

MONITORAMENTO CONJUNTO DE IMPLANTAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO E DE TRANSMISSÃO



RELATÓRIO

OUTUBRO A DEZEMBRO DE 2015

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE – SFE
SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO – SFG

29 janeiro de 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 da determinação do Diretor Geral, a SFE e a SFG estabeleceram a seguinte meta conjunta:

Meta: Elaborar procedimento de acompanhamento de empreendimentos para mitigar atrasos na disponibilização de instalações de transmissão e usinas de geração estratégicas.

Critério para mensuração: Relatório com a descrição de critérios para definição das instalações de transmissão e geração estratégicas e proposta conjunta de procedimento de acompanhamento de empreendimentos para mitigar atrasos nas instalações mapeadas.

X1=50% se Relatório emitido até 30/10/2014 (cumprido na data);

X1=25% se Relatório emitido até 30/01/2015;

X1=0% se Relatório emitido após 30/01/2015;

X2=50% se Procedimento de acompanhamento de empreendimentos concluído até 30/01/2015 (cumprido na data);

X2=25% se Procedimento de acompanhamento de empreendimentos concluído até 30/03/2015;

X2=0% se Procedimento de acompanhamento de empreendimentos concluído após 30/03/2015;

Este Relatório almeja prestar contas das atividades desenvolvidas no período de outubro a dezembro de 2015, bem como compartilhar as situações de atenção identificadas neste período no que concerne ao descasamento entre instalações de geração e de transmissão.

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 últimos 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 geração e melhorar a efetividade do processo fiscalizatório, a SFE e a SFG monitoram, de forma conjunta, os empreendimentos estratégicos que precisam estar simultaneamente disponíveis para viabilizar a entrega de energia ao mercado consumidor.

A metodologia adotada identifica os empreendimentos estratégicos e define 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 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: da 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, serão destacados os 20 prioritários de acordo com os índices de prioridade atualizados mensalmente.

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

1. Reunião mensal entre SFG e SFE, quando é atualizada a planilha de empreendimentos e definidos os 20 empreendimentos mais críticos.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Caso se considere necessário, é programada fiscalização conjunta *in loco* pelas superintendências.
6. Trimestralmente será emitido relatório contendo as ações de acompanhamento conjunto realizadas no período.

5 – Atividades desenvolvidas no período

Reuniões	Data
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	01/10/2015
Reunião com a Belo Monte Transmissora de Energia S.A - BMTE	05/10/2015
Reunião com a CHESF e os agentes de geração conectados na SE Lagoa Nova II	29/10/2015
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	26/11/2015
Reunião com intuito de esclarecer o cronograma de energização da Subestação – SE Lagoa Nova II.	01/12/2015
Reunião com agentes geradores relativa ao impacto nas usinas eólicas e solares da paralisação da implantação de empreendimentos de transmissão da ABENGOA	09/12/2015
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	17/12/2015

Ofícios	Classificação	Números
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	Operador	86, 116, 162 e 436/2015
Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF	Transmissor	195,002 e 578/2015
BMTE – Belo Monte Transmissora de Energia S/A.	Transmissor	219/2015
IEGaranhuns	Transmissor	001/2015
Rio Energy	Gerador	182/2015
Bons Ventos da Serra	Gerador	193/2015
BW Guirapá	Gerador	194/2015
Casa dos Ventos	Gerador	192/2015
GPEXPAN	Gerador	183/2015
Renova Energia	Gerador	185/2015
Neoenergia	Gerador	184/2015
Enel Green Power	Gerador	187/2015
Energimp	Gerador	190/2015
Rialma	Gerador	186/2015
Gestamp	Gerador	191/2015
ETN	Transmissor	224/2015
Força Eólica do Brasil	Gerador	002/2015
Gestamp Eólica Brasil SA	Gerador	002/2015
TAESA	Transmissor	002/2015

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 empreiteira ABENGOA, que atualmente é responsável por 16 contratos de concessão de serviço público de energia elétrica, iniciou o processo *pre-concurso de credores* da Abengoa S.A. (Matriz) na Espanha. Isso resultou na paralisação das suas obras no Brasil 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.

