

	ATA DE REUNIÃO	Data: 06/04/2023
	Tema: 3ª Reunião do Grupo de Estudo de Transmissão GET Centro-Oeste	
	Local: Videoconferência	
	Horário: 14:30– 16:30 horas	

Participantes: listados ao final.

Pauta

A reunião teve por objetivo:

- Apresentar o diagnóstico referente ao sistema regional Centro-Oeste do Brasil que abrange as unidades federativas do Acre, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia, utilizando a base no Plano Decenal de Expansão 2032 (PDE2032);
- Apresentar os estudos concluídos e em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes às unidades federativas do Acre, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia;
- Divulgar a programação de estudos futuros para o sistema regional Centro-Oeste;
- Receber comentários e sugestões sobre os assuntos abordados.

Registros

No início da reunião, a EPE agradeceu a presença dos participantes e ressaltou a importância das contribuições de todos para emissão do relatório.

- 1) Na abertura da reunião, o superintendente Thiago Dourado Martins, da Superintendência de Transmissão de Energia da EPE, deu as boas-vindas e agradeceu a presença de todas as empresas e entidades presentes. O consultor técnico, Lucas Simões de Oliveira, responsável pelo Grupo de Estudos da região Centro-Oeste (GET Centro-Oeste), foi apresentado e algumas instruções sobre a dinâmica da reunião foram passadas aos participantes.
- 2) Em seguida Lucas Simões (EPE) fez uma breve contextualização do roteiro da apresentação e em sequência relacionou os estudos finalizados, inicialmente para o estado do Acre, tanto para atendimento à capital quanto à integração dos sistemas isolados, com destaque para a definição da nova SE Tucumã, e para a integração de Feijó e Cruzeiro do Sul.
- 3) Dando prosseguimento, Lucas (EPE) comentou sobre o estado de Rondônia, onde recentemente foram analisadas diversas fronteiras, como Vilhena, Jarú, Ariquemes e Nova Mutum, subestação provisória para atendimento ao canteiro de obras da UHE Jirau, conectada por tape na LT 230 kV Porto Velho – Abunã), a partir da qual as cargas regionais passaram a ser provisoriamente alimentadas. Ressaltou também que ao final de 2021 as fronteiras de Ji-Paraná e Pimenta Bueno foram analisadas e indicadas soluções estruturais. Portanto, com exceção de Porto Velho, todas as fronteiras de Rondônia contam com solução estrutural em um horizonte de longo prazo.

- 4) No Mato Grosso, foi dado destaque ao novo ponto de fronteira na SE Cuiabá Norte, aumentando a confiabilidade do atendimento à capital; foi feita menção à fronteira de Rondonópolis, onde as soluções de reforços na transformação, contemplando aspectos de carregamento e fim de vida útil, já foram analisadas e que em breve será indicada a solução consolidada.
- 5) Para o estado de Goiás destacou-se: o 3º transformador da SE Luziânia, devido à expansão da geração local e modificação da topologia da rede da distribuidora local; a modularização da SE 230/138 kV Xavantes, com alteração da capacidade dos transformadores que substituirão os equipamentos no final de vida útil regulatória; e a implantação do bipolo 800 kV Graça Aranha – Silvânia, que diminui os fluxos nas linhas de rede básica no estado de Goiás e posterga problemas anteriormente identificados.
- 6) Passando para a apresentação dos resultados dos diagnósticos, foi passada a palavra para o analista João Caruso (EPE), que apresentou o desempenho do sistema nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso
- 7) Para o diagnóstico do sistema nesses estados, foram analisados dois cenários base:
 - O primeiro cenário teve por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte, no patamar de carga média, quando há elevada importação de energia para o atendimento das cargas, caracterizando o máximo carregamento nos elementos do sistema, com geração local baixa e máxima importação líquida.

A título de informação, com esse cenário a importação de energia que se verifica nas conexões do Mato Grosso com o sistema interligado e que flui através do estado para complementar o atendimento à Rondônia e ao Acre apresentou valores crescentes, partindo de 1.787 MW em 2026 até 3.368 MW em 2037.

- O segundo cenário teve como objetivo analisar o comportamento da rede no período úmido da região Norte e das bacias hidrográficas dos estados MT, AC e RO, no patamar de carga leve, para avaliar o comportamento do sistema na condição de exportador de energia para a região Sudeste.

