



# MonitoraGT

Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação  
de Instalações de Geração e de Transmissão

ABRIL/JUNHO  
2016





## **1 – Meta institucional conjunta entre a SFE e a SFG**

O Diretor Geral da ANEEL determinou à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE e à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG que estabelecessem meta institucional conjunta, para o ciclo avaliativo 2014-2015, com o objetivo de mitigar o descasamento na disponibilização das instalações de transmissão e de geração consideradas estratégicas, de modo a minimizar o atraso na entrada em operação comercial desses empreendimentos.

A partir dessa determinação do Diretor Geral, a SFE e a SFG estabeleceram, como meta, a elaboração de procedimento para acompanhamento de empreendimentos, com vistas a mitigar atrasos na disponibilização de usinas de geração e instalações de transmissão consideradas estratégicas.

Para fins de cumprimento dessa meta, foi concebido este Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação de Instalações de Geração e de Transmissão (MonitoraGT), de periodicidade trimestral. Além da descrição de critérios para definição das instalações de transmissão e geração estratégicas, o MonitoraGT trará um relato das situações de atenção identificadas no período relativamente ao descasamento entre instalações de geração e de transmissão, os procedimentos adotados para mitigar atrasos nas instalações mapeadas e proposta conjunta de procedimento de acompanhamento de empreendimentos para mitigar atrasos nas instalações mapeadas.

## **2 – Contexto**

A rotina de monitoramento conjunto está sendo aplicada em parceria entre a SFG, competente para fiscalizar os empreendimentos de geração, e a SFE, com competência para fiscalizar os empreendimentos de transmissão.

Neste contexto, pode-se citar a grande quantidade de usinas eólicas que comercializaram energia nos leilões e serão conectadas às ICGs (Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada). Ocorre que, se as ICGs atrasam e as usinas são implantadas, os agentes de geração podem ter suas usinas reconhecidas como aptas a operação e, assim, receber a receita prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Regulado – CCEARs, quando assim estabelecido nos contratos, mesmo sem a disponibilização de energia ao sistema elétrico em razão da não implantação da linha de transmissão, de responsabilidade do agente de transmissão. Cabe destacar que a partir do 2º semestre de 2013, os Leilões deixaram de prever a possibilidade da solicitação de apta a operação.

O inverso também ocorre, ou seja, usinas de geração atrasam o cronograma de implantação em situações em que o sistema de transmissão está disponível.

Assim, com o objetivo de diminuir a defasagem entre as datas de conclusão dos empreendimentos de transmissão e de geração e melhorar a efetividade do processo fiscalizatório, a SFE e a SFG monitoram, de forma conjunta, os empreendimentos estratégicos que devem estar simultaneamente disponíveis para viabilizar a entrega de energia ao mercado consumidor.





A metodologia adotada identifica os empreendimentos estratégicos e define o procedimento diferenciado de monitoramento para estes empreendimentos.

Exclusivamente para o projeto, foi desenvolvido aplicativo informatizado que permite a integração automatizada entre os bancos de dados utilizados para o monitoramento de empreendimentos de transmissão (SIGET) e de geração.

### **3 – Critérios para identificação dos empreendimentos estratégicos**

Expomos abaixo os critérios para seleção de obras de transmissão com impacto em geração que são submetidas ao monitoramento conjunto.

#### C1: Potência outorgada associada ao ponto de conexão

A soma da potência das usinas de geração que serão conectadas em uma subestação é fator crítico na seleção de empreendimentos de transmissão prioritários para acompanhamento. Assim, as obras de novas subestações com potência outorgada de geração maior ou igual a 300 MW terão acompanhamento diferenciado por parte da fiscalização.

#### C2: Número de usinas de geração associadas ao ponto de conexão

A quantidade de usinas de geração que serão conectadas em uma subestação de transmissão é outro fator considerado na seleção de empreendimentos prioritários para serem acompanhados. Neste contexto, as obras de novas subestações com mais de 5 usinas de geração associadas terão acompanhamento diferenciado por parte da fiscalização.

#### C3: Descolamento de datas de operação

Está sendo monitorada a diferença entre a data estipulada para entrada em operação na outorga da geradora e a data prevista pela transmissora para entrada em operação. Caso a data prevista pela transmissora esteja adiantada em mais de 180 dias da data de outorga da geradora, a situação é considerada favorável. Se a data prevista pela transmissora estiver adiantada em menos de 180 dias ou atrasada em relação à data de outorga da geradora, a situação pode ser considerada desfavorável.

#### Índice de Prioridade

O índice de prioridade é calculado como a soma dos valores normalizados dos três critérios supracitados: potência, número de usinas e descolamento. Ou seja, para cada empreendimento, o índice de prioridade será composto pela soma da potência atendida (em MW) dividida por 300, do número de usinas dividido por 5 e do tempo de descolamento dos cronogramas (em dias) dividido por 180.

### **4 – Procedimento para monitoramento dos empreendimentos estratégicos**

Dentre os empreendimentos, são destacados os 20 prioritários de acordo com os índices de prioridade atualizados mensalmente.



Assim, o procedimento de fiscalização conjunta ocorre na seguinte sequência:

- a) Reunião mensal entre SFG e SFE, quando é atualizada a planilha de empreendimentos e definidos os 20 empreendimentos mais críticos.
- b) Para aqueles empreendimentos mapeados, são encaminhados ofícios aos agentes transmissores e geradores envolvidos solicitando informações detalhadas relativas ao processo de implantação dos empreendimentos, que contemplem, no mínimo, os seguintes itens: (i) execução em acordo com as características técnicas constantes do ato de outorga (ii) situação fundiária; (iii) licenciamento ambiental; (iv) recursos financeiros disponíveis; (v) equipamentos e serviços contratados; (vi) situação do processo de conexão; (vii) medição para faturamento; (viii) existência de obras e (ix) outras informações relevantes.
- c) Quando necessário, os agentes transmissores e geradores são convocados para reunião na Agência. Nessa reunião, os agentes devem apresentar a situação de suas obras, bem como os principais entraves que estejam impactando o cumprimento dos cronogramas de implantação. São incentivados o diálogo entre transmissores e geradores, bem como a busca de soluções concretas e viáveis para os problemas apresentados.
- d) Nas atividades rotineiras de monitoramento das superintendências e nas reuniões conjuntas, é acompanhada a evolução da execução das obras de geração e de transmissão e, também, o cumprimento de eventuais compromissos assumidos pelos agentes.
- e) Caso se considere necessário, é programada fiscalização conjunta *in loco* pelas superintendências.
- f) Trimestralmente é emitido relatório contendo as ações de acompanhamento conjunto realizadas no período.