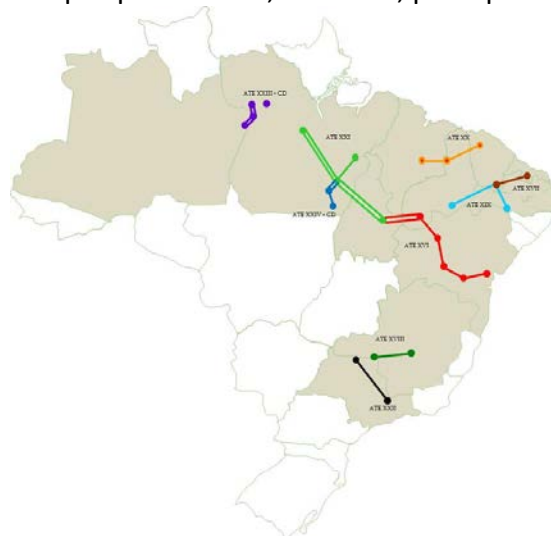


Figura 2 – Concessões da holding Abengoa (Fonte: SFE/ANEEL)

Em relação ao impacto no escoamento da geração da UHE Belo Monte a paralisação das obras de responsabilidade da ABENGOA causará uma grande restrição na geração da UHE até a entrada do 1º Bipolo, que será construído por outra empresa, a Belo Monte Transmissora de Energia - BMTE. Esse descasamento entre obras de geração e transmissão pode ser verificado na figura abaixo.

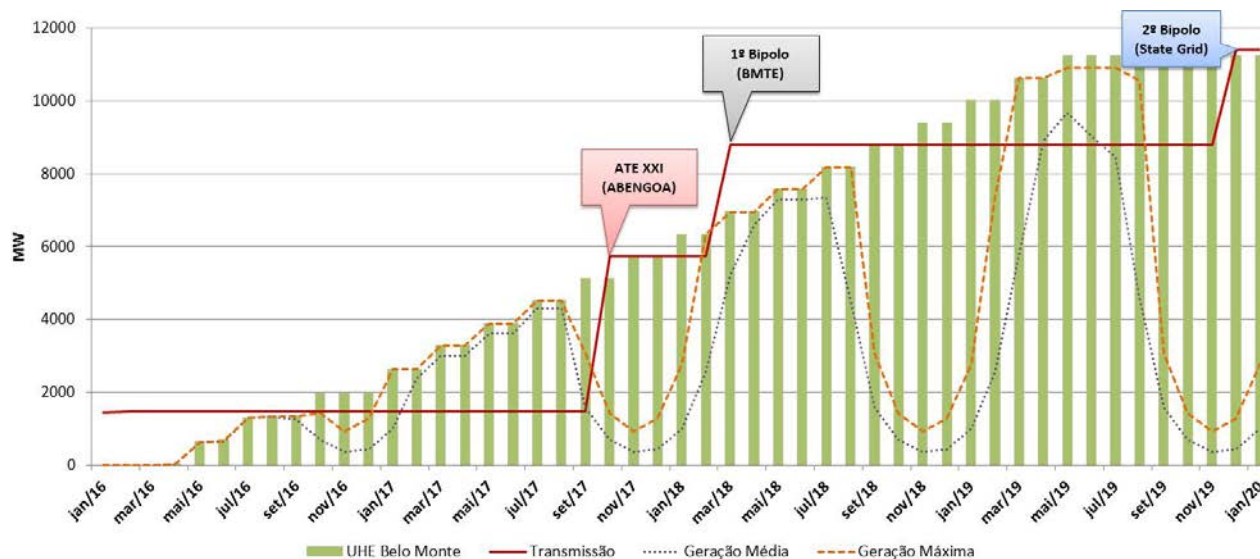


Figura 3 – Acompanhamento e Previsão da UHE de Belo Monte (Fonte: SFG/ANEEL)

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	30/11/2016	30/11/2016	1816	20%
ATE XVIII	006/2013	01/07/2018	01/07/2018	383	0%
ATE XXI	013/2013	30/09/2017	30/09/2017	1.761	0%
ATE XXII	002/2014	31/03/2017	31/03/2017	373	4%

O atraso nas obras resultarão numa não otimização da operação do SIN, seja por restrições aos intercâmbios entre as regiões do país ou devido a limitações ao despacho de usinas. No entanto, tal problema não implicará numa possível interrupção de carga e sim no aumento dos custos de operação do sistema.

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.

Atualmente a ANEEL está atuando em conjunto com o ONS com o intuito identificar as restrições de transmissão para escoamento de geração associada aos empreendimentos concedidos à ABENGOA.

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 para 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 para 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 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 até dois geradores da UHE Teles Pires. Atualmente, as unidades geradoras UG1 e UG2 encontram-se em operação comercial desde 7/11/2015 e 30/12/2015, respectivamente.

