



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPL/24

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**REFORÇOS CONJUNTURAIS PROPOSTOS AO CMSE PARA  
ALIVIAR O ATRASO DE OBRAS DA TRANSMISSÃO**

<b>Elíbia T. M. Colaço (*)</b>	<b>Alexandre D. F. dos Anjos</b>	<b>Fábio da C. Medeiros</b>	<b>Fernando A. X. França</b>
<b>Roseane de S. Nunes</b>	<b>Laércio F. M. Guedes</b>	<b>Bruno da C. Sessa</b>	<b>Fabício V. Calvelli</b>
<b>Fernando M. Silva</b>	<b>Simone B. Chaves</b>	<b>Lillian Monteath</b>	<b>Jorge B. L. Hmeljevski</b>
<b>Haroldo G. Filho</b>	<b>Cleber J. Mazon</b>	<b>Mario J. Daher</b>	<b>Alex N. de Almeida</b>

**OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS**

<b>Marcelo W. H. Szrajbman</b>	<b>Carolina M. Borges</b>	<b>Vinicius F. Martins</b>	<b>Priscilla de C. Guarini</b>
<b>Daniel J. T. de Souza</b>	<b>Thiago de F. R. D. Martins</b>	<b>Marcos V. G. da S. Farinha</b>	
<b>Rafael T. A. e Mello</b>	<b>Rodrigo R. Cabral</b>	<b>José M. Bressane</b>	

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta as recomendações mais relevantes que foram propostas ao CMSE, com o objetivo de mitigar os impactos no desempenho do SIN causados pelo atraso na implantação de obras de transmissão, relativas a um conjunto de empreendimentos de grande porte, com risco de não cumprimento dos contratos de concessão. Adicionalmente, são descritas as consequências da ausência dessas obras no planejamento da operação do SIN, as quais concentram-se nos reflexos no escoamento da geração eólica do Nordeste e hidráulica do Norte, bem como no atendimento à carga de regiões do Rio Grande do Sul.

**PALAVRAS-CHAVE**

Atraso de Obras, Restrições, Escoamento da Geração, Atendimento à Carga, Limites de Intercâmbio

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Nos últimos anos, o setor elétrico tem vivenciado um conjunto recorrente de problemas com forte impacto na implantação de obras de transmissão. Outrora concentrados, principalmente, nas dificuldades de obtenção do licenciamento ambiental, esses problemas vêm indicando outros pontos críticos do processo, que podem estar relacionados ao financiamento de grandes projetos ou até mesmo a aspectos regulatórios, por exemplo.

Como resultado desse ambiente, em um primeiro momento constatou-se uma inapetência dos investidores pelos Leilões de Transmissão, que passaram a apresentar lotes vazios de forma crescente a cada certame, provocando uma perspectiva de atraso na implantação das soluções estruturais para o SIN. Recentemente, após a licitação e a

concessão da outorga, tem-se observado uma nova situação, que é a grande dificuldade de alguns agentes na implantação de seus empreendimentos. Esses problemas têm trazido grandes desafios para o planejamento da operação do SIN, que deve preparar o sistema para a operação em condições completamente distintas daquelas para as quais foi planejado, impactando o escoamento da geração e os intercâmbios inter-regionais, bem como o atendimento regional à carga.

A partir do ano de 2015 e até o ano de 2016, o risco do não cumprimento de uma série de contratos de concessão tornou-se uma realidade. Desta forma, foi iniciada a análise de uma nova configuração da rede de transmissão, de modo a identificar os problemas decorrentes da ausência dessas obras, as medidas operativas a serem adotadas e um conjunto de ações a serem implementadas, visando minimizar as consequências para o desempenho do SIN.

Tendo em vista a amplitude e o horizonte temporal das análises requeridas, o ONS e a EPE realizaram uma avaliação conjunta, envolvendo também transmissoras e distribuidoras, sobre os impactos da ausência dos empreendimentos com declaração ou processo de caducidade das concessões outorgadas.

Esse artigo pretende reportar os principais reflexos do atraso dessas obras no desempenho elétrico do SIN, no período de 2017 a 2019, bem como as recomendações indicadas ao CMSE para mitigar esses impactos, que podem envolver desde o acompanhamento de obras em andamento, até a viabilização de soluções regulatórias para novas outorgas de concessão, totais ou parciais.

