

ANÁLISE DO IMPACTO DO ATRASO DAS OBRAS DA ABENGOA E PRIORIZAÇÃO DE OBRAS

© 2016/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

EPE-DEE-NT-034/2016

ONS NT-021/2016

ANÁLISE DO IMPACTO DO ATRASSO DAS OBRAS DA ABENGOA E PRIORIZAÇÃO DE OBRAS

13 de abril de 2016

Sumário

1	Introdução e Objetivo	5
2	Empreendimentos sob Responsabilidade da ABENGOA	6
2.1	Região Sudeste	7
2.2	Interligação Norte-Nordeste e escoamento da UHE Belo Monte	7
2.3	Escoamento de Geração Eólica e Solar na Região Nordeste	7
2.4	Atendimento local nas regiões Norte e Nordeste	7
3	Obras afetadas pela indisponibilidade de módulo geral da ABENGOA	8
4	Conclusões e Recomendações	9
4.1	Conclusões	9
4.2	Recomendações	13
5	Síntese dos Resultados das Análises	19
5.1	Com relação à exportação da região norte (EXPN) e ao escoamento da UHE Belo Monte	20
5.2	Com relação à exportação da região Nordeste (EXPNE) e ao escoamento das usinas eólicas	26
5.3	Com relação ao Recebimento pelo Nordeste (RNE)	29
5.4	Com relação às obras da Região Sudeste	30
5.5	Com relação às obras das Regiões Norte e Nordeste	36
5.6	Configurações alternativas	43
5.7	Impacto do atraso da ABENGOA no fechamento da ponta do Sudeste	49
5.8	Priorização das obras diante do novo cenário da transmissão (ONS x EPE)	49
6	Aspectos físicos e de engenharia das instalações	53
6.1	Aspectos associados à SE Xingu-500 kV.	53
6.2	Aspectos associados à SE Gilbués II-500 kV.	54

6.3	Aspectos associados à SE Barreiras II-500 kV.	55
6.4	Aspectos associados à SE Açú III-500 kV.	55
6.5	Aspectos associados à SE São João do Piauí-500 kV.	56
7	Premissas para as Análises Elétricas	56
7.1	Cenários de Intercâmbio	56
7.2	Geração Hidráulica e Eólica	57
7.3	Geração Térmica	59
7.4	Utilização de SEPs	59
8	Anexos	60

1 Introdução e Objetivo

Em virtude da perspectiva de não cumprimento pela ABENGOA de seus contratos de concessão, relativos a empreendimentos futuros de transmissão, e dos grandes impactos que a suspensão da implantação desses empreendimentos representa para o desempenho do SIN, é objetivo desse documento, a publicação dos problemas decorrentes da ausência dessas obras, das medidas operativas a serem adotadas e a indicação de um conjunto de ações cuja implementação deve ser providenciada com a máxima brevidade, visando mitigar o impacto da não implementação dos empreendimentos da ABENGOA.

Como essas obras constituem em grande parte ampliações das interligações Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste, sua ausência implica notável impacto para o escoamento da geração hidráulica da região Norte e eólica do Nordeste e para os intercâmbios entre essas regiões, avaliados para o período entre 2016 e 2020.

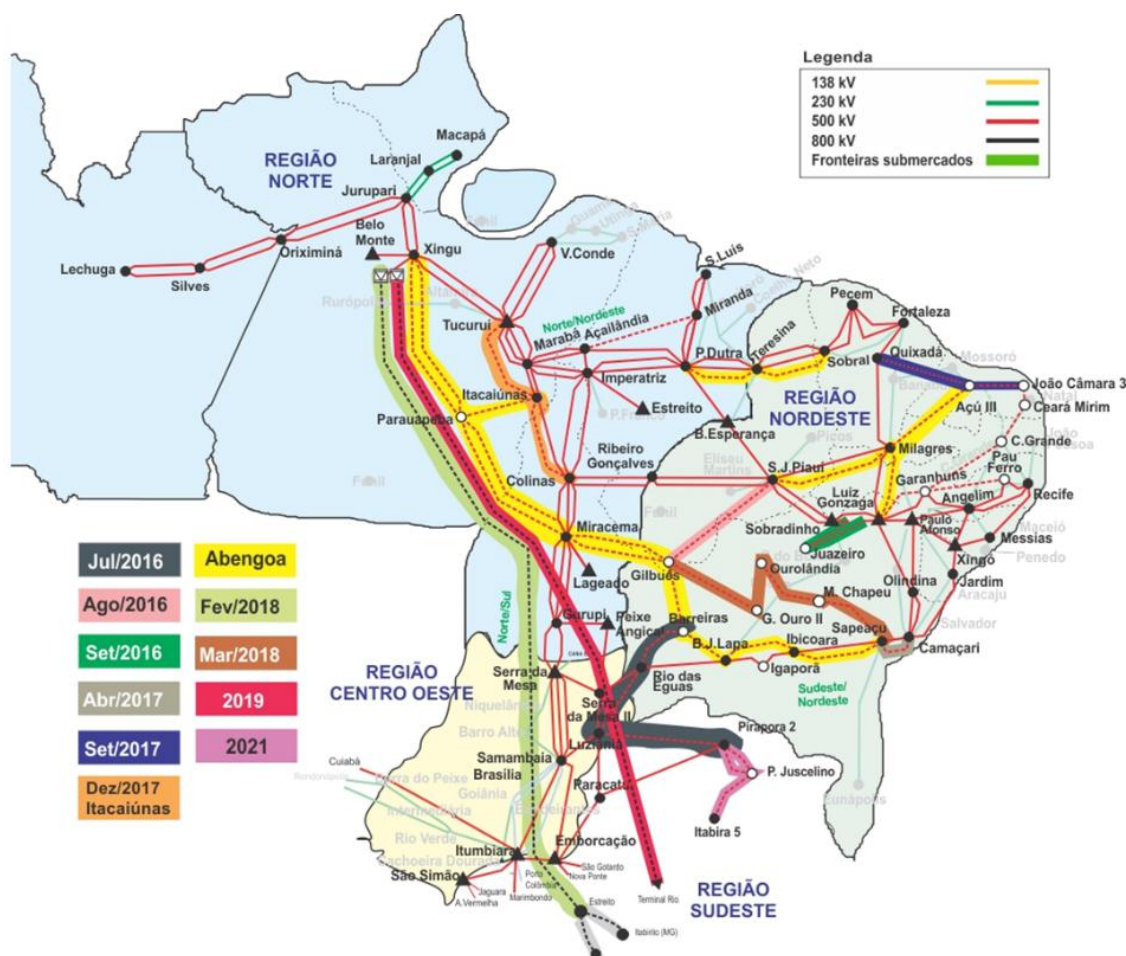
Os limites elétricos de intercâmbio inter-regionais na nova configuração foram considerados numa análise energética com o objetivo de avaliar os impactos do atraso (*sine die*) desses empreendimentos associados ao escoamento da energia dos subsistemas Norte e Nordeste para os subsistemas Sudeste / Centro Oeste. Os resultados dessa análise, consubstanciados em Nota Técnica específica, ONS NT 0029/2016 – “Avaliação energética do impacto dos atrasos da ABENGOA no escoamento de energia dos subsistemas Norte e Nordeste”, corroboram as recomendações ora encaminhadas.

Tendo em vista a amplitude e o horizonte temporal das análises requeridas, os estudos foram realizados pelo ONS e pela EPE e seus resultados deverão subsidiar decisões do CMSE sobre a questão.

2 Empreendimentos sob Responsabilidade da ABENGOA

Apresentamos na Figura 2-1 a seguir, um diagrama geo-elétrico das interligações Norte – Nordeste – Sudeste e do escoamento da geração da UHE Belo Monte com a configuração planejada onde estão destacadas, em amarelo, as obras da ABENGOA. Este conjunto de obras impacta significativamente o escoamento da referida usina e os limites de exportação da região Norte (EXPN) e do recebimento e da exportação da região Nordeste (RNE e EXPNE).

Figura 2-1: Destaque para as obras da ABENGOA em 500 kV nas Regiões Norte e Nordeste



A lista a seguir, separada por região de impacto no SIN, apresenta os empreendimentos sob responsabilidade da ABENGOA, bem como os que poderão ter sua operação comprometida devido ao atraso dos empreendimentos da ABENGOA.

2.1 Região Sudeste

- LT 500 kV Marimbondo II – Campinas;
- LT 500 kV Estreito – Itabirito.

2.2 Interligação Norte-Nordeste e escoamento da UHE Belo Monte

- LTs 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema C1 e C2, Parauapebas – Itacaiúnas C1 e SE Parauapebas 500 kV;
- LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II;
- LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3;
- LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2.

2.3 Escoamento de Geração Eólica e Solar na Região Nordeste

- LTs 500 kV Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II (conjunto já citado anteriormente);
- LT 500 kV Açú III – Milagres II C1, SE Açú III 500/230 kV e SE Milagres II 500 kV;
- LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2.

2.4 Atendimento local nas regiões Norte e Nordeste

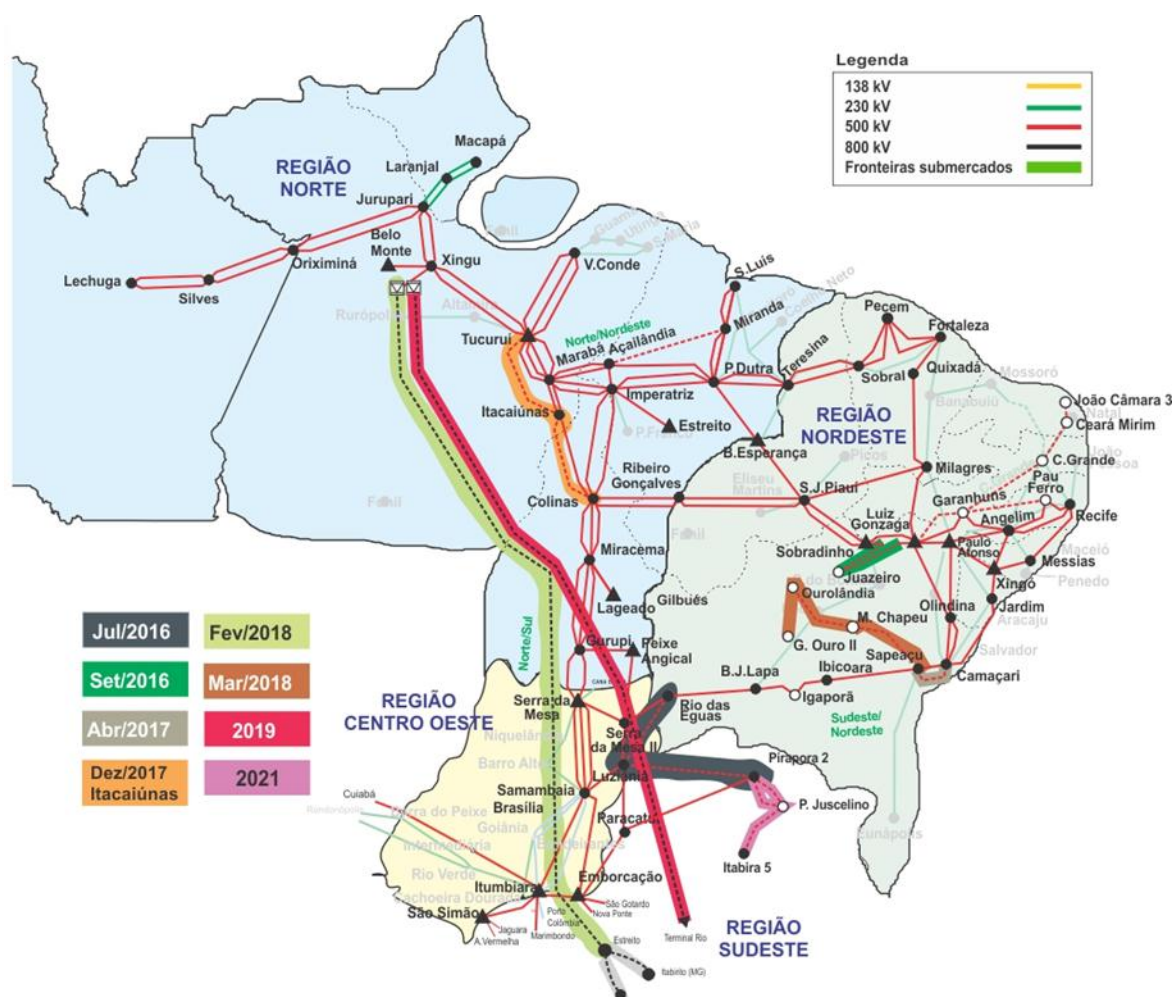
- LT 230 kV Oriximiná – Juruti – Parintins CD, SE Oriximiná, pátio novo de 230 kV, SEs 230/138 kV Juruti e Parintins e SE Jurupari, pátio novo de 69 kV;
- LT 500 kV Parauapebas – Integradora Sossego CD, LT 230 kV Integradora Sossego – Xinguara 2 C2, SE Parauapebas, pátio novo de 138 kV, SE Integradora Sossego, pátio novo de 500 kV.

3 Obras afetadas pela indisponibilidade de módulo geral da ABENGOA

- LTs 500 kV Gilbués II – São João do Piauí C1 e Gilbués II – Gentio do Ouro II C1;
- AT 500/230 kV na SE Gilbués II;
- LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1;
- AT 500/230 kV na SE Barreiras II;
- LT 500 kV Açú III – João Câmara III C1 e Açú III – Quixadá C1.

A seguir, figura com a configuração básica a ser analisada nesta Nota Técnica, sem os empreendimentos da ABENGOA e sem demais obras que são impactadas pela indisponibilidade de módulo geral da ABENGOA:

Figura 3-1: Configuração sem as obras da ABENGOA em 500 kV nas Regiões Norte e Nordeste



4 Conclusões e Recomendações

A seguir estão sintetizadas as principais conclusões das análises dos estudos elétricos realizados pelo ONS e EPE sobre os impactos do atraso da implantação das obras da ABENGOA no desempenho do SIN, bem como é apresentado um conjunto de ações que deverão ser conduzidas no âmbito do MME e ANEEL, consideradas importantes para mitigar tais impactos.

4.1 Conclusões

4.1.1 Destaques para o período úmido do Norte

No período úmido das regiões Norte e Nordeste preocupa a restrição de geração hidráulica no Norte em vista do grande excedente de potência disponível na região com a sincronização das máquinas da UHE Belo Monte e sua concorrência com a geração eólica disponível no Nordeste, cujo histórico operativo mostra que o fator de capacidade vem crescendo a cada ano. A Tabela 4-1 mostra os valores absolutos das restrições ao despacho das usinas hidráulicas do Norte, calculados considerando:

- A entrada em operação sem atraso das demais obras de transmissão que ampliam a capacidade de escoamento do Norte;
- Geração eólica despachada no período úmido correspondente a 20% da potência instalada;
- Geração média do período úmido para as UHEs Tucuruí, Belo Monte e Estreito.

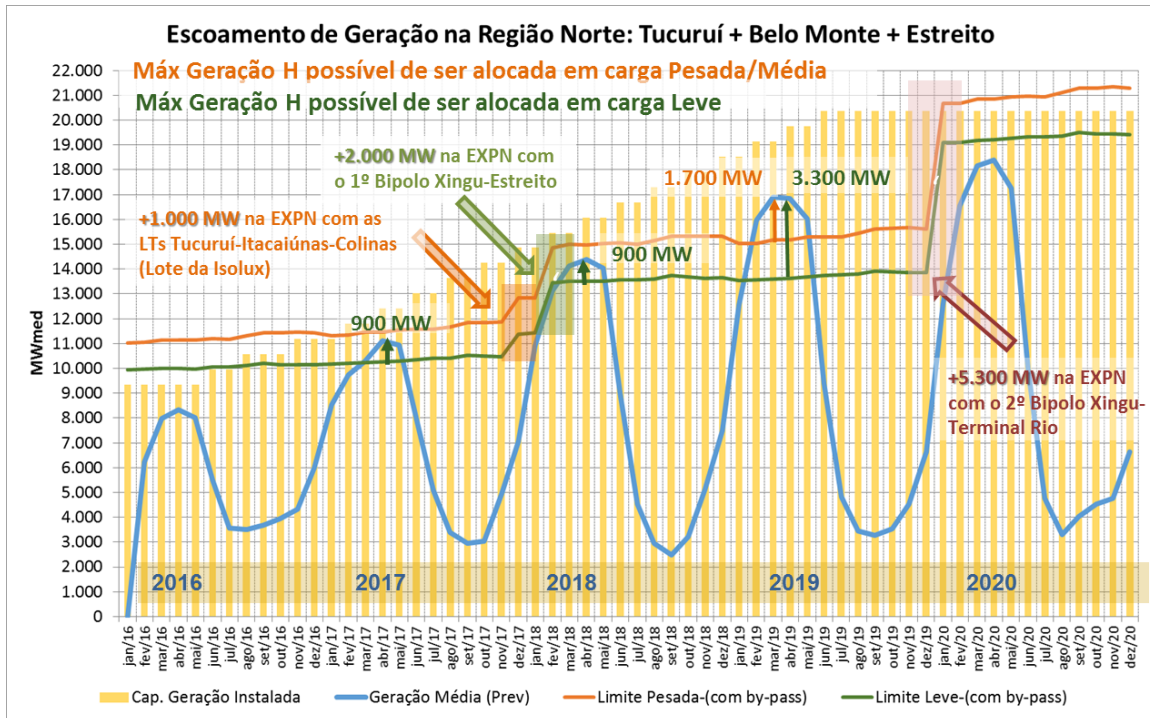
Tabela 4-1: Restrição à geração hidráulica do Norte durante o período úmido (Janeiro à Abril)

Patamar de carga	Nº máquinas na UHE Belo Monte Potência instalada					Restrição de Geração no Norte (MW)				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Pesada/ Média	0	5 máq. 3.056 MW	11 máq. 6.722 MW	17 máq. 10.389 MW	18 máq. 11.000 MW	0	0	0	1.700	0
Leve		0	900	900	3.300	0				

As informações da Tabela 4-1 também podem ser vistas na Figura 4-1 que apresenta as curvas de geração média prevista para as UHEs Tucuruí, Belo Monte e Estreito no período de 2016 a 2020, e de geração máxima possível de ser alocada nessas usinas em função da carga prevista e dos limites de Exportação da região

Norte, que por sua vez dependem da configuração da rede de transmissão. Quando a previsão de geração for superior à capacidade de alocação de geração nessas usinas teremos os montantes de geração impedidos de escoar.

Figura 4-1: Escoamento de geração na região Norte com 20% de EOL e 900m3/s de UHE no NE



$$\text{Geração Hidráulica} = [\text{Carga} - \text{GTérmica inflex}] + \text{EXP Norte}$$

(20% EOL)

• **Impacto da geração eólica do Nordeste no montante de geração retida no Norte:**

Ressalta-se que os valores indicados na Figura 4-1, consideram como premissa de geração eólica no Nordeste o valor de 20% da capacidade instalada, que é a média dos valores mínimos de período úmido. Entretanto, em histórico recente, tem-se verificado uma elevação dos valores médios no período úmido de 2015, tendo atingido cerca de 40% da capacidade instalada na região Nordeste. Portanto, caso ocorra uma oferta eólica dessa ordem durante o período úmido do Norte no período analisado, haverá uma concorrência pelos mesmos recursos de transmissão (interligação Norte/Sul) entre a geração das Usinas Hidráulicas do Norte e as Usinas Eólicas do Nordeste.

Esta concorrência é crítica no período de carga leve e elevará os montantes de geração hidráulica retida na região Norte para 2.150 MW, 3.200 MW e 5.350 MW respectivamente nos anos de 2017, 2018 e 2019, conforme mostrado na Figura 5-3.

- **Impacto da geração térmica no Norte/Nordeste e da geração hidráulica do Nordeste no montante de geração total retida (N/NE):**

Cabe ainda destacar algumas das premissas de geração constantes do Termo de Referência ONS TR 2.3 002/2016 EPE-DEE-IT-001/2016, utilizadas como base para as análises ora apresentadas. São elas:

- Geração hidráulica das usinas no Nordeste em 900 m³/s (2.475 MW);
- Geração térmica das usinas no Norte na inflexibilidade (242 MW);
- Geração térmica das usinas no Nordeste na inflexibilidade (571 MW).

Considerando que não será possível utilizar esses recursos em valores superiores aos indicados, uma análise de balanço estático da geração total retida nos subsistemas Norte e Nordeste indica que haverá uma retenção adicional da ordem de 14.000 MW no N/NE. Esse valor é alcançado considerando o potencial de 95% da geração hidráulica do Nordeste (9.671 MW), 100% da geração térmica no Norte (2.200 MW) e 100% da geração térmica no Nordeste (5.710 MW), que não poderão ser despachados simultaneamente com a geração hidráulica do Norte e a eólica no Nordeste, já indicadas na Figura 5-3.

4.1.2 Obras da ABENGOA x Utilização da capacidade do primeiro bipolo

Grande parte das obras da ABENGOA constituem novas linhas de interligação entre os subsistemas Norte/Nordeste/Sudeste. Portanto, a implementação dessas obras aumentará de forma significativa a estabilidade dinâmica do sistema. Assim sendo, o atraso dessas obras compromete os ganhos de intercâmbio das demais obras de interligação, como por exemplo o primeiro elo CCAT de Belo Monte. Nas análises ora apresentadas foram identificados problemas no desempenho dinâmico do sistema quando da perda de bipolo em Belo Monte, sendo necessário restringir a potência nesse bipolo a 2.000 MW, de forma que o SIN suporte a contingência desse elemento. É importante ressaltar que esse valor de potência somente será viável mediante a implantação de um Esquema de Corte de Geração (ECG) na UHE Belo Monte. Nos estudos do PAR 2017-2020, as análises serão aprofundadas buscando estratégias de controle e refinamento de procedimentos operativos que possibilitem aumentar o escoamento pelo bipolo e conseqüentemente reduzir a restrição de geração nas regiões Norte e Nordeste.

