

ONS DPL-NT-0078/2019

LEILÃO DE ENERGIA A-5 2019

© 2019/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS DPL-NT-0078/2019

LEILÃO DE ENERGIA A-5 2019

Agosto de 2019

Sumário

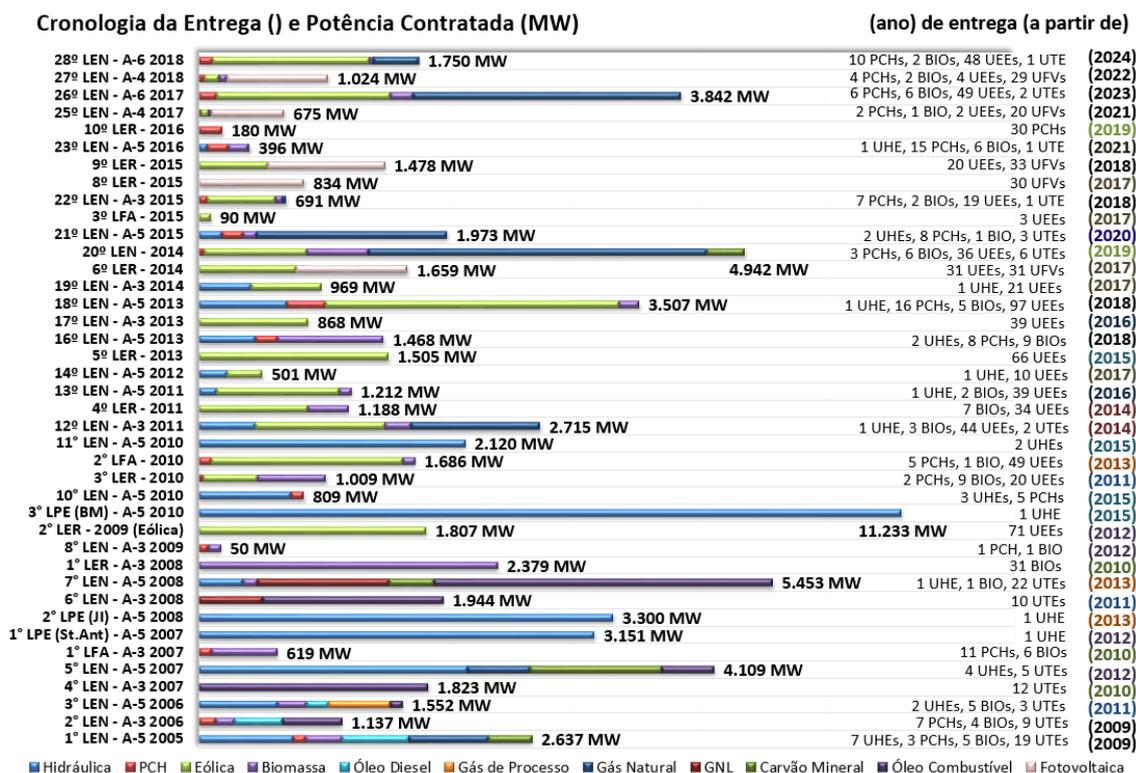
1	Introdução e Objetivo	4
2	Requisitos técnicos mínimos para as novas unidades geradoras a serem contratadas	10
2.1	Subsistema Nordeste	10
2.1.1	Operação Isolada do Subsistema Nordeste após Contingências	12
2.2	Subsistema Sudeste	16
2.3	Requisitos Técnicos Mínimos – Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede	17
2.3.1	Quanto ao Requisito de Inércia	17
3	Conclusões e Recomendações	18

1 Introdução e Objetivo

Decorridos mais de dez anos da implantação do atual modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, foram realizados 40 leilões de expansão da geração, sendo 25 de energia nova (A-3, A-4, A-5 e A-6), 3 leilões estruturantes, 9 leilões de energia de reserva e 3 leilões de fontes alternativas, totalizando, entre 2005 e 2018, 80.285 MW de capacidade instalada em 1.231 novas usinas, sendo 32 usinas hidroelétricas, 143 PCHs, 96 usinas térmicas convencionais, 115 usinas a biomassa, 702 usinas eólicas e 143 usinas fotovoltaicas.

A Tabela 1-1, a seguir, ilustra a cronologia dos leilões realizados e os produtos contratados.

Tabela 1-1: Cronologia dos Leilões de Energia



Em termos de evolução da Matriz de Energia Elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão hidroelétrica calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual e de forte crescimento das fontes de natureza não despachável, eólica e fotovoltaica, as termoeletricas convencionais, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão), assumem papel fundamental na segurança da operação do SIN.

Esse aspecto deverá ser destacado na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova e até mesmo nos “leilões de reposição de lastro”, que deverão ser objeto de estruturação por parte do Poder Concedente para substituir a oferta de energia lastreada por contratos de fornecimento vincendos a partir de 2022.

Por decisão do Poder Concedente, a recomposição de lastro em questão será efetuada por meio de leilão de energia existente e também com a participação de novos empreendimentos, tendo prazo para início de fornecimento em janeiro de 2024, configurando, portanto, um leilão A-5.