Nesse cenário, verifica-se exportação decrescente do MT para o Sudeste, de 4.166 MW em 2026 para 3378 MW em 2037, consequência do aumento da carga na região, configurando os anos iniciais como os mais críticos para análises posteriores.

Nos dois cenários, foi feita a medição dos fluxos em pontos específicos do sistema, de forma análoga à que é feita nas análises realizadas pelo ONS, a saber:

- RMT/FMT - Recebimento/Fornecimento do MT;
- FRBRVN - fluxo Ribeirãozinho – Rio Verde Norte;
- FJAURU - fluxo nos transformadores de Jauru
- F230 - fluxo para o 230 kV do MT
- RACRO - Jauru – Vilhena 230 kV;

- ACRO - Vilhena – Jauru 230 kV;
 - FSMAQ - Samuel – Ariquemes 230 kV.
- Lucas (EPE) fez uma observação sobre o processo de montagem dos casos, frisando que as análises não se ativeram aos limites operativos, buscando-se no diagnóstico estressar ao máximo o carregamento da rede, não os limites impostos para a segurança operativa, buscando-se casos críticos que deverão ser revisados posteriormente, com a determinação dos efetivos carregamentos máximos que indicarão a necessidade de obras de reforço.
- 8) Em seguida foram indicadas as principais obras indicadas em estudos anteriores e que foram incorporadas às simulações do diagnóstico.
- 9) Foi mostrada também uma comparação das projeções de demanda entre os casos do Ciclo de 2031 e 2032 do Plano Decenal, com as seguintes constatações:
- No estado do Acre houve uma acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036), na carga média verificou-se crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise e, no patamar de carga pesada, houve variação positiva de 3 a 17%, com crescimento significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%. Há necessidade de avaliação por parte da Distribuidora para confirmar as estimativas apresentadas no Ciclo 2032.
 - No estado de Rondônia verificou-se um decréscimo na previsão de carga em relação ao ciclo anterior, situado na faixa de 2 a 5% nos três patamares de carga.
 - No estado do Mato Grosso, houve uma redução da carga em relação ao ciclo anterior que foi bastante significativo nos patamares de carga leve e média, da ordem de 6%, valor esse com redução ainda mais acentuada no final do horizonte. No patamar de carga pesada também ocorreu redução nos valores, mas de menor valor, na faixa de 4 a 5%.
- 10) Prosseguindo a apresentação, o analista João Caruso (EPE) iniciou a divulgação dos resultados de desempenho dos sistemas dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso.
- 11) O sistema do estado do Acre apresentou desempenho satisfatório em regime normal e em contingências simples, e não foram verificadas quaisquer violações aos critérios de planejamento estabelecidos para a região.
- 12) No estado de Rondônia, a indicação mais relevante diz respeito ao esgotamento do tronco de 230 kV Jauru-Vilhena-Pimenta Bueno a partir do ano de 2030, mencionando-se também restrições nas transformações de fronteira de Abunã 230/138kV e Porto Velho 230/69kV.
- 13) No estado do Mato Grosso, destaca-se a necessidade de reforços no eixo de 500kV Ribeirãozinho - Cuiabá - Cuiabá Norte -Jauru, constatada em períodos críticos de baixa hidraulicidade na região. Além disso, o eixo em 230KV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas linhas de menor capacidade com compensação série, na perda de circuitos

paralelos. O tronco Sorriso – Sinop 230 kV apresenta problemas de desempenho em contingências a partir de 2031.