4.1.3 Obras da ABENGOA x Substituição dos BCS da Norte-Sul

Nos estudos conjuntos realizados pelo ONS e EPE para a substituição dos capacitores série da Norte-Sul, foram definidos benefícios para o SIN, na forma de elevação de intercâmbios, obtidos mediante essas trocas, no horizonte 2023.

Os resultados obtidos são mostrados a seguir:

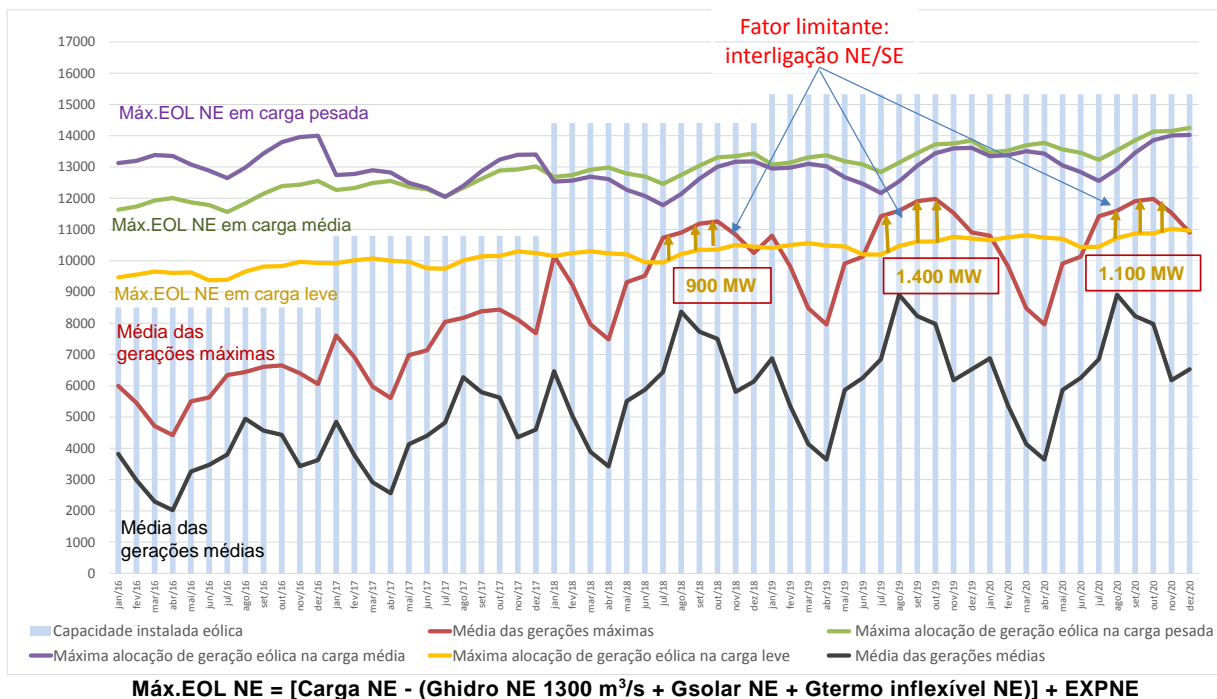
- Em 2018: o aumento de intercâmbio definido pelo ONS foi igual a 1.000 MW;
- Em 2020: o aumento de intercâmbio definido pelo EPE foi igual a 2.000 MW;
- Em 2023: o aumento de intercâmbio definido pelo EPE foi igual a 3.300 MW.

Nos casos acima, as obras da ABENGOA foram consideradas presentes. Diante da nova realidade de não realização das obras da ABENGOA nas datas originalmente previstas, os ganhos de intercâmbio são minorados. As simulações realizadas mostram que até a entrada das obras da ABENGOA, o ganho estimado com a troca dos BCS da Norte-Sul é de aproximadamente 500 MW, no horizonte 2020.

4.1.4 Destaques para o período seco do Nordeste

O período seco das regiões Norte e Nordeste ocorre usualmente a partir do mês de maio até novembro, quando é verificada a maior intensidade de ventos na região. Atualmente, a previsão de capacidade instalada de energia eólica no Nordeste para os anos de 2018 e 2019 é de respectivamente 14.405 e 15.329 MW. As simulações mostram que são previstas restrições à geração eólica apenas no patamar de carga leve e os valores chegam a aproximadamente 900, 1.400 e 1.100 MW respectivamente nos anos de 2018, 2019 e 2020 conforme mostra a Figura 4-2, caso sejam consideradas as médias das gerações máximas para o período.

Figura 4-2: Escoamento da geração eólica do Nordeste durante o período seco



4.1.5 Destaques para o congestionamento da Sudeste / Nordeste

O conjunto de obras da ABENGOA entre outros benefícios implica em reforço importante da interligação Sudeste / Nordeste, região onde está havendo incremento considerável de nova geração eólica e solar, como a região de Igaporã. Neste caso será configurada concorrência entre o intercâmbio de exportação da região Nordeste com a geração a ser despachada naquela região, em regime normal de operação.

4.2 Recomendações

4.2.1 Garantir acompanhamento de cronograma de obras em andamento

Deve ser mantido acompanhamento rigoroso do cronograma de implantação dos empreendimentos mostrados na Tabela 4-2, a fim de garantir sua entrada em operação com a máxima brevidade, considerando que atrasos na entrada em operação dessas obras provocaria agravamento das consequências já significativas do atraso das obras da Abengoa.

Ao final da tabela a seguir foram relacionadas obras associadas ao Bipolo 2 que ainda não foram licitadas, porém são imprescindíveis para o máximo aproveitamento da potência associada a esse novo elo CCAT.

Tabela 4-2: Obras que exigem rigoroso acompanhamento de execução

Obra	Benefício para o SIN
1º Bipolo de CC Xingu / Estreito	Sob concessão da Belo Monte Transmissora de Energia, previsto para fevereiro/18, promove o aumento de 2.000 MW na capacidade de exportação pelo Norte. Neste caso é preciso que seja equacionada a outorga de seção de barramento de 500 kV e do disjuntor de amarre na SE Xingu, atualmente sob responsabilidade da ABENGOA, instalações essas imprescindíveis à conexão do Bipolo.
LTs 500 kV Tucuruí - Itacaiúnas / Colinas	Sob concessão da ISOLUX, prevista para dezembro/17, face o impacto de 1.000 MW na capacidade de exportação pelo Norte.
LTs 500 kV Araraquara II - Fernão Dias e Araraquara II - Itatiba	Sob concessão da Mata de Santa Genebra Transmissora e previstas para novembro/17. São obras importantes para a reduzir a necessidade de geração térmica no Sudeste, notadamente no Rio de Janeiro, quando de elevadas transferências de intercâmbio para a região Sul do país, face o atraso da entrada em operação da LT 500 kV Marimondo II - Campinas da ABENGOA.
LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	Sob concessão da Cantareira Transmissora e prevista para março/18. A obra é importante para evitar eventuais

	restrições ao carregamento do Bipolo 1 de Belo Monte, devido ao atraso da LT Estreito – Itabirito da ABENGOA.
2º Bipolo de CC Xingu / Terminal Rio	Sob concessão da Xingu Rio Transmissora de Energia e previsto para dezembro/19. A obra aumentará a capacidade de exportação pelo Norte de montante igual a 5.300 MW. Neste caso, também é preciso que seja equacionada a outorga de seção de barramento de 500 kV e do disjuntor de amarre na SE Xingu, atualmente sob responsabilidade da ABENGOA, instalações essas imprescindíveis à conexão do Bipolo 2.
LT 500 kV Nova Iguaçu – Terminal Rio C1 e C2	Sob concessão da Xingu Rio Transmissora de Energia e previsto para dezembro/19. Essa obra é imprescindível para o escoamento de potência do Bipolo 2.
Seccionamento da LT 500 kV Adrianópolis – CSN na SE Terminal Rio	Obra não licitada. Necessidade de escoamento da geração da UHE Belo Monte, a fim de possibilitar a máxima transferência de energia do Norte para o Sudeste.
Seccionamento da LT 500 kV Adrianópolis – Resende na SE Terminal Rio	Obra não licitada. Necessidade de escoamento da geração da UHE Belo Monte, a fim de possibilitar a máxima transferência de energia do Norte para o Sudeste.
LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio	Obra não licitada. Necessidade de escoamento da geração da UHE Belo Monte, a fim de possibilitar a máxima transferência de energia do Norte para o Sudeste.

4.2.2 Autorizar substituição de compensação série fixa da Norte-Sul

Deve ser providenciada de imediato a substituição da compensação série fixa da LT 500 kV Serra da Mesa – Peixe II, da Intesa, na SE Peixe II, por equipamento de capacidade nominal 2500 A em regime, até o final de 2017, que produzirá elevação da ordem de 350 MW no limite de exportação do Norte nos primeiros meses dos anos de 2018 e 2019. Ressalta-se que essa substituição é uma antecipação para 2017 das substituições de Bancos de Compensação Série da Interligação Norte/Sul, que deverão ser realizadas nos anos 2018 e 2019 o que resultará em ampliação da capacidade de transmissão dessa interligação. Destaca-se também que em atendimento à carta do ONS (Carta ONS - 0152/200/2016), a ANEEL já encaminhou para a Intesa o Ofício nº 0199/2016-SCT/ANEEL em que solicita do transmissor o detalhamento necessário para que a Agência faça a instrução da resolução autorizativa.

Quanto à SE Miracema-500 kV, por meio da carta ONS-0156/200/2016, o ONS solicita que o MME inclua na Consolidação de Obras um conjunto de atividades, instalações e equipamentos com objetivo de agilizar a troca dos Bancos de Capacitores Série (BCS) nessa subestação. Caso o pleito do ONS ao MME seja atendido pela ANEEL, o tempo de indisponibilidade de equipamentos na SE Miracema-500 kV será sensivelmente reduzido.

4.2.3 Priorizar equacionamento de empreendimentos da ABENGOA

No equacionamento dos empreendimentos outorgados à ABENGOA, deverão ser priorizados os agrupamentos relacionados na Tabela 4-3, em função dos benefícios relevantes proporcionados ao desempenho do SIN.

Tabela 4-3: Agrupamentos prioritários de obras da ABENGOA

Agrupamentos	Empreendimento e Benefício para o SIN
1	SE Parauapebas 500 kV, LT 500 kV Xingu - Parauapebas C1 e C2, LT 500 kV Miracema - Parauapebas C1 e C2 e LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas, face o impacto de 1.600 MW na capacidade de exportação pelo Norte em carga pesada e 500 MW em carga leve.
2	LT 500 kV Barreiras II - Bom Jesus da Lapa, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa - Ibicoara e LT 500 kV Ibicoara - Sapeçu, face ao ganho de 2.000 MW na capacidade de exportação da geração do Nordeste.
3	LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 e LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II, face ao ganho de 1.600 MW na capacidade de exportação pelo Norte em carga leve.

Cabe destacar que a consideração de cenários com elevação dos montantes eólicos na região Nordeste e crescimento dos fatores de capacidade dos parques eólicos, notadamente no período úmido, como vem sendo registrado em histórico recente, ganham importância os empreendimentos do Agrupamento 3 apontado na Tabela 4-3, como forma de mitigar a concorrência entre a geração eólica do Nordeste e hidráulica do Norte, possibilitando a redução da geração retida no SIN.

4.2.4 Viabilização da entrada em operação de seções de barras em SEs com módulo geral inicial outorgado a Abengoa

Com relação aos empreendimentos de transmissoras que ficariam impedidos de entrar em operação devido ao atraso das obras da ABENGOA, particularmente dos módulos geral em 500 kV das subestações de Gilbués II, Barreiras II, Açú III e Xingu recomenda-se que seja viabilizado arranjo regulatório, revisões de outorga ou autorizações de reforços que possibilitem até o ano de 2018, a energização dos empreendimentos de outras empresas transmissoras, que estarão disponíveis para entrar em operação, conforme a seguir. A Tabela 4-4 mostra as ações necessárias em cada uma dessas subestações.

Tabela 4-4: Ações regulatórias em subestações sob responsabilidade da ABENGOA

Subestação	Descrição da ação regulatória
SE Xingu-500 kV	Garantir a entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Xingu, a cargo da Belo Monte Transmissora de Energia, de forma a permitir a conexão do 1º Bipolo de Corrente Contínua Xingu – Estreito.
SE Gilbués II-500 kV	Garantir a entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Gilbués II, a cargo das transmissoras São João, São Pedro e José Maria Macedo, de forma a permitir a conexão de 90 MW de UFV em Gilbués II 500 kV, evitar restrição de geração de até 50 MW, em condição normal de operação, e aumentar a confiabilidade de atendimento às cargas derivadas dessa SE. A implantação das seções de barra evitará o corte de carga de até 237 MW bem como de cerca de 1.000 MW de geração, ambos por contingência simples na rede de 500 kV.
SE Barreiras II-500 kV	Garantir a entrada em operação de seção de barramento de 500 kV da SE Barreiras II, a cargo da Paranaíba Transmissora, de forma a evitar restrição de geração de até 60 MW, o corte de carga de até 90 MW em regime normal de operação e, adicionalmente, o corte de carga de até 260 MW por contingência simples em LT do 230 kV da região.
SE Açú III-500 kV	Garantir a entrada em operação de seção de barramento de 500 kV da SE Açú III, a cargo da Transmissora Esperanza, para eliminar corte de geração de até 800 MW em caso de desligamento de LTs 230 kV e 500 kV da região.

4.2.5 Antecipar empreendimentos já outorgados ou em fase de outorga

A Tabela 4-5 mostra alguns equipamentos de suporte de potência reativa que poderão contribuir para minimizar os impactos do atraso das obras da ABENGOA, propiciando ganhos de desempenho e confiabilidade frente a contingências do SIN. São empreendimentos já outorgados ou em fase de outorga, de menor complexidade e prazo de implantação, cuja antecipação de instalação é recomendada. São eles:

Tabela 4-5: Antecipação de equipamentos já outorgados ou em fase de outorga

Equipamento	Descrição
SE 500 kV Luziânia – Comp. Estático 500 kV (-150/+300) Mvar	Licitado no Leilão 001/2015, com previsão de entrada em operação em novembro/2018.
SE 500 kV Fernão Dias – Comp. Estático 500 kV (-150/+300) Mvar	Consta do Edital do Leilão 013/2015 - Lote G, com previsão de entrada em operação em maio/2021 (60 meses), juntamente com a LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio.
SE 440 kV Bauru – Comp. Estático 440 kV (-125/250) Mvar	Consta do Edital do Leilão 013/2015 - Lote K, com previsão de entrada em operação em maio/2021 (60 meses).
SE 500 kV Araraquara 2 – Três Comp. Síncronos (-180/+300 Mvar)	Previsto para licitar no segundo Leilão de 2016.

4.2.6 Viabilizar outorgas para as demais instalações da ABENGOA

Destaca-se que existem outras obras de responsabilidade da ABENGOA com influência na operação do sistema que necessitam ter sua implantação equacionada de forma a eliminar as consequências dos atrasos em sua implantação.

Tabela 4-6: Demais obras da ABENGOA

Demais obras da ABENGOA	Impactos no SIN
LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C3	A LT P. Dutra – Teresina II – Sobral III C3 e LT São João do Piauí - Milagres, em conjunto com outras linhas de transmissão recomendadas para expansão da interligação Norte-Nordeste, elevam a capacidade de importação do Nordeste em torno de 3.000 MW e são importantes em cenários de importação de energia pela região Nordeste acima de 9.000 MW. Entretanto, com a crescente expansão do parque gerador na região Nordeste, impulsionado pelas fontes renováveis eólicas e solares, a LT P. Dutra – Teresina – Sobral III C3 e LT São João do Piauí - Milagres se tornam imprescindíveis para o escoamento da energia de usinas já contratadas e futuros potenciais, além de possibilitar a exportação para as regiões Norte e Sudeste e se harmonizar com outras expansões já recomendadas pela EPE.
LT 500 kV Teresina II – Sobral III C3	
LT 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2	
LT 500 kV Açú III – Milagres II C1 e SE Açú III 500/230 kV e SE Milagres II 500/230 kV	Essas obras, em conjunto com outras linhas de transmissão de 500 kV da região, constituem um sistema robusto para escoamento da geração atualmente implantada e futurat, no estado do Rio Grande do Norte.

<p>LT 500 kV Marimbondo II – Campinas</p>	<p>A partir da entrada em operação da LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias e da LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, previstas para Nov/2017, o efeito da ausência da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas é minimizado. Entretanto, após a entrada em operação dos reforços associados ao aumento da capacidade de exportação das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, a presença dessa LT volta a ser importante, principalmente em cenários de elevados intercâmbios do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste coincidentes com elevado recebimento do Sul (RSUL).</p>
<p>LT 500 kV Estreito – Itabirito</p>	<p>A LT 500 kV Estreito-Itabirito foi concebida para atender ao critério n-1 na região central do Estado de Minas Gerais e do Espírito Santo, considerando-se uma baixa hidraulicidade na bacia do rio Doce. Esse efeito foi minimizado devido à redução da carga industrial (Consumidores Livres) da região, devido à atual conjuntura econômica do País.</p> <p>Entretanto, caso haja atrasos significativos das LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (C1 e C2), a LT 500 kV Estreito-Itabirito pode auxiliar no escoamento do Bipolo Xingu-Estreito, minimizando uma possível restrição de despacho desse Bipolo.</p>
<p>LT 230 kV Oriximiná – Juruti – Parintins CD, SE Oriximiná, pátio novo de 230 kV, SEs 230/138 kV Juruti e Parintins e SE Jurupari, pátio novo de 69 kV</p>	<p>Esse conjunto de obras permite a integração de cargas isoladas de Jurupari, Parintins e Juruti, que são atendidas atualmente por geração térmica da ordem de 64 MW.</p>
<p>LT 500 kV Parauapebas – Integradora Sossego CD, LT 230 kV Integradora Sossego – Xinguara 2 C2, SE Parauapebas, pátio novo de 138 kV, SE Integradora Sossego, pátio novo de 500 kV.</p>	<p>Possibilita o atendimento ao critério N-1 para atendimento às cargas da região, que atualmente está sujeita a corte de carga da ordem de 135 ME quando de contingência simples de LT..</p>

4.2.7 Reavaliar necessidade de instalações da ABENGOA

A implantação da LT 500 kV Milagres II - Luiz Gonzaga C2 deverá ter sua indicação reavaliada pelos estudos de planejamento da expansão, tendo em vista a perda de efetividade desta linha na nova configuração, já considerando a expansão da interligação Norte-Nordeste, não devendo por ora ser contemplada na solução das outorgas da ABENGOA.

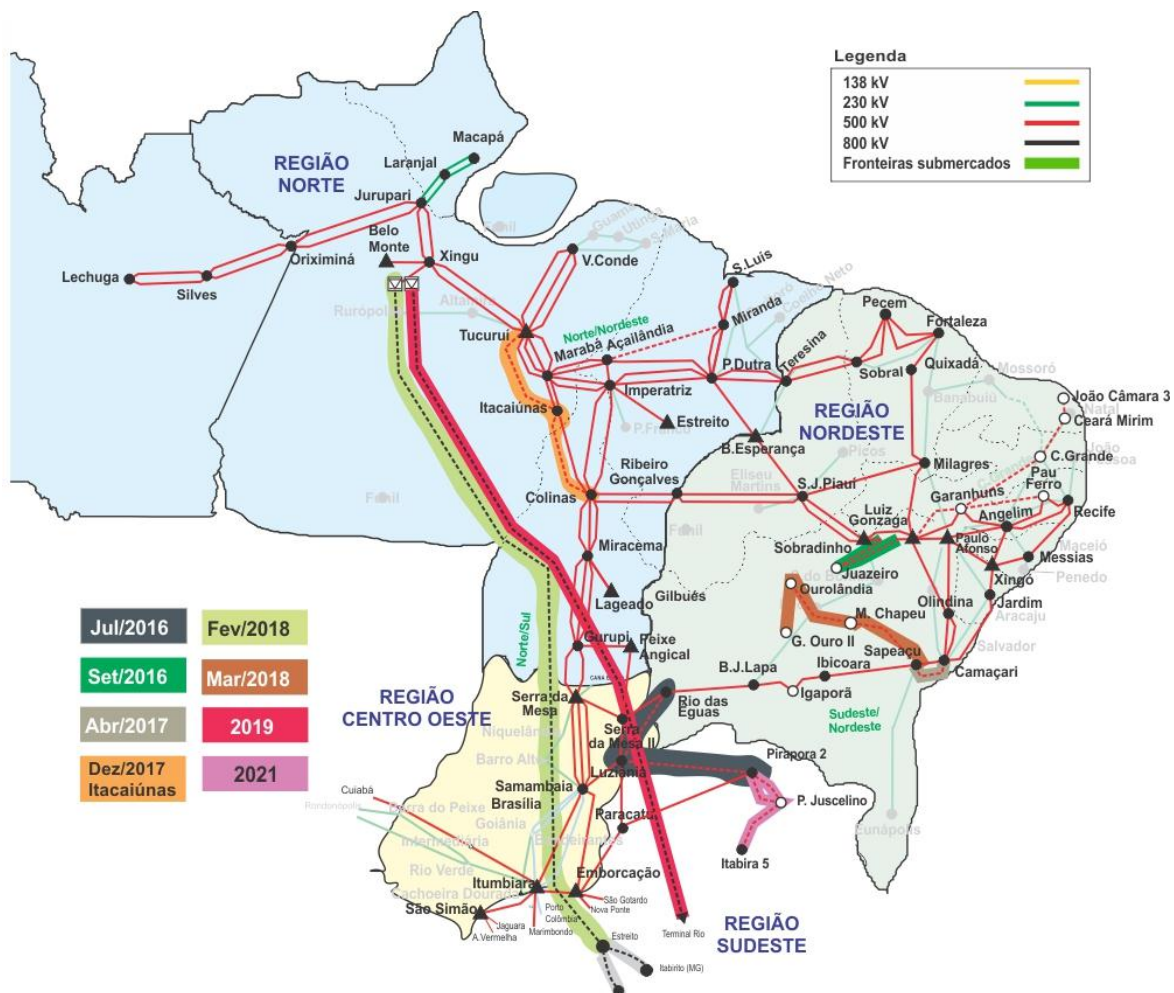
5 Síntese dos Resultados das Análises

Este relatório analisou o impacto da ausência das obras da ABENGOA em um horizonte até 2020, inclusive, e considera a previsão de entrada dos demais empreendimentos de acordo com a reunião do DMSE de Dezembro/2015.

