

MonitoraGT

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

Edição | julho/setembro 2016



1 – Meta institucional da ANEEL

A formulação de uma metodologia para o monitoramento conjunto da implantação de instalações de transmissão e de geração foi definida como meta institucional da ANEEL no ciclo avaliativo 2014-2015, visando mitigar o descasamento na disponibilização de instalações consideradas estratégicas e minimizar o atraso na entrada em operação comercial desses empreendimentos. Nesse contexto, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) e a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) elaboraram procedimento para acompanhamento conjunto da implantação dos empreendimentos, através de indicadores que apontam os possíveis problemas no inter-relacionamento da implantação de empreendimentos de transmissão e de geração.

A fim de dar publicidade aos trabalhos desenvolvidos, foi concebido o Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação de Instalações de Geração e de Transmissão (MonitoraGT), de periodicidade trimestral. O MonitoraGT, além da descrição de critérios para definição das instalações de transmissão e geração estratégicas, trará também: a) relato de situações de atenção identificadas no período (relativamente aos descasamento entre instalações de geração e de transmissão), b) os procedimentos adotados para mitigar atrasos nas instalações mapeadas e c) 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 e a SFE que são competentes para fiscalizar os empreendimentos de geração e de transmissão, respectivamente.

As ações da fiscalização estão basicamente inseridas no contexto de acompanhamento das usinas que comercializaram energia nos leilões de geração promovidos pelo governo, das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), também leiloadas especificamente para atender as futuras usinas de energia, e de outras instalações de transmissão da Rede Básica (concedidas ou autorizadas) que têm impacto no atendimento aos agentes de geração. Assim verificou-se a necessidade de uma rotina de monitoramento que antecipe questões que envolvam atrasos nas obras dessas ICG, de outras instalações da rede básica e de obras das usinas que serão conectadas nessas instalações.

Quando há atrasos em instalações de transmissão, os agentes de geração impactados pelo atraso podem, mesmo sem a disponibilização de energia ao sistema elétrico em razão da não implantação da transmissão no prazo estabelecido, receber a receita prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica, caso o empreendimento de geração seja reconhecido como apto à operação comercial, nos termos da Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013, desde que haja cláusula específica estabelecida nos respectivos contratos de comercialização de energia. Cabe destacar que a partir do 2º semestre de 2013, os editais dos leilões de energia deixaram de prever a possibilidade de repasse de receita ao gerador em caso de atraso no sistema de transmissão.

O inverso também ocorre, ou seja, usinas de geração atrasam o cronograma de implantação em situações em que o sistema de transmissão está disponível. Nesse cenário a regulamentação vigente prevê o pagamento da Receita Anual Permitida – RAP correspondente ao Agente de transmissão.

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 (Sistema de gestão da 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 entrada em 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, o indicador aponta uma situação 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, o indicador aponta uma situação 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 empreendimentos de transmissão prioritários de acordo com os índices de prioridade atualizados mensalmente, conforme critérios explicados no item 3.

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

- a) Reunião mensal entre SFG e SFE para mapear e definir estratégias sobre os 20 empreendimentos mais críticos de transmissão e sobre as usinas relacionadas.
- b) Para aqueles empreendimentos mapeados, inicia-se um processo de investigação para apurar a situação dos agentes transmissores e geradores envolvidos. As informações são apuradas junto ao ONS, à CCEE e aos próprios geradores e transmissores, por ações de fiscalização à distância ou de campo, conforme cada caso, detalhando-se as questões 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 esclarecerem presencialmente as estratégias de minimizar ou de evitar atraso nas obras. Nessa ação da fiscalização, os agentes devem apresentar a situação de suas obras, bem como os principais entraves que estejam impactando o cumprimento dos cronogramas de implantação. Por vezes, geradores e transmissores são convocados para definição de estratégias em conjunto, cada um dentro da sua competência, incentivando 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

Atividades	Data
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	29/7/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	6/9/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	30/9/2016
Fiscalização de obras da LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	2 a 4/8/2016
Fiscalização de obras da LT 500 kV Tucuruí - Itacaiunas – Colinas	19 a 23/9/2016
Inspeção de campo das obras de implantação das SEs Ibiapina e Touros	19 a 23/9/2016
Inspeção de campo nas obras de implantação do Bipolo nº 1 para escoamento da geração da UHE Belo Monte	26 a 30/9/2016

6 – Pontos de atenção

A seguir relatamos os casos que requerem ações mais abrangentes do 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 empreiteira 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 brasileiro, uma vez que esses contratos totalizam mais de 5 mil quilômetros de linhas de transmissão em 500 kV, concebidos para o escoamento da energia de diversos parques eólicos, solares e, principalmente, da UHE Belo Monte.