As obras do trecho de Paranaíta à Paranatinga (TP Norte - Contrato de Concessão n.º 012/2012), necessária para o devido escoamento desta alternativa, estão atrasadas, com data de conclusão projetada pela fiscalização para 31/03/2016. As obras da Guaraciaba (TP Sul - Contrato de Concessão n.º 013/2012) tem data de conclusão projetada pela fiscalização para 30/04/2016, considerando o histórico de produtividade da empresa.

Esses empreendimentos estão sendo monitorados por meio de reuniões e relatórios de situação semanais, além de inspeções de campo mensais. Atualmente, a TP Norte declara 97% de avanço físico e a TP Sul 86% de avanço físico.

3º Circuito do Complexo Teles Pires

O 3º circuito da 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, foi objeto de três leilões, porém o lote deste empreendimento não obteve propostas das empresas atuantes no mercado.

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, com 2 circuitos de 500 kV e geração total igual ou menor que 3.220 MW, e a segunda, com 2 circuitos de 500 kV com seccionamento na SE Sinop e geração total igual ou menor que 3.220 MW.

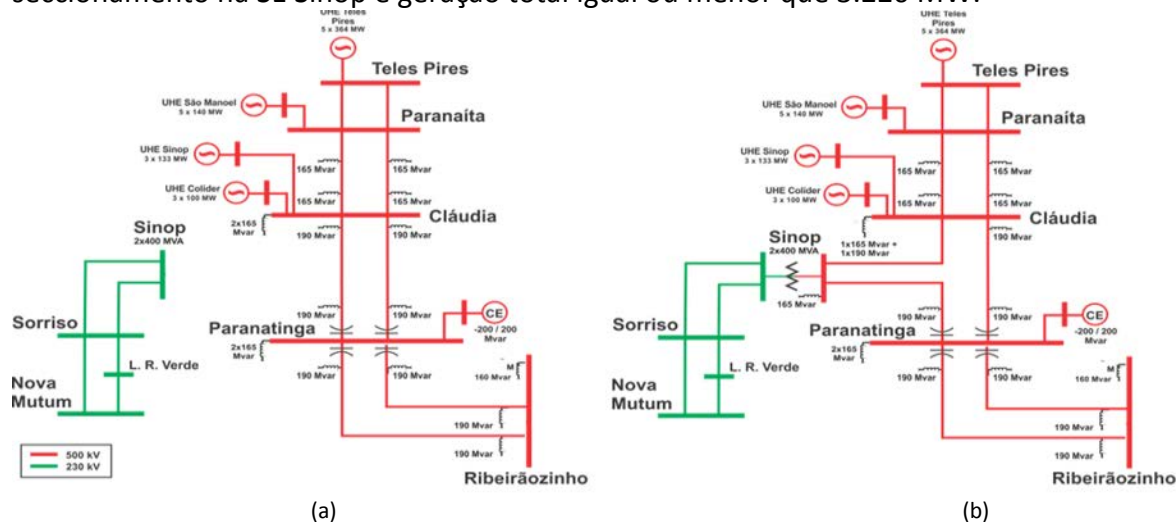


Figura 4 – Sistema de Transmissão do Complexo Teles Pires (Fonte: ONS)

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. 4b) possui vantagem operativa em relação à outra (Fig. 4a). 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 a geração do complexo Teles Pires do SIN, mediante atuação dos SEPs ou da utilização de Proteção de Perda de Sincronismo – PPS.

Resumidamente o Operador do Sistema Elétrico 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 (N-0), a depender dos volumes hídricos observados, por cerca de 3 anos. Essa situação, possivelmente, levará o sistema de geração a sofrer interrupções em frequência indesejável. 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.

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 e com isso a capacidade de escoamento direto para o Sudeste fica limitada a 3.150 MW. Conforme o ONS, com a entrada do 2º Bipolo, a capacidade para escoamento das usinas do Complexo do Rio Madeira diretamente para o sudeste passará a ser limitada pela capacidade nominal dos dois Bipolos, qual seja 6.300 MW, e pelo sistema receptor na SE Araraquara 2.