- 14) Nas transformações de fronteira, foram feitas as seguintes constatações: sobrecarga em Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): na perda do banco paralelo a partir de 2029, e em regime normal no final do horizonte (2037); sobrecarga em Sorriso 230/69 kV (3x30MVA e 1x60 MVA): na perda do banco de 60MVA, a partir de 2031; sobrecarga em Rondonópolis 230/138 KV (2x100/102 MVA e 2x100/120MVA) na perda de um banco, a partir de 2032 e, em regime normal, no final do horizonte (2036); sobrecarga em Lucas do Rio Verde 230/138 KV (2x75 MVA) na perda do banco paralelo a partir de 2033 e em Sinop 230/138 KV (3x100 MVA) na perda do transformador Cláudia 500/230 KV a partir de 2034.
- 15) Ainda nas análises das transformações de fronteira, verificou-se que a perda do transformador único de Juína 230/138kv é crítica, apresentando problemas de baixas tensões e sobrecarga em linhas de distribuição de 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte a partir de 2033.
- 16) Em seguida Lucas Simões (EPE) encerrou o diagnóstico dos estados do Mato Grosso, Acre e Rondônia, estimulando que qualquer outra questão que não tenha sido abordada na apresentação, a EPE estaria à disposição para discutir e detalhar melhor o assunto.
- 17) Entrando no Diagnóstico Regional – PDE2032 de Goiás e do Distrito Federal, o coordenador do Grupo de Estudos de Transmissão (GET) da região Centro-Oeste, Lucas Simões, passou a palavra para o analista, Bruno Maçada (EPE), que discorreu sobre as unidades federativas supracitadas analisadas em três cenários base:
 - O primeiro cenário teve por objetivo analisar o comportamento da rede básica com a exportação de energia do Norte para a região Sul e Sudeste. Portanto gerações hidráulicas no Norte foram despachadas a 90%, enquanto a geração hidráulica e eólica do Nordeste a 70% e 50% respectivamente. Foi instituído o patamar de carga pesada para avaliar o sistema sem o impacto das micro ou minigerções solares, logo geração fotovoltaica nula. A geração térmica de biomassa local foi zerada e as PCHs das bacias do Tocantins-Araguaia e Parnaíba foram despachadas no mínimo, dessa forma, o fluxo de potência descendo pela transformação de fronteira pôde ser maximizado
 - O segundo cenário teve objetivo similar ao primeiro, porém no patamar de carga média e visando analisar o comportamento do sistema elétrico da região de interesse em cenários com a geração solar no estado.
 - O terceiro cenário teve por objetivo analisar a máxima exportação das usinas conectadas a rede de distribuição local através da rede básica de fronteira. Neste cenário foi considerado o patamar de carga leve simulando o período de fim de semana. Usinas fotovoltaicas e usinas térmicas a biomassa foram despachadas, respectivamente em 90% e 100%.

O horizonte adotado para os cenários foi desde o ano de 2026 até 2037.

- 18) Os Destaques na topologia analisada de Goiás iniciaram com o analista Bruno (EPE) comentando que atualizou a base de dados de acordo com as informações disponibilizadas pela distribuidora Equatorial Energia Goiás e pelo ONS. Não foi possível atualizar os dados da topologia da rede de distribuição da Neoenergia Brasília por impossibilidade de contactar os representantes da distribuidora. Laíza Bezerra da Nóbrega (Neoenergia) informou sobre mudanças na empresa que acarretaram o atraso no envio, mas que os dados de contato já foram atualizados com a equipe de base de dados da EPE, assim como a atualização das cargas da distribuidora.
- 19) Em seguida foram listadas as atualizações realizadas nos casos analisados. Essas atualizações consideraram obras recomendadas em estudos da EPE, que tiveram que ser realocadas de acordo com a previsão de entrada, obras que serão recomendadas em estudo a serem emitidos em breve e as atualizações de topologia informadas pela distribuidora Equatorial Energia Goiás e pelo ONS:
 - Substituição dos TR 50MVA por novos TRs de 75/90MVA na SE 230/13,8kV Goiânia Leste;
 - Substituição do TR 25MVA por novo TR de 50MVA na SE 138/69kV Carajás;
 - Desfeito o seccionamento da LD 138kV Campinas – Atlântico na SE 138/69kV Carajás em razão do Embargo Judicial;
 - Recapitação de algumas Linhas de Distribuição;
 - Exclusão do Compensador Estático por fim de vida útil na SE 345kV Bandeirantes;
 - Correção de reatores e inclusão de banco de capacitores em algumas subestações;
 - Desligamento da UTE Xavantes por fim de contrato;
 - Nova Modularização e inclusão de transformador na SE 230/138kV Xavantes;
 - Inclusão das usinas do ACL e dos Consumidores Livres Caramuru e JBS.
- 20) João Paulo Silva Oliveira (EDP GO) solicitou uma previsão do estudo de atendimento a Goiânia. O coordenador, Lucas, confirmou a emissão até o final do mês de maio e que a maior parte das obras estão encaminhadas no POTEE.
- 21) Para os dados de carga de Goiás houve uma acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga pesada chegando a 12,3% de redução em relação ao ciclo anterior.
- 22) No Distrito Federal houve aumento da carga em relação ao ciclo anterior em todos os patamares de carga, acentuando-se nos anos finais do horizonte 2036-37, chegando a 8,5%.
- 23) Dando prosseguimento, o analista Bruno Maçada (EPE) comentou sobre dois problemas apresentados no último diagnóstico, mas que tiveram soluções efetivas implementadas. O primeiro foi o carregamento das SEs 230/138kV Xavantes e o segundo sobre o acesso da distribuidora na ICG 230/138 kV Jataí, ambos se mostraram dentro dos limites ao longo do horizonte estudado.
- 24) Foram identificados no Diagnóstico problemas de carregamento na Subestação Itapaci 230/69kV na perda da outra unidade transformadora a partir de 2028 no patamar de carga pesada, demonstrando que a transferência de carga realizada do setor 69 kV para o setor de 138KV não foi