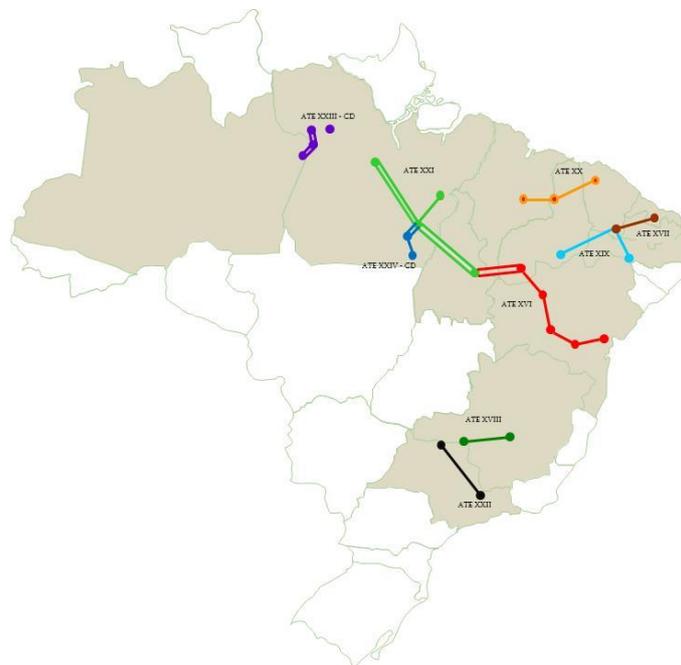


Figura 1 – Concessões da *holding* ABENGOA (Fonte: SFE/ANEEL)

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 em operação 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

Empreendimentos de Transmissão da ABENGOA que afetam a UHE Belo Monte						
Linha de Transmissão	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 um problema de 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.

A UHE Belo Monte está com 5 unidades em operação comercial, sendo 3 unidades da casa de força auxiliar (Pimental) de 38,85 MW cada uma e duas da casa de força principal (Belo Monte) de 611,1 MW cada uma. Estão liberadas para operação em teste uma unidade da casa de força principal e uma da auxiliar, desde 20 de setembro e 14 de outubro, respectivamente. Vale ressaltar, que as unidades da casa de força auxiliar não estão associadas à entrada em operação do 1º Bipolo do sistema HVDC. Informações específicas sobre a UHE Belo Monte constam no Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica, publicado mensalmente no portal da ANEEL na internet (acesse [aqui](#)) e no Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração, publicado trimestralmente (acesse [aqui](#)).

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 pelas concessionárias do grupo para o escoamento de energia. Esse problema foi alvo de diversas reuniões internas e com os agentes envolvidos.

Como forma de minimizar o problema, a ANEEL requereu ao ONS¹ 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 mitigadoras², dentre as quais destacamos:

- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV das subestações Xingu e Estreito, a cargo da BMTE, de forma a permitir a conexão do 1º bipolo de corrente contínua Xingu – Estreito:
 - A Belo Monte Transmissora foi autorizada por meio das Resoluções Autorizativas nº 6.006, de 23/8/2016 e nº 5.948 de 12/6/2016 a implantar respectivamente os empreendimentos (Código Siget nº T2016-054), com data para entrada em operação em 31/8/2017 na SE Estreito e (Código Siget nº T2016-046), com data para entrada em operação em 19/7/2017 na SE Xingu.
- 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;

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

² Ofícios nº 0395_EPE_/2016 e Carta ONS-0367/100/2016, de 7 de março de 2016.

