

	ATA DE REUNIÃO	Data: 11/04/2023
	Tema: 3ª 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 2022 e os estudos em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- ii) Apresentar o diagnóstico regional – PDE 2032 - estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina;
- iii) Divulgar a programação de estudos da EPE para 2023;
- iv) Receber comentários e sugestões para os estudos.

Registros

- 1) Na abertura da reunião, o superintendente de Transmissão de Energia da EPE, Thiago Martins, deu as boas-vindas, agradeceu a presença de todas empresas e entidades presentes e destacou a importância das reuniões do GET no contexto dos estudos de planejamento da EPE.
- 2) O coordenador do Grupo de Estudos de Transmissão (GET) da região Sul, Daniel Souza, cumprimentou os presentes e apresentou a equipe do GET-SUL presente para início da apresentação.
- 3) O analista da EPE, Rodrigo Ferreira, iniciou a apresentação com os estudos recentemente finalizados, em 2022, a saber: Reforços para o Sistema Elétrico dos Estados Paraná e Santa Catarina (EPE-DEE-NT-014/2023), SE Campo Mourão - Subst. dos TRs 230/138 kV e adequação do barramento 230 kV | SE Joinville – Subst. dos TRs 138/69 kV (EPE-DEE-NT-093/2022) e SE Anastácio – Subst. dos ATRs 230/138 kV e adequação do barramento 138 kV (EPE-DEE-NT-058/2022).

Com relação aos reforços do sistema elétrico do Paraná e Santa Catarina, foi destacado que as obras referentes as subestações Abdon Batista 2 e Curitiba Oeste foram revistas visando reduzir o risco de uma possível chegada de um novo corredor expresso na região Sudeste ou Sul. Neste caso foram revisados e recomendados dois novos corredores no setor de 525 kV: (i) Cascavel Oeste – Segredo – Abdon Batista 2 e (ii) Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, além das conexões Abdon Batista – Abdon Batista 2 e o seccionamento da LT 525 kV Ponta Grossa – Bateias C1 na SE Curitiba Oeste.

A EPE destacou que a subestação de Curitiba Oeste sofreu alteração de posicionamento para viabilizar a alternativa de chegada de um possível futuro bipolo na região. Devido ao afastamento da subestação em relação à região metropolitana de Curitiba, Rodrigo Paraná (COPEL-GT) questionou o desempenho do setor de 230 kV e a EPE confirmou que fez essas análises no horizonte indicativo não teve queda na efetividade desta conexão. Além disso, Arlindo Faria (COPEL-GT) sugeriu a revisão do relatório R2

do trecho Segredo – Abdon Batista 2 devido à alteração para um cabo com SIL elevado. A EPE destacou que a necessidade de revisão de cada relatório complementar foi avaliada criteriosamente pela equipe de engenharia, observando as novas configurações de rede, não vislumbrando a necessidade de revisão desse trecho, cujas avaliações poderão ser abarcadas no R2 da LT 525 kV Abdon 2 – Curitiba Oeste.

Ainda no contexto deste estudo, a EPE também analisou as sobrecargas encontradas na região de Canoinhas e destacou as recomendações (em horizonte indicativo) para o 4º ATF 230/138 kV a partir de 2029 e a nova LT 230 kV Ponta Grossa – Canoinhas a partir de 2031.

Neste caso, a CELESC sinalizou inviabilidade para conexão do 4º ATF no setor de 138 kV e a CGT ELETROSUL informou que a engenharia está avaliando a possibilidade de conexões híbridas para viabilizar as conexões no setor de 230 kV (Ricardo Antunes do ONS destacou a preocupação de nível de VFTO em casos de transformadores antigos conectados em módulos híbridos). Considerando a inviabilidade indicada pela CELESC, foi informado que a solução de Canoinhas deve ser revisitada e será incluída na programação de estudos para o período 2023/2024.

- 4) Em seguida, a EPE iniciou a apresentação dos cenários analisados e do diagnóstico regional para cada um dos estados. Com destaque para o cenário Média Norte Úmido que devido ao grande crescimento da carga no horizonte de 2026 a 2037 e o baixo crescimento da geração (considerando que não há obras previstas no horizonte para aumento de intercâmbio Sul - SE), não foi possível manter o baixo perfil hidráulico no final do horizonte.

