

	ATA DE REUNIÃO		Data:
			27/06/2025
	Tema: 5ª Reunião do Grupo de Estudo de Transmissão GET Centro-Oeste		
	Local: Videoconferência		
	Horário: 14:00 – 17:00		

Participantes: listados ao final.

Pauta

A reunião teve por objetivo:

- Apresentar o diagnóstico referente ao sistema regional Centro-Oeste, com foco nas áreas de Goiás e Distrito Federal, com base nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2034 (PDE2034).
- Compartilhar os estudos em andamento e os já concluídos pela EPE.
- Receber contribuições e comentários dos agentes participantes.

Registros

- 1) A reunião foi iniciada pelo analista Bruno Maçada, da Superintendência de Transmissão de Energia da EPE, integrante do Grupo de Estudos da região Centro-Oeste (GET Centro-Oeste), que agradeceu a presença dos participantes e destacou a relevância do encontro no contexto da Portaria MME nº 215/2020, reforçando o papel da EPE nos estudos de planejamento da expansão da transmissão.
- 2) Foram destacados três estudos concluídos no ciclo:
 - Atendimento às regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã;
 - Atendimento à carga da região nordeste de Goiás;
 - Atendimento ao critério N-1 da SE 230/13,8 kV Goiânia Leste.
- 3) Bruno Maçada (EPE) comentou sobre o estudo de atendimento às regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã. O estudo contemplou problemas relacionados ao escoamento de usinas com CUST assinado, mas com restrições operativas, como Cruzeiro do Sul e Turvânia; além da sobrecarga na LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, na contingência do circuito 2 e, por fim, a necessidade de suprimento à demanda reprimida na região oeste do estado. Foram recomendadas como obras determinativas a implantação da nova subestação de rede básica de fronteira Matrinchã 2 com dois autotransformadores 230/138 kV de 150 MVA, e a construção das LTs 230 kV Itapaci – Matrinchã 2 C1 e Matrinchã 2 – Firminópolis C1. Foram ainda indicadas obras condicionadas: a LT 230 kV Firminópolis – Palmeiras C2, condicionada à entrada em operação da UFV Turvânia, e a LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto C3, condicionada ao acompanhamento do carregamento da linha após revisão do limite de emergência realizada por Furnas.
- 4) Em seguida, Bruno apresentou o estudo de atendimento à carga da região nordeste de Goiás, que visa suprir a demanda reprimida identificada pela distribuidora na região de Iaciara. Atualmente, a área é atendida por um extenso radial em 138 kV, originado na SE Brasília Leste. O estudo recomendou a implantação da nova SE Iaciara 2, de rede básica de fronteira, com dois transformadores 230/138 kV de 150 MVA cada, conectada em circuito duplo ao setor 230 kV da SE Rio das Éguas. Foram também incluídas recomendações à distribuidora, como o direcionamento dos acessos de geradores para o nível de 230 kV e a manutenção da operação interligada da rede de distribuição, de forma a garantir o atendimento ao critério de perda dupla. Com isso, a região passará a ser atendida pelas subestações de rede básica de fronteira Iaciara 2 e Brasília Leste.