- A São Pedro Transmissora foi autorizada pela Resolução Autorizativa nº 6.069/2016 para a realização dessa obra.
- 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:
 - A Paranaíba Transmissora foi autorizada por meio da Resolução Autorizativa 6.030/2016, a implantar o empreendimento (Código Siget nº T2016-050) - Adequação do Módulo Geral da SE Barreiras II para permitir a conexão das instalações da Paranaíba Transmissora com as instalações da São Pedro Transmissora. Para esta Autorização foi estabelecida a data de entrada em operação para 12/03/2017.
- 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.
 - A Esperanza Transmissora foi autorizada por meio da Resolução Autorizativa nº 6.014, de 30/9/2016, a implantar os empreendimentos (Código Siget nº T2016-059), com 12 meses para entrada em operação para viabilizar a conexão da LT 500kV Quixadá - Açú III com a LT 500 kV Açú III - J. Câmara III C-1 na SE Açú III.

As medidas elencadas possuem potencial de eliminar as restrições de geração da ordem de 4.450 MW ou cortes de carga nas regiões afetadas.

Em decorrência desta situação, em cumprimento a determinação exarada pela Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho nº 1.713, de 28 de junho de 2016 as Superintendências de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) e de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), emitiram Termos de Intimação – TI contra as empresas ATE XVI, XVII, XVIII, XIX, XX, XXI, XXII, XXIII e XXIV Transmissora de Energia S.A., em face de falhas e transgressões aos Contratos de Concessão e à Legislação em vigor. Consideradas insatisfatórias as manifestações apresentadas pelas transmissoras, a SFE e a SFF emitiram Notas Técnicas comunicando à Diretoria da Agência a não regularização das falhas e transgressões aos Contratos de Concessão e a Legislação por parte das empresas do grupo.

Paralisação das Obras a cargo da LITE (ISOLUX)

Tendo em vista a não entrada em operação dos empreendimentos a cargo da ABENGOA, a linha de transmissão 500 kV Tucuruí – Itacaiunas – Colinas passou a ter importância significativa para o escoamento da geração da UHE Belo Monte. Avaliações feitas pelo ONS mostram restrição do escoamento da ordem de 1.000 MW de geração daquela usina nos períodos chuvosos já a partir do início de 2018.

A concessionária Linhas de Itacaiunas Transmissora de Energia (LITE) foi outorgada por meio do Contrato de Concessão 012/2013-ANEEL para construção e operação do empreendimento, com data de entrada em operação fixada para 1/8/2016. O empreendimento obteve Licença Ambiental de Instalação (LI) correspondente a 95% do empreendimento em 29/3/2016 (demais 5% são referentes a embargos que podem ser resolvidos durante a construção da LT). A figura 2 mostra a localização geográfica do empreendimento.