Visando reduzir as restrições encontradas com o novo sistema de transmissão, foram consideradas medidas operativas como o baipasse de bancos de capacitores série de circuitos de 500 kV, a atuação de SEP de corte de geração para contingências simples na rede de 500 kV e a abertura de linhas de transmissão na rede de 230 kV para controle de carregamento na rede.

A Figura 5-1 mostra um diagrama geo-elétrico do sistema atual com foco nas interligações Norte/Nordeste e Norte-Sul onde foram adicionadas as obras previstas até o ano de 2020.

Figura 5-1: Sistema das Regiões Norte e Nordeste sem as Obras da ABENGOA – Configuração Analisada



Sem as obras da ABENGOA apenas três lotes terão impacto nos limites de exportação da região Norte (**EXPN**):

- Lote da ISOLUX composto pelas LTs 500 kV Tucuruí – Itacaiúnas e o segundo circuito da LT Itacaiúnas-Colinas, destacado em laranja na Figura 5-1 e previsto para dezembro de 2017;
- Lote da BMTE composto do Bipolo de 4.000 MW \pm 800 kV Xingu-Estreito, marcado em verde na Figura 5-1 e previsto para marco de 2018 e.
- Lote da GERAÇÃO FUTURO CV S.A. composto do Bipolo de 4.000 MW \pm 800 kV Xingu -Terminal Rio, marcado em vermelho na Figura 5-1 e previsto para estar em operação a partir de dezembro de 2019.

As principais conclusões são listadas a seguir.

5.1 Com relação à exportação da região norte (EXPN) e ao escoamento da UHE Belo Monte

As análises consideram o período úmido da região Norte, cujas as obras importantes são: LT 500 kV Tucuruí – Itacaiúnas – Colinas (empreendimentos da Isolux), prevista para dezembro/2017, o 1º Bipolo previsto para fevereiro/2018 e o 2º Bipolo previsto para dezembro/2019.

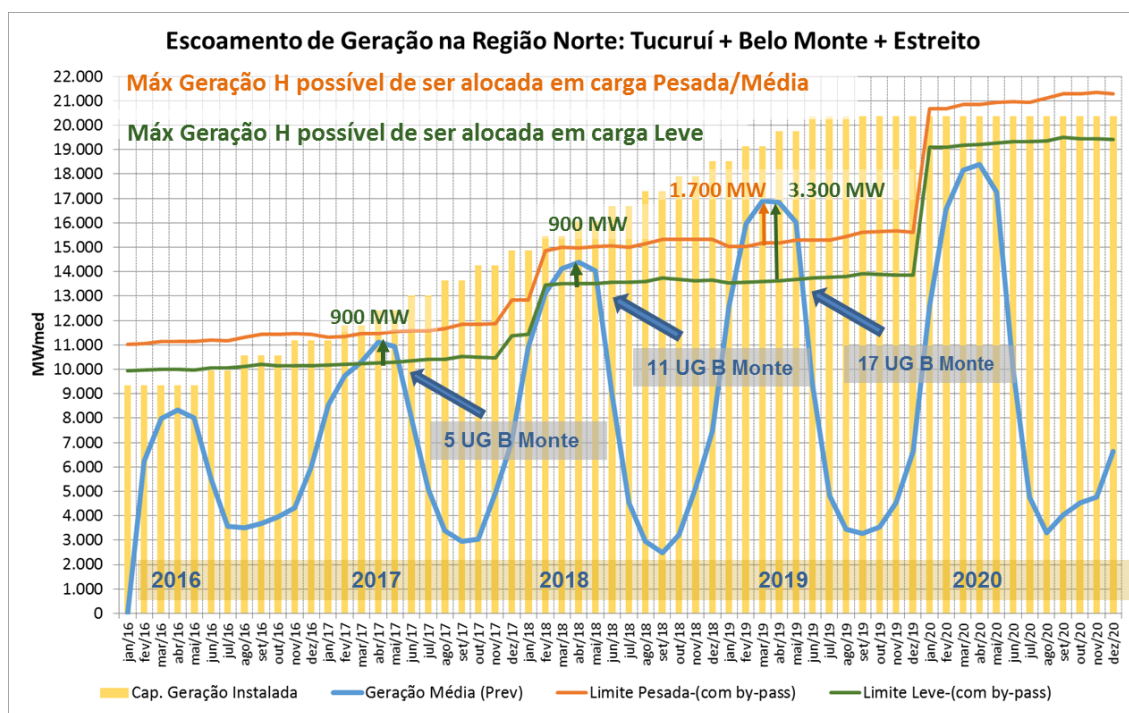
A Figura 5-2 ilustra as conclusões que serão descritas a seguir, comparando a capacidade de escoamento da geração nas usinas hidráulicas da região Norte, Estreito, Tucuruí e Belo Monte (a curva abóbora representa a capacidade de escoamento nas cargas pesada e média e a curva verde a capacidade em carga leve) com a geração média prevista nessas mesmas usinas hidráulicas.

A geração hidráulica despachável da região Norte irá variar ao longo do período analisado em função: do aumento dos limites de Exportação, da sazonalidade das vazões dos rios da região e do balanço previsto carga x geração da região ao longo do período de 2016 a dez/2020. O balanço carga x geração da região Norte foi determinado considerando o atendimento ao critério N-2 para Manaus, ou seja, garantindo-se geração interna da ordem de 50% da carga da região Macapá + Manaus (carga TMM), o atendimento às demais cargas da região e a geração térmica inflexível no Maranhão.

Geração Hidráulica despachável na Região Norte = [50% da carga TMM + Carga da região exceto a carga TMM] - Geração Térmica inflexível no Maranhão + EXPNGeração Hidráulica da Região Norte =

A Figura 5-2 apresenta uma síntese do cenário Norte exportador em todo o horizonte analisado, destacando a geração retida na região Norte em função das restrições da transmissão e considerando um montante de geração eólica no Nordeste da ordem de 20% da capacidade instalada na região. Em seguida serão apresentados detalhes do desempenho elétrico nesse período.

Figura 5-2: Escoamento de geração na região Norte com 20% de EOL e 900m3/s de UHE no NE



Geração Hidráulica = [Carga – GTérmica inflex] + EXP Norte (20% EOL)

- **Impacto da geração eólica do Nordeste no montante de geração retida no Norte:**

Numa primeira abordagem, de acordo com as premissas de geração constantes do Termo de Referência ONS TR 2.3 002/2016 EPE-DEE-IT-001/2016, nas análises do período úmido, foi utilizado o valor de 20% da capacidade instalada de geração

eólica no Nordeste, que é a média dos valores mínimos de período úmido da região. Entretanto, em histórico recente, ao longo de 2015, verificou-se uma elevação dos valores médios nesse mesmo período, que tem atingido cerca de 37% da capacidade instalada na região, conforme Tabela 5-1 tornando necessária uma análise de sensibilidade para verificar o impacto na geração retida no sistema. Em qualquer das situações, durante o período de cheia do Norte, teremos um desafio importante para a política eletro-energética do SIN que deverá optar entre vertimento de água no Norte e “vertimento de ventos” no Nordeste, pois a interligação Norte-Sul estará congestionada.

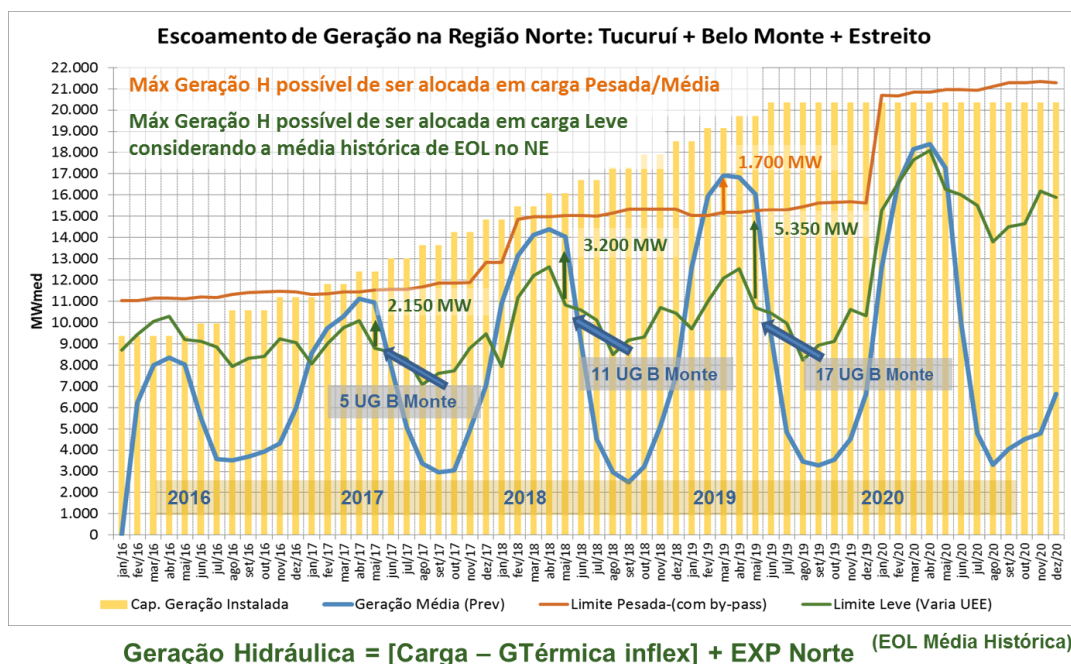
O aproveitamento da energia pelas trocas energéticas entre o Nordeste e o Norte (eólicas x hidráulicas) se estabelecem numa proporção de aproximadamente 1,0 para 0,85. Ou seja, para cada 1.000 MW a mais de eólicas no Nordeste teremos que reduzir cerca de 850 MW de hidráulicas no Norte para que não seja violado o carregamento no BCS da LT Serra da Mesa – Peixe 2, que é o fator limitante à exportação dessas regiões para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, no período de carga leve. A concorrência entre hidráulicas do Norte e Eólicas do Nordeste no período úmido é mais crítica no período de carga leve e poderá levar a restrição adicional da ordem de 2.300 MW de geração hidráulica no Norte no ano de 2018, caso seja considerada 37% de despacho eólico no Nordeste, que corresponde à média dos valores de geração eólica no período úmido do Nordeste.

A Figura 5-3 mostra uma sensibilidade para os valores de restrição de geração hidráulica no Norte, quando considerada a disponibilidade da geração eólica na região Nordeste como uma extensão dos valores médios mensais registrados no ano de 2015. Nessas curvas pode-se observar uma elevação nos montantes de geração que ficarão retidos na região Norte, para 2.150 MW, 3.200 MW e 5.350 MW respectivamente nos anos de 2017, 2018 e 2019, conforme mostrado na Figura 5-3, sem possibilidade de escoar simultaneamente com valores mais elevados de geração eólica no Nordeste.

Tabela 5-1: Fatores de capacidade das usinas eólicas do Nordeste – Período Úmido de 2015

Mês	Fator de capacidade	
	Média dos valores médios	Média dos valores máximos
Janeiro/2015	44,89%	70,47%
Fevereiro/2015	35,01%	64,10%
Março/2015	27,01%	55,34%
Abril/2015	23,74%	51,95%
Maio/2015	38,26%	64,67%

Figura 5-3: Escoamento de geração na região Norte com valores médios mensais de EOL e 900m³/s de UHE no NE



• **Impacto da geração térmica no Norte/Nordeste e da geração hidráulica do Nordeste no montante de geração total retida (N/NE):**

Cabe ainda destacar algumas das premissas de geração constantes do Termo de Referência ONS TR 2.3 002/2016 EPE-DEE-IT-001/2016, utilizadas como base para as análises ora apresentadas. São elas:

- Geração hidráulica das usinas no Nordeste em 900 m³/s (2.475 MW);
- Geração térmica das usinas no Nordeste na inflexibilidade (571 MW).
- Geração térmica das usinas no Norte na inflexibilidade (242 MW);

Não sendo possível utilizar valores superiores aos indicados, uma análise de balanço estático da geração total retida nos subsistemas Norte e Nordeste indica que haverá uma retenção adicional da ordem de 14.000 MW no N/NE, considerando um potencial de 95% de disponibilidade hidráulica e 100 % de térmicas.

Tabela 5-2: Balanço Estático da geração total retida

Fontes	Potência Disponível (A)	Geração p/ Premissa (B)	Geração Retida (A - B)
Hidráulicas NE	9.671 MW (95%)	2.475 MW (24%)	7.200 MW (70%)
Térmicas NE	5.710 MW (100%)	571 MW (10%)	5.139 MW (90%)
Térmicas N	2.200 MW (100%)	242 MW (11%)	1.958 MW (89%)
Total	17.581 MW	3.288 MW	14.297 MW

5.1.1 Configuração atual - Até novembro de 2017

Configuração atual do sistema de transmissão. Sem previsão de novas obras para o escoamento de geração e com evolução do cronograma de implantação de Belo Monte.

Os limites de exportação pela região norte (EXPN) para que o sistema suporte qualquer contingência simples (N-1), são de 5.600 MW para as cargas pesada e média e de 5.700 MW para a carga leve.

O fator limitante para este cenário nas cargas pesada e média é o carregamento na LT 500 kV Tucuruí – Marabá C3 (BCS e LT) e na carga leve é o carregamento nos BCS dos circuitos 500 kV Imperatriz – Colinas C1 e C2. Ressalta-se que esses equipamentos atingem sua capacidade de longa duração em regime normal de operação.

Não foi identificado congestionamento na transmissão no período úmido de 2016.

Nos meses de cheia de 2017 e com a previsão de até 5 unidades em Belo Monte, é identificado um gargalo de no máximo 900 MW na carga leve dos meses de abril e maio já considerando o baipasse do banco de capacitores série da LT 500 kV Itacaiúnas-Colinas. Sem esta medida a restrição aumentaria em cerca de 1.700 MW. Nas cargas pesada e média não há previsão de congestionamento na transmissão para o escoamento da geração do Norte.

5.1.2 Com as obras da Isolux – Dezembro/2017 a Janeiro/2018

A entrada em operação das LTs 500 kV Tucuruí – Itacaiúnas – Colinas propicia uma elevação da ordem de 1.000 MW na capacidade de exportação do Norte, suficiente para garantir o escoamento pleno da geração da região, com 9 máquinas em operação na UHE Belo Monte, até a chegada do 1º Bipolo, previsto para fevereiro, a partir de quando ocorre o pico do período úmido.

Os limites de exportação pela região norte (EXPN) para que o sistema suporte qualquer contingência simples (N-1), passam a 6.600 MW nas três condições de cargas.

O fator limitante para este cenário é o carregamento em regime permanente no circuito 500 kV Peixe – Serra da Mesa na carga leve e na LT 500kV Tucuruí – Marabá C3 nas demais condições de carga.

5.1.3 Com o 1º Bipolo Xingu – Estreito – A partir de Fevereiro/2018

Configuração com o 1º Bipolo de Corrente Contínua Xingu – Estreito e até 18 máquinas em Belo Monte, cuja conclusão está prevista para junho/2019.

a) Desempenho da contingência do 1º Bipolo:

A entrada em operação do 1º Bipolo Xingu-Estreito deveria possibilitar um aumento de 4.000 MW na capacidade de exportação da região Norte, injetados diretamente na região Sudeste, mantidas as condições de carregamento na rede CA. Entretanto, a contingência do Bipolo, implica na injeção de todo esse fluxo sobre uma rede CA fragilizada pela ausência das obras da ABENGOA, levando a perda de sincronismo entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, e consequentes desdobramentos de grandes proporções, os quais devem ser evitados. A limitação do fluxo no Bipolo em 2.000 MW, associada a um SEP de desligamento de máquinas é suficiente para garantir o desempenho adequado do SIN. Em carga pesada e média é possível aumentar esse fluxo para 4.000 MW desde que seja garantida geração hidráulica (inércia) elevada no Nordeste, da ordem de 50% da capacidade instalada. Em carga leve esse procedimento não foi efetivo, sendo mantido o limite em 2.000 MW.

b) Exportação da região Norte com o 1º Bipolo CC Xingu – Estreito:

- A integração do 1º Bipolo possibilita uma elevação de 2.000 MW na capacidade de exportação da região Norte, injetados diretamente na região Sudeste, e é fundamental que seu cronograma de implantação seja garantido, viabilizando ampliação do escoamento no período úmido de 2018. Nesse período, considerando a 11ª unidade geradora em operação na UHE Belo Monte, não se verifica restrições ao escoamento da geração da região Norte nos períodos de carga média e pesada. É identificado um gargalo de no máximo 900 MW na carga leve, já considerando o baipasse dos bancos de capacitores série das LTs 500 kV Itacaiúnas-Colinas C1 e C2. Sem esta medida a restrição seria de até 600 MW.

Os limites de exportação pela região norte (EXPN) para que o sistema suporte qualquer contingência simples (N-1), permanecem em 6.600 MW pela rede de corrente alternada nas três condições de cargas. A esses limites serão somados os 2.000 MW pelo sistema de corrente contínua, fazendo com que os limites de EXPN passem a 8.600 MW.

O fator limitante para este cenário é o carregamento em regime permanente no circuito 500 kV Peixe – Serra da Mesa, em carga leve e na LT 500kV Tucuruí – Marabá C3 nas demais condições de carga.

Caso a integração do Bipolo não se concretize durante o período úmido de 2018, haverá restrições para o escoamento da geração da região de até 3.000 MW na carga leve e de cerca de 1.500 MW nos demais períodos de carga, devido a congestionamento na transmissão para o escoamento da geração do Norte.

Adicionalmente se o Lote da Isolux também atrasar para além do período úmido de 2018, as restrições para o escoamento da geração da região Norte poderão atingir cerca de 4.000 MW na carga leve e de cerca de 2.500 MW nos demais períodos de carga.

- No período úmido de 2019, está prevista a integração de até 17 unidades geradoras na UHE Belo Monte, sendo esperadas restrições da ordem de 3.300 MW na carga leve e de 1.700 MW nas demais condições de carga, já considerando o baipasse dos bancos de capacitores série das LTs 500 kV Itacaiúnas-Colinas C1 e C2.

O fator limitante para este cenário é o carregamento em regime permanente no circuito 500 kV Peixe – Serra da Mesa na carga leve e na LT 500kV Tucuruí – Marabá C3 nas demais condições de carga.

5.1.4 Com o 2º Bipolo Xingu –Terminal Rio – Operação a partir de Dezembro/2019

A integração do 2º Bipolo (Xingu-Terminal Rio) amplia em cerca de 5.300 MW a capacidade de exportação da região Norte, viabilizando o escoamento pleno de toda a geração da região. Entretanto, caso o mesmo não esteja em operação no período úmido de 2020, as restrições vão atingir de 4.500 MW na carga leve e de 2.700 MW nas demais condições de carga.

5.2 Com relação à exportação da região Nordeste (EXPNE) e ao escoamento das usinas eólicas

As obras da ABENGOA que estabelecem uma nova conexão em 500 kV entre a SE Miracema e a SE Sapeaçu (Figura 2-1), através das novas SEs de Gilbués II e Barreiras II, constituem o equivalente a uma nova interligação Sudeste-Nordeste e impactam fortemente a capacidade de exportação da região Nordeste. Na ausência desses empreendimentos a capacidade de exportação da região Nordeste fica limitada exatamente aos valores atuais de 3.600 MW na carga pesada, 4.200 MW na carga média e 4.800 MW na carga leve. Os fatores limitantes à exportação do Nordeste são:

- Carregamento de curta duração no circuito 2 da LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí na perda do circuito 1 em todas as condições de carga;
- Carregamento diurno na LT 230 kV Paulo Afonso – Bom Nome na perda da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres na condição de carga média;
- Carregamento de curta duração na LT 500 kV Paulo Afonso – Luiz Gonzaga na perda da LT 500 kV Xingó – Jardim na condição de carga leve.

Em todos os patamares de carga, a interligação Sudeste-Nordeste atinge elevado valor de carregamento (acima de 1.000 MW), situação em que são previstas tensões baixas nas subestações de 500 kV que compõem essa interligação.

A tabela abaixo mostra a capacidade instalada de geração eólica, já contratada, no horizonte de 2016 até 2020.

Tabela 5-3: Capacidade instalada de geração eólica contratada no Nordeste

Capacidade instalada de geração eólica no Nordeste (MW)				
2016	2017	2018	2019	2020
8.510	10.797	14.405	15.329	15.329

O histórico de ventos com as respectivas produtividades das fazendas eólicas é muito recente. Portanto, desde 2013 as medições estão sendo realizadas em um número crescente de plantas eólicas instaladas no Nordeste. Nesta Nota Técnica foram utilizados os valores de fatores de capacidade médios e máximos medidos ao longo do ano de 2015, conforme mostrado na Tabela 5-4.

Tabela 5-4: Fatores de capacidade mensal das usinas eólicas do Nordeste ao longo 2015

Mês	Fator de capacidade	
	Média dos valores médios	Média dos valores máximos
Janeiro/2015	44,89%	70,47%
Fevereiro/2015	35,01%	64,10%
Março/2015	27,01%	55,34%
Abril/2015	23,74%	51,95%
Maio/2015	38,26%	64,67%
Junho/2015	40,78%	66,09%
Julho/2015	44,69%	74,52%
Agosto/2015	58,12%	75,68%
Setembro/2015	53,68%	77,66%
Outubro/2015	52,06%	78,15%
Novembro/2015	40,30%	75,23%
Dezembro/2015	42,60%	71,15%

Os fatores de capacidade verificados em 2015 foram também utilizados para os anos de 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020. Portanto, com a capacidade instalada das eólicas (Tabela 5-3) e os fatores de capacidade (Tabela 5-4) é possível gerar as curvas “Média das gerações médias” e “Média das gerações máximas”.