- 5) Lucas Simões (EPE) complementou destacando que, consumidores de grande porte sejam direcionados ao nível de 230 kV ou que seja solicitado à EPE um estudo de mínimo custo global (MCG). Ressaltou ainda que a recomendação de manter os sistemas interligados também reflete o esforço da EPE em aproximar os critérios de planejamento e operação. A partir de diálogo com o ONS, foi compreendida a preocupação com a perda dupla do suprimento Rio das Éguas – Iaciara, em circuito duplo. Caso o sistema opere de forma desinterligada, não haveria recursos para mitigar o corte de carga, resultando em interrupção total. Por isso, a recomendação de manter a interligação entre os sistemas, permitindo, em caso de contingência, o corte parcial da carga e a manutenção da integridade do sistema, em conformidade com os Procedimentos de Rede. A EPE reforçou que esse tipo de análise será cada vez mais incorporado aos estudos de planejamento.
- 6) Em seguida, Bruno Maçada (EPE) falou sobre o estudo de atendimento ao critério N-1 da SE 230/13,8 kV Goiânia Leste, no qual foi recomendada a substituição dos transformadores TR-A e TR-B de 50 MVA por unidades de 75 MVA. O estudo também prevê a substituição dos transformadores TR-C, TR-D e TRR (reserva) por unidades de 75 MVA, a ser realizada conforme o esgotamento da capacidade ou o atingimento do final da vida útil técnica. Em relação a necessidade de definição de um esquema de transferência automática de carga, foi aprovada a proposta da EDP GO (EDP-PLAN-2025-001), que prevê a instalação de uma barra de 13,8 kV conectando o transformador reserva a barra dos demais transformadores (TR-A, TR-B, TR-C e TR-D), por meio de disjuntores automáticos. Com isso, na ocorrência de contingência de uma unidade transformadora, o transformador reserva assumirá automaticamente a carga da unidade afetada.
- 7) Simone Garcia (ONS) questionou se haveria risco de sobrecarga no momento do remanejamento de carga, considerando que o transformador reserva possui capacidade de 50 MVA, e se a EDP havia sinalizado a inexistência desse risco na contingência de transformadores de até 75 MVA.
- 8) Bruno Maçada (EPE) respondeu que, até o momento, as análises demonstraram que o transformador de 50 MVA tem se mostrado suficiente, mas que a substituição por uma unidade de 75 MVA será realizada conforme o esgotamento da capacidade.
- 9) Simone Garcia (ONS) complementou informando que, segundo o relatório de previsão de carga do segundo quadrimestre de 2025, foi identificado risco de sobrecarga de aproximadamente 5% em regime normal de operação no transformador D. A EDP havia informado que obras com conclusão prevista para agosto de 2025 eliminariam esse risco. No terceiro quadrimestre, o carregamento se aproxima de 100%, sem ultrapassá-lo. Destacou ainda que, considerando o horizonte decenal, há possibilidade de crescimento de carga, o que pode ser mitigado por eventuais obras na rede de distribuição que permitam redistribuição do carregamento entre os transformadores da SE Goiânia Leste.
- 10) Armando Fernandes (EPE) informou que, em tratativas com a EDP, a EPE recomendou o acompanhamento individualizado do carregamento dos transformadores, especialmente em função do automatismo implementado. Ressaltou que medições realizadas pela transmissora podem ser mais representativas, por refletirem a demanda coincidente do circuito de distribuição. Informou ainda que, conforme necessário, será recomendada a substituição dos transformadores de 50 MVA. Um deles, o TR-C, já foi registrado no SGPMR deste ano e deverá ser substituído por unidade de 75 MVA. O acompanhamento será mantido para o transformador reserva e o TR-D. Caso ocorra o esgotamento da capacidade dos transformadores de 75 MVA, será necessária a implantação de uma nova rede básica de fronteira, o que demandará estudo mais complexo.
- 11) João Paulo Oliveira (EDP) complementou que o transformador cadastrado no SGPMR foi o TR-C, cuja vida útil se encerra no final do horizonte do PMI, por volta de 2030/2031. O registro visa permitir o acompanhamento e ampliar a margem de manobra.

