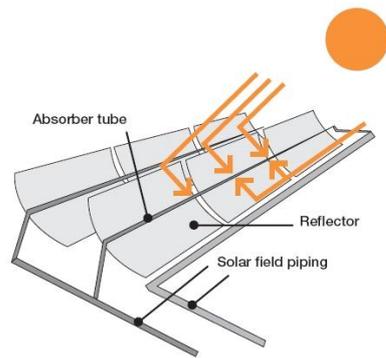
A cidade de Petrolina está destacada no gráfico, pois situa-se próxima aos pontos de captação dos eixos Norte e Leste.



**Figura 6 - Classificação de localidades do semiárido com radiação solar direta anual média superior a 1 900 kWh/m<sup>2</sup>/ano, por ordem decrescente<sup>10</sup>.**

Considerando-se as potências envolvidas na geração complementar no projeto de TRSF as tecnologias de geração termossolar que se aplicariam seriam a partir de cilindros parabólicos e de torre central.

As **Figuras 7a e 7b** a seguir ilustram a tecnologia de geração termossolar com emprego de coletores na forma de cilindros parabólicos e exemplo de uma planta em operação. Originalmente as plantas de geração termossolar com cilindros parabólicos foram construídas em módulos com potência nominal de 50 MW por questões de viabilidade econômica e da política de incentivos adotadas em alguns países. Atualmente existem plantas com potência elevada e a maior delas em operação situa-se no deserto de Mojave (Califórnia, USA) com potência líquida de 250 MW divididos em dois módulos independentes. Esta planta possui um fator de capacidade de 28% e teve um custo de implantação de US\$1,6 bilhões US\$6400/kW. A área do total do sítio, incluindo o campo solar e a unidade de geração de energia elétrica é de 7 km<sup>2</sup>. Esta planta não dispõem de armazenamento térmico.



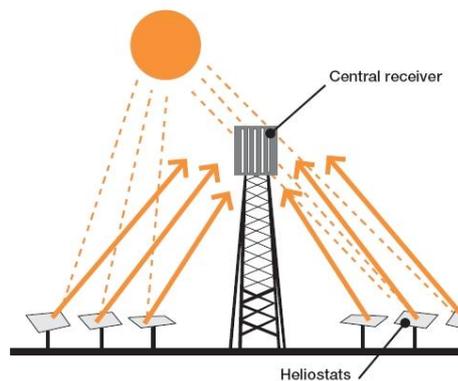
(a)



(b)

**Figura 7 - Geração termossolar com cilindros parabólicos. a) Conceito; b) Unidade de 64 MW (357 mil m<sup>2</sup> de superfície refletora de cilindros parabólicos).**

A tecnologia de geração termossolar com torre central está representada esquematicamente na **Figura 8a** e na **Figura 8b** tem-se uma visão geral da planta de Ivanpah (USA) ilustrando o campo solar e a torre central.



(a)



(b)

**Figura 8 - Geração termossolar com tecnologia de torre central. a) Conceito; b) Planta Ivanpah com 377 MW sem armazenamento de energia.**

Os primeiros empreendimentos de geração termossolar com tecnologia de torre central possuíam potência nominal de até 30 MW em função da dimensão do campo solar e da altura da torre na qual se encontra o receptor. Atualmente existem em operação unidades com potência nominal significativamente mais elevada. Por exemplo, a unidade de geração Ivanpah (San Bernadino, California) possui potencia líquida de 377 MW (sem armazenamento de energia) em três campos heliostáticos (126 MW, 133 MW e 133 MW) ocupando 16 km<sup>2</sup> de área total, fator de capacidade de 20,5% e torres de 140 m de altura. O custo deste empreendimento foi de US\$5800/kW. A planta Crescent Dunes (Tonopah, Nevada) tem potência nominal líquida de 110 MW, armazenamento de

10 horas, fator de capacidade de 16,1%, torre central com 200 metros de altura, campo heliostático de 1,2 km<sup>2</sup>, construída a um custo de US\$8860/kW.

Os custos de capital mencionados para as plantas de geração termossolar de energia elétrica devem ser considerados com reservas, pois cada empreendimento tem suas características operacionais, formação de capital de muitas vezes associados a subsídios governamentais, e principalmente situados em localidades com diferentes níveis de radiação direta normal (DIN). Os empreendimentos situados na costa oeste dos USA, particularmente nos estados da Califórnia e Nevada, se beneficiam por valores de DIN da ordem de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Conforme apresentado na Figura 4 os valores de DIN na região do semiárido brasileiro encontram-se entre 1900 e 2100 kWh/m<sup>2</sup>/ano o que se reflete na dimensão e, conseqüentemente, no custo do campo heliostático. Este, por sua vez, corresponde a cerca de 30% do custo total da planta.