Visando essa reflexão de necessidade de aumento de intercâmbio, a EPE informou que em estudo recente da equipe de interligações, já havia sido informado da possibilidade de um segundo corredor expresso (possível bipolo) interligando a região nordeste com a região Sul ou Sudeste (escoamento de potencial eólico).

Neste caso, Luiz Fábio (CGT-ELETROSUL) sinalizou a preocupação de considerar fontes intermitentes para fechar o balanço pelo intercâmbio e Ricardo Antunes (ONS) sugeriu incluir análises de *multi-infeed* como critério adicional para a definição da localização da estação conversora na região Sul ou Sudeste dado os possíveis reflexos em termos de limitação de intercâmbio. A EPE informou que o excedente de geração eólica no Nordeste é bem elevado e que mesmo sendo de fonte intermitente atenderá a demanda do Sul e Sudeste e confirmou que as análises de *multi-infeed* devem constar do relatório R1 a ser realizado pela equipe de interligações.

Ainda sobre o tema, Pedro Mallmann (SindiEnergia) destacou que o crescimento do hidrogênio verde no Nordeste poderia consumir parte da geração eólica (reduzindo assim o excedente a ser exportado para outras regiões). Complementando a fala do Pedro, Guilherme Sari (SindiEnergia) também questionou se o potencial prospectivo de geração no Rio Grande do Sul tem sido considerado nas análises (com possibilidade do estado do RS ser exportador de energia em alguns cenários) e a EPE informou que precisa ter uma sinalização mais concreta das gerações entrando no RS de forma que as avaliações considerem efetivamente o crescimento da geração no estado. Ainda no mesmo assunto,

Éberson (SEMA) reiterou o grande potencial prospectivo de geração (principalmente eólica) no Rio Grande do Sul com destaque para vários projetos já com licenciamento ambiental em andamento.

Arlindo (COPEL-GT) perguntou sobre os pontos de chegada no Sul do próximo corredor expresso e a EPE informou que existem diversos pontos em análise, mas que no momento os mais próximos à região Sul são Ponta Grossa, Curitiba Oeste e Assis.

- 5) Com relação à variação da carga, destacou-se o crescimento de cerca de 3% dentro do ciclo do PD 2032 para os estados do MS, PR e SC e de somente 1,8% para o estado do RS. Na comparação entre ciclos (PD2032 x PD2031), destacou-se que o estado do PR apresentou um elevado crescimento em torno de 15 a 30% e para os estados de SC e RS houve redução de carga em cenários específicos (leve e média).
- 6) O resultado do diagnóstico teve início pelo estado do Rio Grande do Sul e os resultados foram separados por macrorregiões do estado:

Região Serrana – Foi encontrado sobretensão no setor de 525 kV da SE Caxias Norte. Neste caso, a EPE reitera a necessidade do reator de barra já recomendado no horizonte do PAR/PEL pelo ONS para controle de tensão nos cenários de carga mínima) e sobrecarga no transformador de carga TR 230/13,8 kV da SE Caxias do Sul 5 (neste caso, foi solicitado avaliação da distribuidora para redistribuição de carga entre os TR1 e TR2 existentes ou até confirmação da entrada do novo TR3).

Região Oeste – Subtensão em Missões e São Vicente do Sul a partir de 2030 e problemas de convergência (baixa confiabilidade) a partir de 2032 em diversas contingências na rede de 230 kV.

Região Noroeste – Sobrecarga em N-1 na transformação de Santa Marta a partir de 2032 e subtensão em Lagoa Vermelha 230 kV / sobrecarga na LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo a partir de 2036 (na contingência na LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha).

Região Central – Foram encontrados problemas de baixa confiabilidade na rede de distribuição, sobrecarga em N-1 nas transformações de Lajeado 2 e Candelária 2 ambas a partir de 2028. Foi destacado que na SE Lajeado 2, tal sobrecarga não é encontrada pelo ONS no horizonte do PAR/PEL e solicitamos uma avaliação da distribuidora em relação a carga enviada para ambas as empresas.

Nota pós reunião: A RGE entrou em contato para informar que já identificou as divergências e enviará uma correção de carga em breve.