- 12) Lucas Simões (EPE) reforçou que, embora a proposta estivesse praticamente concluída, a emissão oficial do estudo foi adiada. A EPE considera a solução viável e superior às alternativas inicialmente avaliadas, e aguarda apenas a confirmação do MME para publicação oficial no site. Para fins de acompanhamento do GT, a ação pode ser considerada como concluída.
- 13) Em seguida, Bruno Maçada (EPE) passou a palavra ao analista Anderson Mattos (EPE), que deu início à segunda seção da apresentação do Diagnóstico Regional.
- 14) Anderson Mattos (EPE) iniciou a apresentação dos dados de carga da região, abordando separadamente os estados de Goiás e do Distrito Federal.
- 15) Foram apresentados gráficos com a evolução da carga bruta e da carga líquida, considerando o abatimento da geração atendida pela MMGD, no horizonte de 2024 a 2039. Os gráficos contemplaram três patamares: máxima noturna, máxima diurna e mínima noturna. O patamar de máxima noturna apresentou a maior carga líquida, por não haver abatimento da MMGD, ao contrário do patamar diurno. O crescimento médio previsto a partir de 2024 é de 2,79%. O patamar de carga máxima diurna apresentou a maior carga bruta, mas com elevada incidência de MMGD, o que resulta em carga líquida praticamente estável até 2030, com leve crescimento até o final do horizonte. Destacou-se o impacto da MMGD, que chega a abater aproximadamente 50% da carga bruta. O crescimento médio do patamar de carga mínima noturna também foi estimado em 2,79%.
- 16) Em relação ao Distrito Federal, Anderson destacou comportamento semelhante ao de Goiás, com influência ainda mais significativa do patamar de máxima diurna. Observou-se tendência de decréscimo da carga líquida ao longo do horizonte, apesar do crescimento contínuo da carga bruta. O crescimento médio previsto para os três patamares é de 1,60% a partir de 2024.
- 17) Na sequência, Anderson Mattos (EPE) iniciou a apresentação dos cenários analisados no diagnóstico regional, destacando que os estados de Goiás e do Distrito Federal ocupam posição central no sistema elétrico nacional, dessa forma, os fluxos passantes entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste exercem grande influência sobre o desempenho da malha regional. Os casos mais críticos para a região são aqueles que maximizam os fluxos nas linhas de transmissão que interligam essas regiões, atravessando o território goiano. Para avaliar as particularidades do atendimento aos estados de Goiás e Distrito Federal, foram elaborados seis cenários específicos:
- Cenário 1: Máxima Diurna Seco – Interligação Nordeste–Sudeste maximizada;
 - Cenário 2: Máxima Diurna Úmido – Interligação Norte + Nordeste para o Sudeste maximizada;
 - Cenário 3: Máxima Noturna Seco – Máxima importação do Mato Grosso;
 - Cenário 4: Mínima Diurna Seco – Fluxo reverso nas subestações de fronteira;
 - Cenário 5: Mínima Diurna Úmido – Máxima exportação do Mato Grosso;
 - Cenário 6: Máxima Noturna Úmido – Interligação Norte + Nordeste para o Sudeste maximizada.
- 18) No Cenário 1 (Máxima Diurna Seco), buscou-se maximizar a interligação Nordeste–Sudeste, representando um período de baixa vazão nas usinas hidrelétricas da região Norte. Nesse contexto, ocorre a máxima exportação de energia do Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste, resultando em elevado carregamento da interligação. Os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio foram despachados com 25% da capacidade nominal, enquanto o bipolo Graça Aranha–Silvânia foi mantido em 100%. As usinas fotovoltaicas (UFVs) de Goiás e Distrito Federal foram despachadas em 82%, e as térmicas a biomassa, em 80%.
- 19) No Cenário 2 (Máxima Diurna Úmido), foi maximizada a interligação Norte + Nordeste para o Sudeste. Com maior vazão nas usinas hidrelétricas do Norte, observou-se elevada exportação de energia das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste e Centro-Oeste. Os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio

foram despachados com 75%, Graça Aranha–Silvânia com 100%, UFVs de Goiás e norte de Minas Gerais com 80%, e térmicas a biomassa com despacho nulo.