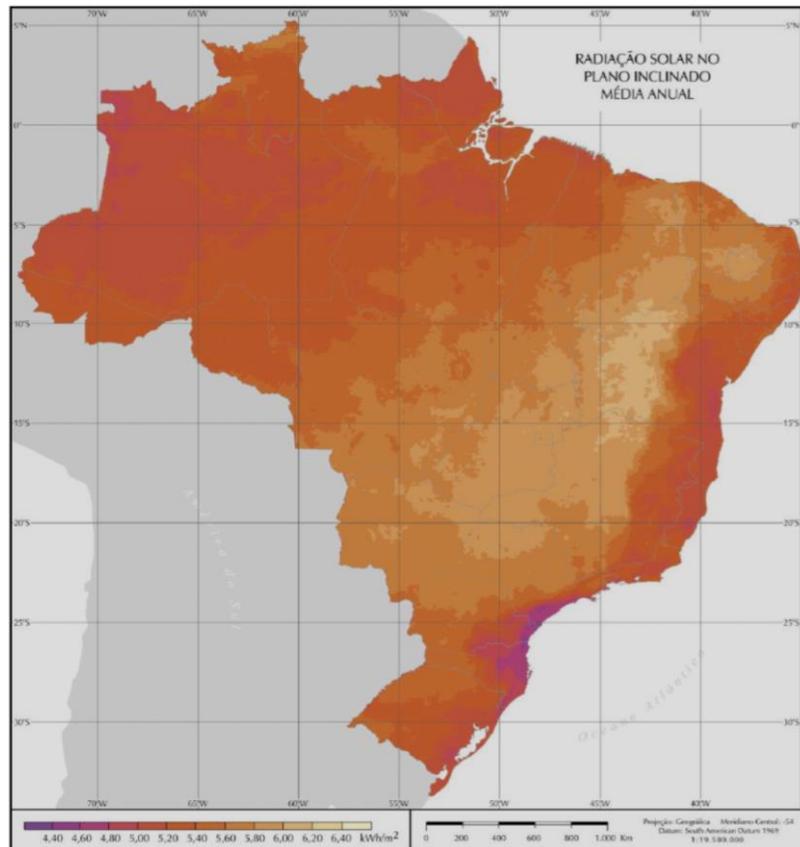
A geração fotovoltaica certamente constitui uma alternativa adicional para a região do semiárido brasileiro, hajam vistos os índices de radiação global destacados na **Figura 9**<sup>11</sup>.

Embora a implantação de usinas de geração fotovoltaica de grande porte somente tenha se iniciado no Brasil há poucos anos com os Leilões de Energia de Reserva (LER) realizados em 2015, esta tecnologia encontra-se disseminada em diversos países. As **Figuras 10 a 12** correspondem a plantas com potencia nominal superiores a 300 MWp situadas nos USA, China e França<sup>12</sup>. Empreendimentos similares podem ser encontrados em outros países como Índia, Alemanha, Espanha, etc .

---

<sup>11</sup> Fonte: Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Abreu, S. L. D.; Rüther, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, Brasil: INPE, 2006.

<sup>12</sup> Fonte: [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org), acessado em março de 2017.



**Figura 9 – Mapa de radiação solar global média no plano inclinado no Brasil<sup>11</sup>.**



**Figura 10 – Vista da usina de geração fotovoltaica Desert Sunlight Farm, Califórnia, USA, de 550 MWp<sup>12</sup>.**



**Figura 11 – Vista da usina de geração fotovoltaica Longyangxia Dam Solar Park, Gonghe, China, 320 MWp<sup>12</sup>.**



**Figura 12 – Vista da usina de geração fotovoltaica Cestas Solar Farm, Bordeaux, França, 300 MWp<sup>12</sup>.**

No Brasil encontra-se em construção no Estado da Bahia a usina solar fotovoltaica (UFV) Ituverava com capacidade nominal de 254 MW e produção anual de energia estimada em 500 GWh. A Enel Green Power ganhou a concessão para a implantação da UFV no leilão realizado em novembro de 2014 pela Aneel. A empresa anunciou um investimento de US\$ 400 milhões para a implantação da usina. A **Figura 13** apresenta uma vista do empreendimento no início de 2016 e cujo início das operações está previsto para 2017<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup>Fonte: [www.enrray.com.br](http://www.enrray.com.br) e [www.enelgreenpower.com](http://www.enelgreenpower.com), acessado em março de 2017.