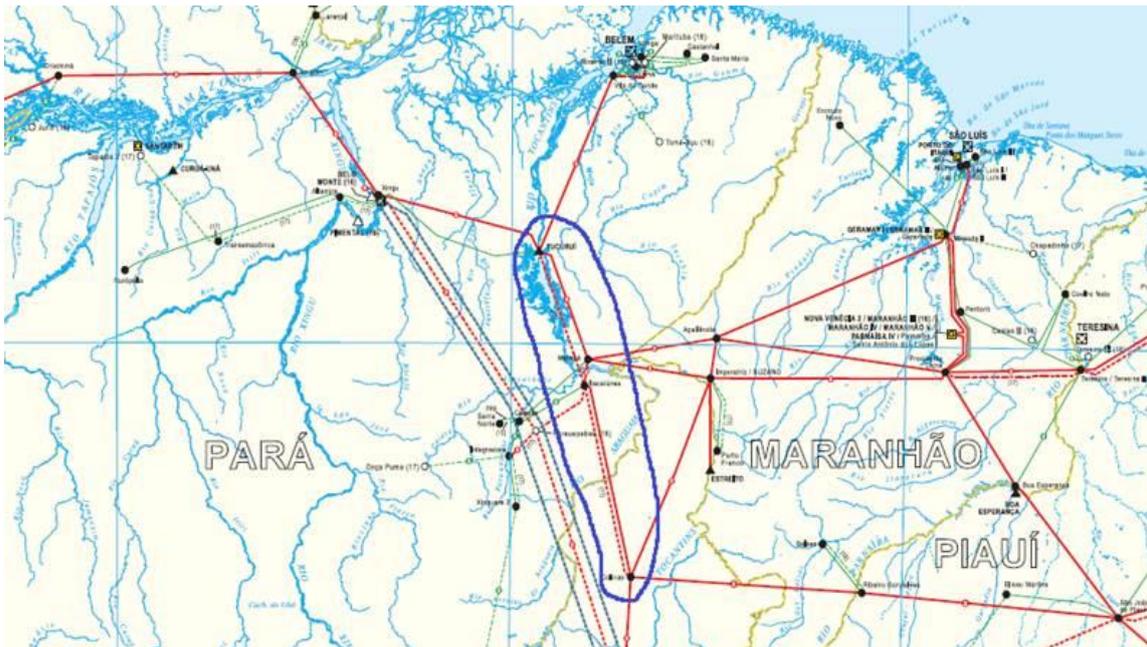


Figura 2 - Detalhe da localização da LT 500 kV Tucuruí – Itacaiunas – Colinas

De acordo com o acompanhamento da fiscalização, verificou-se que ainda não foram iniciadas as atividades de construção da LT.

No período de 19 a 23/9/2016, ocorreu fiscalização neste empreendimento e foi constatado que a maior parte das atividades relacionadas com a execução da obra não havia sido iniciada. O motivo apresentado, pelo agente, foi a dificuldade financeira do grupo. Durante a fiscalização foi apresentado pela LITE que a ISOLUX estava negociando por meio da matriz na Espanha uma solução para o problema de modo a viabilizar a retomada das obras.

Posteriormente, a LITE informou que a solução não avançou como esperado e, portanto a data de entrada em operação do empreendimento continua incerta. As informações declaradas pela LITE no SIGET apontam uma previsão de conclusão da LT para 30/4/2018. Diante de todo o cenário de incerteza, a ANEEL já passou a considerar a data de entrada em operação para 30/1/2019.

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 1º e 2º circuitos – SEs Paranaíta, Cláudia e Paranatinga” outorgadas à Matrinchã Transmissora de Energia S.A. (TP Norte)³ e pelas “LT’s 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde N. C3, Rio Verde Norte – Marimbond II CD, SE Marimbond II”, outorgadas à Guaraciaba Transmissora de Energia S.A (TP Sul)⁴.

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

³ Contrato de Concessão n.º 012/2012

⁴ Contrato de Concessão n.º 013/2012

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 MW de potência instalada cada, encontram-se em operação comercial desde 7/11/2015 e 30/12/2015, respectivamente.

Atualmente, as obras da TP Norte estão concluídas e as linhas de transmissão e subestações associadas estão em operação. A Licença Ambiental de Operação (LO) foi emitida em 29/7/2016 pela Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SEMA/MT) para as instalações que entraram em operação. Restam pendentes o banco de capacitores série da LT 500 kV Cláudia – Paranatinga e Paranatinga – Ribeirãozinho, circuitos 1 e 2 na SE Paranatinga e o Compensador Estático – CE da SE Paranatinga.

As obras da Guaraciaba (TP Sul) têm data de conclusão prevista pelo agente para 30/11/2016, data esta considerada factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização. Atualmente, as obras se encontram com 96% de avanço físico.

- As linhas de transmissão 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C.3 e Rio Verde Norte – Marimondo II C.1 em operação em 31/08/2016.
- A linha de transmissão 500 kV Rio Verde Norte – Marimondo II C.2 entrou em operação em 10/9/2016.
- Resta pendente a conclusão do seccionamento, pela TP Sul, da linha de transmissão 500 kV Marimondo – Araraquara, circuitos 1 e 2 (concessão de Furnas), na subestação de Marimondo II. Esses empreendimentos estão sendo monitorados por meio de reuniões trimestrais, previsto para 01/10/2016.

Com a emissão da Licença de Ambiental de Operação pelo órgão ambiental e do Termo de Liberação Provisório (TLP) pelo ONS para as instalações de transmissão, foi possível liberar 1.092 MW da UHE Teles Pires para operação comercial a partir de 4/8/2016, nos termos do Despacho ANEEL nº 2.103, de 3/8/2016.