A máxima alocação de geração eólica no Nordeste pode ser calculada pela fórmula abaixo:

$$\text{Máx.EOL NE} = \text{Balanço NE} + \text{EXPNE}$$

onde:

$$\text{Balanço NE} = [\text{Carga NE} - (\text{Ghidro NE} + \text{Gsolar NE} + \text{Gtermo inflexível NE})]$$

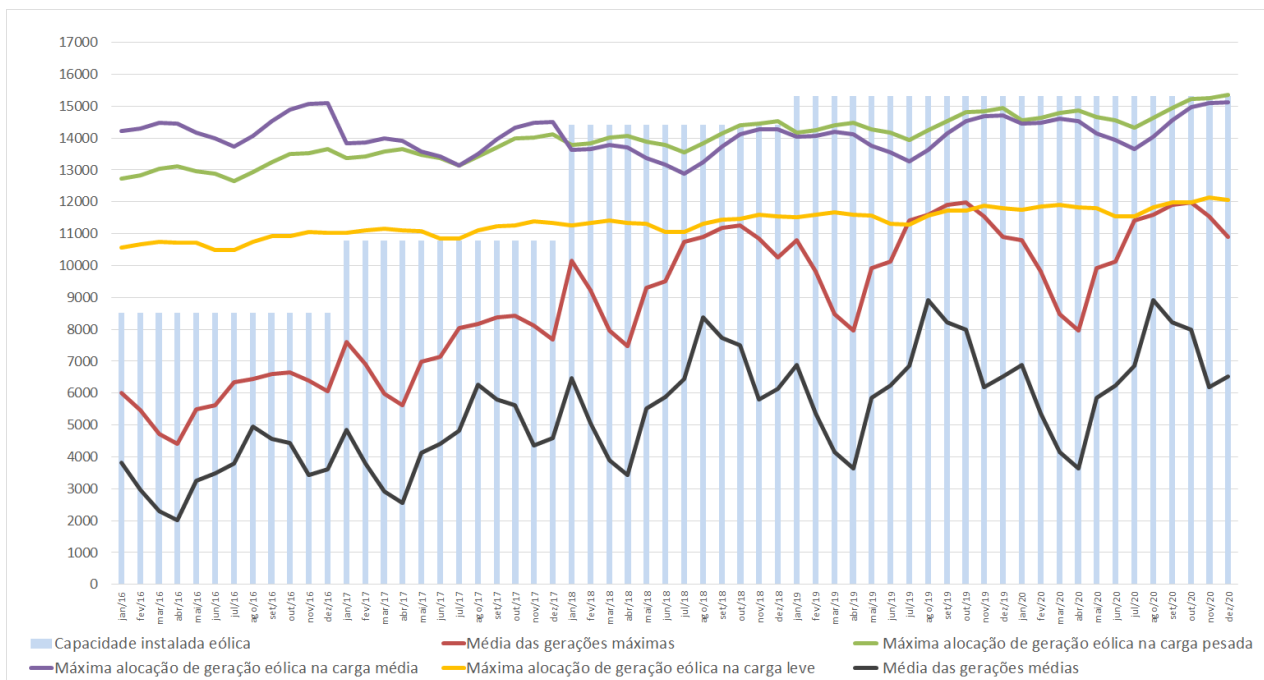
$$\text{EXPNE} = \text{Máximo intercâmbio de exportação do Nordeste}$$

Logo:

$$\text{Máx.EOL NE} = [\text{Carga NE} - (\text{Ghidro NE} + \text{Gsolar NE} + \text{Gtermo inflexível NE})] + \text{EXPNE}$$

Em todas as simulações dessa Nota Técnica foi utilizado como critério de geração hidráulica do Nordeste o valor de 900 m³/s na cascata do São Francisco, o qual corresponde a uma geração de 2.475 MW. Obedecendo à essa premissa não é previsto “engarramento” de geração eólica no Nordeste em nenhum patamar de carga, conforme mostrado na Figura 5-4:

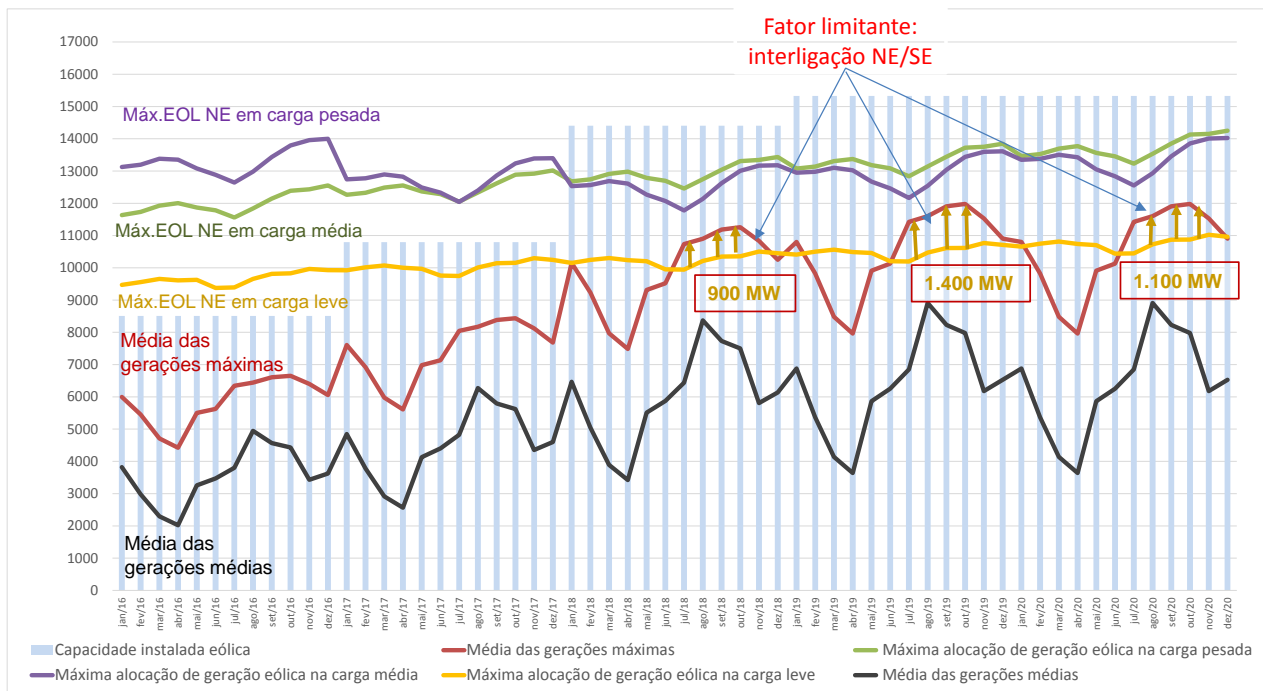
Figura 5-4: Máxima alocação de geração eólica no NE (Cascata do S.Francisco em 900 m3/s)



$$\text{Máx.EOL NE} = [\text{Carga NE} - (\text{Ghidro NE } 900 \text{ m}^3/\text{s} + \text{Gsolar NE} + \text{Gtermo inflexível NE})] + \text{EXPNE}$$

A equação supracitada (Máx.EOL NE) mostra que caso a geração hidráulica seja superior a cascata de 900 m³/s, então a máxima alocação de geração eólica será reduzida. O valor de referência para a cascata do São Francisco é de 1.300 m³/s que corresponde a uma geração igual a 3.575 MW. Assim sendo, ao se utilizar a cascata de 1.300 m³/s é previsto “engarrafamento” geração eólica no Nordeste na carga leve de 2018, 2019 e 2020, conforme mostrado na Figura 5-5

Figura 5-5: Máxima alocação de geração eólica no NE (Cascata do S.Francisco em 1.300 m3/s)



$$\text{Máx.EOL NE} = [\text{Carga NE} - (\text{Ghidro NE } 1300 \text{ m}^3/\text{s} + \text{G solar NE} + \text{G termo inflexível NE})] + \text{EXPNE}$$

5.3 Com relação ao Recebimento pelo Nordeste (RNE)

5.3.1 Configuração atual, até novembro de 2017 e com as obras da Isolux – Dezembro/2017 a Janeiro/2018

No cenário Norte exportador, o limite de recebimento da região Nordeste (RNE) para que o sistema suporte qualquer contingência simples (N-1), considerando-se uma vazão de 800 m³/s no rio São Francisco, é de 5.000 MW para as cargas pesada, média e leve.

Os limites que devem ser praticados são definidos como o menor valor entre esses limites definidos para operação N-1 e 40% da carga do Nordeste. Para a carga leve o fator limitante é 40% da carga para que o ERAC preserve parte da carga em caso de separação do sistema.

Destaca-se ainda que, para respeitar o fluxo máximo de 1.100 MW em qualquer um dos trechos da interligação SE-NE, devido a problemas de regulação de tensão nessa interligação e na área Sul do Nordeste, é necessário restringir geração eólica e solar nas subestações que compõem essa interligação, a exemplo da SE Igaporã III e demais subestações derivadas, as SEs Igaporã II e Pindaí II. O despacho pleno dessa geração poderá limitar o Recebimento pelo Nordeste (RNE), não sendo possível operar de maneira simultânea com máximo intercâmbio e máxima geração eólica e solar.

A presença das linhas de 500 kV da ISOLUX não altera o desempenho das interligações com a região nordeste.

5.3.2 Com o 1º Bipolo Xingu – Estreito – A partir de fevereiro/2018

Para o ano de 2018, os limites de RNE voltam a considerar uma vazão de 1.300 m³/s na bacia do rio São Francisco.

A entrada em operação do 1º bipolo afeta positivamente a capacidade de recebimento pelo Nordeste, nos cenários de Sudeste exportador, proporcionando um ganho de cerca de 1.300 MW nos limites de RNE nesse cenário, que passam a 6.300 MW para as cargas pesada, média e leve. Entretanto, mesmo com esse ganho, em condições de máximo recebimento do Nordeste, não é possível operar de maneira simultânea com o máximo de geração eólica e solar, havendo necessidade de restrição de geração nas SEs Igaporã III, Igaporã II e Pindaí II.

Nos cenários de Norte Exportador, a entrada do bipolo não afeta os limites de RNE.

5.3.3 Com o 2º Bipolo Xingu – Terminal Rio – Operação a partir de dezembro/2019

A entrada do 2º bipolo não afeta os limites de RNE.

5.4 Com relação às obras da Região Sudeste

5.4.1 LT 500 kV Estreito – Itabirito 2

a) Condição normal e N-1

As condições mais críticas para o atendimento às cargas das distribuidoras e consumidores livres da área Minas Gerais na ausência LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 da ABENGOA deverão ocorrer no cenário de verão com elevada exportação de energia das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste e Centro-Oeste do SIN, concomitante com baixa disponibilidade de geração hidráulica na região Leste de Minas Gerais, cenário este presente em histórico recente, agravado com o reduzido despacho térmico na área Rio de Janeiro/ Espírito Santo.

A ausência das demais obras da ABENGOA no ano 2018 tem como consequência já identificada nos estudos de interligação uma limitação na operação do Elo CC Xingu – Estreito em até 2.000 MW, para que o SIN suporte a perda desse Bipolo. Para a área Minas Gerais, essa restrição provoca uma redução no carregamento de linhas e equipamentos de transmissão, e foi considerada como premissa para a avaliação do impacto da ausência da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 da ABENGOA.

Outra premissa relevante considerada nesta análise é a entrada em operação dos empreendimentos previstos até o final de 2017, dentre os quais destacam-se:

- LT 500 kV Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, prevista para março/2016;
- 2º banco de capacitores 345 kV de 150 Mvar na SE São Gotardo 2, previsto para fevereiro/2016;
- 2º banco de autotransformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2, previsto para novembro/2016.

Considerando as premissas acima descritas, verifica-se que na ausência da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2, o sistema de transmissão é capaz de suportar as condições normais de operação e as principais contingências simples (N-1) de suas linhas e equipamentos. Tal desempenho é influenciado pelas reduções significativas de carga na área Minas Gerais, tanto de consumidores livres que deixaram de celebrar CUST, quanto das previsões de carga a menor recebidas das distribuidoras, em especial da CEMIG-D.

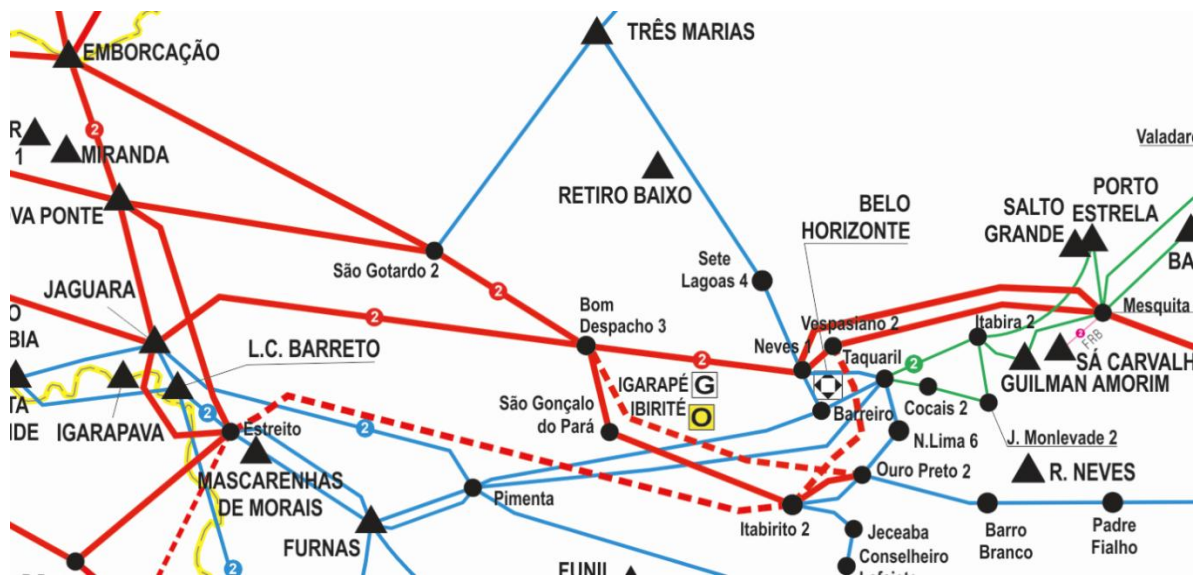
Como exceção, a ausência da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 da ABENGOA no ano 2018 poderá trazer as seguintes consequências, a depender dos patamares de carga e/ou cenários de intercâmbio entre as regiões do SIN:

- Sobrecarga marginal na LT 345 kV Furnas – Pimenta C1 (776/916 MVA) na contingência do C2 (1131/1131 MVA) no cenário de elevada exportação da região Sudeste para as regiões Norte/Nordeste;
- Sobrecarga marginal na LT 345 kV Estreito – Furnas (717/717 MVA) na contingência da LT 345 kV Mascarenhas de Moraes – Furnas, no cenário de elevada exportação das regiões Norte/Nordeste para a região Sudeste;
- Sobrecarga marginal no TR2 da SE Pimenta 345/138 kV (150/166 MVA) na contingência do TR1 (150/195 MVA), no cenário de verão com carga média.

b) Contingências duplas (N-2)

Para abril de 2018, está prevista a entrada em operação da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, indicada para que o sistema suporte a contingência dupla da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 C1 e C2. Ressalta-se que a referida contingência dupla é a mais crítica para a área Minas Gerais, dentre as linhas de transmissão com paralelismo e histórico relevante de ocorrência nessa região. A Figura 5-6 apresenta uma ilustração do sistema de transmissão local.

Figura 5-6: Recorte do sistema de transmissão – Área Minas Gerais



Em conjunto, a LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 e a LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 promovem o fechamento de extenso anel em 500 KV desde a região do Triângulo Mineiro, onde encontram-se as principais usinas da região, até os grandes centros de carga da Região Metropolitana de Belo Horizonte e Região da Mantiqueira.

Na ausência da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 da ABENGOA, o referido anel fica incompleto, e a principal função da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 comprometida. Nesse caso, a contingência dupla da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 C1 e C2 é amenizada, mas não suportada pelo SIN, tendo como consequência cortes de carga com possível propagação de defeitos que podem atingir os estados de Minas Gerais e Espírito Santo, a depender dos cenários de intercâmbio e despacho elétrico.

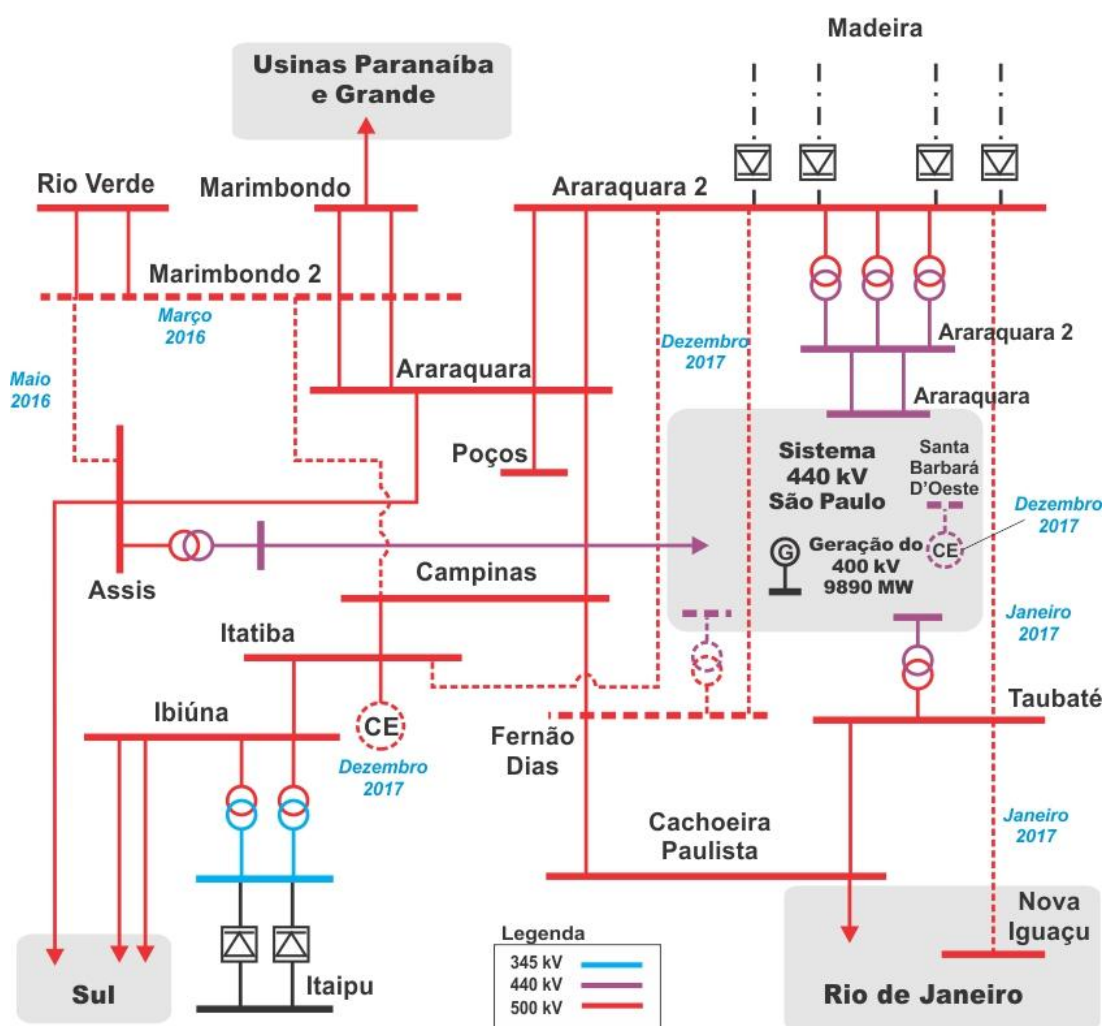
5.4.2 LT 500 kV Marimbondo II – Campinas

A LT 500 kV Marimbondo II – Campinas, prevista para agosto de 2017, seria importante para aliviar o carregamento da rede de 500 kV que escoar não apenas a injeção de potência do primeiro bipolo de Belo Monte como também a potência transmitida pelos bipolos do Madeira e a geração nas usinas dos rios Paranaíba, Grande, Teles Pires e proveniente da interligação Norte – Sul.

O impacto da LT no desempenho dessa rede foi quantificado de duas formas distintas, uma no mais curto prazo, que buscou a quantificação da geração térmica necessária e outra, que quantificou a limitação no valor de RSUD até o verão 2018/19, em função da ausência da referida LT.

A Figura 5-7 mostra o sistema previsto para o escoamento dos Bipolos do Madeira a partir da SE 500 kV de Araraquara 2.

Figura 5-7: Sistema de Interligação das Usinas do Rio Madeira



a) Avaliação quanto ao requisito de geração térmica para a manutenção do nível de recebimento elevado pela região Sul

Como pode ser observado na figura anterior, antes da entrada das LTs em 500 kV entre a SE Araraquara 2 e as SEs Taubaté, Itatiba e Fernão Dias o escoamento a partir de Araraquara 2 conta apenas com as duas LTs 440 kV Araraquara 2 – Araraquara (CTEEP) em série com os três bancos de autotransformadores 500/440 kV e duas LTs 500 kV Araraquara 2 – Araraquara (Furnas). Esta última desembocando em Campinas e daí para o Rio de Janeiro via Cachoeira Paulista e para a região Sul via Ibiúna e Assis. Portanto, para se controlar os fluxos nestas duas únicas saídas de Araraquara 2 deve-se contar com três variáveis: a geração nas usinas conectadas à rede em 440 kV, geração das usinas térmicas da área Rio de Janeiro e o intercâmbio para a região Sul.