#### **5 – Atividades desenvolvidas no período**

<b>Reuniões</b>	<b>Data</b>
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	28/4/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	1º/6/2016
Reunião com a TESB para tratar das obras do Contrato de Concessão nº 001/2011, vinculados ao Leilão nº 008/2010 e da obra da Resolução Autorizativa nº 4918/2014	15/6/2016
Reunião acerca da SE Morro do Chapéu II com a transmissora Chesf e a geradora Eólica Enel Green Power	28/6/2016
Reunião acerca da SE Touros com a transmissora Chesf e a geradora Eólica Voltalia	28/6/2016
Reunião a respeito da SE Ibiapina II com a transmissora Chesf e as geradoras Eólicas Bons Ventos da Serra I e Casa dos Ventos	29/6/2016
Reunião com Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS acerca da situação do sistema de transmissão do Rio Madeira	29/6/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	5/7/2016



Ofícios	Classificação	Números
Solicitação ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS acerca de informações sobre empreendimentos de transmissão com impacto na integração e escoamento de geração	Operador	253/2016-SFE/SFG
Convocação de reunião com a TESB para tratar das obras do Contrato de Concessão nº 001/2011, vinculados ao Leilão nº 008/2010 e da obra da Resolução Autorizativa nº 4918/2014.	Transmissor	256/2016-SFE
Convocação de reunião com a Chesf para tratar das obras dos Contratos de Concessão nº 010/2011, nº 018/2012 e nº 009/2011 e demais obras com contingenciamento financeiro	Transmissor	268/2016-SFE
Convocação para reunião acerca da SE Touros e LTs associados com a empresa Voltalia	Gerador	241/2016-SFG
Convocação para reunião acerca da SE Morro do Chapéu II com a a Enel Green Power	Gerador	240/2016-SFG
Convocação para reunião a respeito da SE Ibiapina II e LTs associados com as geradoras Eólica Bons Ventos da Serra I e Casa dos Ventos Energias Renováveis	Geradores	239/2016-SFG

## 6 – Pontos de atenção

A seguir relatamos os casos que requerem ações mais abrangentes que aquelas já em curso por parte das áreas de fiscalização técnica.

### **Paralisação das Obras a cargo da ABENGOA**

Em 26 de novembro de 2015, a empresa ABENGOA, que atualmente é responsável por 16 contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, iniciou o processo de *pre-concurso de credores* da Abengoa S.A. (Matriz) na Espanha. Em 26 de fevereiro de 2016, a ABENGOA entrou com um pedido de Recuperação Judicial no Brasil. Isso resultou na paralisação das suas obras, o que gerou impacto significativo no processo de expansão do setor elétrico, uma vez que esses contratos totalizam mais de 5 mil quilômetros de linhas de transmissão em 500 kV, que escoariam a energia de diversos parques eólicos, solares e, principalmente, da UHE Belo Monte.

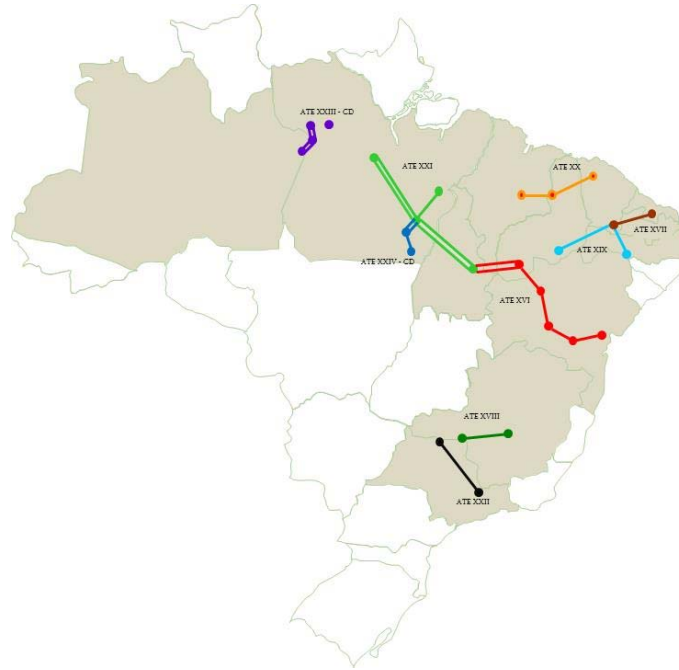
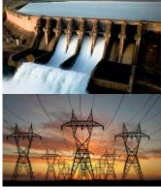


Figura 1 – Concessões da *holding* Abengoa (Fonte: SFE/ANEEL)

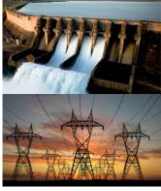
Em relação ao impacto no escoamento da geração da UHE Belo Monte, a paralisação das obras de responsabilidade da ABENGOA poderá causar a restrição na geração da UHE até a entrada do 1º Bipolo do sistema HVDC que conectará a subestação de Xingu no estado do Pará à subestação de Estreito no estado de Minas Gerais, que está em construção pela empresa Belo Monte Transmissora de Energia - BMTE. Os Empreendimentos de Transmissão da Abengoa que afetam o escoamento da geração da UHE Belo Monte são apresentados na tabela seguinte.

Tabela - Empreendimentos de Transmissão da Abengoa que afetam o escoamento da UHE Belo Monte

<b>Empreendimentos de Transmissão da Abengoa que afetam a UHE Belo Monte</b>							
Linha de Transmissão	de Contrato	de Concessão	Data estimada pelo Agente	Data projetada pela SFE	Extensão (km)	Avanço Físico	
ATE XVI	001/2013		31/12/2021	31/12/2021	1816	34%	
ATE XVIII	006/2013		31/12/2021	31/12/2021	383	6%	
ATE XXI	013/2013		31/12/2021	31/12/2021	1.761	0%	
ATE XXII	002/2014		31/12/2021	31/12/2021	373	4%	

O atraso nas obras poderá resultar em uma não otimização da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, seja por restrições aos intercâmbios entre as regiões do país, seja por limitações ao despacho de usinas. No entanto, tal problema não implicará em uma possível interrupção de carga em si, mas poderá acarretar o aumento dos custos de operação do sistema.

