

	ATA DE REUNIÃO		Data:
			11/04/2024
	Tema: 4ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sul		
	Local: MS Teams		
	Horário: 09:30 – 12:00		

Pauta

A reunião teve por objetivo:

- i) Apresentar os estudos concluídos em 2023 e os estudos em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- ii) Apresentar o diagnóstico regional – PDE 2033 - estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina;
- iii) Divulgar a programação de estudos da EPE para 2024;
- iv) Receber comentários e sugestões para os estudos.

Registros

- 1) Na abertura da reunião, o coordenador do Grupo de Estudos de Transmissão (GET) da região Sul, Daniel Souza, deu as boas-vindas, agradeceu a presença de todas as empresas e entidades presentes, destacou a importância das reuniões do GET no contexto dos estudos de planejamento da EPE e iniciou a apresentação.
- 2) O primeiro tópico da apresentação foram os estudos finalizados em 2023, a saber: Estudo de Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Rio Grande do Sul (EPE-DEE-RE-038/2023) e Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis (EPE-DEE-RE-039/2023).

Com relação aos reforços do sistema elétrico do Rio Grande do Sul, foi destacado que os relatórios RSC complementares estão em finalização com a possibilidade de incluir as obras no Leilão 01/2025, mas como a solução tem como principais obras a entrada de duas novas fronteiras (Erechim 525/138 kV e Boa Vista do Buricá 2 230/69 kV), é necessário ter CUST para cada fronteira seguir para licitação. Perguntando se a RGE teria interesse em assinar contratos para as duas fronteiras, Régis Bolzan (RGE) respondeu que a RGE estava se preparando para dar entrada nos pedidos, começando pela fronteira de Erechim.

Sobre o atendimento na Grande Florianópolis, o destaque foi que as recomendações de novas obras estão num horizonte mais longo, sendo necessário acompanhar a evolução da região para identificar se será necessário antecipar ou não algum item.

- 3) Passando para o segundo tópico, a EPE iniciou a apresentação do Diagnóstico Regional do PDE 2033, começando com os cenários analisados. Foi explicado que a escolha dos cenários foi feita com base em cenários com probabilidades de ocorrer, mas também buscando severidades. Foram realizados 6 cenários, um para cada patamar de carga e os dois cenários de geração com norte úmido e norte

seco. Para a região Sul, o destaque é que em cenários de Norte Úmido, se prioriza o RSul mais elevado enquanto no Norte Seco, se prioriza um cenário de Sul exportando. No entanto, pela falta de novas ofertas de geração, o cenário e melhor exportação pelo Sul ficou no de carga leve. Já no cenário de Sul recebendo, foi possível manter a geração das UHEs em níveis mais baixos (embora se tenha usado um pouco mais nos cenários de carga média e pesada), mas fora da carga leve foi necessário despachar as usinas térmicas de forma desproporcional ao resto do sistema (fora de ordem) e despachar interligações internacionais para não ultrapassar o limite do RSul.

Sobre os cenários, Arlindo Faria (COPEL-GT) comentou que realmente é uma preocupação o atendimento à carga do sul com a oferta de geração não acompanhando a carga, que mesmo 30~40% de hidráulica e 20% de eólica no cenário de Sul seco ainda pode ser otimista e recomendou destacar também o despacho de Itaipu, cada vez mais importante para o atendimento direto do Sul.

Eberson Silveira (SEMA-RS) lembrou da existência de projetos, principalmente eólicos, buscando condições mais justas para o sinal locacional que poderia melhorar a competitividade de novos empreendimentos de geração na região.

Daniel comentou que a EPE defende um sinal locacional justo, sob uma ótica técnica, e que o sistema Sul possui margem para novos empreendimentos de geração.

Guilherme Sari (SindiEnergia-RS) complementou sobre as eólicas informando que as usinas existentes são mais antigas com tecnologias que não teriam um fator de capacidade tão bom e reforçou a busca em expandir a geração na região.

Luiz Fabio da Silva (Eletrobras CGT Eletrosul) comentou sobre o Leilão de Reserva de Potência, se seria possível reservar uma parcela para o Sul.

Rodrigo Paraná (Copel-GT) comentou sobre UHEs que poderiam participar do leilão de capacidade.

Daniel lembrou que o leilão de capacidade é mais voltado para os picos de carga, não necessariamente um aumento da oferta como um todo e que não necessariamente seria uma solução energética para o Sul.