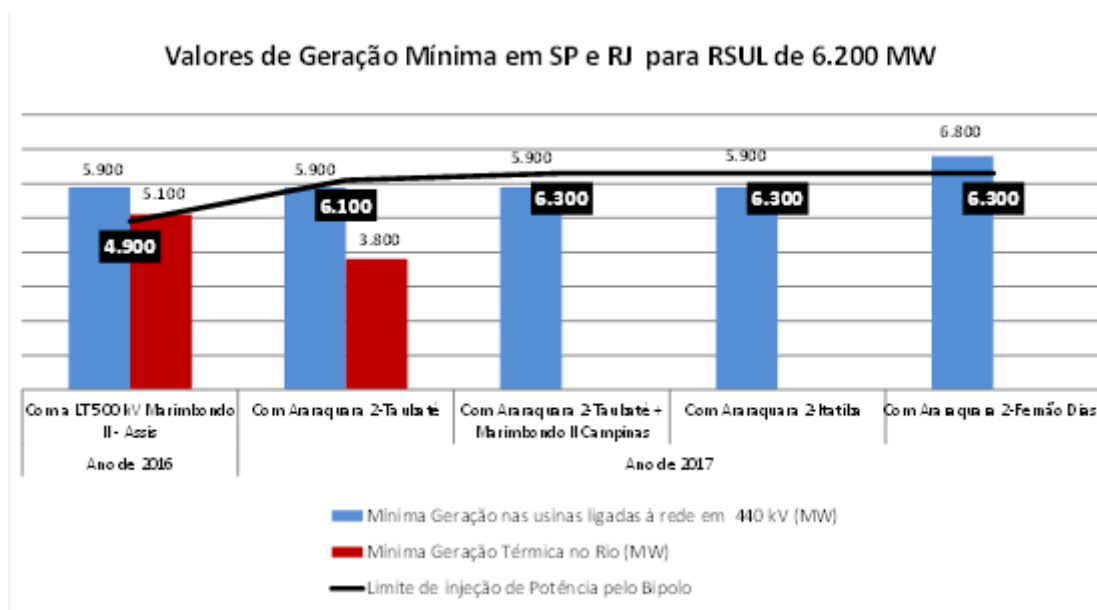
De acordo com o acompanhamento do MME/DMSE, o cronograma de obras previstas para esse sistema sofreu um grande atraso, o que poderá implicar em restrições à operação do SIN, bem como o despacho pleno de potência dos Bipolos.

As obras fundamentais para garantir a flexibilidade operativa e a otimização do SIN são: LT 500 kV Marimbondo II – Assis (mai/16), LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté (dez/2016), LT 500 kV Marimbondo II – Campinas (ago/17), e as LTs de 500 kV Araraquara 2 - Itatiba e Araraquara 2 - Fernão Dias, previstas para o mês de dezembro de 2017.

No PEL 2015 concluiu-se que a geração do Complexo do Rio Madeira poderá ser explorada na sua totalidade, no entanto ainda assim, medidas de controle de geração, que têm por consequência perda de flexibilidade operativa nas usinas conectadas ao sistema de 440 kV e nas usinas térmicas da área Rio de Janeiro, com possível limitação no intercâmbio para a região Sul, terão que ser efetuadas em todos os cenários avaliados, principalmente aqueles que não contam com a LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté.

A Figura 5-8 a seguir, apresenta um resumo das análises realizadas no PEL 2015 para um ponto de operação específico da área de segurança operativa com valores de RSUL de 6.200 MW e quatro valores de injeção em Araraquara 2 considerados como limites referenciais.

Figura 5-8: Resumo das Análises das Restrições de Escoamento do Madeira



Observa-se na Figura 5-8 que a ausência da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas traz restrições operativas para o despacho máximo das usinas do rio Madeira concomitantemente com um valor elevado de recebimento do Sul (RSUL) e impõe uma significativa necessidade de geração térmica na área Rio de Janeiro para evitar sobrecarga na LT 500 kV Araraquara-Campinas.

b) Avaliação do nível de restrição do valor de recebimento pela região Sul - RSUL

- ✓ Desempenho no Inverno de 2017, carga pesada (sem as LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias e a LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, ambas com entrada em operação prevista para Novembro de 2017).

Nesse caso, verifica-se que a operação no valor limite de RSUL de 7.900 MW, valor esse do limite de recebimento pela região Sul, ao considerar a ausência da LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, ocorreria uma sobrecarga de 7% em regime normal de operação na LT 500 kV Araraquara – Campinas. Para a eliminação do problema será necessário restringir em torno de 1.500 MW a injeção do Madeira.

- ✓ Desempenho no Verão 2017/18, carga média (com as LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias e a LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba, ambas previstas para Novembro de 2017).

Nesse caso, verifica-se que a operação no valor limite de RSUL de 8.600 MW, sem a LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas, não implicaria em nenhum problema de desempenho, seja em condição normal ou em N-1.

No entanto, caso as LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias e Araraquara 2 – Itatiba atrasem, ocorrerá o retorno à condição operativa do verão de 2016, que implica redução no RSUL em torno de 2 .000 MW, mesmo considerando o despacho pleno da geração térmico da área Rio de Janeiro.

5.5 Com relação às obras das Regiões Norte e Nordeste

Serão apresentados os impactos da ausência das obras da ABENGOA sobre o escoamento de geração eólica e solar na região Nordeste e sobre o atendimento às cargas nas regiões Norte e Nordeste.

5.5.1 LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II

No horizonte 2019, a ausência dessas obras, previstas para novembro/2016, de acordo com o acompanhamento de obras do MME/DMSE de dezembro/2015, impacta diretamente no escoamento pleno das centrais eólicas e solares já em operação ou a serem implantadas na região oeste da Bahia, bem como no atendimento às cargas do regional de Barreiras e de Eliseu Martins.

Na Figura 5-9 é apresentado o diagrama unifilar simplificado do sistema previsto para as regiões oeste da Bahia e sul do Piauí e na Figura 5-10 é apresentado o diagrama unifilar simplificado do sistema previsto para a região de Barreiras.

Figura 5-9: Configuração Prevista – Regiões Oeste da Bahia e Sul do Piauí

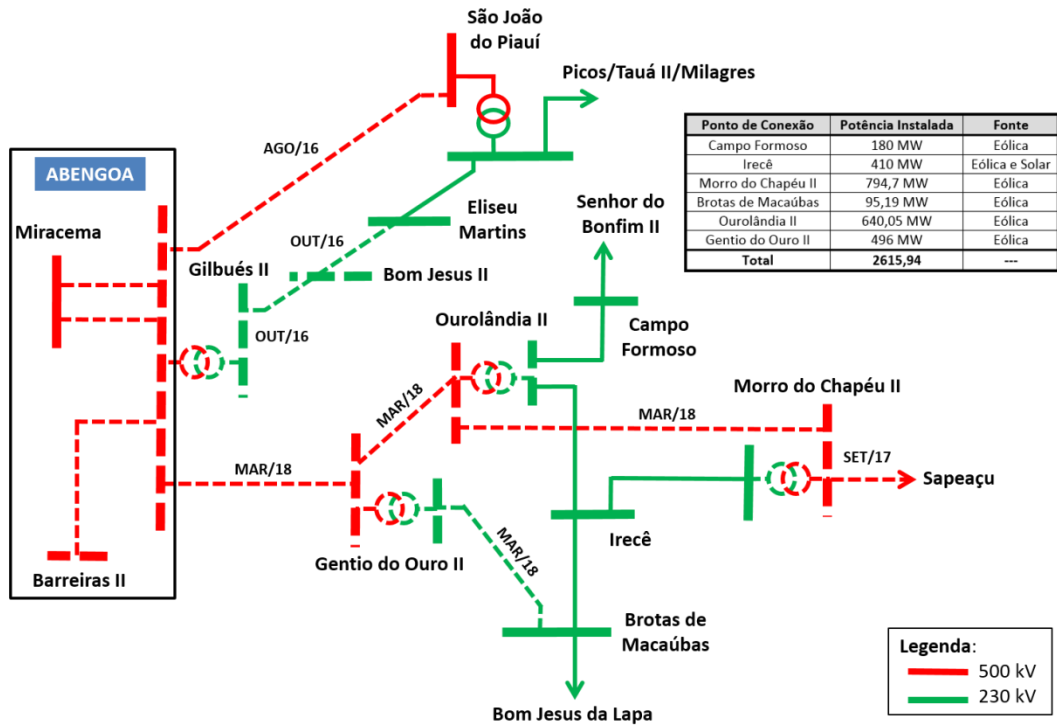
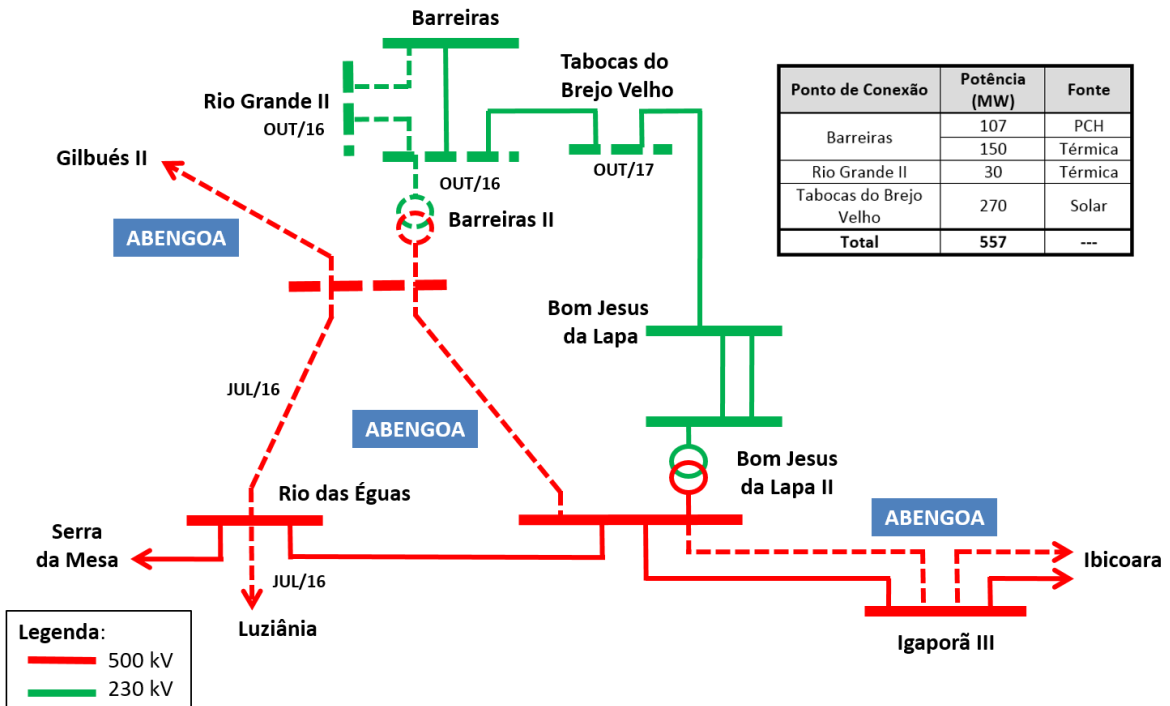


Figura 5-10: Configuração Prevista – Região de Barreiras



a) Impacto no escoamento de geração no oeste da Bahia e na SE Gilbués II

A ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-9 impacta no escoamento pleno das centrais eólicas e solares, já em operação ou a serem implantadas nas SEs Irecê, Morro do Chapéu II, Orolândia II, Gentio do Ouro II, Campo Formoso e Brotas de Macaúbas, além de impedir a conexão de 90 MW de geração solar na SE Gilbués II.

Em 2017, considerando uma capacidade instalada da ordem de 820 MW nas SEs Irecê, Morro do Chapéu II, Campo Formoso e Brotas de Macaúbas, na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, poderá haver sobrecarga na LT 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim II de até 18%, além de tensão da ordem de 0,9 pu na SE Campo Formoso, havendo necessidade de redução de geração de até 60 MW nas subestações da região, para eliminar a referida sobrecarga.

Em 2018, considerando uma capacidade instalada da ordem de 2.160 MW nas SEs Irecê, Morro do Chapéu II, Orolândia II, Gentio do Ouro II, Campo Formoso e Brotas de Macaúbas, poderá haver sobrecarga, em condição normal de operação, de cerca de 10% na LT 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim II, havendo a necessidade de se restringir cerca de 40 MW da geração conectada na SE Campo Formoso para evitar tal sobrecarga. No entanto, mesmo considerando essa redução, na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu haverá colapso de tensão nas SEs do eixo 230 kV Sobradinho – Bom Jesus da Lapa, com o consequente desligamento de carga e de geração conectadas nessas subestações. A fim de evitar o colapso de tensão é necessário restringir cerca de 1.000 MW de geração nas subestações da região, de modo a manter o fluxo na LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu em valores da ordem de 500 MW. Essa redução de geração é mais efetiva quando efetuada nas SEs Morro do Chapéu II, Orolândia II e Gentio do Ouro II. Mesmo considerando essa redução de geração, na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, ainda poderá haver sobrecarga nas LTs 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim II e Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa, de até 30% e 20%, respectivamente, além de tensão da ordem de 0,9 pu na SE Campo Formoso, havendo necessidade de uma nova redução de geração nas subestações da região, da ordem de 140 MW, para eliminar as referidas sobrecargas.

Em 2019, considerando uma capacidade instalada da ordem de 2.615 MW, os problemas verificados no ano de 2018 são agravados. Para eliminar sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim II, poderá ser necessário restringir até 50 MW da geração conectada na SE Campo Formoso. Na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, será necessária uma redução de até 1.150 MW de geração nas subestações da região, de modo a evitar o colapso de tensão no eixo 230 kV Sobradinho – Bom Jesus da Lapa. Adicionalmente, poderá ainda haver sobrecarga nas LTs 230 kV Campo

Formoso – Senhor do Bonfim II e Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa, além de problema de subtensão na SE Campo Formoso, havendo necessidade de uma outra redução de geração nas subestações da região, da ordem de 200 MW.

Para solucionar os problemas supracitados, recomenda-se a implantação de um Sistema Especial de Proteção – SEP, com a função de corte automático de geração da ordem de 1.140 MW, em 2018, a 1.350 MW, em 2019, para garantir a estabilidade do sistema elétrico e eliminar possíveis sobrecargas, quando da perda intempestiva da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu.

b) Impacto no atendimento à carga do Regional de Eliseu Martins

A ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-9, em todo o horizonte, manterá a região polarizada pela SE Eliseu Martins, atendida radialmente a partir de uma LT 230 kV oriunda da SE São João do Piauí, mesmo após a entrada em operação da SE Bom Jesus II e dos setores 230 kV e 69 kV da SE Gilbués II. A contingência da LT 230 kV São João do Piauí – Eliseu Martins leva a perda de toda a carga da região sul do Piauí, suprida pelas SEs Eliseu Martins, Bom Jesus II e Gilbués II, totalizando 53 MW em 2019. Já na contingência da LT 230 kV Eliseu Martins – Bom Jesus II, haverá o corte de todas as cargas atendidas pelas SEs Bom Jesus II e Gilbués II, totalizando 38 MW. Por fim, a contingência da LT 230 kV Bom Jesus II – Gilbués II ocasiona o desligamento da carga suprida pela SE Gilbués II, levando a um corte de carga de até 18 MW.

Na contingência do único autotransformador 500/230 kV da SE São João do Piauí, para os patamares de carga pesada e média, poderá ocorrer colapso de tensão nas SEs do eixo 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II – Eliseu Martins – São João do Piauí – Picos, ocasionando rejeição natural de carga na região, de até 237 MW em 2019. A presença da geração eólica e solar existente e prevista para a região poderá minimizar o problema ou, até mesmo, evitar o desligamento de cargas na região, a depender do montante de geração disponível.

c) Impacto no atendimento à carga do Regional de Barreiras

Com a ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-10, a região polarizada pela SE Barreiras 230/138/69 kV e pela futura SE Rio Grande II 230/138 kV permanecerá atendida de forma radial a partir de uma Linha de 230 kV oriunda da SE Bom Jesus da Lapa. A contingência da LT 230 kV Barreiras II – Tabocas do Brejo Velho levará a perda de toda a carga (225 MW em 2016 a 260 MW em 2019) atendida pelas SEs Barreiras e Rio Grande II e de toda a geração conectada nas SEs Barreiras e Rio Grande II (de 137 MW em 2016 a 287 MW em 2019). Na contingência da LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa,

teremos adicionalmente a perda de até 270 MW provenientes das UFVs Ituverava e Novo Horizonte.

Em 2016, em condição normal de operação, na carga média, com cerca de 225 MW atendida a partir das SEs Barreiras e Rio Grande II, poderá haver afundamento de tensão, com valores inferiores a 0.90 pu nessas subestações, quando a geração das PCHs da região for nula, sendo necessário corte de carga de até 55 MW nessa região. A partir de 2017, mesmo com o despacho máximo das UFVs conectadas na SE Tabocas do Brejo Velho (270 MW), o corte de carga poderá ser agravado para até 65 MW, podendo ser reduzido em até 30 MW, caso seja considerado o despacho da UTE Sykué. No período úmido, considerando o despacho das PCHs, não é esperada restrição no atendimento à carga e o despacho térmico poderá ser reduzido.

Em 2018, para uma carga média da ordem de 250 MW e na condição normal de operação, os problemas de tensão descritos para o ano de 2017 são agravados, levando a necessidade de se restringir cerca de 80 MW da carga nas subestações da região. Para evitar corte de carga é necessário despachar 80 MW nas UTEs Sykué e Campo Grande, esta última prevista para entrar em operação em dezembro de 2017. Já para o ano de 2019, haverá necessidade de se restringir cerca de 90 MW nas subestações da região, necessitando de um despacho de 90 MW na referidas UTEs. No período úmido, considerando o despacho das PCHs, não é esperada restrição no atendimento à carga e o despacho térmico poderá ser reduzido.

d) Impacto no escoamento de geração no Regional de Barreiras

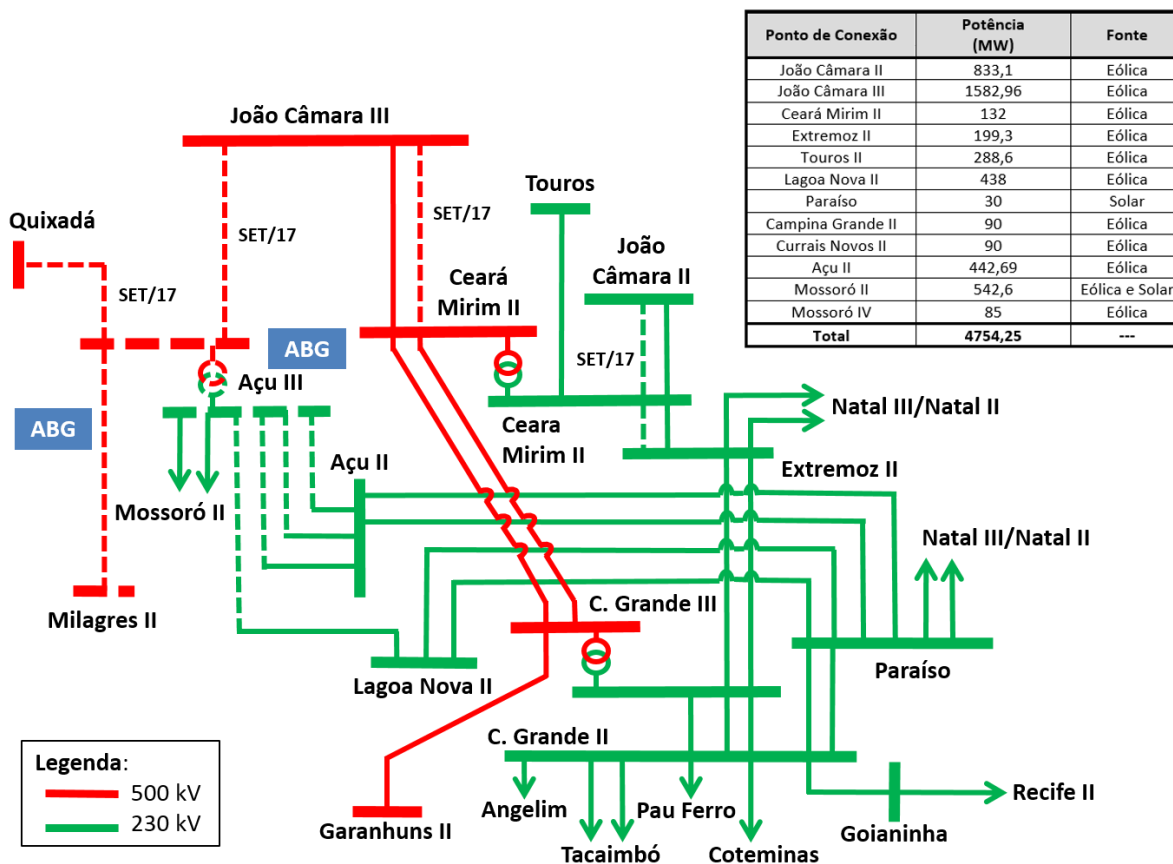
A ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-10, impacta no escoamento pleno das PCHs, UTEs e UFVs, já em operação ou a serem implantadas nas SEs Barreiras, Rio Grande II e Tabocas do Brejo Velho.

Em 2018 e 2019, na condição de carga média e considerando o despacho pleno da geração prevista para esta região, poderá haver sobrecarga em condição normal, na LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa, podendo haver necessidade de restrição de geração de até 60 MW.

5.5.2 LT 500 kV Açú III – Milagres II C1, SE Açú III 500/230 kV e SE Milagres II 500 kV

A ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-11, previstas para outubro/2016, de acordo com o acompanhamento de obras do MME/DMSE de dezembro/2015, impacta no escoamento da geração localizada no Rio Grande do Norte. Na Figura 5-11 é apresentado o diagrama unifilar simplificado do sistema previsto para o Rio Grande do Norte e parte do Ceará.

Figura 5-11: Configuração Prevista – Rio Grande do Norte e parte do Ceará



a) Impacto no escoamento de geração

A ausência das obras da ABENGOA apresentadas na Figura 5-11, impacta no escoamento pleno das centrais eólicas e solares, já em operação ou a serem implantadas nas SEs João Câmara III, João Câmara II, Ceará Mirim II, Touros, Extremoz II, Paraíso, Lagoa Nova II, Currais Novos II, Açú II, Mossoró II e Mossoró IV, totalizando 4.380 MW, além de impedir a conexão de 60 MW de geração solar na SE Açú III.