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 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 6.300 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.

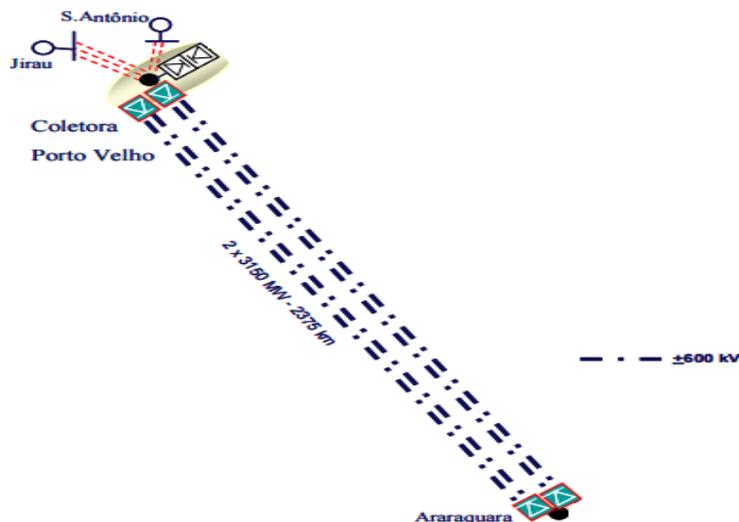


Figura 5 – Diagrama Simplificado CC (02 Bipolos) entre as SE's Porto Velho e Araraquara 2 (Fonte: ANEEL)

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 6). Atualmente, dos 7.318 MW de potência instalada das UHEs Jirau e Santo Antônio, 6.525,76 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.

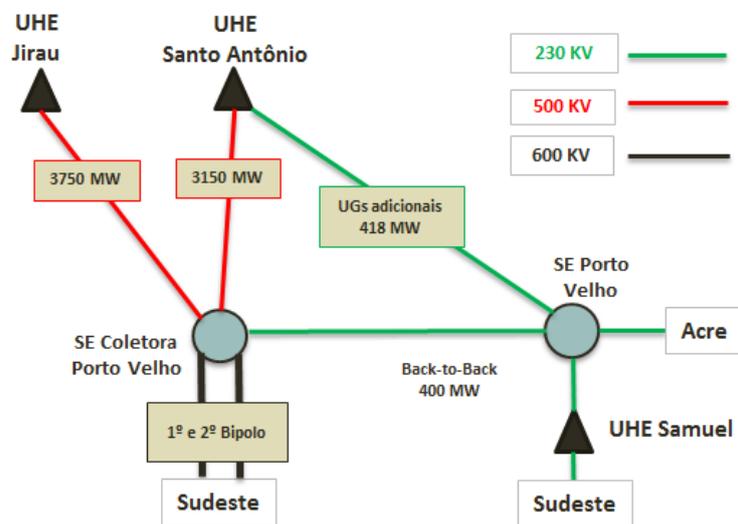


Figura 6 – Diagrama contendo as linhas de transmissão (Fonte: SFG/ANEEL)

Os testes no 2º Bipolo estão paralisados desde o dia 30 de junho de 2016, após falhas constatadas nas buchas do “passa muro” em Porto Velho e Araraquara. As buchas tiveram seu projeto refeito e foram recondiçionadas pelo fabricante, e reinstaladas no polo 3 nas subestações de Araraquara 2 e Coletora Porto Velho. Segundo declarações da IE Madeira, o reinício dos testes está dependendo da melhora da vazão do rio Madeira, que tem expectativa de 30 dias de duração.

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.