O próximo slide era um destaque dos cenários de RSul elevado, com alguns dos pontos que foram comentados. O limite de RSul aplicado foi de 14,1 GW, a diferença entre a carga média e pesada vem caindo por conta da MMGD que, diferente da geração centralizada, vêm crescendo em toda a região e a carga pesada tende a apresentar uma carga líquida maior que a média seguindo essa tendência da MMGD, resultando numa importância maior para os cenários de carga pesada.

Foi lembrada a questão do despacho de interligações internacionais e despacho de térmicas fora da ordem de mérito que é algo que não deve ser padrão para estudos do planejamento e que uma conclusão geral na elaboração dos casos é a necessidade de aumentar a oferta de geração na região e/ou a capacidade de importação do Sul dentro do SIN e que existe um estudo na EPE, pela equipe de interligações, voltado para aumentar o limite do RSul, podendo incluir a chegada de um bipolo na região.

4) Seguindo a apresentação para a próxima parte, foram comentados os mercados para cada estado da região. Sobre o mercado foi destacado que os casos do PDE agora contam com a representação explícita da MMD nos casos, sem ter uma representação apenas da carga líquida. Foi observado que o despacho da MMD enviado pelas distribuidoras para o horário da carga média variou entre 50 e 70 % da capacidade instalada.

5) Os pontos de destaque do resultado do diagnóstico tiveram início pelo estado do Mato Grosso do Sul, com dois destaques:

O primeiro ponto foi sobre os resultados da Resolução 1.065/2023, conhecida como o “dia do perdão”, que reduziu a quantidade de novas gerações com CUST assinado na região, fazendo com que na visão de planejamento a região tenha recuperado margem, reduzindo a urgência de novo estudo na região. Foi destacado também o reforço recentemente licitado do quarto circuito da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira.

O segundo ponto foi a observação sobre alguns problemas de subtenção encontrados no sistema da Energisa-MS, nas regiões de Campo Grande e Dourados. Este problema não atrapalha no curto prazo, mas será monitorado.

6) Para estado do Paraná, o ponto de destaque do diagnóstico foi na região noroeste, mais especificamente na LT 230 kV Maringá – Sarandi. Os dois circuitos apresentam carregamentos elevados, mas o circuito um é mais crítico por ser um circuito mais antigo (com cadastrado no SGPMR por fim de vida útil), de menor capacidade e com violações em todo o horizonte. Um estudo já está tratando desse problema.

7) O destaque de Santa Catarina foi o carregamento da transformação 230/138 kV de Ratoles. Com um estudo recente confirmando a entrada do terceiro transformador em 2028, o diagnóstico mostra a redução esperada.

8) Por fim, o estado do Rio Grande do Sul apresentou uma quantidade maior de destaques. Iniciando por problemas de subtenção no horizonte indicativo no sistema da distribuidora atendido pelas fronteiras de Alegrete 2, São Vicente do Sul e Candelária 2.

Outros destaques foram separados por macrorregiões do estado:

Região Metropolitana – Destaque para a transformação de 230/69 kV de Lajeado 2, onde o terceiro transformador não possui capacidade de emergência no CPST. Mesmo considerando a capacidade utilizada pela operação, existe tendência de violação ainda neste horizonte.

Região Central – Foram encontradas sobrecargas em N-1 nas transformações de 230/69 kV Candelária 2 e 230/138kV Santa Maria 3 a partir de 2027 e 2028, já tendo um estudo em andamento para as duas subestações.

Região Norte – Sobrecarga em N-1 na transformação 230/69 kV em Santa Marta a partir de 2031. Apesar do estudo recente na região, esta subestação precisava de um estudo específico para um conjunto de adequações que viriam indicar se a expansão dessa transformação seria viável.

Região Oeste – Sobrecarga em N-1 nas transformações 230/69 kV em São Borja 2 e Uruguaiana 5, ambas a partir de 2031.

Região Sul – Sobrecarga em N-1 na transformação 230/138 kV de Pelotas 3, a partir de 2031. Apesar de não estar muito próximo, existe um estudo em andamento na região que já vai apresentar uma solução.

- 9) Finalizando a etapa do diagnóstico, a EPE apresentou um quadro resumo comparando as ocorrências em cada um dos estados e justificando quais regiões consideramos prioritárias para serem avaliadas no período 2024/2025. Mas destacando que o resumo se mostrou uma tabela com poucos problemas identificados para a região como um todo.