Não obstante, as fontes alternativas complementares no período seco, como as eólicas, biomassa e fotovoltaicas, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, pois permitem a recuperação dos estoques estratégicos de armazenamento nos reservatórios de regularização.

A Tabela 1-2, a seguir, apresenta a evolução da matriz de energia elétrica já contratada para os próximos cinco anos, entre dezembro de 2018 e dezembro de 2023, decorrente dos diversos leilões já mencionados anteriormente.

Tabela 1-2: Matriz de Energia Elétrica – referência PMO agosto/2019

Tipo	2018		2023		Crescimento 2018-2023	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	109.212	67,6	114.664	64,8	5.452	5,0
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	12.821	7,9	16.188	9,2	3.367	26,3
Carvão	2.672	1,7	3.017	1,7	345	12,9
Óleo / Diesel	4.614	2,9	4.840	2,7	226	4,9
Biomassa	13.353	8,3	13.864	7,8	511	3,8
Outras ⁽¹⁾	779	0,5	1.000	0,6	221	28,4
Eólica	14.305	8,9	17.475	9,9	3.170	22,2
Solar	1.780	1,1	3.867	2,2	2.087	117,2
Total	161.526	100,0	176.905	100,0	15.379	9,5

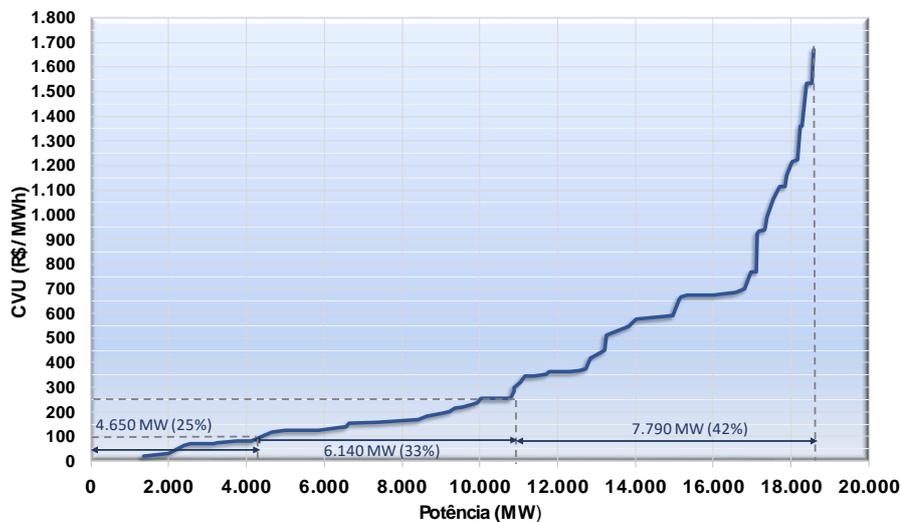
(1) Usina a biomassa sem CVU

As análises energéticas elaboradas pelo ONS para o horizonte dos próximos cinco anos constataram o equilíbrio estrutural do SIN, com excedente de energia contratada e riscos de déficit bem abaixo do critério de garantia preconizado pelo CNPE (Resolução CNPE 01/2004 - riscos de déficit inferiores a 5% a cada ano, em cada subsistema).

Por sua vez, a participação na matriz de usinas térmicas com elevados custos operativos, mais de 40% acima de 250,00 R\$/MWh, conforme destacado na

Figura 1-1, a seguir, faz com que essas usinas sejam despachadas por mérito econômico somente em situações hidrológicas críticas, como as vivenciadas nos últimos anos na região Nordeste, debitando estoques estratégicos de água armazenada dos principais reservatórios de regularização do SIN para atendimento à carga, o que torna o sistema suscetível a despachos de geração térmica fora da ordem de mérito e/ou muito dependente das próximas estações chuvosas para garantir o equilíbrio conjuntural em situações hidrológicas críticas como as vivenciadas nos últimos anos na região Nordeste.

Figura 1-1: Potência Térmica do SIN (MWmed) x CVU (R\$/MWh)



Nesse contexto, são importantes as ações de planejamento da expansão que permitam valorar atributos das novas fontes de geração para a expansão da matriz de energia elétrica que garantam a flexibilidade operativa do sistema com o objetivo de mitigar as variabilidades *inter* e *intra-day*, ofertar inércia eletromecânica adequada, sustentabilidade ambiental, capacidade de armazenamento de energia e modicidade tarifária, de forma a garantir, não só o equilíbrio estrutural, mas também o equilíbrio conjuntural da operação do SIN.