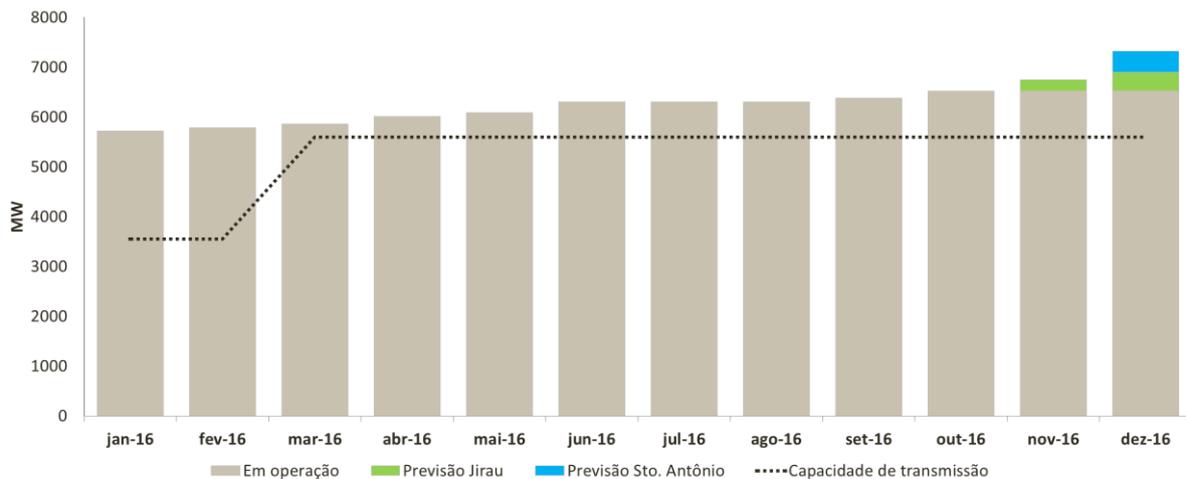


Figura 7 – Acompanhamento e Previsão das Usinas e Linha de Transmissão do Complexo do Rio Madeira
(Fonte: SFG/ANEEL)

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.

O Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica, publicado em outubro pela ANEEL ([acesse aqui](#)) prevê a entrada em operação das seis máquinas adicionais (6 x 69,59 MW), da UHE Santo Antônio, na subestação de 230 kV de Porto Velho, através de dois circuitos, até o final de dezembro de 2016. Da mesma forma, o relatório prevê a entrada em operação comercial de todas as máquinas da UHE Jirau até fim deste ano.

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 nº 018/2012) outorgado à transmissora Chesf, é responsável pelo escoamento das seguintes usinas eólicas Reduto, Carnaúbas, São João e Santo Cristo, todas elas pertencentes ao grupo Valtalia e localizadas nos Municípios de São Miguel do Gostoso e Touros, Estado do Rio Grande do Norte.

Conforme apurado pela fiscalização, a Chesf informou, em junho de 2016, que enfrenta problemas financeiros para continuidade das obras de ordem geral, no entanto está gerenciando junto à Eletrobrás uma solução para priorização e finalização de algumas ICGs de sua responsabilidade, entre elas a SE Touros.

Atualmente, as obras de transmissão referentes à SE Touros e a LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros estão paralisadas, com 80% de avanço físico. O principal caminho crítico apontado pela Chesf é a realização da

entrada de linha na SE Ceará Mirim II. 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.

A ANEEL inspecionou o empreendimento referente a SE Touros no período de 19 a 23/09/2016 e constatou as informações declaradas pela Chesf a respeito da paralização das obras e do estagio atual da implantação, restando praticamente concluídas a LT e a SE Touros e ainda não iniciado o módulo de entrada de linha na SE Ceará Mirim II.

Ressalta-se que as EOLs Reduto, Carnaúbas, Santo Cristo e São João (totalizando 108 MW de potência instalada) foram reconhecidas como 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
Total RN (MW)	108,0						

Na SE Ceará Mirim II, da concessionária Extremoz Transmissora de Energia (ETN), a Chesf deverá construir uma extensão de barramento de 230 kV e um módulo de entrada de linha para possibilitar a operacionalização da LT 230 kV Ceará Mirim II – Touros, necessárias para a operacionalização da SE ICG Touros (até o momento a Chesf ainda não iniciou estas obras devido a pendências comerciais com a ABB);

Será construída também pela concessionária Esperanza Transmissora de Energia S.A. uma segunda extensão do mesmo barramento de 230 kV da SE Ceará Mirim II (que se conectará na primeira extensão do barramento feita pela Chesf) para possibilitar a conexão da LT 230 kV Ceará Mirim II – Igaporã II, referente ao contrato de concessão nº 018/2014, (Código Siget nº T2014-087-A);

No âmbito do acompanhamento conjunto de G&T, serão feitas ações com as áreas técnicas da Agência para verificar a possibilidade de outros Agentes de transmissão ou até mesmo de geração que possam viabilizar a conclusão das obras necessárias para a operacionalização da ICG Touros e assim permitir a conexão dos geradores naquela ICG antes de julho de 2017.