## 2.0 - OBRAS DE TRANSMISSÃO OUTORGADAS SEM PREVISÃO DE IMPLANTAÇÃO

Os empreendimentos de transmissão atualmente sem previsão de implantação, relativos a contratos de concessão com caducidade declarada ou com processo em tramitação no âmbito do MME e da ANEEL, constituem um importante conjunto de obras de grande porte, localizadas em vários estados do país e com significativa participação nas ampliações das interligações Norte / Nordeste – Sudeste / Centro Oeste, além de influenciar no escoamento de geração e no atendimento à carga.

Na Tabela 1 são descritas as obras de transmissão com grandes reflexos no desempenho do SIN, os quais serão detalhados nesse trabalho. A lista completa dos empreendimentos que foram objeto de análise dos estudos conjuntos do ONS com a EPE é apresentada em (1) e (2).

Tabela 1 – Obras de Transmissão com Grandes Reflexos no Desempenho do SIN

UF	Descrição das Obras
TO / PI / BA	LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, SE 500 kV Gilbués II, LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II, SE 500 kV Barreiras II LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2
CE / RN	SE Milagres II 500 kV, LT 500 kV Milagres II – Açú III, SE Açú III 500/230 kV
PA / TO	LT 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema C1 e C2, SE Parauapebas 500 kV, LT 500 kV Parauapebas – Itacaiúnas C1
RS	SE Lajeado 3 230/69 kV, LT 230 kV Garibaldi – Lajeado 3 – Lajeado 2 SE Vinhedos 230/69 kV, seccionamento da LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi LT 230 kV Candiota – Bagé 2

### 2.1 Obras afetadas pela indisponibilidade de módulo geral da subestação

Adicionalmente aos empreendimentos listados na Tabela 1, destaca-se ainda o atraso de outras obras de transmissão, cuja entrada em operação é comprometida devido a indisponibilidade, especificamente, do módulo geral em 500 kV das subestações Gilbués II, Barreiras II e Açú III, quais sejam:

- LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí, AT 500/230 kV na SE Gilbués II e LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II;
- LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas e AT 500/230 kV na SE Barreiras II;
- LT 500 kV Açú III – João Câmara III e LT 500 kV Açú III – Quixadá.

## 3.0 - PRINCIPAIS IMPACTOS DO ATRASO DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO

Considerando os resultados obtidos em (1) e (2), a partir da análise conjunta do ONS com a EPE sobre a ausência das obras com declaração ou processo de caducidade, são apresentados nas próximas seções os impactos mais relevantes no desempenho do SIN, notadamente com maior influência no escoamento da geração eólica do Nordeste e hidráulica do Norte, bem como no atendimento à carga de regiões do Rio Grande do Sul.