Quanto à UHE Belo Monte, destacamos que as unidades geradoras UG1 e UG2, de 611.111 kW de potência instalada cada, se encontram em operação comercial desde 20/4/2016 e 16/7/2016, respectivamente, de acordo com os Despachos ANEEL nº 956/2016 e 1.888/2016.



Com relação ao Sítio Pimental, as unidades geradoras UG1 e UG2, de 38.850 kW de potência instalada cada, estão em operação comercial desde 28/4/2016 e 8/6/2016, respectivamente, liberadas pelos Despachos ANEEL nº 1.031/2016 e 1.527/2016. A unidade UG3 foi liberada para operação em teste a partir de 1º/7/2016 pelo Despacho nº 1.752/2016. O início da operação comercial desta unidade geradora está previsto para agosto de 2016.

Outros empreendimentos prejudicados pelo processo de *pre-concurso de credores* da ABENGOA são as usinas eólicas e solares que dependem das instalações a serem implantadas pela empresa para o escoamento de energia. Esse problema foi alvo de diversas reuniões internas e com os agentes envolvidos.

Como forma de minimizar os impactos dos atrasos das instalações de transmissão da ABENGOA nos projetos de Belo Monte e usinas eólicas e solares localizadas no Nordeste, a ANEEL requereu ao ONS<sup>1</sup> a realização de estudos no sentido de identificar medidas operativas e/ou reforços em instalações de terceiros que tivessem potencial de reduzir os impactos provocados pela paralisação das obras da ABENGOA. O ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentaram uma série de medidas mitigadoras<sup>2</sup>, dentre as quais destacamos:

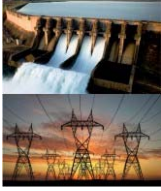
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Xingu, a cargo da BMTE, de forma a permitir a conexão do 1º bipolo de corrente contínua Xingu – Estreito;
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Gilbués, de forma a permitir a conexão de Unidades Fotovoltaicas e aumentar a confiabilidade de atendimento de cargas derivadas dessa subestação;
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Barreiras II, de forma a evitar restrição de geração e corte de carga em regime;
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Açú III, de forma a eliminar restrição de geração em contingência simples.

As medidas elencadas possuem potencial de eliminar as restrições de geração da ordem de 4.450 MW ou cortes de carga cujos processos de autorização estão sendo instruídos pela Aneel.

Em decorrência desta situação, a Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho nº 1.713, de 28 de junho de 2016, autorizou as Superintendências de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE e de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF a emitir os Termos de Intimação – TI em desfavor das empresas ATE XVI, XVII, XVIII, XIX, XX, XXI, XXII, XXIII e XXIV Transmissora de Energia S.A., em face de transgressões aos Contratos de Concessão e à Legislação em vigor.

<sup>1</sup> Ofícios nº 0584/2015-SFE/ANEEL, de 8 de dezembro de 2015; e 0062/2016-SFE/ANEEL, de 5 de fevereiro de 2016.

<sup>2</sup> Ofícios nº 0395\_EPE\_/2016 e Carta ONS-0367/100/2016, de 7 de março de 2016.



### **Sistema para escoamento de energia do Complexo Teles Pires**

O sistema para escoamento de energia das UHEs Teles Pires e Colider é composto pela “*LT 500 KV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2 – SEs Paranaíta; Cláudia e Paranatinga – 1º e 2º Circuito*” outorgadas à Matrinchã Transmissora de Energia S.A. – TP Norte (Contrato de Concessão n.º 012/2012) e pelas “*LT’s 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde N. C3, Rio Verde N. – Marimbondo II CD, SE Marimbondo II*”, outorgadas à Guaraciaba Transmissora de Energia S.A – TP Sul (Contrato de Concessão n.º 013/2012).

Face ao atraso das instalações de transmissão, a TP Norte, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.050/2015, recebeu uma segunda outorga para construção de uma solução alternativa para o escoamento da UHE Teles Pires por meio da construção de um TAP em 500 kV ligando a SE Sinop e LT 500 kV Cláudia – Paranatinga. A obra para essa solução provisória foi concluída no dia 6/10/2015, permitindo o despacho de duas unidades geradoras da UHE Teles Pires. Desse modo, atualmente as unidades geradoras UG1 e UG2 dessa UHE, de 364.000 kW de potência instalada cada, encontram-se em operação comercial desde 7/11/2015 e 30/12/2015, respectivamente.

As obras do trecho de Paranaíta à Paranatinga – TP Norte, necessária ao escoamento definitivo de todas as unidades geradoras da UHE Teles Pires estão atrasadas desde 10/1/2015, data de obrigação do seu ato legal. Atualmente, as obras da TP Norte estão concluídas a menos dos bancos de capacitores série e do compensador estático da SE Paranatinga. As linhas de transmissão e subestações associadas estão energizadas em “teste de performance”, aguardando a emissão Licença de Operação – LO pela Secretaria Estadual de Meio Ambiente – SEMA/MT para que as instalações sejam consideradas em operação.

Assim, as unidades geradoras UG3, UG4 e UG5 da UHE Teles Pires estão em operação em teste desde 3/10/2015, 7/10/2015 e 2/7/2016, respectivamente. A empresa solicitou à SFG/ANEEL operação comercial para as unidades UG3 e UG4 em 21/6/2016 e 30/6/2016, respectivamente. Porém, como a conexão dessas unidades para operação comercial se dará no acesso definitivo da LT da TP Norte (e não mais no acesso provisório), esta Superintendência fez um questionamento ao Operador Nacional do Sistema – ONS a respeito da situação da respectiva linha de transmissão. O ONS encaminhou resposta aos questionamentos da SFG, por meio da CARTA ONS-0971/100/2016, informando que para as unidades adicionais poderem ser despachadas, faz-se necessário que a SE Paranatinga 500 kV esteja em operação comercial, fato esse que não ocorreu até o presente momento, uma vez que não há Termo de Liberação Provisório/Definitivo – TLP emitido pelo ONS para a instalação.