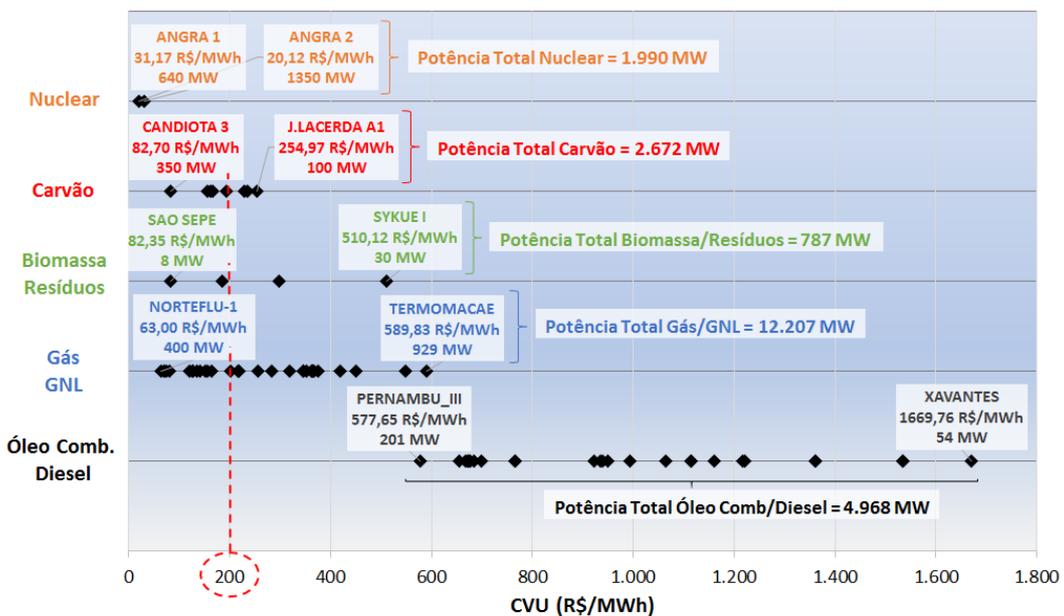
É importante destacar que a geração termoelétrica vem sendo necessária para a complementação do atendimento à demanda máxima ao final de cada estação seca, em função da perda de potência por deplecionamento dos reservatórios nas usinas hidroelétricas, bem como da elevação da temperatura no verão, com o conseqüente aumento no consumo de energia elétrica. Esse quadro permanece nos estudos prospectivos desenvolvidos no âmbito do planejamento da operação.

Desta forma, considerando o perfil atual de expansão da oferta, com participação crescente de usinas eólicas e fotovoltaicas, parte importante do atendimento à demanda máxima será realizada por essas fontes.

Neste sentido, é mister a substituição de usinas térmicas cujos contratos estão por acabar devido ao final do prazo de seus respectivos leilões (realizar leilões de reposição de lastro), e que se incentive a expansão da matriz e substituição dos contratos de fornecimento vincendos por fontes térmicas flexíveis e de custos unitários competitivos, de forma a mitigar a variabilidade/intermitência diária das fontes renováveis, permitindo, inclusive, agregar inércia sistêmica ao SIN e o fechamento do balanço de atendimento à demanda máxima com menores custos de operação.

Nesse contexto, as usinas termelétricas convencionais passam a desempenhar um papel importante na segurança do SIN. O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta no SIN. A Figura 1-2, a seguir, ilustra a distribuição, por fonte, dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do parque termoeletrico previsto para entrar em operação até 2023. Pode-se observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão entre e intra cada fonte, com custos para despacho variando de 11 vezes superior à usina mais barata (Nuclear), como o Carvão, 16 vezes (Biomassa) até 54 vezes (óleo combustível e diesel) superior à Nuclear.

Figura 1-2: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por Fonte [R\$/MWh]



Considerando o contexto da definição de atributos operativos das novas usinas, seja para a expansão da matriz, seja para a reposição de lastro dos contratos vincendos, o objetivo desta Nota Técnica é fundamentar e apresentar os requisitos técnicos para as unidades geradoras participantes do Leilão de Energia A-5 de 2019, à luz das características atuais da matriz e dos condicionantes que garantem a segurança operativa do SIN.

A Tabela 1-3, a seguir, apresenta os montantes de usinas térmicas que terão seus contratos encerrados a partir de 2023, organizados por subsistemas, contendo os leilões de referência, a correspondente potência e seu CVU, bem como o combustível térmico.