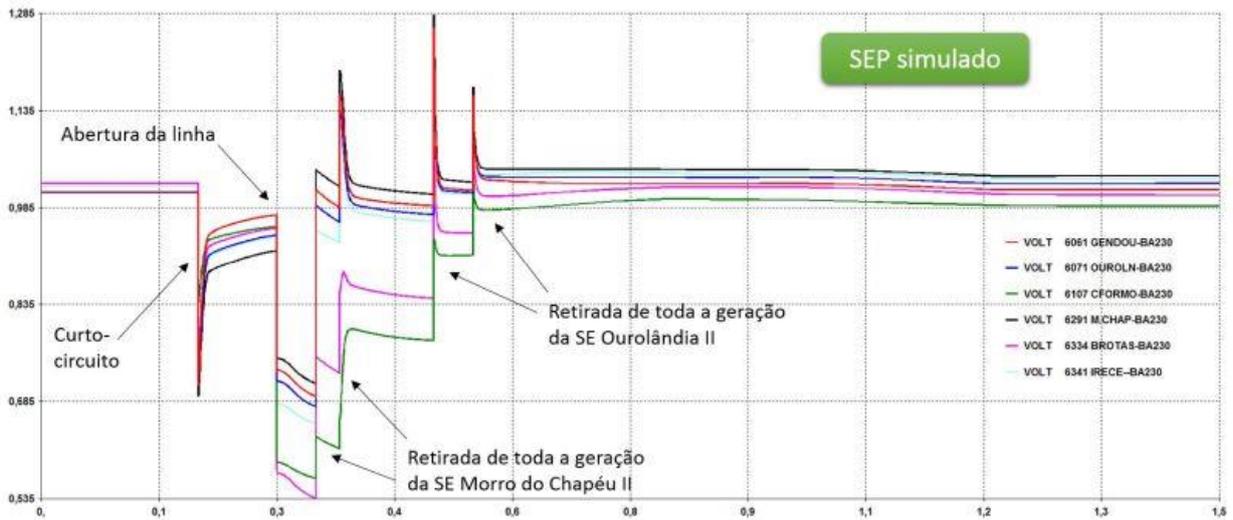


FIGURA 2 – SEP com função de corte automático de geração nas SEs Morro do Chapéu II e Ouarolândia II: cenário Nordeste exportador, patamar de carga leve, com despacho eólico de 55% no estado da Bahia

### 3.1.2 Configuração alternativa com a entrada parcial de obras de transmissão

Adicionalmente à configuração estudada (ver Figura 1), foi avaliado se há ganho sistêmico na energização das linhas de transmissão e da unidade transformadora que serão construídas, porém, impedidas de entrar em operação em face da não implantação da SE Gilbués II, quais sejam: a LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí; o AT 500/230 kV na SE Gilbués II; e a LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II.

Para essa configuração alternativa, verificou-se que são solucionadas as sobrecargas em condição normal de operação. Em situações de contingência, os problemas são mitigados, permanecendo ainda a necessidade de medidas operativas de restrição de geração e de implantação de SEP para corte automático de geração da ordem de 140 MW, em 2018, a 250 MW, em 2019, o que caracteriza uma redução nesses montantes de cerca de 1.000 MW. Desta forma, foram recomendadas ações regulatórias em (1), de modo a viabilizar tal solução.

Destaca-se que parte das obras de adequação do módulo geral da SE Gilbués II, necessárias para permitir a entrada em operação dessa configuração com a entrada parcial de obras de transmissão, já foram autorizadas em (4), não tendo sido ainda viabilizada a autorização para a conexão da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II.

### 3.2 Escoamento da geração do estado do Rio Grande do Norte

O sistema planejado para o escoamento da geração eólica e fotovoltaica do estado do Rio Grande do Norte é apresentado na Figura 3. Considerando a ausência das obras destacadas em amarelo na mesma figura, principalmente as associadas à SE Açú III, foi analisada a nova configuração de rede prevista.



FIGURA 3 – Sistema planejado para o Rio Grande do Norte no horizonte 2019, com destaque para as obras de transmissão com outorga e sem previsão de implantação

Para uma capacidade instalada da ordem de 4.600 MW até o final do horizonte de estudo, considerando usinas já em operação e a serem implantadas no Rio Grande do Norte, não são esperados problemas de tensão ou de sobrecarga em condição normal de operação.

Todavia, em situações de contingência, verifica-se sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores do sistema elétrico para o cenário de elevado despacho eólico, sendo a mais crítica a perda da LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns II. Para solucionar esses problemas, recomendou-se em (1) a adoção de medidas operativas para restrição de geração, em situações de contingência, de até 800 MW em 2019.

### 3.2.1 Configuração alternativa com a entrada parcial de obras de transmissão

Para o escoamento da geração do Rio Grande do Norte, foi avaliada a configuração considerando a energização das linhas de transmissão que serão construídas, contudo, impossibilitadas de entrar em operação devido ao atraso da SE Açú III, quais sejam: LT 500 kV Açú III – João Câmara III e LT 500 kV Açú III – Quixadá.

Considerando essa configuração alternativa, verificou-se que há um ganho significativo, uma vez que são solucionados os problemas de sobrecarga e a necessidade de adoção de medidas operativas. Desta forma, foram recomendadas ações regulatórias em (1), de modo a viabilizar tal solução. Por consequência, ressalta-se que as obras de adequação do módulo geral da SE Açú III, necessárias para permitir a entrada em operação dessa configuração alternativa, já foram autorizadas em (5), com previsão de conclusão em 2018.