Dessa forma, a análise de solicitação de operação comercial das UG3 e UG4 continua sobrestada até que seja emitido o Termo de Liberação Provisório/Definitivo pelo ONS. Tal situação também estenderá à UG5 caso seja feito o pedido de operação comercial pela CHTP antes da emissão do TLP.

Importante ressaltar que as unidades geradoras UG3 e UG4 da UHE Teles Pires estão aptas à operação comercial desde 30/5/2015 e 6/8/2015, por meio dos Despachos ANEEL nº 2.183/2015 e nº 3.326/2015, respectivamente. Assim, quando o Termo de Liberação Provisório da linha de transmissão for emitido pelo ONS, a SFG/ANEEL irá emitir um Despacho com o estabelecimento de um prazo para que essas unidades geradoras aptas entrem de fato em operação comercial. Após o prazo estabelecido por meio do Despacho





mencionado, se as unidades geradoras não entrarem em operação comercial, os Despachos que reconheceram as respectivas unidades como aptas serão revogados.

As obras da Guaraciaba – TP Sul têm data de conclusão prevista pelo agente para 31/8/2016, data esta considerada factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização. Atualmente, as obras se encontram com 96% de avanço físico.

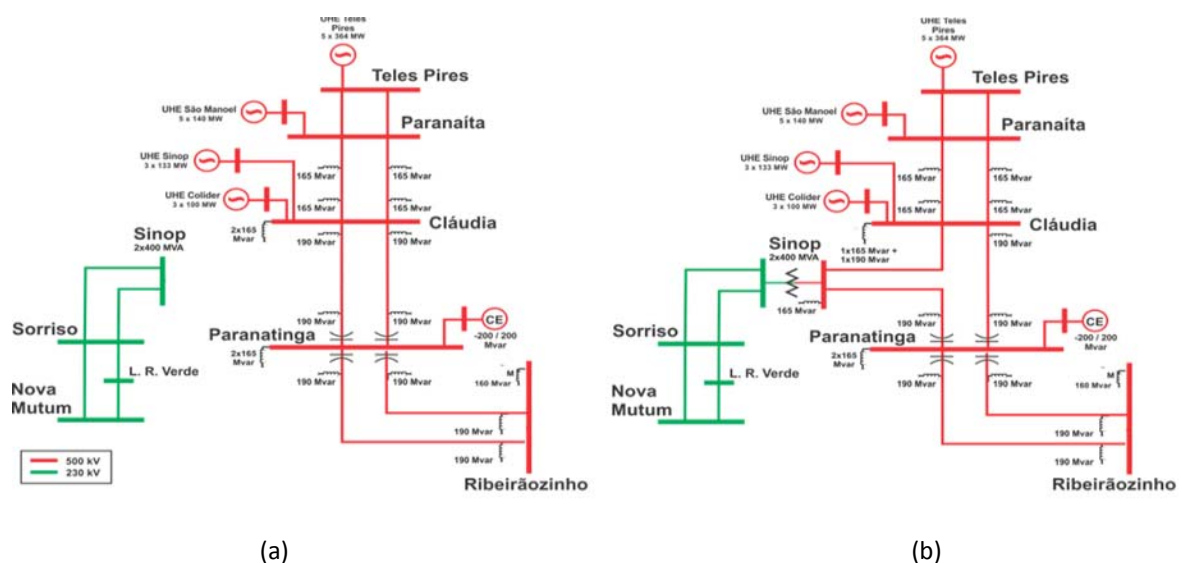
Esses empreendimentos estão sendo monitorados por meio de reuniões trimestrais.

### 3º Circuito do Complexo Teles Pires

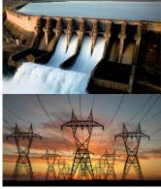
O 3º circuito de 500 kV com origem na SE SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho, que será responsável por auxiliar o escoamento da energia gerada pelas UHEs Teles Pires, São Manoel, Sinop e Colíder e garantir a o atendimento dos critérios de segurança elétrica da operação do sistema de transmissão associado, foi leilado na 1ª etapa do Leilão de Transmissão nº 13/2015, realizado em 13 de abril deste ano. A empresa vencedora deste Lote (Lote C deste leilão) foi a State Grid Brazil Holding S/A, cujo contrato de concessão está em vias de ser assinado.

Com intuito de verificar o impacto da falta desse circuito no escoamento das usinas do Complexo Teles Pires, a ANEEL solicitou que o ONS analisasse como ficaria a operação do sistema utilizando somente os 2 circuitos já em fase final de obras.

Conforme informado pelo ONS, existem duas possibilidades de configurações que não dependem do terceiro circuito para escoar a energia gerada pelo complexo. A primeira (Fig. 2a), com 2 circuitos de 500 kV e a segunda (Fig. 2a), também com 2 circuitos de 500 kV só que desta feita com seccionamento na SE Sinop, ambas com capacidade de escoamento de geração total igual ou menor que 3.220 MW.



(a) (b)  
Figura 2 – Sistema de Transmissão do Complexo Teles Pires (Fonte: ONS)



Em ambas as configurações é possível alocar toda a geração do Complexo Teles Pires com despacho de 100% (3.220 MW), no período úmido, onde a configuração com seccionamento (Fig. 2b) possui vantagem operativa em relação à outra (Fig. 2a). O ONS informou também que, no período úmido, a perda simples do tronco de 500 kV com despachos elevados no complexo, leva a perda de sincronismo das unidades geradoras, mesmo considerando a instalação de Sistema Especial de Proteção – SEP. Nessa situação será necessário isolar toda geração do complexo Teles Pires do SIN, mediante atuação dos SEPs ou da utilização de Proteção de Perda de Sincronismo – PPS.

Resumidamente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS informou que o escoamento da geração dessas usinas será possível sem qualquer restrição mesmo antes da entrada em operação do 3º circuito. Contudo, para o feito, o sistema de transmissão com mais de mil quilômetros de extensão ficará sem redundância, a depender dos volumes hídricos observados, não será atendido o critério de contingência estabelecido nos Procedimentos de Rede. Importante também destacar que, por meio de estudos elétricos, o ONS afirmou que mesmo nessa situação atípica de operação não haverá interrupções no atendimento de cargas do SIN.