Região Sul – Foram encontrados problemas de baixa confiabilidade na rede de distribuição, sobrecarga em N-1 nas transformações de Pelotas 3, Bagé 2 e Santa Maria 3 além de subtensão nas subestações de Pelotas 3 e Quinta na contingência da LT 230 kV Ponto Novo – Quinta C2.

- 7) Em relação ao resultado do diagnóstico para estado de Santa Catarina, foi apresentado sobrecarga em N-1 na transformação da SE 230/69 kV Forquilha a partir de 2036.
- 8) Em relação ao resultado do diagnóstico para estado do Paraná, os resultados foram separados por macrorregiões do estado:

Região Centro Sul – Foi apresentado um baixo perfil de tensão nas subestações de Castro Norte, Klabin e Klacel em contingências específicas na região.

Nota pós reunião: *A COPEL-GT solicitou análise da carga/geração em Klacel e Klabin além da possibilidade de chaveamento dos bancos de capacitores de 230 kV na SE Klabin - estes ajustes podem melhorar o perfil de tensão na região. A EPE aplicou os ajustes e as subtensões deixaram de existir.*

Região Noroeste – Sobrecarga em N-1 da LT 230 kV Maringá – Sarandi C1 e C2 e da transformação 230/138 kV da SE Maringá. Carregamento elevado na LT 230 kV Figueira – Klacel, limitando assim possíveis aumentos no intercâmbio FSUL.

Nota pós reunião: *A COPEL-GT sinalizou que a capacidade da LT 230 kV Figueira – Klacel não constava a recapitação informada. A EPE já atualizou os casos base com a nova capacidade e o carregamento elevado não ocorre mais.*

Região Oeste – Foram apresentadas recapitações necessárias para aumento de margem na região oeste.

- 9) Em relação ao resultado do diagnóstico para estado do Mato Grosso do Sul, a EPE analisou o escoamento de geração fotovoltaica já consolidado (CUST assinado) na região Nordeste do estado, já considerando as obras recentemente recomendadas na região: (i) 4º TR 440/230 kV em Ilha Solteira 2 e (ii) LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira C4. Neste caso, foi detectado uma redução na capacidade de escoamento para conexão de nova geração na região que demandaria um estudo prospectivo para aumento de margem.
- 10) 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 2023/2024.
- 11) Em seguida, a EPE iniciou as apresentações dos estudos em andamento, começando pela revisão (a iniciar) do estudo de atendimento às regiões Oeste e Sudoeste – PR. Neste caso, o intuito da revisão é de recomendar recapitações 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 Iguazu – Cascavel Oeste C1 e (iii) LT 230 kV Cascavel – Cascavel Oeste C4.

Além disso, a COPEL-D informou recentemente (após finalização do estudo) o aumento de demanda (55 MW) da carga da C-Vale (atual 85 MW) que está conectada no 138 kV da SE Palotina, com possibilidade de novas expansões. Neste caso, avaliaremos posteriormente com a distribuidora, a criticidade desta avaliação com intuito de incluir nesta revisão do estudo.

- 12) O próximo estudo em andamento seria o de atendimento à região continental da Grande Florianópolis. Neste caso, foi apresentado, a partir de 2029, sobrecarga nos transformadores 230/138 kV das SEs Biguaçu e Ratoles e, a partir de 2032, sobrecarga em regime normal na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça

e em contingência nos transformadores 230/138 kV da SE Palhoça. Além disso, ocorre violações em todo sistema de 138 kV da Celesc.

A EPE informou que o 3º TR 230/138 kV da SE Ratoles já se encontra recomendado e depende somente de uma consolidação de obras com ONS assim que surgir a necessidade no horizonte do PAR/PEL. Cléber (ONS) reiterou a necessidade e confirmou que o ONS está monitorando os fluxos da transformação da SE Ratoles e confirma que, em breve, esse reforço deve ser consolidado no POTEE.

A EPE apresentou que a solução estrutural a ser recomendada se refere a: (i) substituição imediata de três dos quatro TRs 230/138 kV de Biguaçu por unidades de maior capacidade - 225 MVA (A quarta unidade deverá ser trocada somente no final do horizonte a partir de 2036) e (ii) nova fonte SE Santo Amora da Imperatriz a ser integrada na rede de 230 kV pelo seccionamento da LT 230 kV Gaspar 2 – Palhoça e pela nova LT 230 kV Biguaçu – Santo Amaro da Imperatriz. Em relação a rede de 138kV, a Celesc recomenda obras para integrar a nova fonte e reforços na rede existente.