Em todo o horizonte, a depender do despacho térmico da área leste da região Nordeste, nas situações mais críticas, verificam-se os seguintes problemas: na contingência da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2, ocorre sobrecarga de 18% no circuito remanescente; na contingência da LT 230 kV Mossoró II – Açú II C1, verifica-se uma sobrecarga de 33% no circuito remanescente; e, caso a contingência seja na LT 230 kV Mossoró II – Açú II C2, a sobrecarga no circuito 1 chega a 24%. Nessas situações haverá necessidade de redução de geração no Rio Grande do Norte, respectivamente, de até 210 MW, 290 MW e 240 MW.

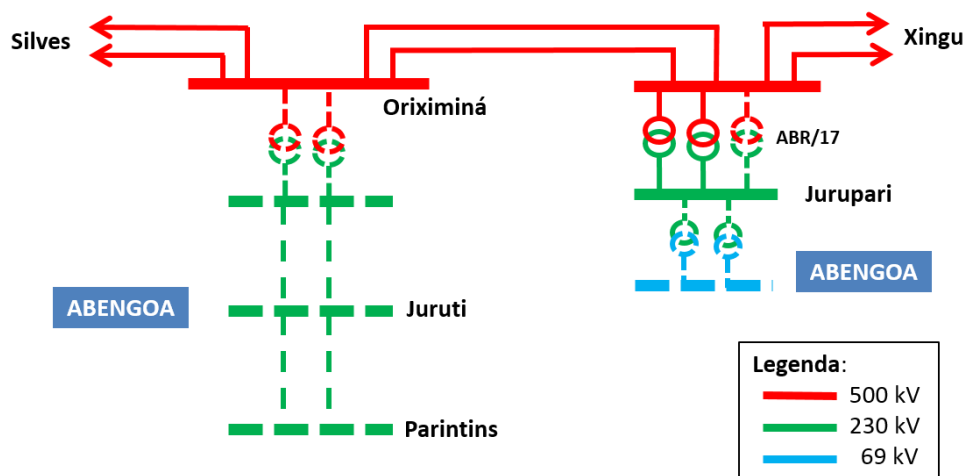
Em 2017, na contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns II ocorrerá sobrecarga de até 25% na LT 230 kV Campina Grande II – Goianinha. Em 2018, para a mesma contingência, a sobrecarga na LT 230 kV Campina Grande II – Goianinha passará para 32%, atingindo 43% em 2019. Nessas situações haverá necessidade de redução de geração no Rio Grande do Norte de até 480 MW, em 2017, de 600 MW, em 2018 e de 800 MW em 2019.

Sendo assim, para solucionar esses problemas, recomenda-se a implantação de medidas operativas para reduzir geração no estado do Rio Grande do Norte e eliminar as sobrecargas supracitadas.

5.5.3 LT 230 kV Oriximiná – Juruti – Parintins CD, SE Oriximiná, pátio novo de 230 kV, SEs 230/138 kV Juruti e Parintins e SE Jurupari, pátio novo de 69 kV

Na Figura 5-12 é apresentado o sistema previsto para as regiões de Jurupari, Parintins e Juruti.

Figura 5-12: Configuração Prevista - Regiões de Jurupari, Parintins e Juruti

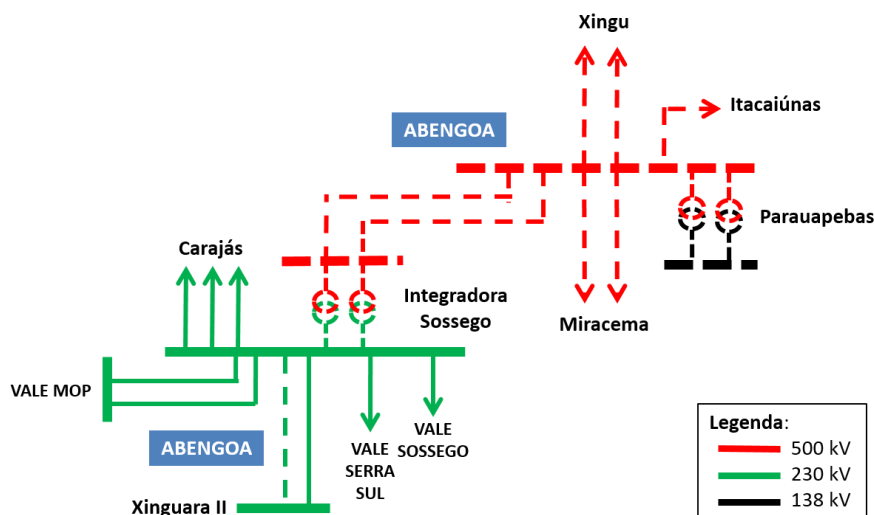


O atraso dessas obras, previstas para janeiro/2019, de acordo com o acompanhamento de obras do MME/DMSE de janeiro/2016, impacta diretamente no atendimento às cargas dos sistemas isolados de Jurupari, Parintins e Juruti, impedindo a conexão das cargas dos sistemas isolados ao SIN, atingindo 64,0 MW em 2019, que permanecerão atendidas por usinas termelétricas a óleo combustível.

5.5.4 LT 500 kV Parauapebas – Integradora Sossego CD, LT 230 kV Integradora Sossego – Xinguara 2 C2, SE Parauapebas, pátio novo de 138 kV, SE Integradora Sossego, pátio novo de 500 kV

Na Figura 5-13 é apresentado o sistema previsto para a região sudeste do Pará.

Figura 5-13: Configuração Prevista - Região sudeste do Pará



O atraso dessas obras, previstas para dezembro/2017, de acordo com o acompanhamento de obras do MME/DMSE de janeiro/2016, impacta no atendimento às cargas do sudeste do Pará. Na contingência da LT 230 kV Integradora Sossego – Xinguara 2 C1, após o remanejamento de 19 MW pelo sistema de distribuição, haverá corte de carga de até 135 MW, em 2019, supridos pela SE Xinguara 2.

5.6 Configurações alternativas

A ANEEL entendeu ser oportuno avaliar se há ganho sistêmico na energização de algumas linhas de transmissão e de unidades transformadoras, que serão construídas e que não poderão ser conectadas em face do atraso das obras da ABENGOA. Essas obras poderiam ser conectadas de forma alternativa, sem contar com as obras da ABENGOA, mesmo que se faça necessária a instalação de equipamentos adicionais, tendo em vista a mudança de topologia da rede planejada.

Com esse propósito, nos itens 5.6.1 a 5.6.3 a seguir, são apresentados os resultados das análises, estritamente sob os aspectos de escoamento de geração e de atendimento às cargas, controle de tensão e energização, não sendo levada em consideração a possibilidade física de tais conexões.

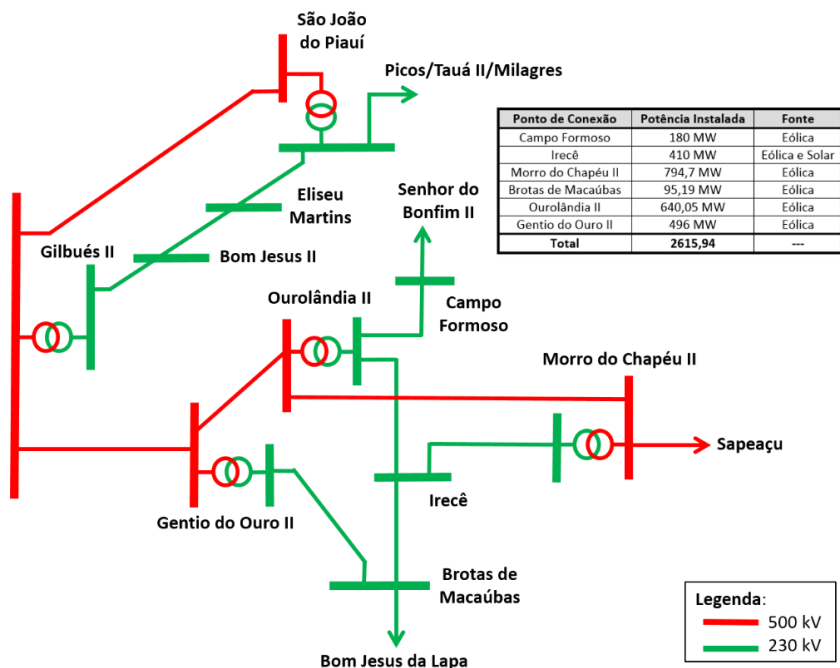
5.6.1 LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II – Gentio do Ouro II e a Transformação 500/230 kV na SE Gilbués II

Faz-se necessária a construção de módulo geral e trecho de barramento para conexão de LTs, reatores e transformador na SE Gilbués II 500 kV.

As obras da ABENGOA que estão no escopo da ATE XVI (contrato de concessão de transmissão nº 001/2013) são: LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II. A ausência dessas obras, especialmente a SE Gilbués II 500 kV, impede a entrada em operação das seguintes obras: LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí, de propriedade da concessionária São João (contrato de concessão de transmissão nº 008/2013); da transformação 500/230 kV na SE Gilbués II, de propriedade da concessionária São Pedro (contrato de concessão de transmissão nº 015/2013); e da LT 500 kV Gilbués II – Gentio de Ouro II e do reator de barra 200 Mvar/500 kV na SE Gilbués II, de propriedade da concessionária José Maria de Macêdo (contrato de concessão de transmissão nº 005/2015).

Para a configuração alternativa apresentada na Figura 5-14, as análises de fluxo de potência foram desenvolvidas com a presença dos reatores de linha associados as LTs 500 kV Gilbués II – São João do Piauí e Gilbués II – Gentio de Ouro II, bem como do reator de barra na SE Gilbués II, a ser implantado pela transmissora José Maria de Macedo. Os resultados são detalhados a seguir.

Figura 5-14: Configuração Alternativa – Regiões Oeste da Bahia e Sul do Piauí



a) Impacto no escoamento de geração

Em 2018, no cenário Nordeste Exportador para o Norte, patamar de carga leve, e considerando a LT 500 kV São João do Piauí – Gentio do Ouro II, foi verificado que na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu haverá colapso de tensão nas SEs do eixo 230 kV Sobradinho – Bom Jesus da Lapa, sendo necessário restringir cerca de 100 MW de geração nas subestações da região.

Considerando a redução de geração de 100 MW, na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu poderá haver sobrecarga de até 8% na LT 230 kV Campo Formoso – Senhor do Bonfim II, havendo necessidade de uma nova redução de geração nas subestações da região, da ordem de 40 MW para eliminar a referida sobrecarga.

Em 2019, para evitar o problema de colapso de tensão e de sobrecarga no eixo 230 kV Sobradinho – Bom Jesus da Lapa, quando da contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, poderá ser necessário um corte de geração de até 250 MW nas subestações da região.

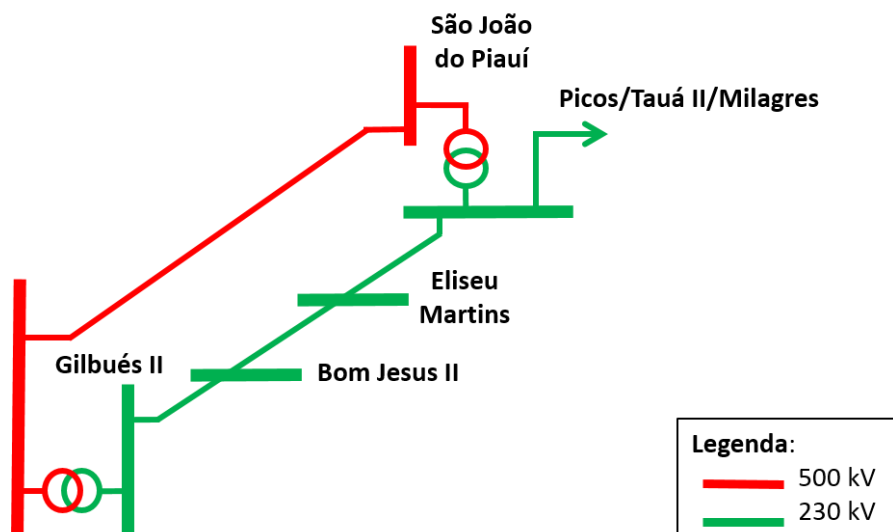
Para solucionar os problemas supracitados, recomenda-se a implantação de um Sistema Especial de Proteção – SEP, com a função de corte automático de geração da ordem de 140 MW em 2018 e de 250 MW em 2019, para garantir a estabilidade do sistema elétrico e eliminar possíveis sobrecargas, quando da perda intempestiva da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, o que caracteriza um ganho de cerca de 1.000 MW.

b) Impacto no atendimento às cargas do Regional Eliseu Martins

Considerando a energização da transformação 500/230 kV na SE Gilbués II, juntamente com a LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II – Gentio do Ouro II, o sistema de atendimento às cargas do Sul do Piauí deixa de ser radial, sendo suprido a partir das SEs São João do Piauí e Gilbués II. Desta forma, não são esperados problemas de carregamento e de tensão em condição normal de operação e em contingências simples de elementos da Rede Básica na região.

Por fim, destaca-se ainda que também foi verificada a possibilidade de suprimento às cargas do regional de Eliseu Martins, a partir de 2016, apenas pela energização da transformação 500/230 kV na SE Gilbués II e da LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II, conforme apresentado na Figura 5-15. Esta alternativa também se mostrou viável.

Figura 5-15: Configuração Alternativa Parcial – Sul do Piauí



Das análises acima descritas nos itens 5.6.1 a) e b), podemos depreender que, haverá uma redução da ordem de 1.000 MW no corte automático de geração, prevista para a região oeste da Bahia, na contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu. Além disso, considerando a transformação 500/230 kV, é atendida toda a carga do eixo 230 kV Gilbués II – São João do Piauí, cerca de 53 MW.

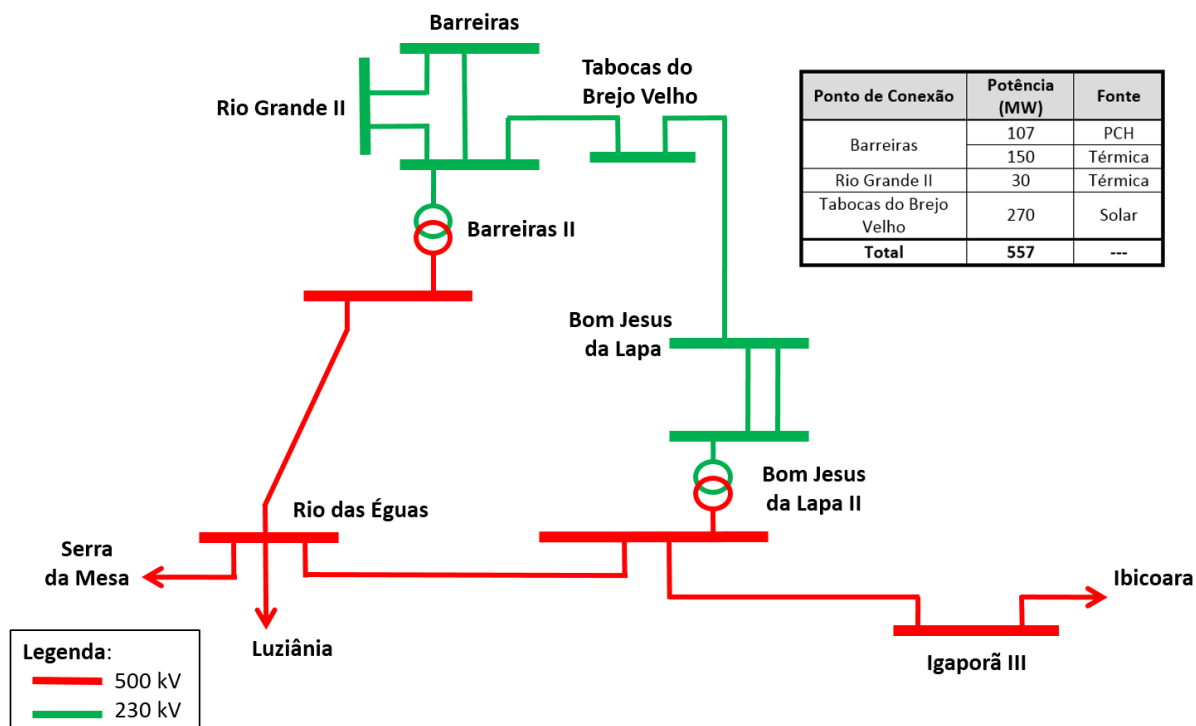
5.6.2 LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas e a transformação 500/230 kV na SE Barreiras II

Faz-se necessária a construção de módulo geral e trecho de barramento para conexão da LT, reatores e transformador 500/230 kV na SE Barreiras II 500 kV.

As obras da ABENGOA que estão no escopo da ATE XVI (contrato de concessão de transmissão nº 001/2013) são: LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II. A ausência dessas obras, especialmente a SE Barreiras II 500 kV, impede a entrada em operação da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas, de propriedade da concessionária Paranaíba (contrato de concessão de transmissão nº 007/2013); e da transformação 500/230 kV na SE Barreiras II, de propriedade da concessionária São Pedro (contrato de concessão de transmissão nº 015/2013).

Para a configuração alternativa apresentada na Figura 5-16, as análises de fluxo de potência foram desenvolvidas com a presença dos reatores de linha e das compensações série associadas a LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas.

Figura 5-16: Configuração Alternativa – Regional de Barreiras



Considerando a energização da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas e da transformação 500/230 kV na SE Barreiras II em 2016, no cenário Nordeste Exportador para o Norte, condição de carga média, foi verificado que em condição normal de operação poderá haver sobrecarga na LT 230 kV Barreiras II – Tabocas do Brejo Velho de até 40%, a partir de 2017, considerando o despacho pleno das UFVs conectadas na SE Tabocas do Brejo Velho. Para não limitar a geração dessas UFVs, em até 100 MW, e solucionar este problema, deve ser implantada medida operativa para acompanhar o fluxo na LT 230 kV Tabocas do Brejo Velho – Barreiras II e abrir essa linha quando for atingida a capacidade de longa duração deste circuito.

Na contingência da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II, em todo o horizonte analisado, deverá ser implantado um SEP para abertura do sistema de 230 kV, em local ainda a ser definido nas análises complementares, visando evitar colapso de tensão, pois o fluxo na interligação Sudeste-Nordeste passaria todo pelo sistema de 230 kV entre as SEs Barreiras II e Bom Jesus da Lapa, em qualquer sentido de intercâmbio na interligação SE-NE.

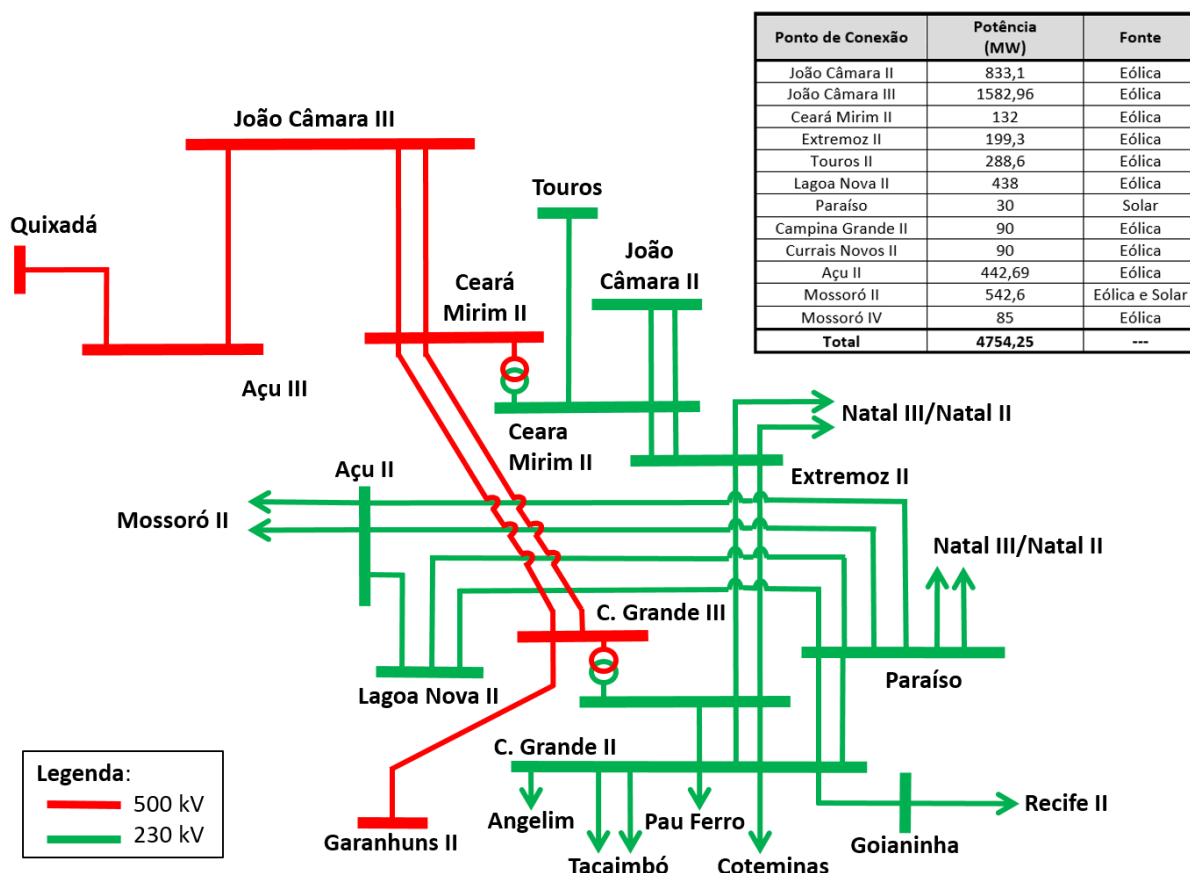
5.6.3 LT 500 kV Quixadá – Açú III – João Câmara III

Faz-se necessária a construção de módulo geral e trecho de barramento para conexão de LTs e reatores na SE Açú III.