O contrato de concessão do Lote C do Leilão de Transmissão nº 13/2015 está em fase apresentação da documentação necessária por parte do Agente para viabilizar sua assinatura.

### **Sistema para escoamento de energia das UHEs Santo Antônio e Jirau**

#### **2º Bipolo do Madeira**

O sistema de transmissão que interliga as UHEs Jirau (3.750 MW) e Santo Antônio (3.568 MW) à subestação Araraquara 2 (SP) é caracterizado por dois Bipolos de corrente contínua. Atualmente, somente o 1º Bipolo está operando. Com isso a capacidade de escoamento diretamente para a região Sudeste fica limitada a 3.150 MW. Conforme o ONS, com a entrada do 2º Bipolo, a capacidade para escoamento das usinas do rio Madeira diretamente até a SE Araraquara 2 passará a ser limitada a 6300 MW. Para a região Sudeste, no entanto, poderá vir a ser limitada em regime de máxima geração pela capacidade nominal do sistema receptor na SE Araraquara 2.

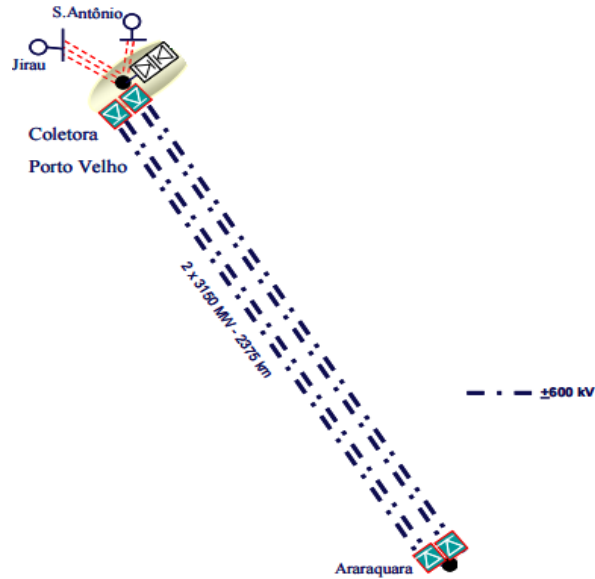
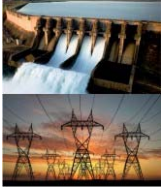


Figura 3 – Diagrama Simplificado CC (02 Bipolos) entre as SE's Porto Velho e Araraquara 2 (Fonte: ANEEL)

Cabe destacar que, além do escoamento direto para o Sudeste há também o escoamento por meio da SE Porto Velho, que transmite, em corrente alternada, a energia produzida por Jirau e Santo Antonio para o Sistema Interligado Nacional – SIN por meio do sistema de transmissão do Acre-Rondônia (Figura 4).

Atualmente, dos 7.318 MW de potência instalada das UHEs Jirau e Santo Antônio, 6.300,76 MW já se encontram em operação comercial. Porém, a capacidade máxima de geração das unidades geradoras disponíveis depende das condições hidrológicas favoráveis que correspondem a vazões naturais mais elevadas do rio Madeira. Nessas condições, o escoamento total dessa potência poderá ser impactado, caso os testes de energização do 2º Bipolo ainda não tenham sido finalizados.

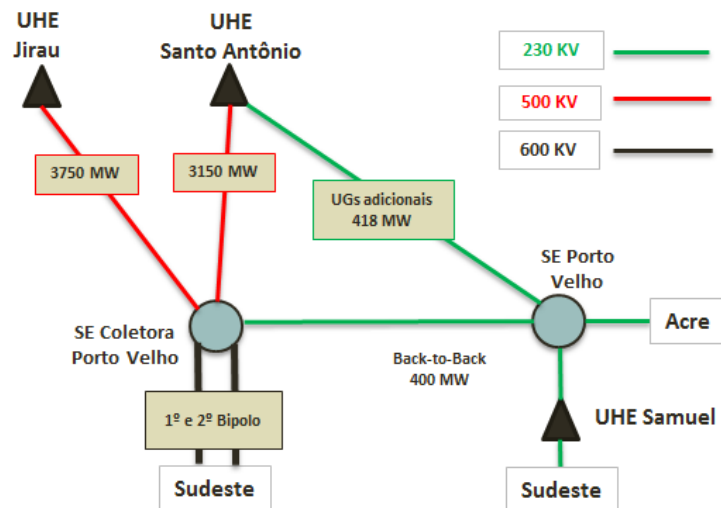


Figura 4 – Diagrama contendo as linhas de transmissão (Fonte: SFG/ANEEL)



Os testes no 2º Bipolo estão paralisados desde o dia 30 de junho de 2016, após falhas constatadas nas instalações da SE Porto Velho. O reinício dos testes de um dos Polos do Bipolo 2 está previsto para 12 de agosto de 2016, com o término dos testes do outro Polo para 30 de novembro de 2016. A programação de testes estará condicionada a avaliações a serem feitas em decorrência das medidas de segurança vigentes durante a realização dos Jogos Olímpicos Rio 2016.

Portanto, como pode ser observado no gráfico abaixo, a geração das usinas do Rio Madeira poderá ficar limitada no período de maior vazão do rio Madeira, caso os testes do 2º Bipolo não forem finalizados.