13) Também se encontra em andamento, o estudo de atendimento à região Norte e Oeste do Rio Grande do Sul com recomendações de duas novas fronteiras: (i) Nova SE 525/138 kV Erechim 3 e (ii) Nova SE 230/69 kV Boa Vista do Buricá. A EPE informou que a nota técnica socioambiental está sendo atualizada e, assim que for finalizada, será possível emitir o relatório R1.

14) Por fim, se encontram em andamento, o estudo prospectivo do potencial de geração no RS e atendimento à região Sul do RS.

Em relação ao estudo prospectivo, foram realizadas interações constantes com o SindiEnergia/RS e SEMA para atualização de dados referentes ao grande potencial eólico previsto no estado e identificadas 4 regiões de concentração de geração: Bagé/Candiota, Livramento, Povo Novo/Marmeleiro/Santa Vitória do Palmar 2 e Capivari do Sul.

Em relação ao atendimento à carga, o estudo encontra-se em fase de definição de alternativas com participação ativa das distribuidoras locais (Equatorial CEEE-D e CPFL RGE). Foram apresentadas 4x sub-regiões que apresentam subtensões e sobrecargas nas redes de 69kV e 138 kV e destacados quais transformadores de carga, DIT e equipamentos em final de vida útil estão envolvidos no presente estudo. Além disso, também foi apresentado uma lista de adequações de barramento, necessários para atender os requisitos mínimos informados nos procedimentos de rede do ONS.

Pedro Mallmann (SindiEnergia) perguntou sobre a previsão de emissão do estudo e se existe a possibilidade de dividir o estudo em dois volumes. A EPE sinalizou que está o término está previsto para o 2º semestre de 2023 e que no momento não pretende dividir o relatório em dois volumes, no entanto conforme com o andamento do estudo, não descarta a possibilidade de encaminhar uma versão inicial com obras prioritárias para o horizonte determinativo.

15) No final da reunião, foi apresentada uma tabela resumo com os estudos previstos para o ano de 2023/2024, com destaque que esse cronograma foi enviado ao MME e ainda depende de aprovação do poder concedente para ser divulgado publicamente.

16) O último tema abordado na reunião foi referente aos assuntos gerais, a EPE apresentou uma sistemática de equipamentos em final de vida útil, destacando que a participação da EPE está mais bem regulamentada na ReN 1020/2022 e que o processo irá ocorrer com periodicidade anual (conforme cadastramento do SGPMR - ONS).

Arlindo (COPEL-GT) perguntou se essa sistemática também se aplica a linhas de transmissão e a EPE confirmou que a tratativa será a mesma para todos os equipamentos de rede básica, embora não seja comum a indicação, pelas transmissoras, de linhas de transmissão em final de vida útil física.

Luiz Fábio (CGT-Eletrosul) informou que o site da EPE está com problemas no setor que disponibiliza os relatórios divulgados pela EPE no setor de transmissão e a EPE confirmou ter ciência deste problema e que a equipe da EPE que gerencia o site já está buscando uma solução.

17) Após discussões de dúvidas e esclarecimentos sobre os pontos abordados, a EPE agradeceu a presença de todos e encerrou a reunião.

Próximos passos/plano de ação

- A EPE enviará a minuta da ata da reunião aos participantes para comentários.
- A EPE disponibilizará a ata e a apresentação usada na reunião no [site da EPE](#).