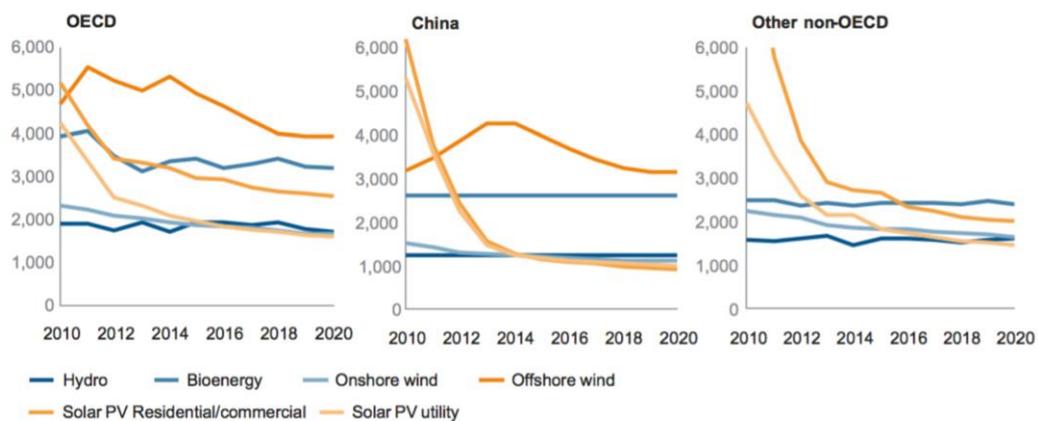


**Figura 13 – Vista da UFV Ituverava, Bahia, Brasil, com capacidade de 254 MWp <sup>(13)</sup>**

#### 4. Considerações sobre Custos

Neste ponto cabem considerações, mesmo que preliminares, a respeito dos custos dos sistemas de geração e de viabilidade econômica em alguns cenários de custo total de investimento, custo da energia, taxa de retorno e fator de capacidade das plantas de geração.

Com relação ao investimento reproduz-se na **Figura 14** os custos de investimento históricos e projetados para fontes renováveis intermitentes de geração em países da OCDE, na China e no conjunto de países não membros da OCDE<sup>14</sup>.



Source: IEA 2015

**Figura 14 – Custos históricos e projetados para sistemas de geração intermitentes<sup>14</sup>.**

<sup>14</sup> Variable Renewable Integration in Electricity Systems: How to Get it Right, World Energy Council (WEC), 2016

Observa-se que, principalmente nos países não pertencente à OCDE, para todas as tecnologias de geração a partir de fontes renováveis intermitentes, há uma tendência de redução dos custos futuros de investimento.

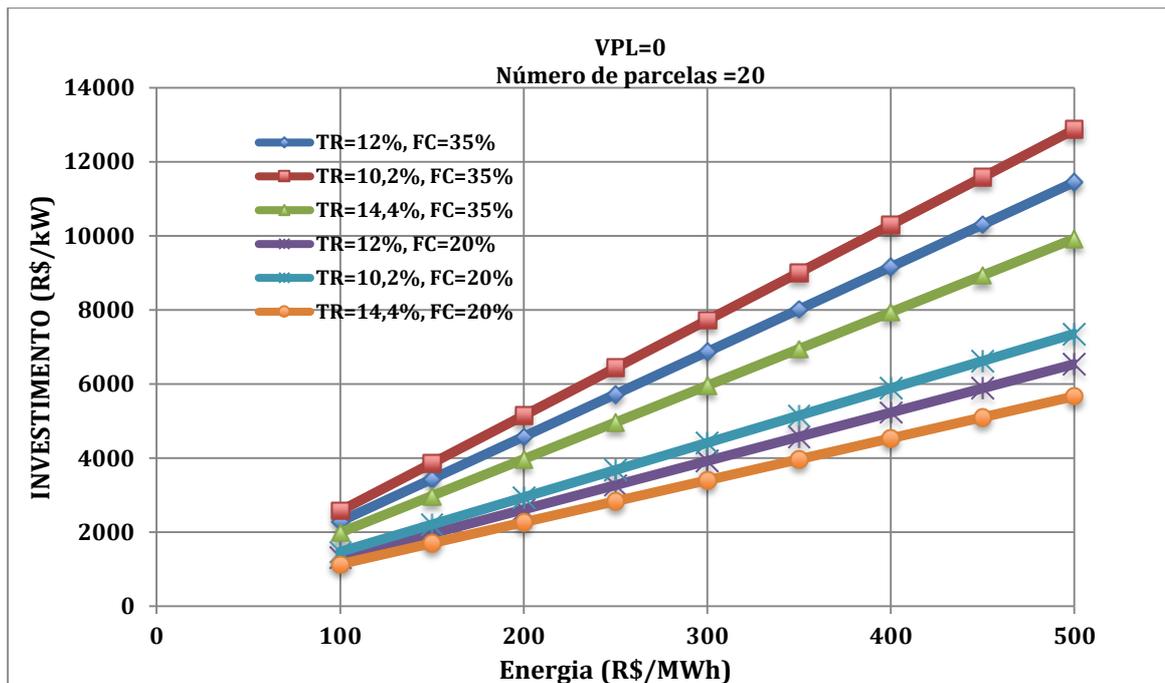
O modelo atual do setor elétrico brasileiro prevê a realização de leilões de energia, sendo que o primeiro leilão exclusivo para fontes renováveis ocorreu em 2009. No leilão ocorrido em novembro de 2014 foram contemplados 31 projetos de geração fotovoltaica (FV) totalizando 890 MW e igual quantidade de projetos eólicos totalizando 770 MW, todos com 20 anos de concessão. O investimento médio previsto nos projetos de geração FV foi de US\$1.600/kW, com tarifa média US\$86,8/MWh e fator de capacidade (FC) na faixa de 19 a 23%. Para os projetos de geração eólica o investimento médio previsto foi de US\$2.200/kW, com tarifa média de US\$57,4/MWh e fator de capacidade próximo a 50%. Na época do leilão a paridade cambial era de R\$2,48/US\$.