- 20) O Cenário 3 (Máxima Noturna Seco) simulou a máxima importação do Mato Grosso, evidenciando os impactos sobre o estado de Goiás. A carga máxima noturna representa o maior valor de carga líquida, sem abatimento da MMGD. Os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio foram despachados com 25%, Graça Aranha–Silvânia com 30%, eólicas do Nordeste com 83%, e as usinas hidrelétricas e PCHs das bacias dos rios Grande e Paranaíba com 90% e 80%, respectivamente. As térmicas a biomassa foram despachadas em 90%.
- 21) No Cenário 4 (Mínima Diurna Seco), foi analisado o fluxo reverso nas subestações de fronteira, característico de períodos de baixa carga com excedente de geração. Os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio foram despachados com 75%, Graça Aranha–Silvânia com 60%, UFVs de Goiás e Distrito Federal com 80%, e térmicas a biomassa com despacho nulo.
- 22) O Cenário 5 (Mínima Diurna Úmido) simulou a máxima exportação do Mato Grosso, com elevada participação da MMGD fotovoltaica e carga muito baixa, resultando em grande excedente de geração exportado. Os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio foram despachados com 75%, Graça Aranha–Silvânia com 60%, UFVs de Goiás e Distrito Federal com 80%, e térmicas a biomassa com despacho nulo.
- 23) Simone Garcia (ONS) questionou se o despacho de 75% dos bipolos Xingu no Cenário 4 estava correto, considerando tratar-se de um cenário de mínima diurna seco, no qual se esperaria um valor inferior.
- 24) Lucas Simões (EPE) esclareceu que, nesse tipo de cenário, o foco do diagnóstico é local, especialmente nas subestações de fronteira. Assim, o ajuste fino sistêmico entre os bipolos foi mantido constante, uma vez que o objetivo principal é avaliar aspectos como a violação de critérios N-1 em transformações ou linhas de transmissão locais.
- 25) Anderson Mattos (EPE) apresentou o Cenário 6 (Máxima Noturna Úmido), no qual se buscou maximizar a interligação Norte + Nordeste para o Sudeste, em uma condição de atendimento à maior carga líquida coincidente com baixa geração local. Nesse cenário, os bipolos Xingu–Estreito e Xingu–Terminal Rio foram despachados com 75% da capacidade, enquanto o bipolo Graça Aranha–Silvânia foi maximizado em 100%. As usinas fotovoltaicas (UFVs) apresentaram despacho nulo, por se tratar de um cenário noturno, assim como as térmicas a biomassa. As PCHs e UHEs da região foram despachadas entre 80% e 90%, e as eólicas do Nordeste com 58%. Em seguida, a palavra foi devolvida a Bruno Maçada (EPE).
- 26) Bruno Maçada (EPE) deu início à apresentação dos pontos de destaque identificados no diagnóstico regional. Os problemas observados foram organizados em duas macrorregiões, dado que se concentram majoritariamente nas regiões sul e norte do estado de Goiás. Na região sul, foi destacada a sobrecarga na LT 230 kV Itumbiara – Cachoeira Dourada C1, identificada em regime normal a partir de 2030, no cenário de máxima diurna com condição de norte seco. A sobrecarga ocorre quando há coincidência entre alta geração solar e operação da UHE Cachoeira Dourada acima de 60% de sua capacidade.
- 27) Também foram identificadas sobrecargas nas LTs 230 kV Itumbiara – Rio Verde C1 e C2, que possuem capacitores série, a partir de 2028, especialmente na contingência de um dos circuitos, quando o circuito remanescente entra em sobrecarga. Essa condição foi observada no cenário 3 (máxima importação do Mato Grosso), considerado determinante para a identificação de diversos problemas críticos ao longo do eixo de 230 kV.
- 28) Bruno deu continuidade informando que a LT 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe C1, também equipada com capacitor série, apresentou sobrecarga sob contingência a partir de 2036. Em suma, observou-se que todo o trecho de 230 kV entre Itumbiara e Barra do Peixe, no Mato Grosso, apresenta limitações de escoamento devido à presença de capacitores série e ao aumento da previsão de geração/carga no Mato

Grosso, na exportação e na importação de energia, respectivamente. Concluindo a lista de problemas encontrados na região sul de Goiás, foram identificadas sobrecargas nas DITs 138 kV da região, cuja configuração é praticamente paralela ao setor de 230 kV. Assim, em situações de contingência nas linhas de 230 kV, há aumento do fluxo nas linhas de 138 kV. Na LT 138 kV Rio Verde – Rio Verde (Furnas), a sobrecarga foi observada em regime normal a partir de 2032. Na LT Rio Verde (Furnas) – Rio Claro, o problema ocorreu na contingência da LT 230 kV Rio Claro 2 – Rio Verde. Já na LT Rio Claro – Parque das Emas, a sobrecarga foi identificada em regime normal, sob contingência, a partir de 2037.