Ivair Freira (ONS) endossou a situação favorável para o atendimento na região, com destaque para Santa Catarina com nenhum problema identificado ao longo do horizonte.

Arlindo Faria (Copel-GT) comentou sobre picos de carga no Paraná nas ondas de calor do último verão, que teria tido cargas maiores que o previsto e que são eventos que podem voltar a acontecer.

Guilherme Sari (SindiEnergia-RS) perguntou sobre estudo na região do RS que poderia incluir novas subestações. Daniel comentou que é nessa região que estão os problemas identificados para os primeiros anos no RS, onde um estudo está sendo desenvolvido, com novas subestações voltadas para o atendimento do mercado, mas que podem ajudar no escoamento. Mais detalhes seriam apresentados posteriormente.

Rodrigo Moraes (CEEE Equatorial) perguntou sobre as novas subestações do estudo. Se seriam para solucionar atendimento das distribuidoras e não problemas de rede básica, como ficaria para um gerador pedir acesso aos barramentos.

Daniel respondeu que poderia depender de quem pedisse o acesso primeiro. Se a geração chegar primeiro, ficaria responsável pela construção da parte de rede básica.

- 10) Em seguida, o analista Paulo Araujo iniciou as apresentações dos estudos em andamento, começando pela Revitalização do corredor 230 kV Apucarana – Sarandi – Maringá (EPE-DEE-NT-003-2024). Como indicado no diagnóstico, o C1 da LT 230kV Sarandi – Maringá apresenta violação e está cadastrado no SGPMR, assim como o C1 da LT 230 kV Apucarana – Sarandi. O estudo então buscou avaliar uma solução sabendo que seria necessário tratar dos dois trechos.

Por conta da violação no C1 e o carregamento indo no limite do C2, alternativas para aumentar a capacidade de fluxo entre Maringá e Sarandi foram levantadas considerando a combinação de algumas opções como recapacitar o circuito em fim de vida útil; reconstruir em circuito duplo na faixa do circuito em fim de vida útil; seccionar a LT 230 kV Maringá – Londrina na SE Sarandi; descomissionar o circuito existente e; incluir novo circuito por uma nova rota, uma vez que o circuito hoje passa por uma faixa bem limitada dentro da mancha urbana.

O estudo, com previsão de emissão em abril de 2024, terá como solução recomendada a recapacitação a LT 230 kV Apucarana – Sarandi C1, com uma capacidade de 237/298 MVA; a reconstrução do C1

da LT 230kV Sarandi – Maringá na mesma faixa de servidão em estruturas de circuito duplo (C1 e C3), aproveitamento dos módulos de manobra existentes, com uma capacidade de 426/570 MVA e; o 4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ, na SE Maringá, esse último com previsão de 2036.

O tratamento dessa linha estava previsto dentro de um estudo mais amplo. Como a solução foi antecipada para tratar dos circuitos em final de vida útil, o estudo mais amplo será realizado depois, avaliando também a região sul do estado de São Paulo.

Sobre este estudo, Rodrigo Peniche (Copel D), perguntou sobre a avaliação do nível de curto-circuito na rede 138 kV. Foi informado pela EPE que isso ainda seria verificado.

- 11) Seguindo a apresentação, foi comentado sobre a revisão (a iniciar) do estudo de atendimento às regiões Oeste e Sudoeste – PR. Neste caso, o intuito da revisão é de recomendar recapacitações que possam auxiliar no aumento de margem de escoamento de geração na região: (i) LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3, (ii) LT 230 kV Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste C1 e (iii) LT 230 kV Cascavel – Cascavel Oeste C4.

Sobre o último trecho, Rodrigo Paraná (Copel-GT) comentou que a recapacitação do C4 da LT 230 kV Cascavel – Cascavel Oeste já está no POTEE e foi explicado que se trata da mesma recapacitação. EPE e ONS estão de acordo, a análise já foi realizada e a solução está definida, a revisão do estudo de 2022 serviria como uma referência no POTEE.