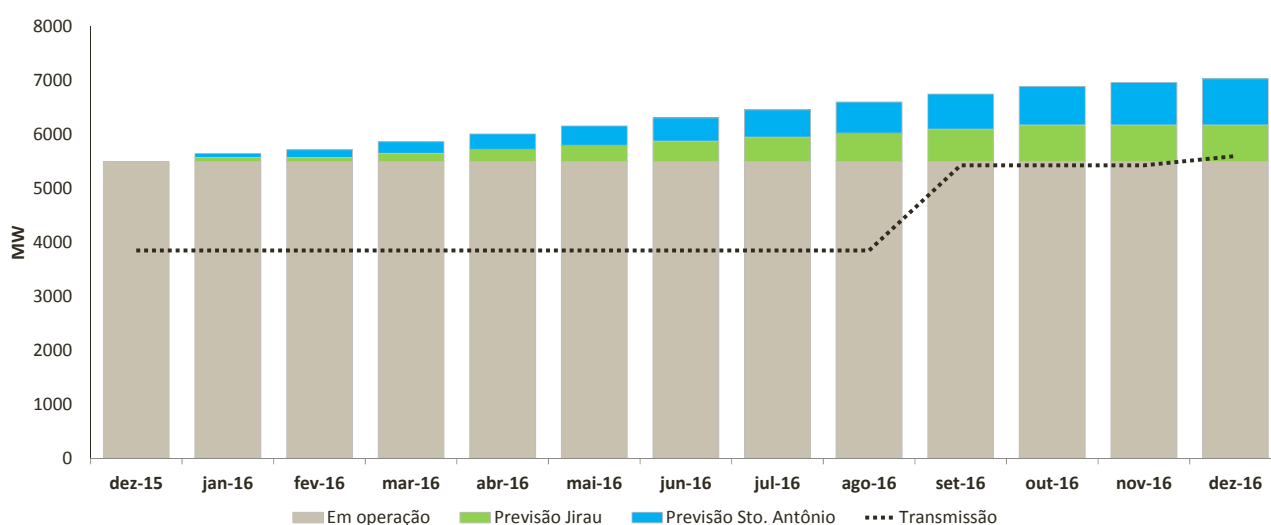


Figura 5 – Acompanhamento e Previsão das Usinas e Linha de Transmissão do Complexo do Rio Madeira  
(Fonte: SFG/ANEEL)

Pelo gráfico acima, que foi elaborado utilizando informações do ONS, conclui-se também que mesmo após a entrada do 2º Bipolo o escoamento máximo por este sistema de transmissão não atingirá sua capacidade nominal de 6.300 MW, pois ainda há necessidade de conclusão das obras no sistema receptor na SE Araraquara 2. Tais obras ficarão prontas somente em 2017. Portanto para o ano de 2016 a capacidade de escoamento da geração das UHEs Jirau e Santo Antônio ficará limitada a cerca de 5.600 MW, sendo 4.900 MW para o Sudeste pelo Sistema de Corrente Contínua e os outros 700 MW para a região Acre e Rondônia pelo sistema de corrente alternada.

Cabe informar também que a restrição ao escoamento da geração dessas usinas será minimizada durante o período seco do Rio Madeira, que, de acordo com o monitoramento fluviométrico, se estende de junho/16 a março/17.

### **Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas no Rio Grande do Norte**

#### **SE Touros II**

O empreendimento “SE Touros / LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros” (Contrato de Concessão n.º 018/2012) outorgado à transmissora Chesf, é responsável pelo escoamento das seguintes usinas eólicas EOLs Reduto, Carnábas, São João e Santo Cristo, todas elas pertencentes ao grupo Voltalia e localizadas nos Municípios de São Miguel do Gostoso e Touros, Estado do Rio Grande do Norte.





Atualmente, as obras de transmissão referentes à SE Touros / LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros estão com 80% de avanço físico. O principal caminho crítico apontado pela Chesf é a realização da entrada de linha na SE Ceará Mirim II, que estava prevista para ser iniciada em 30/8/2016. A Chesf compareceu a nova reunião na Aneel, no dia 6/7/2016, e informou que a redução do montante de recursos disponíveis inviabilizou a construção dos empreendimentos da SE Touros dentre aquelas instalações priorizadas. Nesse contexto, o empreendimento ficará com obras paralisadas até o primeiro trimestre de 2017. Diante do exposto, a nova previsão de entrada em operação passou para o dia 31/7/2017.

Ressalta-se que as EOLs Reduto, Carnaúbas, Santo Cristo e São João, totalizando 108 MW de potência instalada, foram reconhecidas aptas a entrar em operação no mês de junho de 2015, conforme resume a tabela a seguir.

Tabela - Lista de usinas eólicas aptas à operação comercial no Rio Grande do Norte

Usinas	Potência (MW)	Empresa geradora	UF	Subestação	Empresa transmissora	Data reconhecimento de apta	Previsão SFE p/ Conexão
EOL Reduto	27,0	Votalia	RN	Touros II	Chesf	26/06/2015	31/07/2017
EOL Carnaúbas	27,0					30/06/2015	31/07/2017
EOL São João	27,0					30/06/2015	31/07/2017
EOL Santo Cristo	27,0					30/06/2015	31/07/2017
<b>Total RN (MW)</b>	<b>108,0</b>						

### **Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas na Bahia**

#### **SE Morro do Chapéu II**

O empreendimento “LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê e SE 230/69 kV Morro do Chapéu II” Contrato de Concessão n.º 009/2011), outorgado à transmissora Chesf, é responsável pelo escoamento das usinas eólicas EOLs Cristal, São Judas, Primavera, Damascena, Maniçoba, Esperança e Dois Riachos, todas de propriedade do grupo Enel Green Power, localizadas nos Municípios de Cafarnaum, Santo Sé, Bonito e Morro do Chapéu, no interior do Estado da Bahia.

Importante ressaltar que a EOL Dois Riachos vendeu no 15º Leilão de Energia Nova – LEN e seu suprimento é para 1º/1/2017. Como essa usina concluiu suas obras muito antes de sua obrigação de suprimento, a Enel Green Power formulou consulta de Acesso à Coelba, concessionária de distribuição de energia que atende a região onde se localizam essas usinas, para acesso de forma provisória. Assim, em 18 de junho de 2015, a SCG emitiu o Despacho n.º 1.966/2015, autorizando o acesso provisório da EOL Dois Riachos na rede da distribuidora Coelba de forma compartilhada com a EOL Damascena.

Essa conexão provisória permitiu o escoamento de energia proveniente da EOL Dois Riachos, que teve as unidades geradoras UG1 a UG15 liberadas para operação comercial a partir de 14/11/2015. Adicionalmente, a conexão provisória por meio da rede da Coelba permitiu que a EOL Damascena, apta à operação comercial desde 2/9/2015, fosse liberada para operação comercial a partir de 30/4/2016.



No que concerne à conexão definitiva das demais EOLs supracitadas, o empreendimento de transmissão está atualmente com avanço físico de 93% e a Chesf prevê sua conclusão em 30/10/2016, de acordo com reunião realizada na Agência em junho deste ano. No entanto, baseado no tempo médio de execução de empreendimentos de transmissão, a fiscalização projeta a conclusão do empreendimento para 22/11/2016.