- 29) Para região norte de Goiás, a maioria dos problemas está relacionada às transformações. O primeiro caso destacado foi o da SE Itapaci 230/69 kV, onde foi identificado problema de atendimento ao crescimento da carga no setor de 69 kV, já apontado em ciclos anteriores. A subestação recebeu recentemente um pátio de transformação 230/138 kV, que ainda se encontra subutilizado. A recomendação da EPE e do ONS é o remanejamento de cargas do setor de 69 kV para o setor de 138 kV, aproveitando a capacidade disponível, sem necessidade de ampliação do pátio de 69 kV.
- 30) A SE Serra da Mesa 230/138 kV, composta por três transformadores de 50 MVA, foi objeto de um estudo da EPE finalizado em 2020, que recomendava a instalação de um quarto transformador. Embora essa recomendação tenha sido incluída no POTEE, Furnas cadastrou, posteriormente, as três unidades existentes no SGPMR, indicando final de vida útil. Diante disso, a EPE optou por recomendar a substituição das três unidades existentes por unidades de maior capacidade. Adicionalmente, a distribuidora informou alteração na topologia da rede na região, através da conexão, em 138 kV, entre as SEs Porangatu e Alvorada (Energisa Tocantins), o que reduzirá o fluxo na transformação 230/138 kV da SE Serra da Mesa. Essa redução foi evidenciada em gráficos comparativos, e está sendo considerada na definição da nova modularização.
- 31) Lucas Simões (EPE) informou que o ONS compartilhou uma carta de Furnas manifestando preocupação com o esgotamento da vida útil dos transformadores em operação. A EPE está finalizando a análise da nova modularização e encaminhará em breve sua recomendação ao ONS, com prioridade em função da urgência e criticidade do tema.
- 32) Seguindo, foi falado sobre a transformação 500/230 kV da SE Serra da Mesa, composta por duas unidades de 400 MVA. No ciclo anterior havia sobrecarga em fluxo reverso, no final do horizonte, durante a contingência de uma das unidades transformadoras, em cenários com coincidência de alta geração solar e hídrica. No ciclo atual, não foram observadas sobrecargas inadmissíveis, embora os carregamentos se mantivessem altos. A transformação será reavaliada no estudo da região norte de Goiás, a ser iniciado, para verificar a necessidade de recomendações adicionais.
- 33) Na sequência, Bruno apresentou a avaliação da SE Barro Alto 230/69 kV, composta por três transformadores de 50 MVA, que apresentou sobrecarga em fluxo reverso em cenários de baixa carga e alta geração. Destacou-se a elevada capacidade instalada de geração na rede de distribuição atendida por essa subestação: 120 MW de usinas fotovoltaicas (UFVs), 65 MW de térmicas a biomassa e aproximadamente 100 MW de geração distribuída. A soma de apenas duas dessas fontes já ultrapassa a capacidade da transformação, evidenciando o risco de sobrecarga em fluxo reverso. As análises de sensibilidade realizadas indicaram a restrição de geração de até 40 MW até o final do horizonte.
- 34) A SE Águas Lindas 230/69 kV apresentou problema de atendimento à carga a partir de 2032, na contingência de uma das unidades transformadoras. A transformação atende ao fator de potência mínimo exigido, o que confirma a existência de limitação de capacidade. Foi exibida uma imagem de satélite da subestação, evidenciando o adensamento urbano ao seu entorno, o que pode dificultar eventuais ampliações. A EPE estudará soluções para essa subestação no estudo do norte de Goiás e entrará em contato com a transmissora EDP para verificar a viabilidade de expansão da instalação.