Tabela 1-3: Usinas Térmicas que serão Descontratadas – 2023 a 2028

ANO DESCONTRATAÇÃO	LEILÃO	NOME USINA	POTÊNCIA (MW)	CVU (R\$/MWh)	COMBUSTIVEL	SUBSISTEMA
2023	1ºLEN	DAIA	44	1.161,86	Diesel	SE
2023	1ºLEN	TERMORIO	770	256,51	Gas	SE
2023	1ºLEN	XAVANTES ARUANA	54	1.670,91	Diesel	SE
2024	1ºLEN	ELETROBOLT	321	353,88	Gas	SE
2024	1ºLEN	GOIANIA II	140	1.217,89	Diesel	SE
2025	1º LFA	SANTA CRUZ AB	84	310,41	Oleo	SE
2025	1ºLEN	TERMO CUBATAO	157	324,44	Gas	SE
2025	4º LEN	VIANA	175	675,58	Oleo	SE
2026	6º LEN	LINHARES	204	224,85	GNL	SE
2026	3º LEN	PALMEIRAS DE GOIAS	176	1.065,25	Diesel	SE
2026	3º LEN	TERMOMACAE	923	590,80	Gas	SE
2027	5º LEN	SANTA CRUZ NOVA	500	149,57	GNL	SE
Total SUDESTE			3.547			
2025	1ºLEN	PRES MEDICI (FASE C)	350	84,07	Carvao	S
Total SUL			350			
2023	1ºLEN	ALTOS	13	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	ARACATI	11	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	BATURITE	11	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	CAMPO MAIOR	13	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	CAUCAIA	15	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	CRATO	13	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	ENGUIA PECEM	15	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	IGUATU	15	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	JUAZEIRO DO NORTE	15	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	MARAMBAIA	13	1009,3	Diesel	NE
2023	1ºLEN	NAZARIA	13	1009,3	Diesel	NE
2024	2º LEN	CAMAC MURIC I	147	1114,41	Oleo	NE
2024	2º LEN	CAMAC POLO I	150	1114,41	Oleo	NE
2024	2º LEN	PAU FERRO I	94	1534,14	Diesel	NE
2024	2º LEN	PETROLINA	136	1222,67	Oleo	NE
2024	2º LEN	POTIGUAR	53	1362,57	Diesel	NE
2024	2º LEN	POTIGUAR III	66	1362,56	Diesel	NE
2024	1ºLEN	TERMOCEARA	223	367,67	Gas	NE
2024	2º LEN	TERMOMANAU	143	1534,14	Diesel	NE
2025	4º LEN	CAMPINA GRANDE	169	675,59	Oleo	NE
2025	4º LEN	GLOBAL I	149	766,26	Oleo	NE
2025	4º LEN	GLOBAL II	149	766,26	Oleo	NE
2025	4º LEN	MARACANAU I	168	653,94	Oleo	NE
2025	4º LEN	TERMOCABO	50	667,43	Oleo	NE
2025	4º LEN	TERMONORDESTE	171	672,11	Oleo	NE
2025	4º LEN	TERMOPARAIBA	171	672,11	Oleo	NE
2026	3º LEN	BAHIA I	32	993,98	Oleo	NE
2027	5º LEN	PORTO PECEM I	720	181,15	Carvao	NE
2027	5º LEN	SUAPE II	381	683,03	Oleo	NE
2028	7ºLEN	PORTO DO PECEM II	365	190,32	Carvao	NE
2029	7ºLEN	PERNAMBUCO III	201	577,29	Oleo	NE
Total NORDESTE			3.886			
2025	4º LEN	GERAMAR I	166	675,57	Oleo	N
2025	4º LEN	GERAMAR II	166	675,57	Oleo	N
2027	5º LEN	PORTO DO ITAQUI	360	184,85	Carvao	N
2028	7ºLEN	MARANHÃO IV	338	138,9	Gas	N
2028	7ºLEN	MARANHAO V	338	138,9	Gas	N
2028	7ºLEN	MC2 NOVA VENECIA 2	178	217,98	Gas	N
Total NORTE			1.545			
Total SIN			9.329			

Referência: CCEE

2 Requisitos técnicos mínimos para as novas unidades geradoras a serem contratadas

Esse item tem por objetivo apresentar os requisitos técnicos mínimos para as unidades geradoras (UGs) dos empreendimentos de geração que irão participar do Leilão A-5 de 2019, o qual visa substituir usinas termoeletricas com data de término de contrato de autorização prevista para os próximos anos, conforme Tabela 1-3.

As novas UGs a serem contratadas devem atender integralmente os requisitos técnicos mínimos estabelecidos no Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, dos Procedimentos de Rede, versão vigente na data de realização do leilão.

Destaca-se que os estudos de estabilidade eletromecânica realizados recorrentemente pelo ONS têm apontado para a possibilidade de ocorrer ilhamento do Subsistema Nordeste em situações de contingências duplas na Interligação Norte - Nordeste.

Uma vez que esse subsistema, usualmente, apresenta elevada geração de fontes renováveis não despacháveis, notadamente eólica, o que faz com que as unidades geradoras das usinas convencionais (hidroelétricas e termoeletricas) sejam fundamentais para garantir a estabilidade dinâmica da ilha formada após a atuação do Esquema de Alívio de Carga Regional – ERAC.

A partir do ano de 2022, com a expansão prevista para o sistema de transmissão das regiões Norte e Nordeste, o ilhamento do Subsistema Nordeste ficará menos provável. Entretanto, ainda assim, o atendimento à carga local será realizado com grande percentual de geração renovável, em comparação com as fontes convencionais de geração, fato esse que justifica a especificação de requisitos técnicos específicos no edital do Leilão como, por exemplo, a constante de inércia das UGs das usinas termoeletricas desse subsistema, conforme será apresentado a seguir para o subsistema Nordeste.

Essas considerações também serviram de base para recomendações de requisitos técnicos a serem aplicadas às unidades geradoras dos demais subsistemas do SIN.