- 12) Por fim, se encontra em andamento, o Estudo de Atendimento à Região Sul no Rio Grande do Sul. Como este estudo já foi comentado ano passado, o foco da apresentação foi na solução que deve ser recomendada na emissão do estudo prevista para junho de 2024:

2027

Nova SE São Gabriel 3

- 2 ATFs 230/138 kV de 100 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Livramento 3 – Santa Maria 3 C1

SE Candelária 2

- 3º TFs 230/69 kV de 83 MVA

Nova SE Dom Predrito 2

- 2 ATFs 230/69 kV de 83 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Bagé 2 - Livramento 2 C1

2033

Nova SE Santa Maria 8

- 2 ATFs 230/69 kV de 83 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Santa Maria 3 – Dona Francisca C1

Nova SE São Lourenço 2

- 2 ATFs 230/138 kV de 83 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Pelotas 3 – Camaquã 3 C1

Nova SE Pantano Grande

- 2 ATFs 230/69 kV de 83 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Pres. Médici – Santa Cruz C1

2036

Nova SE Piratini

- 2 ATFs 230/69 kV de 83 MVA cada
- Seccionamento da LT 230 kV Pres. Médici – Camaquã 3 C1

SE Alegrete 2

- Novo pátio de 138kV
- 2 ATFs 230/138 kV de 100 MVA cada

13) Após a apresentação dos estudos em andamento, Rodrigo Paraná (Copel-GT) perguntou sobre estudo no nordeste do Paraná. Daniel Souza explicou que o estudo estava previsto, mas foi adiado para o segundo semestre e ele deve ser expandido para pegar parte do sistema de SP.

14) Arlindo Faria (Copel-GT) fez alguns comentários. O primeiro foi sobre o uso de transformadores nas novas fronteiras com capacidades menores que 100 MVA, questionando se o uso dessa capacidade não geraria necessidade em adicionar um terceiro transformador em pouco tempo. O segundo ponto foi sobre o atendimento de Ponta Grossa Sul, preocupado com a necessidade de expansão na transformação. E o terceiro ponto foi sobre o atendimento de carga pelo terciário do transformador em 3 subestações do Paraná, informando que uma solução por parte da distribuidora seria cara e demorada.

Daniel então comentou os pontos levantados. Sobre a modulação, foi discutido se seria interessante usar capacidades maiores, mas o foco desses atendimentos está mais no controle de tensão do que de carregamento e dessa forma a modulação foi escolhida para manter um padrão da região sem ter carregamentos elevados previstos. Sobre novas transformações de fronteira para tensões menores que 69 kV, foi explicado que realmente é uma premissa não ter novas fronteiras desse tipo. Além das dificuldades de curto-circuito, impossibilidade de paralelismo dos transformadores, estudos de expansão nesses casos tendem a resultar em um novo ponto de fronteira pela impossibilidade de expandir o existente o que não se mostra economicamente viável num longo prazo. Então o que for existente será acompanhado, mas essas transformações acabam fazendo papel de distribuição e não devem ser avaliadas em estudos de transmissão.

15) Seguindo a apresentação, Daniel Souza (EPE) seguiu com a seção da programação das atividades do GET Sul, revendo os estudos terminados e em andamento, adicionando o estudo de atendimento à

Região de Panambi, sendo conduzido pelas permissionárias locais em coordenação pela EPE, e os estudos a iniciar.

- 16) Chegando então na última seção da apresentação, de Assuntos gerais, dois assuntos foram citados: SE Santa Marta e SE Livramento 2.

Sobre a SE Santa Marta foi explicado que as questões de Santa Marta foram tratadas após a emissão do estudo no Noroeste, com a criação de uma força-tarefa. Após o relatório final da CPFL-T, a EPE emitirá uma NT com o novo arranjo da subestação.

Neste momento, Diogo Costa (CPFL-T), comentou sobre o trabalho exaustivo e que o relatório estava nos capítulos finais.

- 17) Sobre Livramento 2, foi comentado sobre avaliação sobre o atendimento de carga atualmente atendida pelo terciário do transformador 230/69 kV, com a possibilidades de novos transformadores 69/13,8kV para o atendimento das cargas evitando realmente transformações de fronteira indo para níveis de tensão inferiores ao 69 kV.
- 18) Sobre a possibilidade de um bipolo chegar diretamente na região sul no estudo de interligações, Arlindo Faria (Copel-GT) perguntou se dentro da alternativa seria considerado a perda do bipolo. Daniel e Thaís Teixeira, coordenadora da equipe de interligações, responderam que sim a perda do bipolo é um dos critérios. O estudo ainda está sendo realizado e questões como o ponto de chegada e mesmo a potência do bipolo ainda estão sendo definidos e todas as alternativas avaliadas se preocuparão com a segurança e viabilidade técnica.
- 19) Após discussões de dúvidas e esclarecimentos sobre os pontos abordados, a EPE agradeceu a presença de todos e encerrou a reunião.