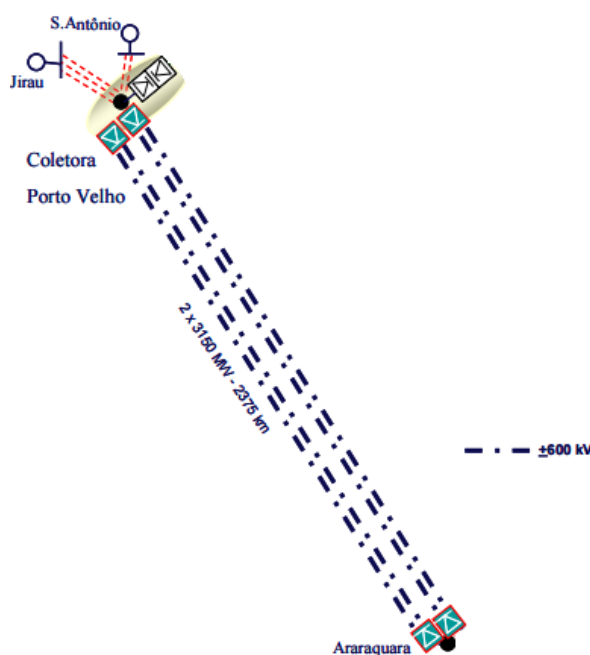


Figura 5 – Diagrama Simplificado CC (02 Bipolos) entre as SE's Porto Velho e Araraquara (Fonte: ANEEL)

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 essas usinas para o Norte e para o Sudeste.

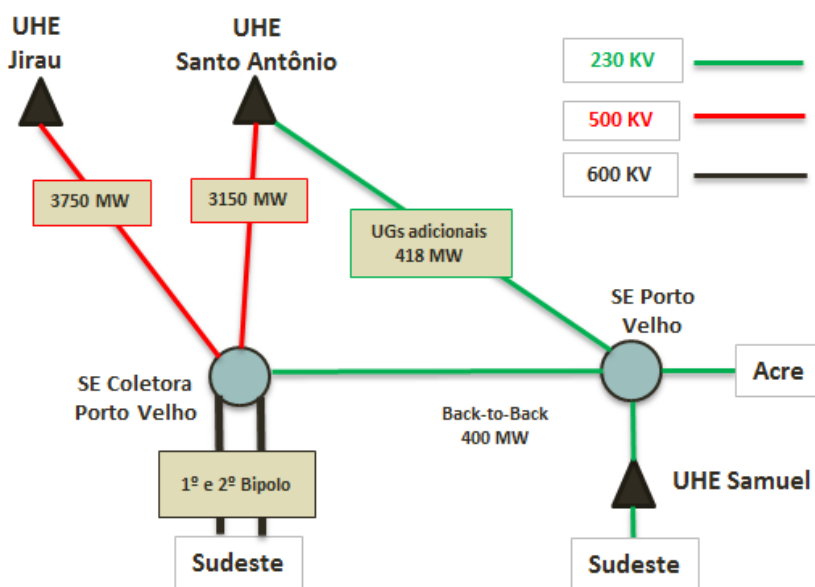


Figura 6 – Diagrama contendo as linhas de transmissão (Fonte: SFG/ANEEL)

Atualmente, dos 7.318 MW de potência instalada das UHEs Jirau e Santo Antônio, 5.642 MW já se encontram em operação comercial. Porém, o escoamento total dessa potência está impossibilitado uma vez que os testes de energização do 2º Bipolo ainda não foram finalizados. O atraso na realização dos testes está sendo ocasionado por uma sequência de atos de vandalismo, mais precisamente na linha de transmissão pertencente à Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. – NBTE.



Figura 7 – Torres derrubadas (Fonte: NBTE)

De acordo com correspondência encaminhada pela NBTE, no período de novembro de 2014 a dezembro de 2015, foram registrados 12 atos de vandalismo contra as torres dessa linha de transmissão. Ao total, foram derrubadas 15 estruturas de 40 metros de altura, com peso de aproximadamente 10 toneladas cada, bem como foram danificadas mais 6 torres. A maioria dos incidentes ocorreu nas cidades de Rolim de Moura/RO e Castanheiras/RO e o Agente relatou ter comunicado ao Ministério de Minas e Energia, Polícia Federal, Ministério da Justiça, ANEEL e ONS sobre os atos, bem como solicitou apoio para solução do caso.

O Programa Mensal de Operação Eletroenergética - PMO do ONS de Janeiro/16 informou que os testes e as intervenções no Sistema de Transmissão do Complexo do Rio Madeira visando a entrada em operação do 2º Bipolo do Sistema de Corrente Contínua encontram-se interrompidos,

aguardando a recuperação das torres danificadas. A previsão atual para conclusão dos serviços é a 2ª semana de fevereiro.