2.1 Subsistema Nordeste

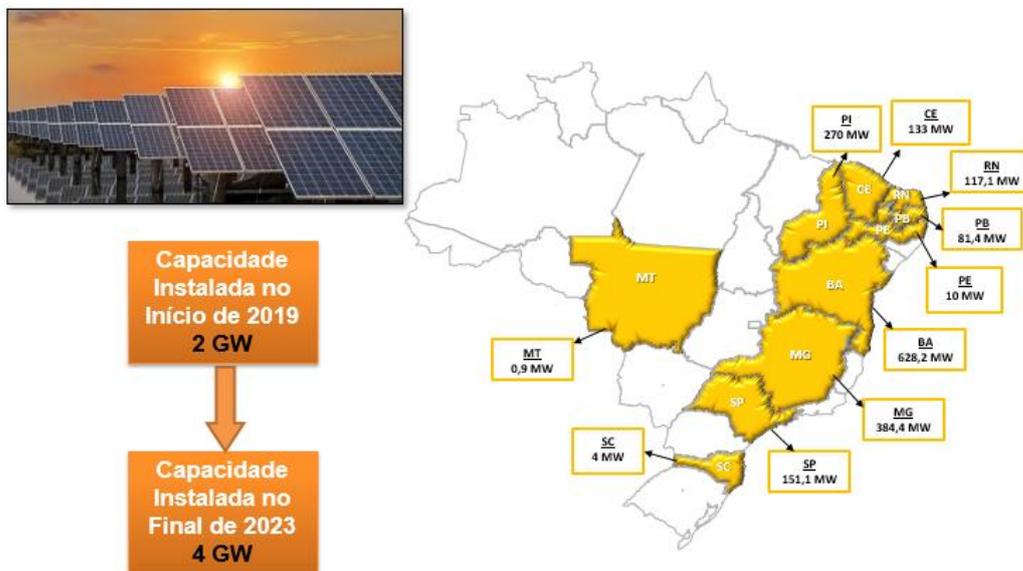
Atualmente, o parque gerador do subsistema Nordeste é caracterizado por uma grande presença de fontes renováveis de energia. Esse é um mercado em franca expansão, conforme pode ser observado na Figura 2-1 e na Figura 2-2, a seguir, para as fontes eólicas e fotovoltaicas, respectivamente.

Figura 2-1: Evolução da Capacidade Instalada das Usinas Eólicas



Fonte: ONS - PEN 2019

Figura 2-2: Evolução da Capacidade Instalada das Usinas Fotovoltaicas



Fonte: ONS - PEN 2019

Ressalta-se que as usinas eólicas mais recentes, que atendem o requisito de inércia sintética, podem contribuir positivamente para a inércia equivalente do sistema, sendo efetivas apenas para pequenos distúrbios, portanto, não são suficientes para garantir a estabilidade do subsistema Nordeste no caso de seu ilhamento. As usinas fotovoltaicas não apresentam o recurso da inércia sintética e assim apenas reduzem a inércia equivalente sincronizada.

Observa-se, adicionalmente, que nos últimos anos as baixas afluições verificadas na bacia do rio São Francisco conduziram à necessidade de redução do número de UGs sincronizadas nas usinas hidroelétricas localizadas nessa bacia, com o objetivo de preservar o uso múltiplo dos reservatórios, o que também contribuiu para a redução da inércia equivalente do subsistema Nordeste.

Verifica-se, portanto, que atualmente há necessidade, em algumas ocasiões, de despacho de usinas termoelétricas, fora da ordem de mérito, para atendimento à inércia mínima, como também para Reserva de Potência Operativa – RPO e balanço de energia, de modo a atender os critérios de segurança elétrica da operação do Subsistema Nordeste.

2.1.1 Operação Isolada do Subsistema Nordeste após Contingências

A operação isolada do Subsistema Nordeste se configura uma condição operativa bastante crítica, por conta do elevado parque de geração de usinas renováveis não despacháveis na região, embora essa situação seja minimizada ao longo do tempo com a expansão da transmissão prevista para a região. Observa-se, entretanto, que situações de contingências múltiplas devem ser consideradas, visando garantir condições operativas aceitáveis após grandes perturbações no SIN, incluindo a possibilidade de atraso nas obras de expansão, que tornam maiores as probabilidades de ilhamento.

Assim, considerando que o subsistema Nordeste poderá ser exportador ou importador, dependendo do cenário hidroenergético vigente, em situações de ilhamento, o mesmo poderá apresentar um comportamento de sobrefrequência ou subfrequência, respectivamente.

Nessas duas situações, a inércia equivalente do subsistema Nordeste pré-distúrbio, em especial, será fundamental para garantir uma adequada taxa de variação de frequência. Dessa forma, quanto maior for a inércia equivalente do subsistema Nordeste, menor a taxa de variação de frequência. Neste contexto, o desempenho dinâmico das UGs das usinas termoelétricas desse subsistema é ainda mais relevante, visando garantir a adequada atuação do ERAC em situações de ilhamento do Subsistema Nordeste.

Outrossim, como existe a necessidade do despacho de usinas termoeletricas fora da ordem de merito, é fundamental que as novas usinas termoeletricas que serão contratadas tenham o menor Custo Variável Unitário (CVU - R\$ / MWh) possível, de forma a reduzir o custo total de operação.

Outro ponto que deve ser destacado em relação à operação do subsistema Nordeste, considerando uma elevada penetração de usinas eólicas e solares, é a característica de variabilidade/intermitência dessas fontes, ou seja, são grandes as variações na potência gerada em função das variações de velocidade do vento e irradiação solar.

Apesar de cada vez mais precisos os algoritmos de previsão de velocidade do vento e irradiação solar, tem sido necessário despachar unidades geradoras térmicas no Nordeste, visando tornar efetiva a alocação de reserva de potência em usinas hidroelétricas localizadas em outros subsistemas como forma de prevenção às reduções rápidas de potência nas fontes intermitentes.