Participantes (apenas quem preencheu a lista online disponibilizada por link)

Nome completo	Instituição	E-mail
Arlindo Fernandes Faria Neto	Copel-GT	faria@copel.com
Thiago Lima Soares Mourão	EPE	thiago.mourao@epe.gov.br
Augusto Tietz	State Grid	augusto.tietz@stategrid.com.br
Rodrigo Gama Tenório	ONS	rtenorio@ons.org.br
Carlos Eduardo Cauduro Figueiredo	RGE Sul	carlos.figueiredo@cpfl.com.br
Rodrigo Antônio Peniche	Copel Distribuição	rodrigo.peniche@copel.com
Adriano de Souza	ONS	adrianos@ons.org.br
MARCOS DE LIMA	COPEL-D	marcos.delima@copel.com
Ricardo Gomes Dalrosso	Tecnova Engenharia	ricardo.dalrosso@tecnovaenergia.com.br
LUIZ FABIO FRAPORTI DA SILVA	ELETOBRAS CGT ELETROSUL	luizfabio@eletrobras.com
Ivair João Santo Lourinho	ONS	ivairl@ons.org.br
Josias Gustavo Theis dos Santos	RGE	josias.santos@cpfl.com.br
Ricardo Hinnig da Silva	Celesc Distribuição	ricardo@celesc.com.br
Larissa Damascena da Silva	Ministério de Minas e Energia	larissa.silva@mme.gov.br
Régis Bolzan	RGE	rbolzan@cpfl.com.br
Eduardo Lehnhart Vargas	RGE	eduardo.vargas@cpfl.com.br
Rodrigo Paraná	Copel GT	rodrigo.parana@copel.com
Juliano Schier	Celesc D.	jschier@celesc.com.br
Sérgio Felipe Falcão Lima	Atlas Renewable Energy	sfalcao@atlasren.com
Luiz Gustavo Gomes Sant'Anna	Renobrax Energias Renováveis	luiz.santanna@renobrax.com.br
Guilherme Ponticelli	RGE	gponticelli@cpfl.com.br
Rodrigo Moraes	CEEE Equatorial	rodrigo.moraes@equatorialenergia.com.br
Rafael Ortiz	Tecnova Energia	rafael.ortiz@tecnovaenergia.com.br
Gustavo Arend	CEEE Equatorial	gustavo.arend@equatorialenergia.com.br
Marcelo Colin	ONS	mcolin@ons.org.br
Narjara Dalho	Solatio	nd@solatio.com.br
Gabriel Costa da Silva	ANEEL/SCE	gabrielcosta@aneel.gov.br
Amanda Ferreira de Oliveira	Quantum Participações S.A.	aoliveira@quantumbmt.com
Thais Ingrinde de Souza Araujo	MME	thais.araujo@mme.gov.br
Jair Junior Araujo	MME	monitoramento@mme.gov.br
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
André Luiz Barros de Brito	Ministério de Minas e Energia - MME	andre.brito@mme.gov.br
Wagner Rosa	Copel GeT	wagner.rosa@copel.com
Gustavo Mallet Gaspar	EDP Renovaveis Brasil S.A.	gustavo.mallet@edp.com
Anderson Tadashi Tokuy	Energisa Mato Grosso do Sul	anderson.tadashi@energisa.com.br
Eucimar Kwiatkowski Augustinhak	MME	eucimar.augustinhak@mme.gov.br

Guilherme Ribeiro Madureira	EDF Renewables	guilherme.madureira@edf-re.com.br
Daniel Moura Trancoso Silva	Quantum	dmsilva@quantumbtr.com
Carlos Vinícius Martines Vanti	Seilog - Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística de Mato Grosso do Sul	carlosmv@agesul.ms.gov.br
Giovani Murilo Modjewski	Celesc Distribuição	gmurilm@celesc.com.br
Marielly Quevedo de Oliveira	ONS	marielly.quevedo@ons.org.br
Cassia Akemi Castro Kuki	CCEE	cassia.kuki@ccee.org.br
Clara Monteiro Marinho	Ministério de Minas e Energia	clara.marinho@mme.gov.br
Daniel José Tavares de Souza	EPE	daniel.souza@epe.gov.br
Eucimar Augustinhak	MME	eucimar.augustinhak@mme.gov.br
Paulo Fernando de Matos Araujo	EPE	paulo.araujo@epe.gov.br