Portanto, como pode ser observado no gráfico abaixo, a geração das usinas do Rio Madeira ficará limitada enquanto os testes do 2º Bipolo não forem finalizados.

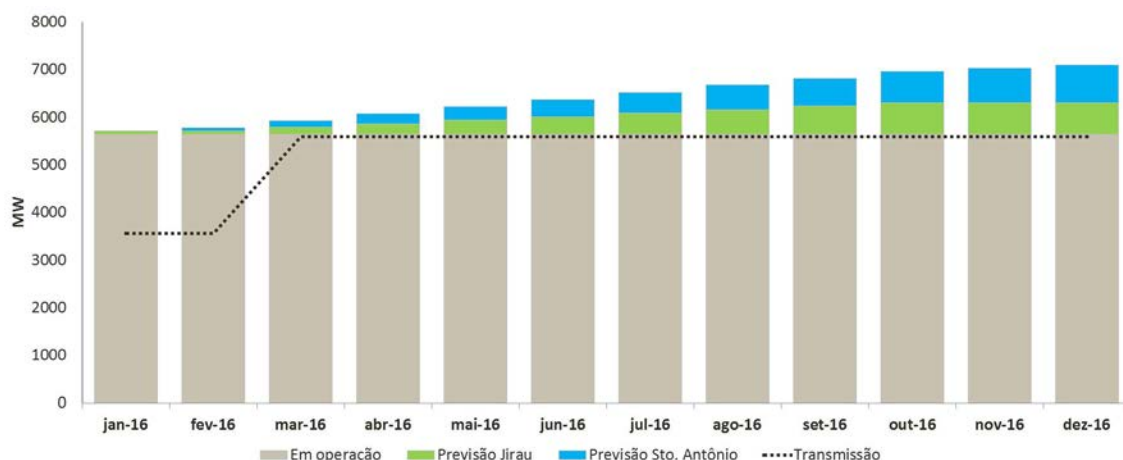


Figura 8 – Acompanhamento e Previsão das Usinas e Linha de Transmissão do Complexo do Rio Madeira (Fonte: SFG/ANEEL)

Pelo gráfico acima, que foi elaborado utilizando informações do ONS, conclui-se também que mesmo após a entrada do 2º Bipolo o escoamento máximo pelos 2 Bipolos 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 Lagoa Nova II

O empreendimento “LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova II e SE 230/69 kV Lagoa Nova II”, outorgado à Chesf, está com a Subestação concluída e energizada provisoriamente via seccionamento da LT 230 kV Açú II - Paraíso C1, de propriedade da TAESA, porém a Linha de Transmissão ainda está sendo construída. O avanço físico dessa obra é de 60% e tem data de conclusão projetada pela fiscalização para 30/09/2016.

Após a energização provisória da SE, que se efetivou em 21 de dezembro de 2015, foi possível a liberação para entrada em operação das usinas eólicas conectadas nesse empreendimento de transmissão. Portanto as EOLs Calango 1 a 5, totalizando 150 MW, de propriedade da Neoenergia e Força Eólica do Brasil e as EOLs Lanchinha e Pelado, totalizando 48 MW, de propriedade da Gestamp, que haviam sido reconhecidas aptas a entrar em operação a partir de 1º de setembro de 2013 (EOLs Calango 1 a 5) e de 16 de janeiro de 2015 (EOLs Lanchinha e Pelado) estão liberadas para solicitar operação comercial.

Ademais, no dia 4 de janeiro de 2016, a SFG/ANEEL publicou o Despacho n.º 4.164, de 31 de dezembro de 2015, estabelecendo, para as usinas citadas no parágrafo acima, que o prazo para obtenção da operação comercial terminará em 30 dias a partir da publicação desse Despacho, visto o início da operação integrada ao SIN da subestação Lagoa Nova II. Esse Despacho também declarou que após os 30 dias os Despachos que reconheceram essas usinas como aptas ficam revogados.

SE Touros II

O empreendimento “SE Touros / LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros” (Contrato de Concessão n.º 018/2012) outorgado à Chesf, está com 52% de avanço físico e com previsão informada pelo agente de entrar em operação em 30/05/2016. Tendo em vista que a LI do empreendimento foi obtida somente em 04/09/2015 e considerando: o tempo médio de execução de empreendimentos de transmissão; os pontos críticos conhecidos; e a característica técnica das obras relacionadas, a fiscalização estima que esse empreendimento não fique pronto antes da data de 26/09/2016.