suficiente para aliviar essa transformação. A redução da capacidade de emergência do TR2 de 71MVA para 59 MVA, informado pela EDP, deixa a situação ainda mais crítica.

- 25) Bruno colocou em destaque a Linha de Transmissão 230kV Barro Alto-Niquelândia que sob contingência causa sobrecarga no circuito no circuito de menor capacidade no patamar de carga pesada. A geração de usinas solares em Barro Alto diminui o carregamento da LT, conforme pode ser observado no patamar de carga média.
- 26) Foi destaque também que a contingência da LT 500kV Silvânia-Trindade aumenta os carregamentos da LT 230kV Ananguera-Goiânia Leste, dos transformadores de menor capacidade da SE 345/230kV Bandeirantes e ao final do horizonte da LT 345kV Samambaia-Pirineus.
- 27) Também foi destacada que a LT 230kV Brasília Sul-Pirineus apresentou sobrecarga a partir de 2035, no patamar de carga média.
- 28) O diagnóstico regional foi encerrado e Lucas (EPE) passou a palavra para Elder Sant'Anna (ONS), que perguntou se foi considerado no diagnóstico intercâmbios ampliados além dos adotados nos casos do PAR/PEL ONS. Lucas (EPE) confirmou que os intercâmbios regionais tiveram seus limites ampliados de acordo com os limites estudados pela equipe de interligações da EPE, e que os bipolos possuem *setpoint* e ajustes ao longo do horizonte e que reforços também foram adotados e monitorados.
- 29) Elder (ONS) solicitou o ano de sobrecarga da SE Itapaci 230/69kV visto que identifica a sobrecarga em todo o horizonte do PAR/PEL (2023-2027) do ONS. Lucas (EPE) comentou que as divergências podem ser devido às cargas declaradas pela distribuidora para o ONS e EPE em momentos distintos ou a redução do limite de carregamento do transformador em emergência. E que o assunto seria investigado após a reunião.
- 30) Retomada a pauta, foram apresentados os estudos em andamento, principalmente envolvendo a SE 230/13,8kV Goiânia Leste que é antiga e apresenta alguns problemas, com previsão de emissão até maio de 2023.
- 31) Passando para o item de programação de estudos para 2023, Lucas, apresentou o que está em discussão hoje com o MME, sendo três estudos:
 - Estudo de atendimento à região de Porto Velho (RO);
 - Ampliação da capacidade de transmissão dos sistemas Acre, Rondônia e Mato Grosso;
 - Atendimento ao mercado da região de Niquelândia, Barro Alto e Águas Lindas (GO).
- 32) O último item elencado, na aba de assuntos gerais, foi a participação da EPE, regulamentada pela Resolução Normativa 1020/2022, para o destaque de equipamentos em final de vida útil. O papel da EPE está na análise de pedidos de melhoria de GRANDE PORTE para garantir a consistência

com o planejamento de longo prazo. Um processo que vem sendo aprimorado e de periodicidade anual via sistema SGPMR gerenciado pelo ONS.

33) Bruno da Cruz Sessa (ONS) reforçou a data de cadastro, que a partir deste ano para equipamentos de Grande Porte vai até o mês de maio de cada ano.

34) João Paulo Silva Oliveira (EDP GO) questionou se há alguma obra de reforço para a LT 230kV Anhanguera-Goiânia Leste. Lucas, da EPE, confirmou que não está no horizonte da EPE e que o critério adotado atualmente pelos diagnósticos é o critério "n-1".

35) No fim da apresentação, a EPE agradeceu a presença de todos os participantes.

Pós Reunião

36) A carga da região de Itapaci foi verificada após a reunião e confirmou-se a diferença entre os casos da EPE e ONS nos anos coincidentes entre as duas instituições. No ano 2026 as cargas EPE e ONS são, respectivamente, 62,8 MW e 75,8 MW e, para 2027, 65,3 MW e 77,4 MW, fato esse que justifica o aparecimento da sobrecarga no transformador 230/138kV Itapaci nos anos anteriores ao verificado pela EPE. Outro fato constatado foi a geração da UTE Codora com despacho mínimo em vez de nulo nos anos iniciais do caso estudado no diagnóstico. Após correção, a sobrecarga na transformação de Itapaci adiantou de 2028 para 2027.