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 nº 009/2011), outorgado à transmissora Chesf, é responsável pelo escoamento das usinas eólicas 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.

A EOL Dois Riachos comercializou energia no 15º Leilão de Energia Nova (LEN) e seu suprimento tem início em 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, a SE Morro do Chapéu está atualmente com avanço físico de 93%. A Chesf alterou sua previsão da entrada em operação no Siget para 30/11/2016. A fiscalização considera que esta data dificilmente de será alcançada, tendo em vista que restam atividades importantes para serem concluídas, fundações, estruturas, cabos condutores, como montagem de equipamentos acessórios, painéis de proteção comando e automação, comissionamento das instalações. Dessa forma a fiscalização entende que a data de entrada em operação apresentada pela Chesf não é mais possível de ser alcançada.

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	n/a
EOL São Judas	29,9					28/2/14	n/a
EOL Cristal	29,9					- UGs 1 a 11 e 13: 4/05/14; - UG12: 8/5/14	n/a
EOL Maniçoba	30,0					2/9/15	n/a
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	n/a
Total BA (MW)	147,7						

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

As obras de implantação da SE Ibiapina foram concluídas e a instalação encontra-se em operação. As usinas que escoarão foram liberadas para operação comercial.

SE Aracati III

A SE Aracati III foi planejada e estava no escopo do Contrato de Concessão nº 013/2014-ANEEL e é necessária ao escoamento das EOLs Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte e Pitombeira, controladas pela Alupar, e das EOLs São Januário, Nossa Senhora de Fátima, Jandaia, São Clemente e Jandaia I, controladas por Furnas. Contudo, o concessionário de transmissão não implantou o empreendimento, o que levou a Aneel a instruir processo administrativo⁵ que resultou na recomendação da ANEEL para o MME declarar a caducidade da concessão por parte do poder concedente.

Por meio do Despacho nº 1.987/2016 foi autorizada pela ANEEL a construção das instalações de transmissão de uso restrito necessárias para a integração das usinas de geração, outorgadas às empresas controladas por Furnas e às empresas controladas pela Alupar, na SE Russas II sob a responsabilidade destes Agentes, sob acompanhamento e fiscalização da ANEEL. Importante ressaltar que as usinas da Alupar (juntas totalizam 98,7 MW) estão atualmente aptas à operação comercial e devem concluir a conexão na SE Russas II até agosto de 2018. As usinas do grupo Furnas (juntas totalizam 115 MW) ainda não iniciaram as obras do parque gerador e estão obrigadas a concluir a conexão em Russas II e iniciar operação comercial até 1º/11/2019.

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	n/a
EOL Pitombeira	27,3	Alupar		Aracati III		2/3/2016	n/a
EOL Ventos do Horizonte	16,8	Alupar		Aracati III		2/3/2016	n/a
EOL Santa Catarina	18,9	Alupar		Aracati III		3/3/2016	n/a
EOL Goiabeira	23,1	Alupar		Aracati III		22/4/2016	n/a
EOL Ubatuba	12,6	Alupar		Aracati III		13/5/2016	n/a
Total CE (MW)	121,8						

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

⁵ Processo nº 48500.004907/2014-47

Sistema de transmissão outorgado para a Eletrosul - Contrato de Concessão nº 001/2015

T2015-052-A: Escoamento de eólicas no RS - SE Capivari do Sul, T2015-052-B: Escoamento de eólicas no RS - LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1, T2015-052-C: Escoamento de eólicas no RS - SE Vila Maria, T2015-052-D: Escoamento de eólicas no RS - LT 230 kV Osorio 3 - Gravataí 3 RS, T2015-052-E: Escoamento de eólicas no RS - LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2 RS e T2015-052-F: Escoamento de eólicas no RS - LT 525 kV Guaíba 3 - Candiota RS, tiveram sua data de entrada em operação postergada para 06/03/2019.