- 35) João Paulo Oliveira (EDP) comentou que, em relação às subestações Águas Lindas e Itapaci, está em andamento, junto ao ONS, a análise de uma questão relacionada à aplicação de 50% de sobrecarga para transformadores com capacidade entre 50 e 75 MVA. Informou que as tratativas estão avançadas e que, dependendo do resultado, a antecipação da sobrecarga poderá ser confirmada. Comprometeu-se a manter a EPE informada sobre o andamento do tema.
- 36) Bruno Maçada (EPE) informou que a EPE estava acompanhando esse assunto com o ONS para considerar os resultados no estudo que será iniciado, de forma a garantir recomendações robustas e alinhadas com a realidade operativa.
- 37) Lucas Simões (EPE) afirmou que o tema está sendo acompanhado de perto pela equipe da EPE. Como já há um estudo programado para a região norte, a intenção é contemplar tanto as demandas já consolidadas quanto as novas contribuições da EDP. Ressaltou que, para fins de diagnóstico, foi mantido o status atual das instalações, mas que as transformações serão monitoradas continuamente.
- 38) Na terceira parte da apresentação foram apresentados os estudos previstos para 2025. Com base nos problemas identificados no diagnóstico, foi possível estabelecer uma divisão clara entre os temas relacionados às linhas de transmissão na região sul e às transformações na região norte do estado. Para a região sul, está previsto o estudo que irá avaliar todo eixo 230kV, compostos com capacitores série, que se estende de Itumbiara (MG) até Cuiabá (MT). Também será avaliada a questão das sobrecargas e do controle de tensão nas DITs de 138 kV da região de Rio Claro. O início do estudo está previsto para julho, com conclusão estimada para dezembro de 2025.
- 39) O segundo estudo programado abrangerá a região norte de Goiás. Serão definidos os critérios de modularização da transformação 230/138 kV da SE Serra da Mesa e será acompanhado o fluxo reverso na transformação 500/230 kV. Também será avaliada a transferência de cargas do setor 138 kV da SE Itapaci, com o objetivo de evitar a sobrecarga na transformação 230/69 kV. O estudo contemplará ainda a demanda reprimida identificada pela Equatorial nas regiões de Nova Crixás e São Miguel do Araguaia, além da sobrecarga em Águas Lindas e do fluxo reverso na transformação 230/69 kV da SE Barro Alto.
- 40) Lucas Simões (EPE) destacou e. que os estudos de 2025 terão início no mês seguinte, com Bruno e Anderson dedicando-se, respectivamente, às regiões sul e norte.
- 41) Ressaltou haver a possibilidade de o estudo da região norte ser dividido em duas etapas. A primeira etapa, teria como objetivo apresentar respostas mais ágeis para transformações de fronteira ou equipamentos em fim de vida útil, que possuem processo de outorga mais célere. A segunda, mais complexa, envolveria a análise de novas fronteiras, o que exigiria interação com distribuidoras e avaliação de aspectos socioambientais e fundiários. Essa estratégia, já adotada com sucesso no estudo do Mato Grosso, poderá ser replicada conforme o avanço do trabalho.
- 42) João Paulo Oliveira (EDP) questionou se haveria relação entre o novo estudo da região noroeste (Nova Crixás e São Miguel do Araguaia) e o estudo anterior da região central (Goianira), que não foi licitado ainda.
- 43) Bruno Maçada (EPE) esclareceu que Goianira está localizada entre Trindade e Xavantes, em uma região central do estado, enquanto Nova Crixás e São Miguel do Araguaia situam-se ao noroeste, entre Itapaci e Serra da Mesa. Informou que não há sobreposição entre as soluções estudadas anteriormente e as atuais, e que o novo estudo terá maior proximidade com o estudo da região norte, emitido em 2020. Ressaltou que será necessário atualizar informações de topologia, parâmetros e obras da distribuidora para dar continuidade ao estudo.
- 44) Lucas Simões (EPE) complementou que o estudo de Goianira permanece válido e integra a cesta de obras do planejamento, de forma análoga ao caso de Iaciara. Explicou que, embora o estudo de Iaciara não

tenha sido implementado inicialmente, a distribuidora solicitou sua revalidação diante de mudanças no contexto regional. A mesma abordagem poderá ser adotada para Goianira, desde que haja sinalização clara da distribuidora quanto à necessidade do novo ponto de suprimento. Destacou que, por se tratar de uma solução já estruturada, os trâmites tendem a ser mais céleres, mas que a EPE depende da formalização da demanda para justificar a inclusão do estudo na programação.