Próximos passos/plano de ação

- A EPE enviará minuta da ata para comentários dos participantes, bem como os slides apresentados na reunião;

Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Daniel Luiz Azevedo Oliveira	ANEEL	danieloliveira@aneel.gov.br
Gabriel Costa da Silva	ANEEL/SCT	gabrielcosta@aneel.gov.br
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
Matheus Sorvillo	EDP	matheus.sorvillo@edp.com
Alessandro Cândido Lopes Ramos	EDP GO	alessandro.clr@edp.com
João Paulo Silva Oliveira	EDP GO	joaosilva.oliveira@edp.com
Gustavo Mallet Gaspar	EDP Renováveis	gustavo.mallet@edp.com
Lucas Gomes de Araujo	EDP Renováveis	lucas.gomes@edp.com
Pedro Aleixo Ferreira Brandini	Eletronorte	pedro.brandini@eletronorte.com.br
Flávio Campos Baleroni	Energisa RO	flavio.baleroni@energisa.com.br
Ori Ilyê Odara Mota	Energisa RO	ori.mota@energisa.com.br
Rafael Paschoal dos Santos	Energisa RO	rafaelpaschoal.santos@energisa.com.br
Armando Fernandes	EPE	armando.fernandes@epe.gov.br
Bruno Cesar Mota Macada	EPE	bruno.macada@epe.gov.br
João Mauricio Caruso	EPE	joao.caruso@epe.gov.br
Lucas Simões de Oliveira	EPE	lucas-s.oliveira@epe.gov.br
Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira	EPE	marcelo.moreira@epe.gov.br
Matheus Augusto	EPE	matheus.silva@epe.gov.br
Tiago Veiga Madureira	EPE	tiago.madureira@epe.gov.br
Ana Maria de Deus	Equatorial GO	ana.deus@equatorialgoias.com.br
Antonio Costa e Costa	GOT Transmissão	antonio.costa@goias-mge.com.br
Rodrigo Rozenblit Tiferes	ISA CTEEP	rrtiferes@isactEEP.com.br
Clara Monteiro Marinho	MME	clara.marinho@mme.gov.br
Jodson Sousa Moreira de Oliveira	MME	jodson.oliveira@hotmail.com
Giacomo Perrotta	MME	giacomo.perrotta@mme.gov.br
Guilherme Zanetti Rosa	MME	guilherme.rosa@mme.gov.br
Thais Ingrinde de Souza Araújo	MME	thais.araujo@mme.gov.br
Lorena Silva	MME/DPE	lorena.silva@mme.gov.br
Diego de Teive Argolo Dorea Oliveira	Neoenergia	diego.teive@neoenergia.com
Sidney Custodio Santana Neto	Neoenergia	SIDNEY.NETO@NEOENERGIA.COM
Laíza Bezerra da Nóbrega	Neoenergia	laiza.nobrega@neoenergia.com
Mariana de Souza	Neoenergia Transmissão	mariana.desouza@neoenergia.com
Bruno da Cruz Sessa	ONS	bsessa@ons.org.br
Elder Sant'Anna	ONS	elder@ons.org.br
Ilthon Pereira	ONS	ipereira@ons.org.br
Isabela d'Ávila Metzker	ONS	isabela.metzker@ons.org.br
Luis Arthur Novais Haddad	ONS	luis.novais@ons.org.br

Nome	Instituição	E-mail
Rebecca Laginestra Sinder	ONS	rebecca.sinder@ons.org.br
Rafael Maglione Aoun	ONS	rafael.aoun@ons.org.br
Thiago Ferreira da Silva Costa	ONS	tcosta@ons.org.br
Janeide Muniz Lobato De Freitas	Secretaria De Estado Do Desenvolvimento Econômico	992372425jf@gmail.com
Lêda Maria Freitas de Lucena	SER Renováveis	leda.lucena@serbrasil.com.br
Augusto Tietz	State Grid	augusto.tietz@stategrid.com.br
Hugo Sérgio L. Araújo	Transmissoras Unidas de Energia SA	hugo.araujo@truenergia.com
Valeska da Rocha Caffarena	PETROBRAS	valeskac@petrobras.com.br