Participantes

Nome completo	Instituição	E-mail
Juliano Schier	Celesc	jschier@celesc.com.br
Giovani Murilo Modjewski	Celesc Distribuição	gmurilom@celesc.com.br
Ricardo Pereira	ONS	ricardo.pereira@ons.org.br
Fábio Rocha	EPE	fabio.rocha@epe.gov.br
LUIZ FABIO FRAPORTI DA SILVA	ELETROBRAS CGT ELETROSUL	luizfabio@cgteletrosul.com.br
João Paulo Silva Oliveira	EDP	joaosilva.oliveira@edp.com
Rodrigo Gama Tenório	ONS	rtenorio@ons.org.br
Angélica de Paoli Schmidt	UFRGS	dpaoli.angelica@gmail.com
Flavio Câmara de Sousa	Quantum	fcamara@quantumbrt.com
Arlindo Fernandes Faria Neto	COPEL Geração e Transmissão	faria@copel.com
Amanda Ferreira de Oliveira	Quantum	aoliveira@quantumbrt.com
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
Lucas Gomes de Araujo	EDP Renováveis	lucas.gomes@edp.com
Guilherme Lahm Feron	SEMA/RS - DE	guilherme-feron@sema.rs.gov.br
Augusto Tietz	State Grid	augusto.tietz@stategrid.com.br
Lucas da Silveira Dens	CPFL Transmissão	lucas.denes@cpfl.com.br
Encimar Augustinhak	Secretaria de Energia Elétrica - MME	eucimar.augustinhak@mme.gov.br
Rodrigo Moraes	CEEE Equatorial	rodrigo.moraes@equatorialenergia.com.br
José Carlos de Faria Martins	ONS	josecarlos.martins@ons.org.br
Gustavo Mallet Gaspar	EDP Renováveis Brasil	gustavo.mallet@edp.com
Marcelo Colin	ONS	mcolin@ons.org.br
Adriano de Souza	ONS	adrianos@ons.org.br
CARLOS EDUARDO XAVIER	COPEL	carlos.xavier@copel.com
Fernanda Souza Senna	ONS	fernanda@ons.org.br
Narjara Dalho	Solatio	nd@solatio.com.br
Larissa Damascena da Silva	Ministério de Minas e Energia	larissa.silva@mme.gov.br
Rafael Martins	Copel GET	rafael_mts2000@yahoo.com.br
Ivair Lourinho	ONS	ivairl@ons.org.br
Jair Junior Araujo	MME	jair.araujo@mme.gov.br
Gabriel Costa da Silva	ANEEL/SCT	gabrielcosta@aneel.gov.br
Eberson José Thimmig Silveira	Secretaria do Meio Ambiente e	eberson-silveira@sema.rs.gov.br

Nome completo	Instituição	E-mail
	Infraestrutura do Rio Grande do Sul	
Thiago Rodrigues Kleina Lima	ISA CTEEP	tkleina@isactEEP.com.br
Rodrigo Féder Paraná	COPEL GeT	rodrigo.parana@copel.com
Paulo Fernando de Matos Araujo	EPE	paulo.araujo@epe.gov.br
Régis Bolzan	RGE	rbolzan@cpfl.com.br
Rodrigo Rozenblit Tiferes	ISA CTEEP	rrozenblit@isactEEP.com.br
Gustavo Arend	CEEE Equatorial	gustavo.arend@equatorialenergia.com.br
André Macagnan	ONS	andre.macagnan@ons.org.br
Filipe Kae	Quantum	fmedeiros@quantumbert.com
Alessandro Ramos	EDP GOIÁS	alessandro.clr@edp.com
Luis Ricardo Zenker	CGT ELETROSUL	luiszenker@cgteletrosul.com.br
Rogério Alexandre Reginato	MME	rogerioreginato@gmail.com
Thais Ingrinde de Souza Araújo	Ministério de Minas e Energia	thais.araujo@mme.gov.br
Jeferson Waldir Fiuza Pereira	Copel Distribuição	jeferson.pereira@copel.com
Guilherme Pereira de Souza	CPFL Transmissão	guilherme.souza@cpfl.com.br
Diogo da Silva Costa	CPFL Transmissão	diogo.costa@cpfl.com.br
Jodson Sousa Moreira de Oliveira	Ministério de Minas e Energia	jodson.oliveira@mme.gov.br
Cleber Jacuniak Mazon	ONS	cleber.mazon@ons.org.br
Daniel José Tavares de Souza	EPE	daniel.souza@epe.gov.br
Estefânia Teixeira Perro	Operador Nacional do Sistema Elétrico	estefania.perro@ons.org.br
Pedro Schuch Mallmann	Renobrax	pedro.mallmann@renobrax.com.br
RICARDO ANTUNES	ONS	RICARDO.ANTUNES@ONS.ORG.BR
Guilherme Ponticelli	RGE – Uma empresa do Grupo CPFL Energia	gponticelli@cpfl.com.br
Rodrigo Martins Huguenin	Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura	rodrigo-huguenin@sema.rs.gov.br