Assim, de forma a compensar a contribuição das fontes renováveis não despacháveis de energia, no requisito inércia, faz-se necessário substituir as UGs das usinas termoeletricas dos contratos vencidos por UGs com constantes de inércia igual ou superior às que serão substituídas, de forma a preservar o desempenho dinâmico do Subsistema Nordeste, principalmente no que se refere à atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), em situações possíveis de operação isolada desse subsistema.

Ou seja, em termos práticos, quanto mais inércia um sistema elétrico possui, maior é a quantidade de energia cinética armazenada nos rotores das máquinas síncronas para se contrapor, em um primeiro momento, aos desequilíbrios carga-geração. Para uma contingência de um bloco de geração, por exemplo, as máquinas síncronas entregam parte da energia armazenada em seus rotores para suprir a potência perdida, provocando uma redução na velocidade angular da máquina, e conseqüente redução na frequência elétrica, até a atuação do sistema de regulação de velocidade, alterando a potência mecânica da mesma.

Neste contexto, a constante de inércia das máquinas síncronas (H) ilustra a quantidade energia cinética armazenada à rotação nominal pela potência aparente da máquina (MVA_{base}), tal como ilustrado na equação abaixo.

$$H_i = \frac{1}{2} \frac{J \times \omega_{0m}^2}{VA_{base}}$$

sendo J o momento de inércia combinado de todas as partes girantes da máquina síncrona, incluindo sua turbina ($kg \cdot m^2$), ω_{0m} a velocidade angular mecânica nominal (rad/s) e VA_{base} a potência aparente nominal da máquina síncrona (VA – para expressar em MVA deve-se converter a base).

Pode ser verificado, a partir da expressão acima, que o produto da potência nominal da máquina por sua constante de inércia, apresenta a quantidade de energia cinética armazenada pela máquina em rotação nominal ($MW \cdot s$), tal como apresentado abaixo.

$$MW \cdot s_a = \sum_{i=1}^n H_i \times MVA_{base,i}$$

sendo n a quantidade de máquinas síncronas sincronizadas na área " a " e $MW \cdot s_a$ a quantidade de energia cinética armazenada na área ou subsistema " a ".

Este termo pode ser utilizado para ilustrar a quantidade de máquinas necessárias a serem sincronizadas após a perda de outra máquina, caso seja necessário manter a inércia ($MW \cdot s$) da área de interesse. Entretanto, tal índice, somente, não ilustra de maneira completa a proporção de carga do sistema que é atendida via fontes que não contribuem para regulação de frequência.

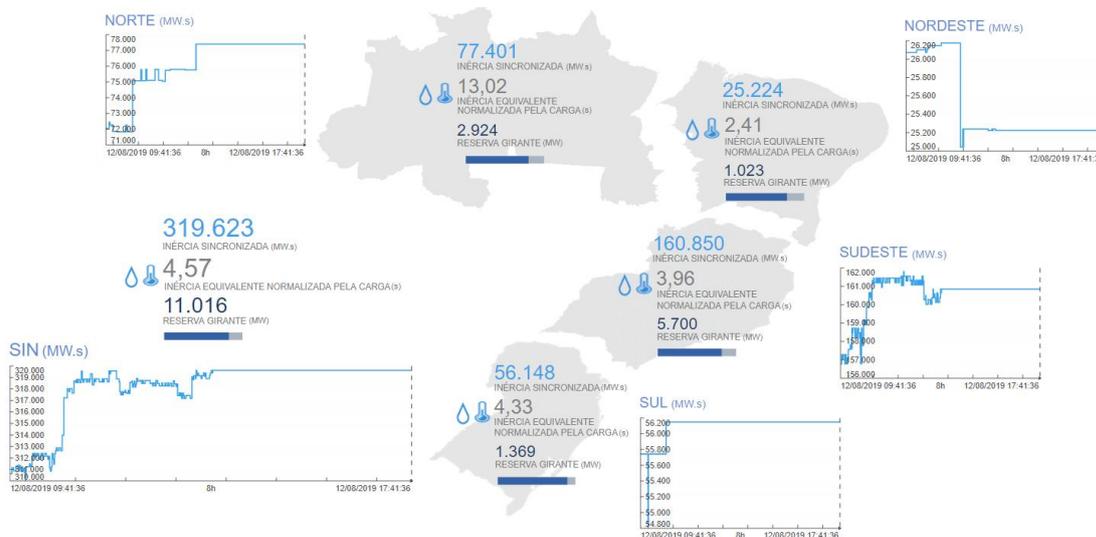
Neste sentido, foi proposto o seguinte índice para avaliar a robustez de uma área de um sistema de potência, o qual expressa a razão da energia cinética armazenada em forma de rotação nas máquinas de um subsistema ($MW \cdot s_a$) em função de sua carga ($Carga\ MW$):

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \times MVA_{base,i}}{Carga\ MW}$$

sendo H_{eq} a constante de inércia equivalente, expressa em segundos na base da carga do sistema ou da área de interesse. Quanto maior este índice, no geral, melhor será o comportamento dinâmico do sistema frente às contingências que podem ocorrer. Como a carga da equação acima pode ser expressa em MW, o valor da potência aparente nominal da máquina síncrona pode estar expresso em MVA. Na equação supracitada, é calculada a energia cinética armazenada à rotação nominal de todas as máquinas de determinada área (ou sistema), dividindo este valor pela carga da área de interesse (ou do sistema), sendo n a quantidade de máquinas sincronizadas na área (ou no sistema).