### 3.3 Exportação da Região Norte e escoamento da UHE Belo Monte

A UHE Belo Monte, com capacidade instalada de 11.000 MW, está em fase de construção e sua última unidade geradora tem previsão de ser sincronizada ao SIN em julho/2020. Para escoar toda essa potência, foi planejado um sistema de transmissão dividido em duas etapas:

- Etapa 1: rede de transmissão em CA em 500 kV, que se estende desde a SE Xingu, no Pará, até SE Camaçari IV, na Bahia, atualmente sem previsão de implantação total;
- Etapa 2: rede de transmissão em CC, com capacidade de transmitir até 8.000 MW, composta por dois bipolos em  $\pm 800$  kV, partindo da SE Xingu para SE Estreito, em Minas Gerais, e para a SE Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro. Atualmente, essas obras estão previstas para entrar em operação em fevereiro/2018 e dezembro/2019, respectivamente.

As obras apresentadas na Figura 4 ilustram a magnitude da rede de transmissão em CA e em CC para escoamento da energia de Belo Monte. Considerando a ausência das obras destacadas em amarelo na mesma figura, foi analisada em (1, 6 e 7) uma nova configuração de rede prevista.

O estudo de exportação da região Norte tem como premissa básica maximizar o aproveitamento da geração hidráulica, minimizando o vertimento turbinável das usinas. O maior limite de exportação é obtido quando o Norte exporta prioritariamente para a região Nordeste, sendo o excedente transmitido para a região Sudeste. Ademais, algumas medidas operativas podem ser adotadas para possibilitar o aumento da capacidade de exportação dessa região, como por exemplo: o *by-pass* de bancos de capacitores série em linhas de transmissão da interligação Norte-Sudeste, de modo a evitar problemas de sobrecarga nesses equipamentos em regime normal de operação. Uma vez tendo sido obtidos os limites elétricos das interligações regionais no cenário Norte exportador para o Nordeste, torna-se premente interpretá-los segundo uma abordagem eletro-energética.

Em decorrência da análise energética em (6), que contemplou o horizonte de até 2021, é apresentado na Figura 5 o escoamento do excedente de geração do subsistema Norte durante o patamar de carga leve, com destaque para o limite de escoamento dessa região e a sua geração esperada nas usinas hidrelétricas, esta última baseada em simulações com séries históricas de vazões afluentes.

A partir da comparação desse limite de escoamento com a geração esperada, é possível determinar a geração hidráulica máxima admissível na região Norte (ver Figura 5). Do resultado dessa análise, foram extraídas as conclusões mostradas na Tabela 2, sem considerar o sistema planejado de transmissão em CA em 500 kV.

Tabela 2 – Excedente Médio de Energia do Norte Não Transmissível da Carga Leve

<b>Período Úmido</b>	<b>Congestionamento de geração no Norte</b>
De 2017/2018	1.033 MWmed
De 2018/2019	1.419 MWmed
De 2019/2020	293 MWmed
De 2020/2021	367 MWmed

Destaca-se ainda que também é previsto algum congestionamento de geração no Norte nos patamares de carga pesada e média, porém em montantes menores do que os apresentados na Tabela 2 para a carga leve. Por fim, extrapolando o horizonte de estudos elétricos (período úmido de 2019-2020, ou seja, 2020) e considerando todo o

sistema de transmissão planejado (ver Figura 4), conforme resultados apresentados em (7), ressalta-se que não são previstos congestionamentos de geração em nenhum dos patamares de carga.