SE Viamão 3

A SE Viamão 3 - 230/69 kV (Contrato de Concessão nº 001/2011), outorgado à TESB, é necessária para realizar o escoamento da EOL Pontal 3B e da EOL Pontal 2A, localizadas nos Municípios de Viamão, no Estado do Rio Grande do Sul.

A data prevista para conclusão do empreendimento de transmissão, de acordo com o agente, é 16/11/2016. Segundo informações apresentadas no SIGET no dia 10/10/2016, o avanço físico da obra evoluiu de 80% para apenas 82%, no entanto, restam atividades importantes para serem concluídas, como montagem de equipamentos acessórios, painéis de proteção comando e automação, comissionamento das instalações, além da Licença de Operação. Dessa forma a fiscalização entende que a data de entrada em operação apresentada pela TESB não é mais possível de ser alcançada. Está agendada inspeção da ANEEL nas instalações da TESB no período de 21 a 25/11/2016 para verificação da situação da obra.

As EOLs Pontal 3B e Pontal 2A encontram-se com montagem e comissionamento dos aerogeradores finalizadas e aguardam liberação da SE Viamão 3 para início da operação. Especificamente para a EOL Pontal 2A foi autorizada de acordo com o Despacho 2.561/2016 a conexão em modo provisório na SE Alvorada 1, da CEEE- D, com injeção limitada a 10.800 kW.

As usinas Cabo Verde, Cabo Verde 2 a 5 e Granja Vargas 1 a 3, que se conectariam na SE Viamão 3, tiveram suas respectivas autorizações revogadas pela ANEEL, nos termos da Resolução Autorizativa nº 2.357, de 6 de setembro de 2016.

Sistema para escoamento de energia das UTEs Rio Grande e Pampa Sul

A usina térmica a gás natural: UTE Rio Grande, a ser instalada no município de Rio Grande (RS), 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.

No caso das UTEs Rio Grande e Novo Tempo foi iniciado um processo de revogação da autorização de implantação das usinas, considerando-se do ponto de vista da fiscalização uma baixa viabilidade de implantação dessas usinas.

A UTE Pampa Sul iniciou a construção do empreendimento desde dezembro/2015 e a previsão para início da operação comercial é abril/2019, conforme publicado no [Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica, no mês de outubro](#). Essa usina obteve a autorização para o acesso

provisório ao sistema de transmissão por meio de conexão no barramento de 525kV da SE Candiota, nos termos da Resolução Autorizativa nº 5.584, de 1º de dezembro de 2015.

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

SE Candiota

A Eletrosul vem enfrentando dificuldades para viabilizar economicamente a implantação do empreendimento. Por isso vem buscando interessados no mercado, por meio de chamadas públicas, para possibilitar sua viabilização.

Diante de todo o cenário a ANEEL já passou a considerar a data de entrada em operação para 6/3/2019. A figura 8 mostra a localização geográfica do Lote A4, integrante do sistema de transmissão a cargo da Eletrosul, com destaque para a SE Candiota.



Figura 8 - Mapa de localização das instalações com destaque para a SE Candiota

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

SE Povo Novo

A instalação do 2º banco de autotransformadores 525/230 kV - 3x224 MVA e conexões na SE Povo Novo foi outorgada por meio da Resolução Autorizativa nº 4.916/2014 à Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.(TSLE). Segundo apurado pela fiscalização, o agente prevê concluir o empreendimento em 1º de novembro de 2017, ou seja, com um ano de atraso em relação ao estabelecido como obrigação no ato autorizativo.

Atrasos relacionados à implantação desse 2º banco de transformador na SE Povo Novo poderão impactar o escoamento do complexo eólico na região de Rio Grande (RS) de aproximadamente 50MW (EOL Curupira, EOL Fazenda Vera Cruz e EOL Povo Novo). As usinas participaram do Leilão nº 09/2013 (17º Leilão de Energia Nova), cujo início de suprimento era para 1º de janeiro de 2016. As obras das usinas estão em andamento, embora com atraso na evolução das obras, conforme mostra o [Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica do mês de outubro](#), a previsão de entrada em operação comercial é justificada pela situação das obras do sistema de transmissão associado.