Tratando especificamente das regiões do SIN, foi proposta a implementação de 5 índices de inércia equivalente, a saber: inércia equivalente do SIN (H_{eq-SIN}), inércia equivalente da região Sul (H_{eq-SUL}), inércia equivalente da região Nordeste (H_{eq-NE}), inércia equivalente do subsistema SE (H_{eq-SE}) e inércia equivalente do subsistema Norte ($H_{eq-Norte}$).

Figura 2-3: Cálculo da Inércia do SIN e dos Subsistemas em Tempo Real – 17:30 – 12/08/2019



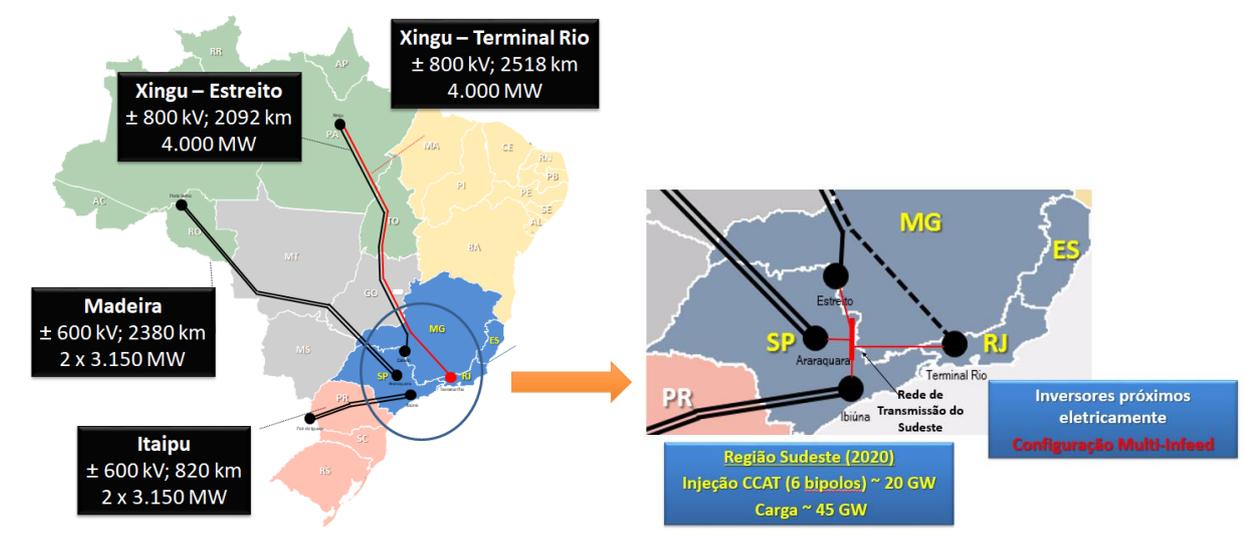
Neste contexto, a título de ilustração, a Figura 2-3, ilustra os índices supracitados calculados em ambiente de tempo real, considerando o ponto de operação referente às 17h30 do dia 12/08/2019. Pode ser verificado a partir desta figura que o Subsistema Nordeste é o subsistema mais frágil do SIN, uma vez que apresenta o pior índice de inércia equivalente ($H_{eq-NE} = 2,41 s$). Desta forma, o Subsistema Nordeste apresentaria o pior desempenho dinâmico frente a um possível ilhamento, com relação aos demais subsistemas, embora, destaca-se, mesmo com valor inferior ao dos demais regiões, ele atende os critérios de segurança operativa. Esta característica de fragilidade do Subsistema Nordeste pode ser observada praticamente durante todo o ano, sendo ainda pior em cenários de demanda elevada e altos valores de RNE e geração eólica/solar.

Pelas razões expostas, é essencial que a recomposição de lastro no subsistema Nordeste, decorrente da desconstrução prevista para acontecer nos próximos anos, seja feita no próprio subsistema por meio de geração firme, termoelétrica, de baixo custo variável unitário. Neste sentido, é fundamental para a segurança operativa do SIN que o leilão A-5 preveja a contratação de pelo menos 3.500 MW em unidades geradoras instaladas no subsistema Nordeste.

2.2 Subsistema Sudeste

O Sistema Interligado Nacional – SIN hoje se caracteriza pela transferência de grandes blocos de energia, majoritariamente para a Região Sudeste, que é o maior centro de carga do sistema. Como pode ser observado na Figura 2-4, essa transmissão é feita, quase que em sua totalidade, ponto-a-ponto, através de sistemas de transmissão em Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT). Nesse sentido, destacam-se os Bipolos do Madeira (2 x 3.150 MW) e Bipolos de Belo Monte – Bipolo 1: Xingu – Estreito (4.000 MW) e Bipolo 2: Xingu – Terminal Rio (4.000 MW), além do Bipolo de Itaipu (2 x 3.150 MW).