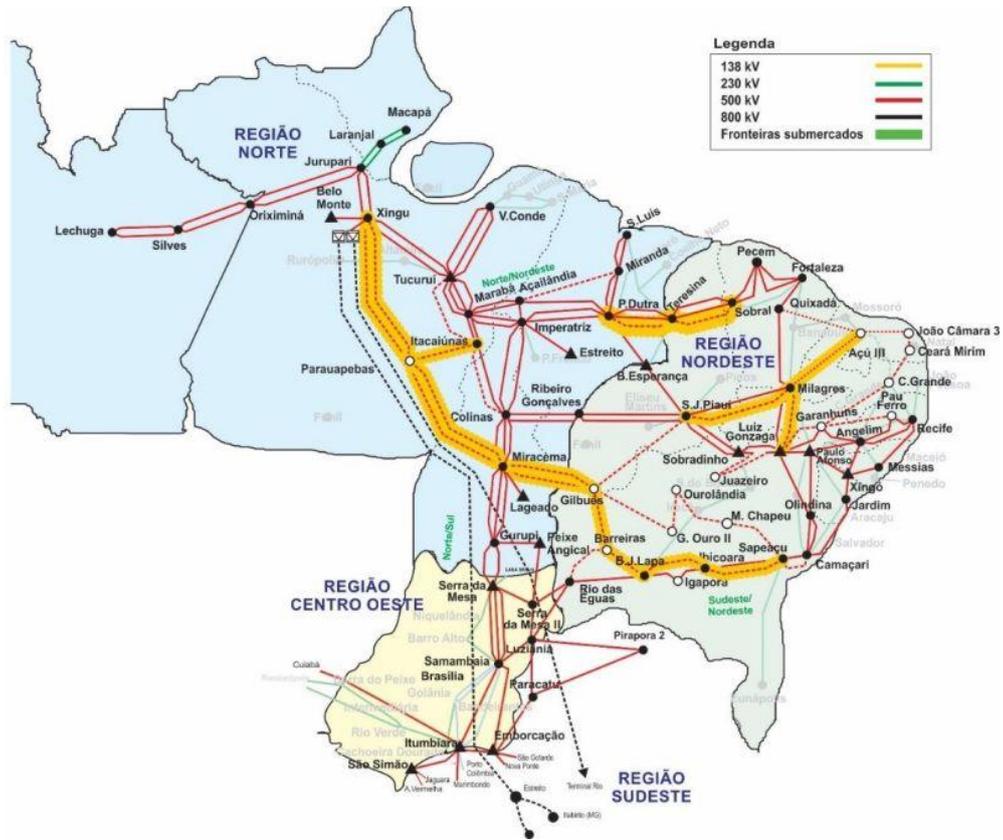


FIGURA 4 – Sistema planejado de transmissão em CA e em CC para escoamento da energia da UHE Belo Monte, com destaque para as obras de transmissão com outorga e sem previsão de implantação