Assim, devido ao atraso nas obras da conexão definitiva, as EOLs Cristal, São Judas, Primavera, Maniçoba e Esperança, continuam reconhecidas como aptas a entrar em operação comercial, conforme tabela a seguir.

Tabela - Lista de usinas eólicas aptas à operação comercial na Bahia

Usinas	Potência (MW)	Empresa geradora	UF	Subestação	Empresa transmissora	Data reconhecimento de apta	Previsão SFE p/ Conexão
EOL Primavera	29,9	Enel Green Power	BA	Morro do Chapéu II	Chesf	10/2/14	22/11/16
EOL São Judas	29,9					28/2/14	22/11/16
EOL Cristal	29,9					- UGs 1 a 11 e 13: 4/05/14; - UG12: 8/5/14	22/11/16
EOL Maniçoba	30,0					2/9/15	22/11/16
EOL Esperança	28,0					- UGs 1 a 6, 8 e 11 a 13: 2/9/15; - UG14: 3/9/15; - UG7: 4/9/15; - UGs 9 e 10: 9/9/15	22/11/16
<b>Total BA (MW)</b>	<b>147,7</b>						

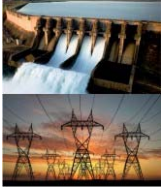
De modo a monitorar de forma mais contínua e eficiente o empreendimento *LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê e SE 230/69 kV Morro do Chapéu II*, em que pese as demais ações que esta Agência vem desempenhando com relação ao descasamento mencionado neste item, as Superintendências SFG e SFE estabeleceram que fossem realizadas reuniões quinzenais entre a empresa geradora Enel Green Power e a transmissora Chesf, de modo que sejam discutidos os avanços realizados nas obras de transmissão para que o gerador possa conectar suas eólicas no acesso definitivo e então escoar a energia proveniente das centrais atualmente aptas.

### **Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas no Ceará**

#### **SE Ibiapina II**

O empreendimento “SE 230/69 kV Ibiapina II” (Contrato de Concessão n.º 010/2011), outorgado à Chesf, é necessário para realizar o escoamento das EOLs: Malhadinha I, Ventos do Morro do Chapéu, Ventos de Tianguá Norte, Ventos de Tianguá, Vento Formoso, Ventos do Parazinho, Ventos de Santa rosa, Ventos de São Geraldo, Ventos de Santo Inácio e Ventos de Sebastião, localizadas nos Municípios de Ibiapina, Tianguá e Ubajara, no Estado do Ceará.

As obras de transmissão desse empreendimento evoluíram muito pouco neste trimestre e está, atualmente, com avanço físico de 66%. A situação financeira adversa da Insel, consorciada da Alstom (GE), pode comprometer o cronograma de execução da montagem, assim como a situação financeira da própria Chesf. A



transmissora prevê a conclusão das obras para 30/8/2016, entretanto, de acordo com os modelos analíticos utilizados pela fiscalização, projeta-se a conclusão da obra para 31/10/2016.

Ressalta-se que a EOL Malhadinha I (23,1 MW), de propriedade da Bons Ventos da Serra I, está reconhecida como apta a entrar em operação comercial desde 30 de dezembro de 2014.

As EOLs Ventos de Tianguá, Ventos de Tianguá Norte, Ventos do Parazinho, Vento Formoso e Ventos do Morro do Chapéu, totalizando 150 MW, de propriedade da empresa Casa dos Ventos, poderão ser impactadas pelo atraso dessa conexão. Essas usinas não possuem o direito de apta à operação comercial, porém a data de entrada em operação comercial dessas usinas, que já se encontram em estágio avançado de obras, foi concatenada à conclusão das obras da ICG Ibiapina pelo Despacho ANEEL nº 647/2014, de 18 de março de 2014. Assim, a obrigação de suprimento, de acordo com esse Despacho, dar-se-á no primeiro dia do terceiro mês subsequente à disponibilização da ICG Ibiapina.

Cabe destacar que, apesar das EOLs Ventos de Santa Rosa, Ventos de Santo Inácio, Ventos de Sebastião e Ventos de São Geraldo, totalizando 120 MW, de propriedade do grupo Energimp, também terem a data de operação comercial concatenadas à disponibilização da SE Ibiapina II, pelo Despacho ANEEL nº 253/2015, esses empreendimentos de geração devem atrasar a entrada em operação comercial em razão da recuperação judicial que envolve o fornecedor de aerogeradores WPE/Impsa. A previsão da SFG para a entrada em operação dessas usinas é junho de 2021.

### SE Aracati III

A SE Aracati III foi planejada e estava no escopo do Contrato de Concessão nº 013/2014-ANEEL, necessária ao escoamento das EOLs Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte, Pitombeira, São Jaunário, Nossa Senhora de Fátima, Jandaia, São Clemente e Jandaia I. Contudo, o concessionário de transmissão, a empresa SPE BR Transmissora Cearense II de Energia Ltda – TCEII, não desenvolveu o empreendimento, o que levou a Aneel a instruir processo administrativo<sup>3</sup>, atualmente em curso na Agência, que pode resultar na declaração de caducidade da concessão por parte do poder concedente.

Tendo em vista a eventual caducidade em curso nesta Agência, foi avaliada uma solução alternativa<sup>4</sup> para a conexão das eólicas supracitadas. Assim, na 27ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL deste ano, realizada em 26/7/2016, o assunto foi deliberado pela Diretoria Colegiada da ANEEL, que decidiu aprovar a solução alternativa de conexão das eólicas Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte, Pitombeira, São Jaunário, Nossa Senhora de Fátima, Jandaia, São Clemente e Jandaia I. Dessa forma, foi aprovada a alteração do ponto de conexão das referidas centrais geradoras para a Subestação Russas II, em 230kV, e aprovado, também, que as geradoras implantem a linha de transmissão de interesse restrito em 230kV para a referida conexão em um prazo de até 24 meses para as EOLs Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte e Pitombeira (usinas do grupo Alupar) e de até 36 meses para as EOLs São Jaunário, Nossa Senhora de Fátima, Jandaia, São Clemente e Jandaia I (usinas da empresa Furnas), contados da publicação desta decisão.