Verifica-se que os custos de investimento dos projetos vencedores guardam semelhança com os dados constantes da **Figura 14** levantados pela agência Internacional de Energia e publicados no documento do WEC.

Com base nas informações acima efetuou-se um exercício para avaliação preliminar da viabilidade econômica das oportunidades de geração com fontes solar e eólica na região do semiárido brasileiro, especificamente para atender a reposição das perdas hídricas decorrentes da TRSF com a demanda de energia requerida pelos sistemas de bombeamento.

Neste exercício foram obtidas as curvas de Valor Presente Líquido Zero (VPL=0) em função dos custo global de investimento e do preço da energia, para três condições de taxa de retorno (TR=14,4%, TR=12% e TR=10,2%), dois fatores de capacidade (FC=20% e FC=35%) e amortização em 20 parcelas anuais.

A **Figura 15** apresenta o resultado da análise que não leva em consideração a tecnologia de geração, mas apenas os parâmetros que definem a viabilidade do empreendimento. A seleção da tecnologia requer a análise das variáveis que dizem respeito à localização do empreendimento (topografia, velocidade e padrão de ventos, índice de radiação, acesso, infraestrutura local, etc.).



**Figura 15 - VPL nulo em função do investimento global e custo da energia**

## 5. Conclusões

Pela descrição do potencial das tecnologias de geração a partir de fontes renováveis eólica e solar verifica-se que, em princípio, é possível a utilização das mesmas para complementar o projeto de TRSF seja para compensar as perdas de geração hidrelétrica causadas pela captação das águas quanto de fornecer energia para as estações de bombeamento.

Entretanto, tal possibilidade requer estudos detalhados de viabilidade técnico-econômica para definir entre as opções apresentadas aquela mais adequada. A este respeito cabem algumas considerações:

- O potencial eólico na região necessita ser reavaliado uma vez que os dados atuais referem-se a alturas bastante inferiores àquela empregada nos projetos recentes de aerogeradores, além de ser necessário o refinamento das condições locais de vento a partir de um levantamento de uma série mínima de dois anos;
- O potencial solar para o projeto básico de usinas termossolares também requer um refinamento dos dados de radiação direta na região de interesse, acompanhado de estudos de ventos (rajadas), de topografia, disponibilidade de água para sistemas de refrigeração (alternativa à utilização de torres secas) e de infraestrutura de acesso rodoviário para transporte de equipamentos;

- Para a implantação de usinas fotovoltaicas também é necessário a obtenção de dados de radiação solar global nos locais previamente selecionados como viáveis para a instalação das plantas;
- Pressupõe-se que os sistemas de geração eólico ou solar na região deverão estar conectados à rede de transmissão de 230 kV e as subestações que alimentam o sistema de bombeamento já existentes no projeto de TRSF;
- Os custos dos sistemas de geração com fontes eólica ou solar mencionados neste documento são somente indicativos e devem ser confirmados através de medições dos potenciais eólico e solar na região e do projeto básico, acrescidos dos custos de conexão a à rede básica do projeto;
- Da mesma forma, o gráfico de  $VPL=0$  deve ser considerado apenas como um filtro visando a redução das alternativas tecnológicas a serem analisadas;
- Dada a dimensão do projeto compreendendo tanto a compensação das perdas de geração hidrelétrica decorrentes da captação das águas como o aumento da demanda para energia de bombeamento sugere-se que os estudos de viabilidade técnico-econômica para a definição da tecnologia sejam conduzidos em duas etapas:
  - Etapa 1 – Compensação de perdas – 140 MW<sub>med</sub>
  - Etapa 2 – Suprimento da demanda de bombeamento – 330 a 430 MW<sub>med</sub>

## **6. Agradecimentos**

Os autores agradecem ao Prof. Flávio Miguez de Melo e ao Dr. Nelson Martins pela revisão do documento e pelas considerações efetuadas.