- 45) Armando Fernandes (EPE) reforçou as informações apresentadas por Lucas e informou que, no início da semana seguinte, será enviado e-mail ao ONS para consolidar a urgência do início do processo autorizativo para substituição dos três transformadores de 50 MVA da SE 230/138 kV Serra da Mesa (Furnas). Caso o estudo da região norte identifique necessidade adicional, poderá ser recomendada a ampliação da subestação para um terceiro banco. Informou ainda que serão enviados e-mails à Equatorial Goiás e à EDP solicitando informações básicas sobre as subestações de Águas Lindas e Itapaci, com o objetivo de confirmar dados e viabilizar uma análise mais precisa. Ressaltou que a situação é preocupante, dado o elevado carregamento das instalações, e que, caso haja redução do limite de emergência, o cenário poderá se agravar.
- 46) Armando acrescentou que será solicitado à Equatorial Goiás um maior detalhamento das cargas das subestações Águas Lindas e Barro Alto no setor de 69 kV, uma vez que, nos estudos da EPE, essas cargas estão representadas de forma equivalente. Ressaltou que esse detalhamento é fundamental para uma melhor compreensão do comportamento da região e para a elaboração de diagnósticos mais precisos.
- 47) Em seguida, compartilhou uma reflexão sobre a evolução do sistema elétrico da região. Destacou que, quando ingressou na EPE, o estado de Goiás era caracterizado por cenários de norte úmido e norte seco. Atualmente, além dessas condições, há forte influência da exportação de energia do Nordeste. As subestações Rio das Éguas e Luziânia, por exemplo, possuem linhas com elevada capacidade de injeção. O estado do Mato Grosso, antes predominantemente consumidor, passou a contar com significativa geração distribuída. Além disso, há a variabilidade das usinas do rio Madeira, a presença das usinas de Itumbiara e Cachoeira Dourada em Goiás, e o expressivo parque gerador do Triângulo Mineiro. A geração distribuída em Goiás também cresceu substancialmente. Com os reforços na interligação Norte–Nordeste, há maior flexibilidade para ajustes nos bipolos. Diante desse cenário, Armando enfatizou a importância de uma comunicação constante entre ONS e EPE, para que os cenários utilizados nos estudos sejam factíveis, suficientemente estressantes para justificar obras, mas sem extrapolar a realidade operativa. Ressaltou que o planejamento se tornou significativamente mais complexo e que o processo é, acima de tudo, uma construção conjunta.
- 48) Simone Garcia (ONS) concordou com a complexidade crescente dos cenários e destacou a importância do alinhamento entre os horizontes de curto, médio e longo prazo. Parabenizou a equipe da EPE pela qualidade da apresentação e pelo trabalho desenvolvido.
- 49) Elder Sales (ONS) informou que o ONS ainda não havia comunicado à EPE sobre a emissão da carta referente à capacidade operativa da EDP e que a carta foi emitida em 19 de maio de 2025.
- 50) Lucas Simões (EPE) encerrou a reunião agradecendo a presença e a contribuição de todos os participantes. Reforçou que o objetivo do encontro foi ouvir as demandas dos agentes e compartilhar os trabalhos em andamento. Informou que, ao longo do ano, serão realizadas reuniões específicas para aprofundar os temas discutidos. Destacou que, apesar do fórum reduzido nesta ocasião, devido a questões de agenda, as principais novidades serão sempre compartilhadas com o grupo de Goiás e Distrito Federal. Agradeceu especialmente aos colegas do ONS, que atuam diariamente em conjunto com a EPE na construção dos cenários e no planejamento de médio e longo prazo, bem como ao MME, à ANEEL, às transmissoras, distribuidoras e demais agentes do setor, cuja colaboração é essencial para a construção de soluções estruturantes. Encerrou a reunião desejando a todos uma boa tarde.

Próximos passos/plano de ação

- Início dos estudos programados para 2025;
- Disponibilização dos casos e simulações mediante solicitação dos agentes interessados.
- Atualização da lista de contatos com base na lista de presença da reunião.

Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Anderson De Melo Mattos	EPE	anderson.mattos@epe.gov.br
Armando Leite Fernandes	EPE	armando.fernandes@epe.gov.br
Bruno Cesar Mota Maçada	EPE	bruno.macada@epe.gov.br
Davi Jose Alvarez Magalhaes	EPE	davi.magalhaes@epe.gov.br
Iago Stanciolle Alves Da Silva	EPE	iago.silva@epe.gov.br
Joao Mauricio Caruso	EPE	joao.caruso@epe.gov.br
Jônatas Freitas Mascarenhas Freire	EPE	jonatas.freire@epe.gov.br
Lucas Simões De Oliveira	EPE	lucas-s.oliveira@epe.gov.br
Marcos Vinicius G. Da Silva Farinha	EPE	marcos.farinha@epe.gov.br
Thiago Lima Soares Mourao	EPE	thiago.mourao@epe.gov.br
Tiago Veiga Madureira	EPE	tiago.madureira@epe.gov.br
Yan Ricardo Damasceno Rangel	EPE	yan.rangel@epe.gov.br
Elder Geraldo Sales De Sant Anna	ONS	elder@ons.org.br
Hugo Muzitano Dos Santos	ONS	hugo.muzitano@ons.org.br
Maiara Camila Oliveira	ONS	maiara.oliveira@ons.org.br
Rebecca Laginestra Sinder	ONS	rebecca.sinder@ons.org.br
Simone Bezerra Chaves Garcia	ONS	simone.chaves@ons.org.br
Andre Luiz Barros De Brito	MME	andre.brito@mme.gov.br
Clara Monteiro Marinho	MME	clara.marinho@mme.gov.br
Giacomo Perrotta	MME	giacomo.perrotta@mme.gov.br
Jair Junior Gomes Araujo	MME	jair.araujo@mme.gov.br
Thais Ingrinde De Souza Araujo	MME	thais.araujo@mme.gov.br
Daniel Luiz Azevedo Oliveira	ANEEL	danieloliveira@aneel.gov.br
Flaviane De Carvalho Macedo	ANEEL	flavianemacedo.esplanada@aneel.gov.br
Gabriel Costa Da Silva	ANEEL	gabrielcosta@aneel.gov.br
José Antônio Fabbrini Marsiglio	ANEEL	josemarsiglio@aneel.gov.br
Cássio Pereira Vieira	GOVERNO DE GOIÁS	cassio.pvieira@goias.gov.br
Gustavo Da Costa Vergara	GOVERNO DE GOIÁS	gustavo.vergara@goias.gov.br
Patrick Soares Mendes	GOVERNO DE GOIÁS	patrick.mendes@goias.gov.br
Renato Rodrigues De Lyra	GOVERNO DE GOIÁS	renato.lyra@goias.gov.br
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
Alan Damaso Ribeiro	CELGP	alan.dr@celgpar.com
Felipe Fajardo Venturim	CTGBR	felipe.venturim@ctgbr.com.br
Paulo Renato	DATLAZ	paulo.renato@datlaz.com
Joao Paulo Silva Oliveira	EDP	joaosilva.oliveira@edp.com
Lucas Gomes	EDP	lucas.gomes@edp.com
Carlos Leoncio Gonzaga Costa	ELETRONBRAS	carloslg@eletrobras.com

Nome	Instituição	E-mail
Evandro Meira Machado	ELETROBRAS	evandrom@eletrobras.com
Pedro Aleixo Ferreira Brandini	ELETROBRAS	pedro.brandini@eletrobras.com
Amanda Luiza Alab De Souza	ENERGISA	amanda.alab@energisa.com.br
Cristiano Saraiva Barbosa	ENERGISA	cristiano.barbosa@energisa.com.br
Duarte Alexandre	ENGIE	alexandre.duarte@engie.com
Augusto Moreira Silva	EQUATORIAL ENERGIA	augusto.moreira@equatorialenergia.com.br
Jose Carlos Alves Do Nascimento	EQUATORIAL ENERGIA	jose.carlos@equatorialenergia.com.br
Lucas Gomes De Mello	EQUATORIAL ENERGIA	lucas.mello@equatorialenergia.com.br
Renata Keli Soares Silva	EQUATORIAL ENERGIA	renata.keli@equatorialenergia.com.br
Thiago Rodrigues Kleina Lima	ISA CTEEP	tkleina@isactEEP.com.br
Bezerra Da Nobrega, Laiza	NEOENERGIA	laiza.nobrega@neoenergia.com
Augusto Tietz	STATEGRID	augusto.tietz@stategrid.com.br
Marcos Freitas	STATEGRID	marcos.freitas@stategrid.com.br
Thais Barbosa	STATEGRID	thais.barbosa@stategrid.com.br