As obras da ABENGOA que estão no escopo da ATE XVII (contrato de concessão de transmissão nº 005/2013) são: LT 500 kV Açú III – Milagres II C1, SE Açú III 500/230 kV e SE Milagres II 500 kV. A ausência dessas obras, especialmente a SE Açú III, impede a entrada em operação da LT 500 kV Açú III – João Câmara III, da LT 500 kV Açú III – Quixadá e do reator de barra 150 Mvar/500 kV na SE Açú III, estas de propriedade da concessionária Esperanza (contrato de concessão de transmissão nº 018/2014).

Para a configuração alternativa apresentada na Figura 5-17, as análises de escoamento mostram que há um ganho significativo considerando a presença da LT 500 kV Quixadá – Açú III – João Câmara III, incluindo os reatores de linha e de barra da transmissora Esperanza. As referidas LTs solucionam os problemas de sobrecarga apresentados nas contingências simples das LTs 230 kV Banabuiú – Russas II C1 ou C2, Mossoró II – Açú II C1 ou C2 e da LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns II, descritos no item 5.5.2.

Figura 5-17: Configuração Alternativa – Rio Grande do Norte e parte do Ceará



Esta solução permite o escoamento de toda a geração prevista para o estado do Rio Grande do Norte, em todo o horizonte analisado, evitando a necessidade de medida operativa para a redução de até 800 MW de geração, em situações de contingências.

5.7 Impacto do atraso da ABENGOA no fechamento da ponta do Sudeste

A entrega de energia das regiões Norte e Nordeste impacta o atendimento à ponta de carga da região Sudeste, pois se traduz em 2.000 MW que deixam de ser transmitidos pelo 1º Bipolo de corrente contínua Xingu – Estreito em carga pesada. Cabe destacar que essa é a situação mais crítica, caso não seja possível despachar um valor elevado de máquinas hidráulicas no Nordeste. Caso seja possível contar com cerca de 50% da potência instalada no Nordeste, será possível despachar 4.000 MW no Bipolo, eliminando qualquer impacto no recebimento da região Sudeste.

5.8 Priorização das obras diante do novo cenário da transmissão (ONS x EPE)

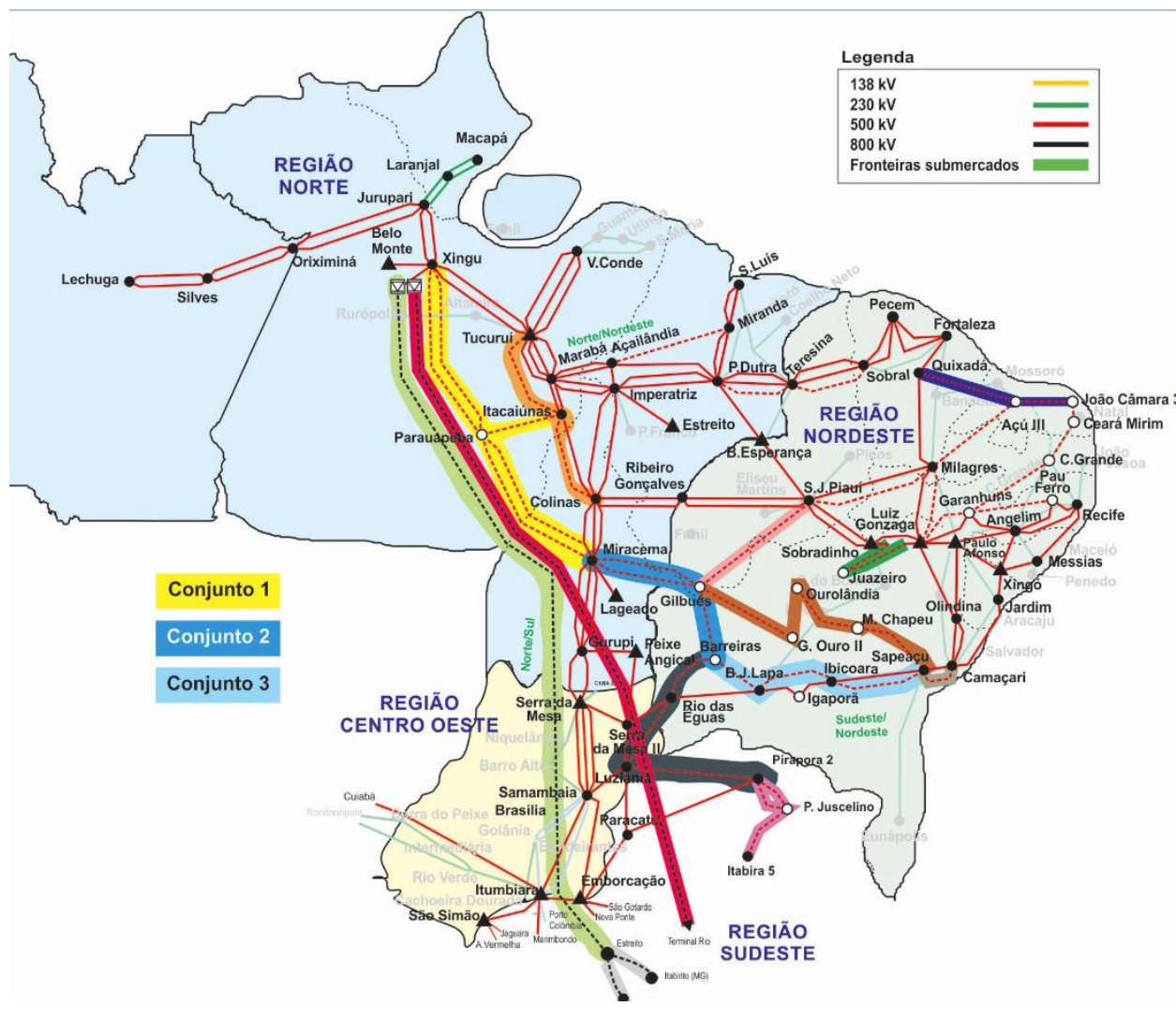
A seguir estão indicados os benefícios para o SIN associados à entrada em operação de obras ou agrupamentos de obras da ABENGOA, a fim de subsidiar decisões do CMSE sobre possíveis equacionamentos dos empreendimentos ainda sob concessão da ABENGOA. Ao final das análises foram recomendados 3 agrupamentos de obras que trarão maiores benefícios ao desempenho do SIN, sob a ótica do escoamento da geração prevista para as regiões Norte e Nordeste.

5.8.1 Elevação da capacidade de exportação da região Norte

Durante o período úmido foram analisados três conjuntos de obras, os quais estão mostrados na Figura 5-18.

- **Conjunto 1:** LT 500 kV Xingu – Parauapebas (C1 e C2), Parauapebas – Itacaiúnas (C1) e Parauapebas – Miracema (C1 e C2);
- **Conjunto 2:** LT 500 kV Miracema – Gilbués (C1 e C2) e Gilbués – Barreiras;
- **Conjunto 3:** Barreiras – Bom Jesus da Lapa, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara e Ibicoara – Sapeçu.

Figura 5-18: Conjuntos de obras analisadas – Conjuntos 1, 2 e 3



Na carga pesada, a limitação da exportação do Norte deve-se ao carregamento do BCS da LT 500 kV Tucuruí2-Itacaiúnas que atinge o seu limite de longa duração em regime normal de operação. Portanto, sabendo-se que o valor de transferência via bipolo sem as obras da ABENGOA é de cerca de 2.000 MW, o conjunto de obras que apresentou o maior ganho de intercâmbio foi o conjunto 1. A Tabela 5-5 mostra o ganho de intercâmbio de 1.600 MW ao ser considerada a implantação desse conjunto de obras:

Tabela 5-5: Aumento da exportação do Norte em carga pesada

Carga	Obras	Bipolo (MW)	EXPN (MW)	Belo Monte (MW)	ECG (Nº máq.)	Ganho de Intercâmbio(MW)		Fator Limitante
						Devido à obra	Via rede	
Pesada	Sem obras	2000	6600	6900	2	-	-	1. BCS Tucuruí 2 – Itacaiúnas 2. Controle de Tensão no Norte
	Conjunto 1	2500	7700	8400	3	1600	CC=500 MW CA=1100 MW	BCS Peixe-Serra da Mesa (N e N-1).

EXPN: Exportação do Norte via rede CA.

ECG: Esquema de Corte de Geração

Na carga leve, a limitação da exportação do Norte deve-se ao carregamento do BCS da LT 500 kV Peixe – Serra da Mesa que atinge o seu limite de longa duração em regime normal de operação.

A Tabela 5-6 mostra o aumento da exportação do Norte em função do conjunto de obras utilizado.

Tabela 5-6: Aumento da exportação do Norte em carga leve

Carga	Obras	Bipolo (MW)	EXPN (MW)	Belo Monte (MW)	ECG (Nº máq.)	Ganho de Intercâmbio (MW)		Fator Limitante
						Devido à obra	Via rede	
Leve	Sem obras	2000	6600	4450	3	-	-	1. BCS Peixe – Serra da Mesa 2. Controle de Tensão no Norte
	Conjunto 2	2500	6600	4950	3	500	CC	Controle de Tensão no Norte
	Conjunto 2 + Conjunto 3	2500	6600	4950	3	500	CC	Controle de Tensão no Norte
	Conjunto 1	2500	6600	4950	4	500	CC	Oscilação de tensão no Sudeste (SE Gurupi e região Teles Pires)

A Tabela 5-6 mostra que independente do conjunto de obras escolhido, o ganho de intercâmbio em carga leve é o mesmo, ou seja, 500 MW.

A análise da Tabela 5-5 e da Tabela 5-6 permite concluir que o conjunto 1 de obras é o mais prioritário dentre os três conjuntos, a fim de maximizar o ganho energético durante o período úmido do Norte.

5.8.2 Elevação da capacidade de exportação da região Nordeste

Para esta análise foram consideradas em operação as configurações alternativas indicadas no item 5.6, aquelas tidas como promissoras sob o ponto de vista regulatório. Nesse contexto destacam-se as LTs 500 kV São João do Piauí – Gilbués – Gentio do Ouro e Rio das Éguas – Barreiras.

A Tabela 5-7 mostra os principais resultados para cada uma das obras analisadas.

Tabela 5-7: Aumento da exportação do Nordeste em carga leve

Carga	Obra	UEE NE % MW	UTE N % MW	UTE NE % MW	EXPNE MW	FSENE MW	Fator Limitante	Ganho de intercâmbio (MW)		
								Devido à obra	Acumulado	Via rede
Leve	Sem obras	78% 11286	11% 241	12% 676	4872	1387	Controle de tensão na SENE.	-	-	-
	GIL-BAR	83% 11988	11% 241	12% 676	5508	2212	Controle de tensão na SENE.	636	636	CA
	GIL-BAR BAR-BJL BJL-IBI IBI-SAP	87% 12560	11% 241	12% 676	5998	2481	Carregamento dos BCS da LT 500 kV Barreiras – Rio das Éguas.	490	1126	CA
	BAR-BJL BJL-IBI IBI-SAP	87% 12560	42% 894	30% 1745	6927	2218	Controle de tensão na SENE.	929	2055	CA

SENE: Interligação Sudeste – Nordeste

GIL-BAR: Gilbués-Barreiras

BAR-BJL: Barreiras-B.J.Lapa

BJL-IBI: Bom Jesus da Lapa-Ibicoara

IBI-SAP: Ibicoara-Sapeaçu

A Tabela 5-7 mostra que a duplicação da interligação Sudeste-Nordeste (SENE) é a obra prioritária quando se trata da exportação do Nordeste. Portanto, as LTs 500 kV Barreiras-Bom Jesus da Lapa, Bom Jesus da Lapa-Ibicoara e Ibicoara-Sapeaçu são as linhas de transmissão que promoverão a maior exportação do Nordeste, cujo valor é de 2.055 MW. Além de permitir significativo aumento na exportação do Nordeste, a duplicação da SENE cumpre importante papel no sentido de viabilizar o pleno escoamento das usinas eólicas e solares, cujas conexões ocorrem em subestações que compõem essa interligação, a exemplo da SE Igaporã III-500 kV, e demais subestações derivadas desta SE, conforme apresentado na Tabela 5-8.

Tabela 5-8: Injeção máxima na SE Igaporã-500 kV

Subestação	Injeção máxima (MW)
Igaporã III-500 kV	560
Igaporã III-230 kV	284
Igaporã II-230 kV	444
Igaporã II-69 kV	366
Pindaí II-230 kV	223
Pindaí II-69 kV	271
Total	2.148

6 Aspectos físicos e de engenharia das instalações

6.1 Aspectos associados à SE Xingu-500 kV.

Impacto da não realização das obras sob responsabilidade da ABENGOA

- Comprometimento da execução das obras das instalações associadas ao bipolo 1 de propriedade da BMTE.
- Comprometimento da execução das obras das instalações associadas ao bipolo 2 de propriedade da XRTE.
- Não implementação das duas entradas de linhas para Parauapebas C1 e C2.
- Comprometimento do vão DJM da entrada da LT 500 kV Belo Monte-Xingu C3 compartilhado com a Norte Energia.
- Não implementação dos dois módulos seccionadores de barras com disjuntor e não realização da extensão das barras de 500 kV.

Adequações e providências necessárias

- Construção da extensão das duas barras de 500 kV sob responsabilidade da ABENGOA.
- Implementação dos dois módulos seccionadores de barras com disjuntor.
- Realização das adequações necessárias no vão DJM da entrada de linha para Belo Monte C3, com a instalação de disjuntor e respectivos transformadores de corrente para completar o vão de interligação de barras (disjuntor do meio do arranjo DJM).

A Figura 8-1 mostra o diagrama unifilar referente à SE Xingu-500 kV.

6.2 Aspectos associados à SE Gilbués II-500 kV.

Impacto da não realização das obras sob responsabilidade da ABENGOA

- Não implementação das duas entradas de linhas para Miracema C1 e C2.
- Não implementação da entrada de linha para Barreiras II.
- Rebatimento também em relação à entrada das instalações associadas à São João Transmissora de Energia (LT 500 kV Gilbués II - São João do Piauí) - Lote A Leilão nº 001/2013, à entrada das instalações da São Pedro Transmissora de Energia (Transformador 500/230-13,8 kV de 250 MVA, LT 230 kV para Bom Jesus II, dois Transformadores 230/69 kV 50 MVA) – Lote C Leilão 002/2013; bem como, da entrada das instalações da Transmissora José Maria de Macedo - JMM (LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II) – Lote A Leilão 007/2014.

Adequações e providências necessárias

- Nova instalação em fase de construção. Realizar as obras de adequações de forma a viabilizar a entrada das instalações dos demais empreendedores.
- Necessidade de autorização da disponibilização do módulo de infraestrutura geral, consistindo basicamente da construção de trecho de barramentos de 500 kV, construção de trecho da malha de terra, obras de terraplanagem, arruamento e drenagem (obras de responsabilidade da ATE XVI), de forma a atender às obras da São João Transmissora de Energia, da São Pedro Transmissora de Energia e da Transmissora José Maria Macedo. Deverá ser previsto também, a instalação de proteção para os barramentos de 500 kV bem como a instalação de transformadores de potencial para a função de sincronismo.
- Realização das adequações necessárias nos circuitos de controle e proteção associados às barras 500 kV, inclusive, com a instalação de TC's em ambos os lados dos disjuntores seccionadores de barras.

A Figura 8-2 mostra o diagrama unifilar referente à SE Gilbués II-500 kV.

6.3 Aspectos associados à SE Barreiras II-500 kV.

Impacto da não realização das obras sob responsabilidade da ABENGOA

- Não implementação da entrada de linha para Gilbués II.
- Não implementação da entrada de linha para Bom Jesus da Lapa II.
- Rebatimento em relação à entrada das instalações associadas à São Pedro Transmissora de Energia (Transformador 500/230-13,8 kV de 300 MVA, LTs 230 kV Rio Grande II - Barreiras II e LTs 230kV Barreiras I - Barreiras II - Bom Jesus da Lapa) – Lote C Leilão 002/2013 e à Paranaíba Transmissora de Energia (LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas C1) – Lote G Leilão 007/2012.

Adequações e providências necessárias

- Dar prosseguimento às obras de forma a viabilizar a entrada das instalações dos demais empreendedores.
- Necessidade de autorização da disponibilização do módulo de infraestrutura geral, consistindo basicamente da construção de trecho de barramentos de 500 kV, construção de trecho da malha de terra, obras de terraplanagem, arruamento e drenagem (obras de responsabilidade da ATE XVI), de forma a atender às necessidades da Paranaíba Transmissora de Energia. Deverá ser previsto também, a instalação de proteção para os barramentos de 500 kV bem como a instalação de transformadores de potencial para a função de sincronismo.

A Figura 8-3 mostra o diagrama unifilar referente à SE Barreiras II-500 kV.

6.4 Aspectos associados à SE Açú III-500 kV.

Impacto da não realização das obras sob responsabilidade da ABENGOA

- Não implementação da entrada de linha para Milagres II e da Unidade de Transformação 500/230-13,8 kV de 900MVA
- Não implementação dos seccionamentos das LT 230 kV Açú II - Mossoró II e LT 230 kV Açú II - Lagoa Nova II CD
- Rebatimento em relação à entrada das instalações associadas à Esperanza Transmissora de Energia (LT 500 kV Açú III - Quixadá C1 e LT 500 kV Açú III - João Câmara III) – Lote E Leilão 001/2014.

Adequações e providências necessárias

- Nova instalação em fase de construção. Realizar as obras de adequações de forma a viabilizar a entrada das instalações dos demais empreendedores.

- Necessidade de autorização da disponibilização do módulo de infraestrutura geral, consistindo basicamente da construção de trecho de barramentos de 500 kV, construção de trecho da malha de terra, obras de terraplanagem, arruamento e drenagem (obras de responsabilidade da ATE XVII), de forma a atender às necessidades da Esperanza Transmissora de Energia. Deverá ser previsto também, a instalação de proteção para os barramentos de 500 kV bem como a instalação de transformadores de potencial para a função de sincronismo.

A Figura 8-4 mostra o diagrama unifilar referente à SE Açú III-500 kV.

6.5 Aspectos associados à SE São João do Piauí-500 kV.

Impacto da não realização das obras sob responsabilidade da ABENGOA

- Não implementação da entrada de linha para Milagres II C2.
- Rebatimento em relação à entrada das instalações associadas à São João Transmissora de Energia (LT 500 kV São João do Piauí – Gilbués II) – Lote A Leilão 001/2013.

Adequações e providências necessárias

- Adequações necessárias: construção de trecho de barramentos de 500 kV, construção de trecho da malha de terra, obras de terraplanagem, arruamento e drenagem (obras de responsabilidade da ATE XIX), de forma a atender às necessidades da São João Transmissora de Energia.

A Figura 8-5 mostra o diagrama unifilar referente à SE São João do Piauí-500 kV.

7 Premissas para as Análises Elétricas

7.1 Cenários de Intercâmbio

a) Período Úmido do Sudeste / Centro Oeste:

Foram analisados o impacto da ausência das LT 500 kV Marimondo II – Campinas e Estreito – Itabirito na geração das usinas do Madeira, do complexo Teles Pires e Belo Monte, além do impacto da LT Estreito – Itabirito no atendimento a Minas Gerais.

b) Período Úmido do Norte/Nordeste:

Foi analisado o cenário Norte Exportador para o Nordeste, com recebimento máximo na região Nordeste que corresponde a 40% de sua carga, para garantir desempenho adequado em perdas duplas após atuação do ERAC dessa região.

A geração excedente da região Norte foi transferida para o Sudeste, até o limite da interligação Norte/Sul.

Também foi avaliado o impacto no atendimento à ponta das regiões SE/CO e Sul, considerando as restrições na transferência de energia pelo sistema de transmissão existente e com a ausência das LTs 500 kV Marimbondo II – Campinas e Estreito – Itabirito.

c) Período Seco do Norte/Nordeste:

Foi analisado o cenário Nordeste exportador, em carga leve, com o objetivo de avaliar qual a restrição de geração eólica e solar na região Nordeste decorrente da ausência das obras da ABENGOA e das que por ela são afetadas. As gerações eólica e solar que não puderam gerar por conta da ausência das obras de transmissão não devem ser abatidas da carga nas simulações energéticas.

d) Atendimento às cargas de distribuidoras e consumidores livres

Foi avaliado o impacto da ausência das obras que afetam o atendimento de consumidores das regiões Norte e Nordeste e do Estado de Minas Gerais.

Para o Estado de Minas Gerais, a avaliação da ausência da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 foi feita no cenário de elevada exportação das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, em carga pesada, concomitante com baixa disponibilidade de geração hidráulica na região leste do Estado e reduzido despacho térmico nos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro.

7.2 Geração Hidráulica e Eólica

- a) Para os períodos úmido e seco do Norte/Nordeste: geração hidráulica mínima no Nordeste correspondente a 900 m³/s. Isso implica em recebimento no Nordeste em todos os cenários devido a sua capacidade de armazenamento, assim é obtido maior escoamento da geração hidráulica da região Norte, que não dispõe desse recurso. Não obstante poderão ser feitas análises de sensibilidade a valores mais elevados.
- b) Para o período úmido do Norte: geração de até 95% na região para contemplar TEIF e TEIP.
- c) O despacho nas UHEs Tucuruí, Belo Monte, Estreito, Lajeado e Peixe, foi considerado de acordo com a política de despacho em situações de congestionamento na interligação N/Sul adotada pela Programação Energética do ONS.

- d) Os valores das restrições de despacho das UHEs da região Norte apresentados na presente NT são com base na geração média prevista para esse conjunto de usinas, com discretização mensal, até dezembro de 2020.
- e) A capacidade instalada de geração Eólica considerada nas análises refere-se ao montante já contratado, podendo ser ainda maior, a partir de 2019, em função da contratação dos novos leilões de geração que venham a ocorrer ao longo de 2016.
- f) Para o período úmido do Norte/Nordeste: geração Eólica no Nordeste em 20% que é uma média de valores mínimos neste período. Serão desconsideradas as EOLs impedidas pela não entrada em operação das obras da ABENGOA. Não obstante poderão ser feitas análises de sensibilidade a valores mais elevados, devidamente registrados em histórico operativo.
- g) Cronograma da UHE Belo Monte informado à ANEEL, conforme a Figura 7-1.