Importante destacar que as usinas EOLs Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte e Pitombeira, totalizando 98,7 MW de capacidade instalada, estão aptas à operação comercial desde as datas indicadas na

<sup>3</sup> Processo nº 48500.004907/2014-47

<sup>4</sup> Processo nº 48500.003923/2015-01



Tabela a seguir. As demais centrais eólicas São Jaunário, Nossa Senhora de Fátima, Jandaia, São Clemente e Jandaia I estão atualmente com previsão de início de obras para abril de 2018.

Tabela - Lista de usinas eólicas aptas à operação comercial no Ceará

Usinas	Potência (MW)	Empresa geradora	UF	Subestação	Empresa transmissora	Data reconhecimento de apta	Previsão SFE p/ Conexão
EOL Malhadinha I	23,1	Eólica Bons Ventos da Serra I	CE	Ibiapina II	Chesf	30/12/2014	31/10/2016
EOL Pitombeira	27,3	Alupar		Russas II*	Alupar	2/3/2016	Jul/2018
EOL Ventos do Horizonte	16,8	Alupar		Russas II*	Alupar	2/3/2016	Jul/2018
EOL Santa Catarina	18,9	Alupar		Russas II*	Alupar	3/3/2016	Jul/2018
EOL Goiabeira	23,1	Alupar		Russas II*	Alupar	22/4/2016	Jul/2018
EOL Ubatuba	12,6	Alupar		Russas II*	Alupar	13/5/2016	Jul/2018
<b>Total CE (MW)</b>	<b>121,8</b>						

\*Conforme Decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL na 27ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, realizada em 26/7/2016.

### **Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas no Rio Grande do Sul**

#### **SE Viamão 3**

O empreendimento “SE 230/69 kV Viamão 3” (Contrato de Concessão n.º 001/2011), outorgado à TESB, é necessário para realizar o escoamento das EOLs Pontal 3B, Pontal 2A, Cabo Verde, Cabo Verde 2 a 5, Granja Vargas 1 a 3, localizadas nos Municípios de Viamão e Palmares do Sul, no Estado do Rio Grande do Sul.

A data prevista para conclusão do empreendimento de transmissão, de acordo com o agente, é 16/8/2016. Porém, a data projetada pela fiscalização, em função de modelo consolidado pela área, é 9/10/2016, de acordo com avanço físico atual de 72%.

Importante destacar que as EOLs Pontal 3B e Pontal 2A já se encontram praticamente finalizadas e, inclusive, solicitaram à SFG/ANEEL instrução de processo de reconhecimento como aptas à operação comercial. Os pleitos encontram-se atualmente em análise pela ANEEL. As demais usinas conectadas nessa SE estão previstas para serem concluídas apenas em 2018, conforme previsão da fiscalização da geração da ANEEL.

### **Sistema para escoamento de energia das UTEs Rio Grande, Novo Tempo e Pampa Sul**

As usinas térmicas a gás natural: UTE Rio Grande, a ser instalada no município de Rio Grande (RS), e UTE Novo Tempo, projetada para ser construída em Suape (PE), cada uma com 1.238 MW de potência, bem como a UTE Pampa Sul, a ser instalada no município de Candiota (RS), com 340 MW de potência, foram negociadas no 20º Leilão de Energia Nova A-5 (Nº 06/2014), com suprimento para janeiro de 2019. A construção das UTEs Rio Grande e Novo Tempo não foi ainda iniciada. Quanto à UTE Pampa Sul, a construção do empreendimento foi





iniciada em dezembro/2015, possui 4,76% de evolução das obras e atualmente a previsão SFG para início da operação comercial é abril/2019.

As conexões descritas abaixo são essenciais para o pleno escoamento da energia das usinas nas datas pactuadas.

#### SE Suape II – SE Recife II

O empreendimento “LT 500 kV Recife II - Suape II C2” (Contrato de Concessão n.º 018/2012) foi outorgado à Chesf e a licença de instalação está prevista para ser emitida em setembro de 2016. A Licença prévia foi emitida pela CPRH no dia 2/7/2015, com uma grande quantidade de condicionantes, cujo impacto está sendo avaliado pelas áreas ambiental e jurídica da Chesf, sendo inclusive requerida nova mudança de traçado. Face à instabilidade geológica do terreno da SE Suape II, a solução técnica para contenção do talude compreenderá a aquisição de novo lote de terreno contíguo à área atual da SE Suape II e a execução de serviços de terraplenagem para suavização do talude.

Porém, é importante ressaltar que a Chesf afirmou em reuniões realizadas na Agência em junho e julho de 2016 que está passando por graves dificuldades financeiras e que, por isso, está com as obras desse empreendimento paralisadas pelo menos até o primeiro trimestre de 2017. Atualmente, o agente prevê sua conclusão em 1/3/2018 e as obras estão com avanço físico de 5%.

O atraso dessa conexão poderá impactar a operação da UTE Novo Tempo, no caso de contingência da única LT 500 kV Suape II - Recife II. Nessa situação, para não gerar qualquer restrição, a UTE Novo Tempo somente poderia ser despachada com 510 MW.

#### SE Candiota 2

Os empreendimentos “Escoamento de eólicas no RS” e “Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul” (Contrato de Concessão n.º 001/2015) foram outorgados à ELETROSUL. Atualmente, a previsão de emissão da LI está para 31/10/2016. A concessionária prevê a conclusão dos empreendimentos em 6/3/2018. Com relação a chamada pública, houve a apresentação de proponentes no início de julho deste ano. Esses proponentes apresentaram suas habilitações que estão em análise. Provavelmente elas devem ser aprovadas, com isso, por volta do mês de agosto deve ser iniciado o processo que irá declarar o vencedor.

Além do impacto nas eólicas a serem implantadas no Rio Grande do Sul, a ausência desse empreendimento de transmissão, referente à SE Candiota poderá inviabilizar o escoamento da única unidade geradora (340 MW) da UTE Pampa Sul.

#### SE Povo Novo

O empreendimento “SE Povo Novo - 2º banco de autotransformadores 525/230 kV - 3x224 MVA e conexões” (REA n.º 4916/2014) foi outorgado à TSLE e o agente prevê concluir o empreendimento em 1º de novembro de 2017. A data declarada pela transmissora é factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização.

O atraso dessa conexão poderá impactar a entrada em operação da UTE Rio Grande, não sendo possível a integração de qualquer unidade geradora dessa usina.