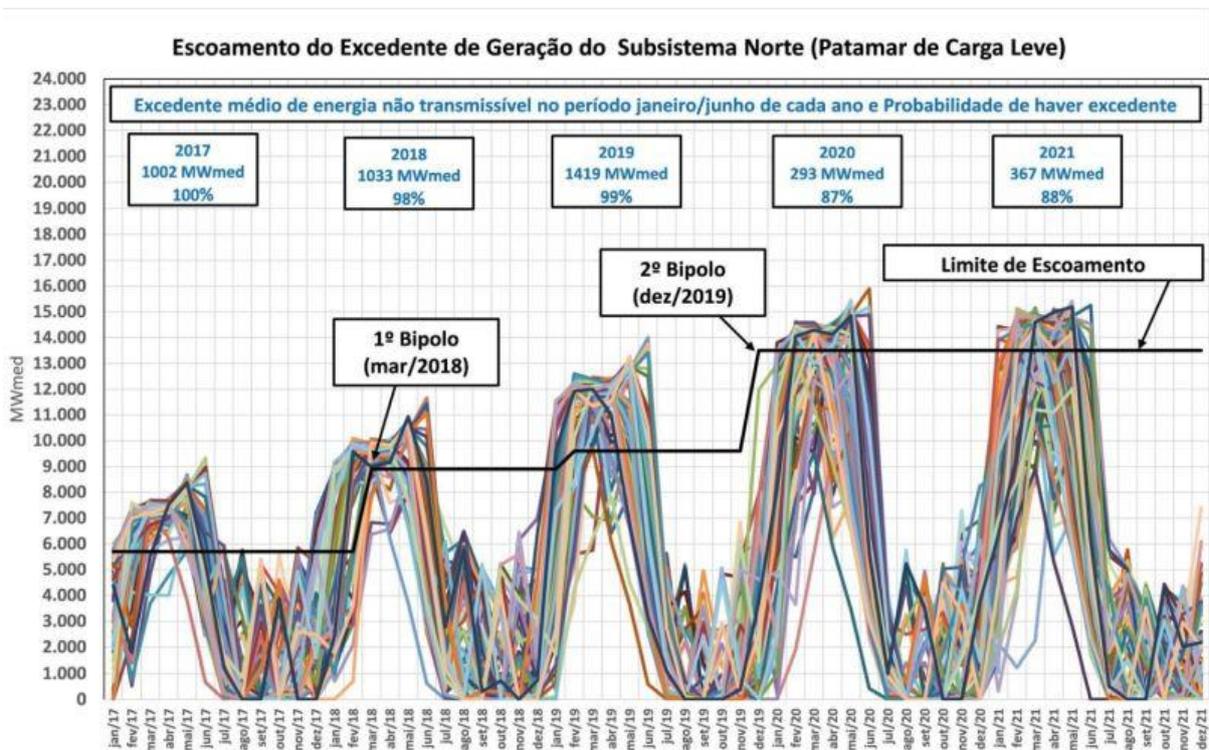


FIGURA 5 – Cenários energéticos possíveis, com base no histórico de vazões

### 3.4 Atendimento à carga das regiões central e serrana do Rio Grande do Sul

O sistema planejado para atendimento à carga das regiões central e serrana do Rio Grande do Sul é apresentado na Figura 6, considerando a implantação das novas SEs 230/69 kV Lajeado 3 e Vinhedos, obras já com declaração de caducidade (8).

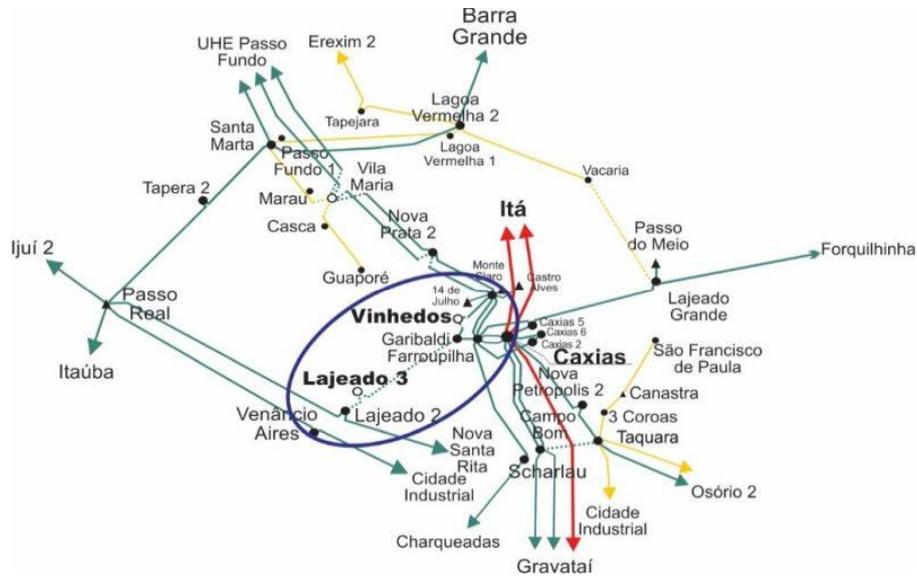


FIGURA 6 – Sistema planejado para as regiões central e serrana do Rio Grande do Sul

A ausência da SE 230/69 kV Lajeado 3, e linhas associadas, provoca sobrecargas em condição normal de operação na transformação 230/69 kV da SE Lajeado 2 e na rede em 69 kV que atende a região, além do esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Venâncio Aires. Em situações de contingência na transformação das citadas subestações, poderá ocorrer corte de toda carga atendida, de até 200 MW, por atuação da proteção de sobrecorrente do transformador remanescente, sendo necessária a instalação de SEP para promover corte seletivo de carga.

Para solucionar os problemas de sobrecarga em condição normal de operação supracitados, no horizonte de estudo, foi proposto em (2) a instalação de um 4º TR 230/69 kV provisório na SE Lajeado 2, além de alteração topológica e recapacitação na rede de 69 kV da região. Tais soluções provisórias são apresentadas em destaque na Figura 7.

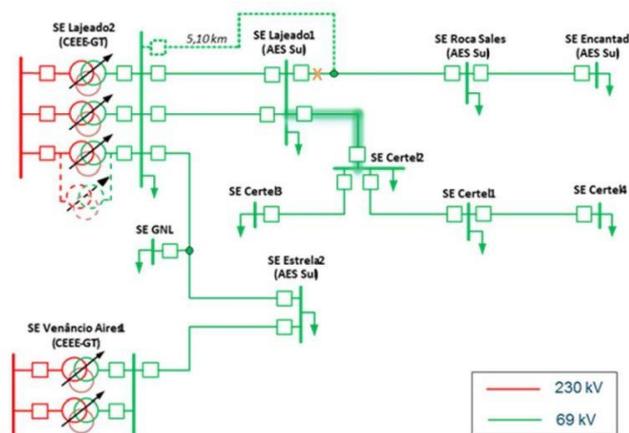


FIGURA 7 – Soluções provisórias para a região central do Rio Grande do Sul

Na região serrana do Rio Grande do Sul, a ausência da SE 230/69 kV Vinhedos também provoca sobrecargas em condição normal de operação na transformação 230/69 kV das SEs Garibaldi 1 e Nova Petrópolis 2, bem como o esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Farroupilha e de subtensão na rede 69 kV da região.