Figura 7-1: Cronograma das máquinas da UHE Belo Monte atualizado em Fevereiro/2016

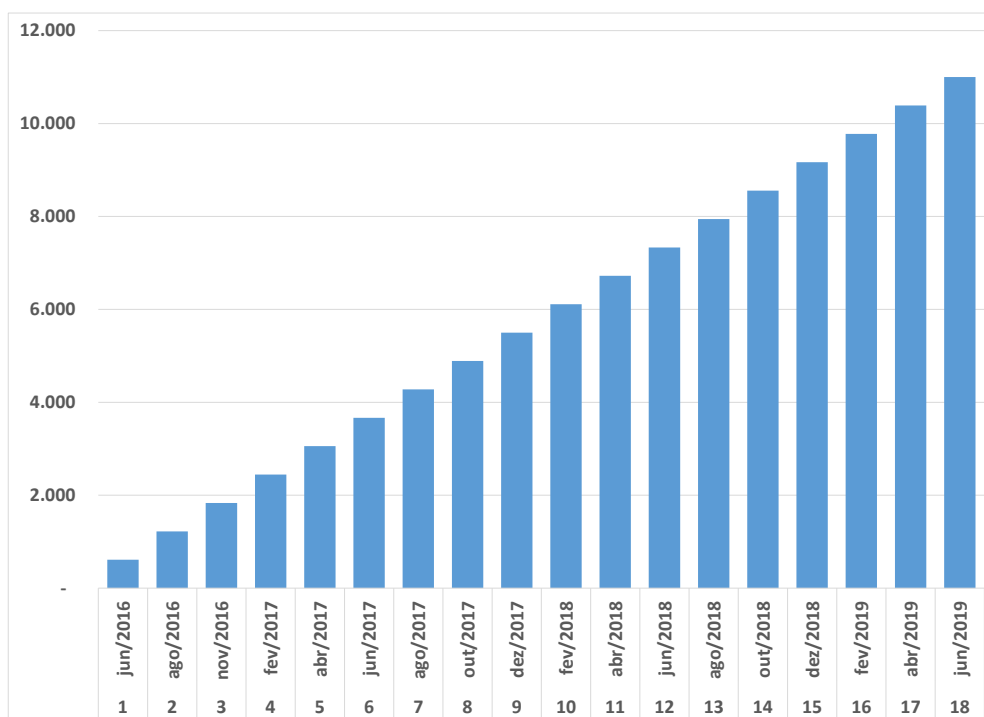
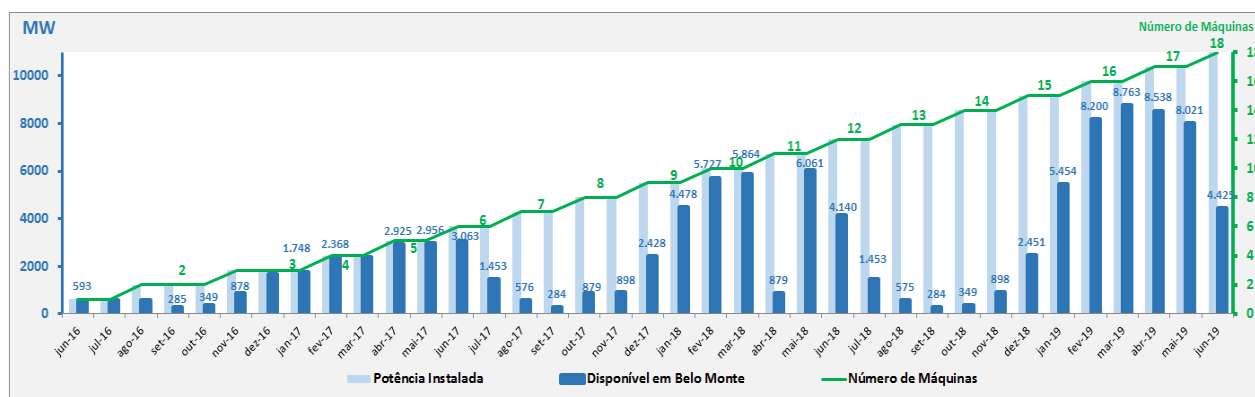


Figura 7-2: Potência Instalada, Geração Média e Número de Máquinas na UHE Belo Monte



7.3 Geração Térmica

- Geração Térmica na região Norte necessária para evitar blecaute em Manaus e Macapá em N-2 (LTs de circuito duplo), destacando-se que geração inferior à indicada apesar de possibilitar maior despacho nas hidráulicas do Norte, implicam em risco de blecaute na região em caso de perda dupla na rede de 500 kV.
- Para as demais regiões térmicas despachadas segundo suas declarações de inflexibilidade, respeitando o valor máximo de recebimento no Nordeste (40% da carga).

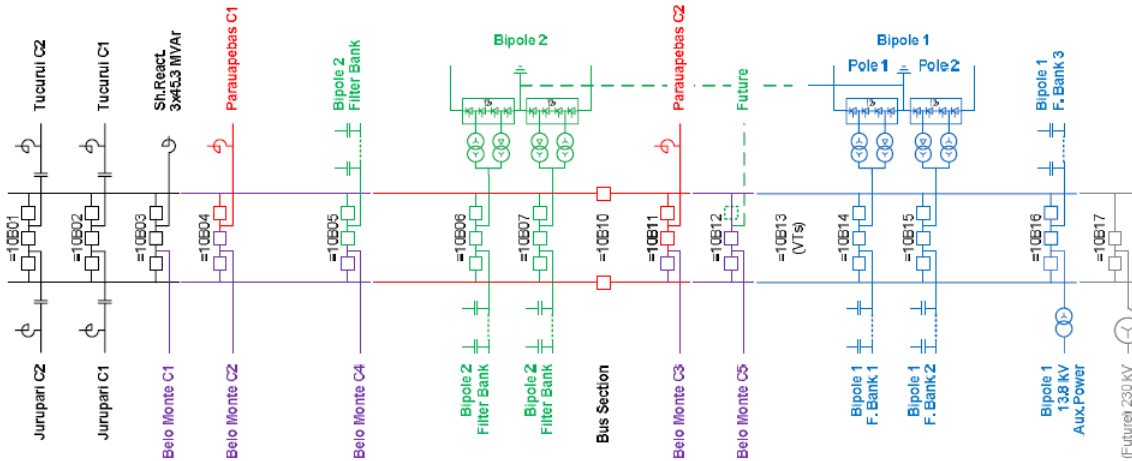
7.4 Utilização de SEPs

- Foi considerada a utilização de SEP de corte de geração para perda simples.
- Foi considerada a utilização de SEP de corte de geração para perdas duplas. Especial atenção deve ser dedicada à perda do bipolo 1 de Belo Monte e à eficácia do SEP associado, em vista da ausência das obras da rede CA.

8 Anexos

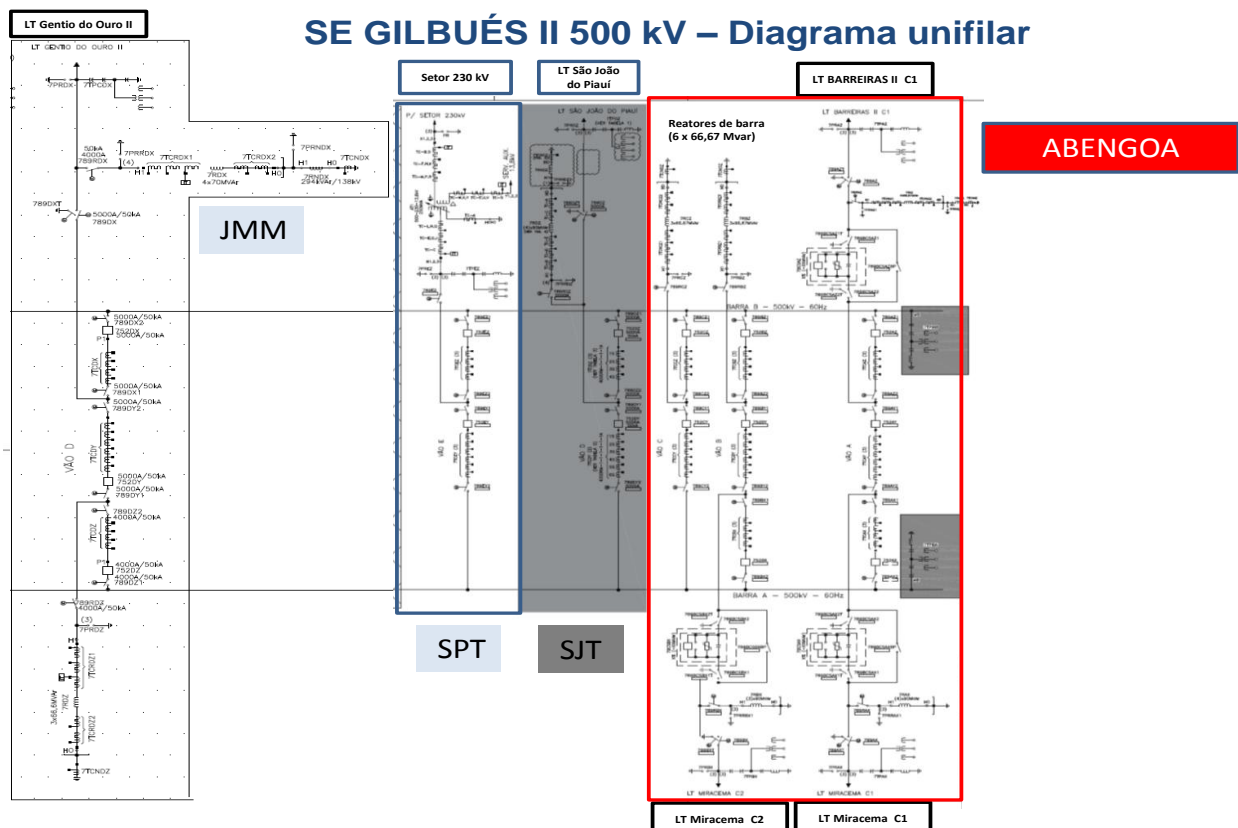
A Figura 8-1 mostra o diagrama unifilar referente à SE Xingu-500 kV.

Figura 8-1: Diagrama unifilar referente à SE Xingu 500 kV (instalações da ATE XXI em vermelho)



A Figura 8-2 mostra o diagrama unifilar referente à SE Gilbués-500 kV.

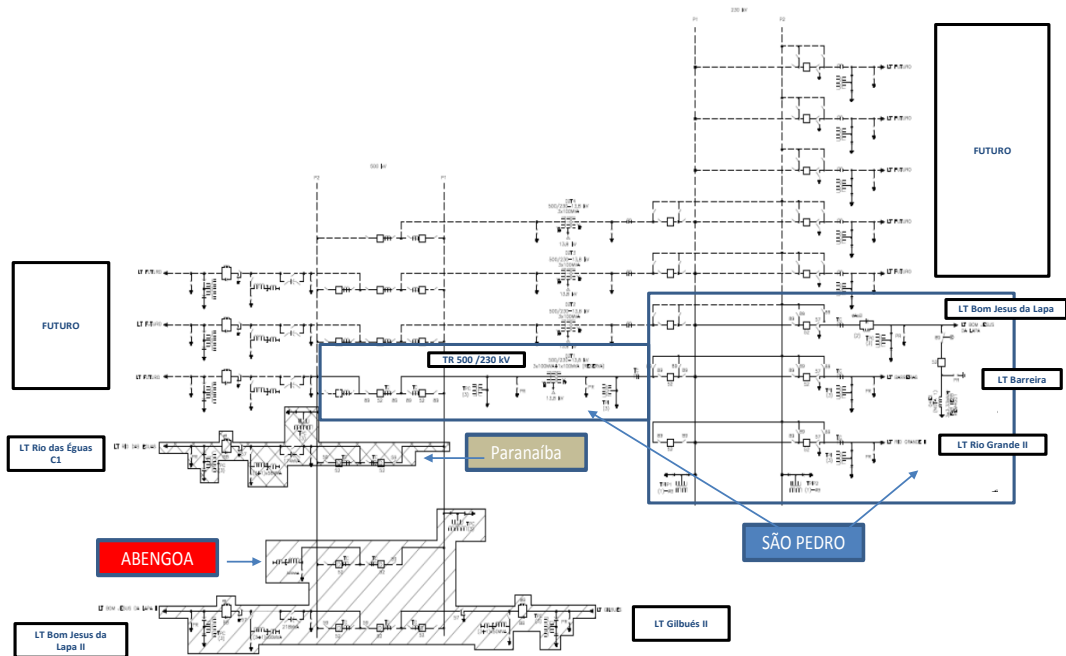
Figura 8-2: Diagrama unifilar referente à SE Gilbués 500 kV



A Figura 8-3 mostra o diagrama unifilar referente à SE Barreiras-500 kV.

Figura 8-3: Diagrama unifilar referente à SE Barreiras II 500 kV

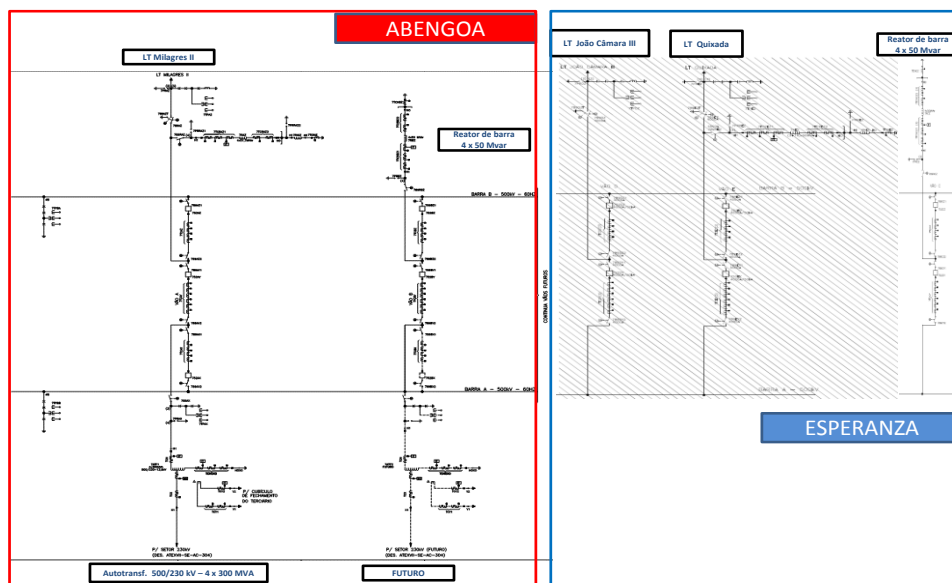
SE BARREIRAS II 500/230 kV - Diagrama unifilar



A Figura 8-4 mostra o diagrama unifilar referente à SE Açú III-500 kV.

Figura 8-4: Diagrama unifilar referente à SE Açú III 500 kV

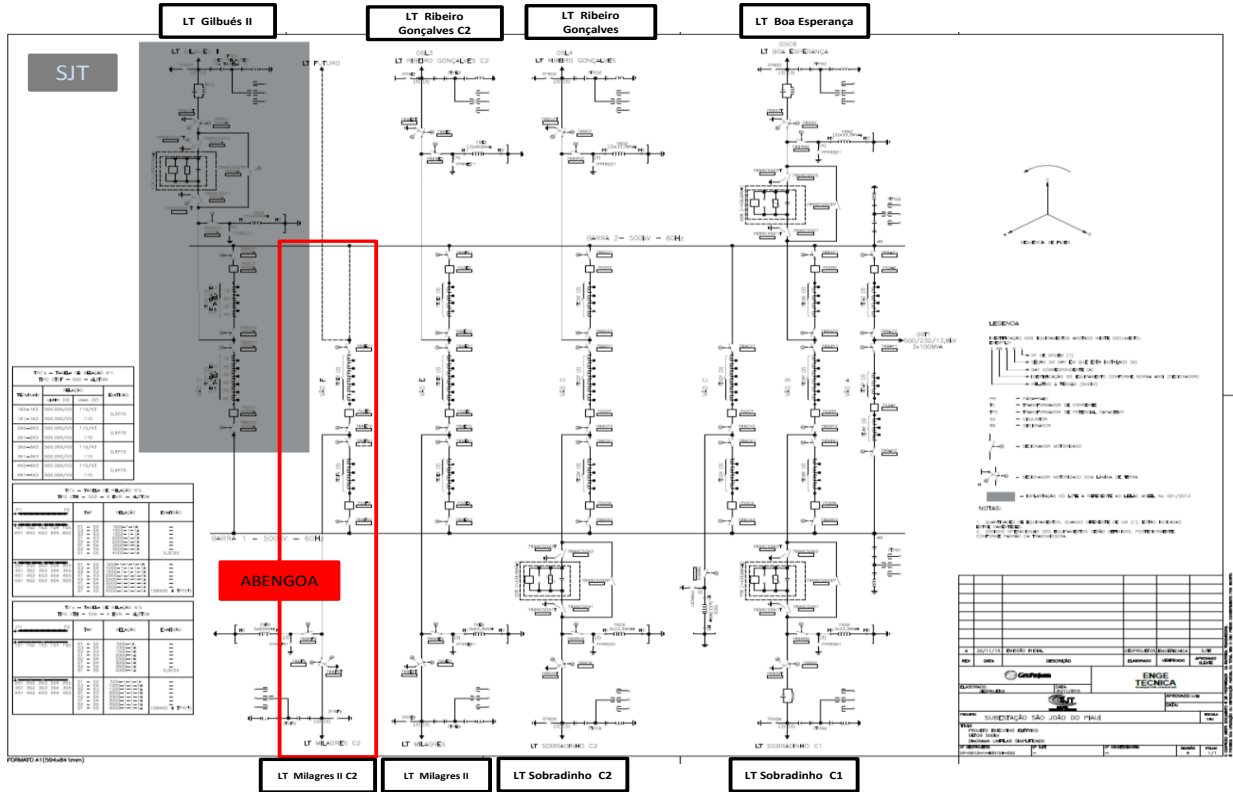
SE AÇU III 500 kV - Diagrama unifilar



A Figura 8-5 mostra o diagrama unifilar referente à SE São João do Piauí-500 kV.

Figura 8-5: Diagrama unifilar referente à SE São João do Piauí 500 kV

SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 kV – Diagrama unifilar



Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 4-1: Escoamento de geração na região Norte com 20% de EOL e 900m ³ /s de UHE no NE	10
Figura 4-2: Escoamento da geração eólica do Nordeste durante o período seco	12
Figura 5-1: Sistema das Regiões Norte e Nordeste sem as Obras da ABENGOA – Configuração Analisada	19
Figura 5-2: Escoamento de geração na região Norte com 20% de EOL e 900m ³ /s de UHE no NE	21
Figura 5-3: Escoamento de geração na região Norte com valores médios mensais de EOL e 900m ³ /s de UHE no NE	23
Figura 5-4: Máxima alocação de geração eólica no NE (Cascata do S.Francisco em 900 m ³ /s)	28
Figura 5-5: Máxima alocação de geração eólica no NE (Cascata do S.Francisco em 1.300 m ³ /s)	29
Figura 5-6: Recorte do sistema de transmissão – Área Minas Gerais	32
Figura 5-9: Configuração Prevista – Regiões Oeste da Bahia e Sul do Piauí	37
Figura 5-10: Configuração Prevista – Região de Barreiras	37
Figura 5-11: Configuração Prevista – Rio Grande do Norte e parte do Ceará	41
Figura 5-12: Configuração Prevista - Regiões de Jurupari, Parintins e Juruti	42
Figura 5-13: Configuração Prevista - Região sudeste do Pará	43
Figura 5-14: Configuração Alternativa – Regiões Oeste da Bahia e Sul do Piauí	44
Figura 5-15: Configuração Alternativa Parcial – Sul do Piauí	46
Figura 5-16: Configuração Alternativa – Regional de Barreiras	47
Figura 5-17: Configuração Alternativa – Rio Grande do Norte e parte do Ceará	48
Figura 5-18: Conjuntos de obras analisadas – Conjuntos 1, 2 e 3	50
Figura 7-1: Cronograma das máquinas da UHE Belo Monte atualizado em Fevereiro/2016	58
Figura 7-2: Potência Instalada, Geração Média e Número de Máquinas na UHE Belo Monte	59
Figura 8-1: Diagrama unifilar referente à SE Xingu 500 kV (instalações da ATE XXI em vermelho)	60
Figura 8-2: Diagrama unifilar referente à SE Gilbués 500 kV	60
Figura 8-3: Diagrama unifilar referente à SE Barreiras II 500 kV	61
Figura 8-4: Diagrama unifilar referente à SE Açú III 500 kV	61
Figura 8-5: Diagrama unifilar referente à SE São João do Piauí 500 kV	62

Tabelas

Tabela 4-1: Restrição à geração hidráulica do Norte durante o período úmido (Janeiro à Abril)	9
Tabela 4-2: Obras que exigem rigoroso acompanhamento de execução	13
Tabela 4-3: Agrupamentos prioritários de obras da ABENGOA	15
Tabela 4-4: Ações regulatórias em subestações sob responsabilidade da ABENGOA	16
Tabela 4-5: Antecipação de equipamentos já outorgados ou em fase de outorga	17
Tabela 4-6: Demais obras da ABENGOA	17
Tabela 5-1: Fatores de capacidade das usinas eólicas do Nordeste – Período Úmido de 2015	22
Tabela 5-2: Balanço Estático da geração total retida	23
Tabela 5-3: Capacidade instalada de geração eólica contratada no Nordeste	27
Tabela 5-4: Fatores de capacidade mensal das usinas eólicas do Nordeste ao longo 2015	27
Tabela 5-5: Aumento da exportação do Norte em carga pesada	51
Tabela 5-6: Aumento da exportação do Norte em carga leve	51
Tabela 5-7: Aumento da exportação do Nordeste em carga leve	52
Tabela 5-8: Injeção máxima na SE Igaporã-500 kV	53