Figura 2-4: Corredores CCAT do Sistema Interligado Nacional



É importante destacar que o SIN deve estar preparado para a perda de um desses grandes blocos de transmissão CCAT. Nesse sentido, o ONS, através dos estudos de estabilidade eletromecânica, estabelece os limites operativos considerando o desempenho dinâmico do sistema em situações de perda de um desses elos de corrente contínua.

Outro fator importante na operação de várias estações CCAT inversoras eletricamente muito próximas é a possibilidade de interação entre os sistemas CCAT em um fenômeno denominado *HVDC Multi-Infeed Interaction* (Figura 2-4), que pode resultar em uma falha de comutação de um ou mais inversores próximos.

Observa-se que falha de comutação é um fenômeno intrínseco à tecnologia de sistemas CCAT, em especial dos conversores do tipo LCC – *Line-Commutated Converters*, que ocorre principalmente durante um curto-circuito no sistema CA, quando são verificadas baixas tensões e/ou variações angulares no terminal no inversor, tendo como consequência, alteração nas condições necessárias para a

comutação entre as válvulas responsáveis pelo processo de inversão. Assim, durante o período em que o sistema CCAT está sob falha de comutação, a potência transmitida pelos elos de corrente contínua é, temporariamente, interrompida.

Dessa forma, considerando a potência transmitida através dos 4 elos de corrente contínua, essa interrupção temporária poderá alcançar valores de até 20 GW.

Nesse sentido, a adequada potência de curto-circuito ou *Short Circuit Ratio* (SCR) nas estações inversoras torna-se fundamental para minimizar a possibilidade de ocorrências e os efeitos de falhas de comutação. Neste sentido, a operação com um maior número de UGs sincronizadas é determinante para o aumento do nível de curto-circuito e, conseqüentemente, a redução da probabilidade de ocorrência de falha de comutação.

Por conta desse fato, o ONS já adota, atualmente, diretrizes operativas para a manutenção de um número mínimo de unidades geradoras sincronizadas na região Sudeste, visando atender o requisito de nível mínimo de curto-circuito próximo às estações inversoras, de forma a minimizar os eventos e os efeitos de falhas de comutação e, conseqüentemente, reduzir a possibilidade de ocorrência do fenômeno de *Multi-Infeed*.

2.3 Requisitos Técnicos Mínimos – Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede

De forma geral, as novas usinas termoeletricas a serem contratadas devem estar integralmente em conformidade com os requisitos técnicos mínimos constantes da versão vigente do Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, dos Procedimentos de Rede.

Por outro lado, considerando as características operativas específicas das regiões Nordeste e Sudeste, conforme apresentado nos itens anteriores, é possível estabelecer os requisitos adicionais para as usinas termoeletricas que irão participar dos próximos leilões de energia, conforme será mostrado a seguir.

2.3.1 Quanto ao Requisito de Inércia

De forma a compensar a contribuição das fontes renováveis não despacháveis de energia e a necessidade de manutenção da taxa mínima de variação de frequência, em situações de perdas múltiplas, torna-se necessário substituir as UGs dos contratos vincendos, por UGs com constantes de inércia igual ou superior às que serão substituídas, de forma a preservar o desempenho dinâmico do SIN.

Assim, recomenda-se a habilitação para o Leilão de empreendimentos de geração com UGs térmicas com constantes de inércia com valor igual ou superior a 4,0 s (quatro segundos), tendo por base a potência nominal da unidade em MVA.

3 Conclusões e Recomendações

- a) A geração termoelétrica vem sendo necessária para a complementação do atendimento à demanda máxima ao final de cada estação seca, em função da perda de potência por deplecionamento dos reservatórios nas usinas hidroelétricas, bem como da elevação da temperatura no verão, com o consequente aumento no consumo de energia elétrica;
- b) Considerando o perfil recente de expansão da oferta de geração, com participação crescente de usinas eólicas e fotovoltaicas, parte importante do atendimento à demanda máxima será realizada por essas fontes. Neste sentido, é mister a substituição de usinas térmicas cujos contratos estão por acabar devido ao final do prazo de seus respectivos leilões, por fontes hidráulicas e/ou térmicas flexíveis e de custos unitários competitivos, de forma a mitigar a variabilidade/intermitência diária das fontes renováveis, permitindo, inclusive, agregar inércia sistêmica ao SIN e o fechamento do balanço de atendimento à demanda máxima com menores custos de operação;
- c) Do total de potência de usinas termoelétricas a serem contratadas no leilão, no mínimo 3,5 GW devem estar obrigatoriamente alocadas na região Nordeste, visando manter o equilíbrio atual entre usinas termoelétricas e eólicas/fotovoltaicas, garantindo a segurança operativa da região;
- d) As novas unidades geradoras a serem contratadas devem atender integralmente os requisitos técnicos mínimos estabelecidos no Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, dos Procedimentos de Rede;
- e) Visando garantir que não haverá redução da inércia equivalente do SIN, com o foco na segurança operativa, as novas unidades geradoras devem ter constantes de inércia com valor igual ou superior a 4,0 s (quatro segundos), tendo por base a potência nominal da unidade em MVA.