Da mesma forma, para solucionar os problemas descritos de sobrecarga em condição normal de operação, no horizonte em análise, foi proposto em (2) a substituição dos transformadores 230/69 kV de 88 MVA na SE Garibaldi 1, por unidades de 165 MVA, a implantação do 2º TR 230/69 kV na SE Nova Petrópolis 2 e do 3º TR 230/69 kV na SE Farroupilha. Para este último reforço ressalta-se que foram necessários estudos adicionais, devido às limitações de espaço físico na subestação. Adicionalmente, é importante destacar que a implantação das SEs 230/69 kV Lajeado 3 e Vinhedos foi ratificada pela EPE como a solução definitiva para o atendimento à carga das regiões central e serrana do Rio Grande do Sul. Desta forma, tais obras deverão ser relicitadas, tendo em vista a declaração de caducidade em (8).

Em relação ao atendimento à região sul do estado, na ausência da LT 230 kV Candiota – Bagé 2 não foram verificados problemas em condição normal de operação, ainda assim, foi proposto em (2) a instalação de um SEP de corte de carga para evitar subtensão na SE 230/69 kV Bagé 2, em situações de contingência, até a relicitação e implantação da referida linha, a qual permanece no planejamento da EPE como a solução estrutural da região, cuja caducidade da concessão também foi declarada em (8).

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Uma vez definidas as restrições ao escoamento de grandes blocos de energia, bem como os impactos regionais ao atendimento à carga e ao escoamento da geração, ocasionados pelo atraso de obras de transmissão atualmente sem previsão, foram pesquisadas configurações parciais, alternativas ou provisórias, que trouxessem benefícios para o planejamento da operação do SIN.

Dos resultados das análises, foram encaminhadas recomendações ao CMSE para as devidas deliberações, as quais envolvem desde o acompanhamento de empreendimentos em andamento, até a viabilização de soluções regulatórias para novas outorgas de concessão, totais ou parciais, além da necessidade de reliciar, de forma célere, os empreendimentos que permanecem como solução de planejamento e que tiveram a caducidade da concessão homologada pelo MME.

Por fim, esse trabalho demonstrou ser possível a atuação de forma sinérgica de instituições do setor na busca de soluções técnicas e regulatórias, com vistas a minorar restrições elétricas conjunturais, com alto risco de comprometimento da utilização plena dos recursos de geração disponíveis no SIN, bem como do atendimento adequado às cargas.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Análise do Impacto do Atraso das Obras da ABENGOA e Priorização de Obras - ONS NT-021/2016 - EPE-DEE-NT-034/2016. Brasil.
- (2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Análise do Impacto do Atraso dos Empreendimentos de Transmissão Outorgados às SPE MGF e BRAXENERGY - ONS NT-0078/2016 - EPE-DEE-NT-064/2016-rev0. Brasil.
- (3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. 2º LER/2016: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG - ONS NT 121/2016-r1. Brasil.
- (4) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Autorizativa nº 6.069, de 04.10.2016. Brasil.
- (5) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Autorizativa nº 6.014, de 30.08.2016. Brasil.
- (6) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano da Operação Energética 2016/2020 PEN 2016 - ONS RE-3-0106/2016. Brasil.
- (7) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN, PAR - 2017 a 2019, Volume III - Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais, Tomo 1 - Interligação Norte / Nordeste / Sudeste - Centro Oeste - ONS RE-2.3-055/2016. Brasil.
- (8) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria MME nº 60/2016, de 03.03.2016. Brasil.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Elíbia Teresa Moreira Colaço, natural de Campina Grande – PB, nascida em 1987, é engenheira eletricitista formada pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), em 2010. Trabalha no ONS desde abril de 2012 no Núcleo Norte-Nordeste. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos elétricos de sistemas de potência.