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

Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas na Bahia

SE Pindaí II – Igaporã III

O empreendimento “SE 500/230 kV Igaporã III; SE 230/69 kV Pindaí II (ICG) e LTs 230 kV – Pindaí-Igaporã” (Contrato de Concessão n.º 019/2012) foi outorgado à Chesf e está com 92% de avanço físico e com previsão para entrar em operação em 21 de fevereiro de 2016. Não existem mais problemas de natureza ambiental para o desenvolvimento do empreendimento. A conclusão do setor de 500 kV da SE Igaporã III é caminho crítico da obra. Considerando o desempenho médio da concessionária em empreendimentos similares, entendemos que a previsão do agente pode sofrer ajustes dentro de um intervalo de um mês.

O atraso dessa conexão impactou a entrada em operação das EOLs Borgo, Caetitê, Espigão, Pelourinho, Serra do Espinhaço, Abil, Angico, Folha de Serra, Jabuticaba, Jacarandá do Cerrado, Tabua, Vaqueta, Acácia e Taboquinha, totalizando 259,8 MW, de propriedade da Renova Energia, e das EOLs Angical, Caititu, Coqueirinho, Corrupião, Inhambu, Tamanduá Mirim e Teiu, totalizando 170,2 MW, de propriedade da BW Guirapá. Porém atualmente não há empecilho para a conexão dessas usinas na SE, inclusive as EOLs Borgo, Caetitê, Espigão, Pelourinho e Serra do Espinhaço já estão em operação comercial e as EOLs Angical, Caititu, Coqueirinho, Corrupião, Inhambu, Tamanduá Mirim e Teiu já estão operando em teste.

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 Chesf está com avanço físico de apenas 12%. Cabe ressaltar que nos últimos quatro meses não houve avanço físico do empreendimento em questão, ou seja, as obras se encontram no mesmo estágio desde setembro de 2015.

O agente prevê concluir o empreendimento em 30/04/2016. No entanto, baseado no tempo médio de execução de empreendimentos de transmissão, a fiscalização projeta a conclusão do empreendimento para 07/03/2017.

Ressalta-se que devido ao atraso nas obras desse empreendimento as EOLs Cristal, São Judas, Primavera, Damascena, Maniçoba e Esperança, totalizando 178 MW de capacidade instalada, de propriedade da Enel Green Power, foram reconhecidas como aptas a entrar em operação.

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, está com o fundiário liberado e com licença de instalação emitida desde 17/1/2014. Além disso, a obra obteve Liberação do IPHAN em 30/9/2014 e a ordem de início de serviço (OIS) foi emitida em 10/12/2015 com previsão de 6 meses de obra. Contudo, de acordo com os modelos analíticos utilizados pela fiscalização, projeta-se a conclusão da obra para 30/10/2016.

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

Ademais, as EOLs Ventos de Santa Rosa, Ventos de Santo Inácio, Ventos de Sebastião e Ventos de São Geraldo, totalizando 120 MW, de propriedade da Energimp; e 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 Casa dos Ventos; poderão ser impactadas pelo atraso dessa conexão.

Cabe destacar que alguns dos empreendimentos acima, mais precisamente as EOLs Ventos de Santa Rosa, Ventos de Santo Inácio, Ventos de Sebastião e Ventos de São Geraldo, devem atrasar a entrada em operação comercial em razão da recuperação judicial que envolve o fornecedor de aerogeradores WPE/Impsa. Sendo que a previsão da SFG para a entrada em operação dessas usinas é março de 2019.

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. 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 15/03/2016. 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. A Chesf está realizando negociações com o proprietário do terreno, visando sua aquisição, porém há dificuldade nessa negociação. A Chesf necessitará efetuar novo processo licitatório para a contratação de empresa, visando à implantação da LT 500 kV Recife II / Suape II C2, uma vez que o contrato original teve sua vigência expirada.

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, que prevê a conclusão dos empreendimentos em 6 de março de 2018. A data declarada pela transmissora é factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização.

Além do impacto nas eólicas a serem implantadas no Rio Grande do Sul, a ausência desse empreendimento de transmissão poderá impedir o escoamento da única unidade geradora (340 MW) da UTE Pampa Sul, devido a restrições de desempenho em contingências da Rede Básica.

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 25 de novembro de 2016. 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.

7 – Considerações Finais

Por meio do presente relatório a SFE e a SFG apresentam a situação detalhada dos principais problemas relacionados aos descasamentos de cronogramas entre empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica observados no período de análise.