

	ATA DE REUNIÃO		Data: 01/04/2024
	Tema: 4ª Reunião do Grupo de Estudo de Transmissão GET Sudeste		
	Local: Videoconferência		
	Horário: 14:30 – 17:30		

Participantes: Listados ao final.

Pauta

A reunião teve por objetivo:

- Apresentar o diagnóstico referente ao sistema regional Sudeste que abrange os estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, com base no Plano Decenal de Expansão 2033 (PDE2033);
- Apresentar os estudos concluídos e em andamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes ao sistema regional Sudeste;
- Divulgar estudos futuros visualizados pela EPE para o sistema regional Sudeste;
- Receber comentários e sugestões sobre assuntos gerais de agentes do setor.

Registros

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

- 1) O consultor técnico II, Lucas Simões, responsável pelo Grupo de Estudos da região Sudeste (GET Sudeste), à exceção do estado de São Paulo que tem um Grupo específico, iniciou informando sobre a dinâmica da reunião, ressaltando que a apresentação começaria pelo estado de Minas Gerais e posteriormente sobre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.
- 2) Davi (EPE) iniciou então a explanação sobre o estado de Minas Gerais, destacando as obras de grande impacto no estado, tanto as que estão em fase de construção, como as com previsão de inclusão no próximo Leilão da ANEEL a ser realizado no segundo semestre do corrente ano. As obras já licitadas e de relevante impacto sistêmico são referentes a extensas linhas de 500 kV interligando o estado da Bahia (Região Nordeste) ao estado de Minas Gerais (Região Sudeste), aumentando consideravelmente a capacidade de exportação do excedente de geração daquela região. Neste contexto, destacam-se os eixos São João do Paraíso - Capelinha 3 - Itabira 5 e São João do Paraíso - Padre Paraíso – Mutum, que foram recentemente leiloados com sucesso no recente Leilão de Transmissão 001/2024, ocorrido em 28 de março de 2024. Ressaltou-se também a previsão de inclusão da nova LT 345 kV Jaguará - Araxá 3 no Leilão de Transmissão 002/2024, que irá ocorrer no segundo semestre de 2024. Além disto, foi citada a emissão do Relatório da EPE referente às obras na região do Triângulo Mineiro, cuja LT 345 kV Jaguará - Araxá 3 citada faz parte, sendo as demais obras passíveis de processo Autorizativo e que foram detalhadas mais à frente na apresentação. Foi citado também a emissão dos pareceres técnicos que habilitam a

operação como compensadores síncronos das máquinas das usinas de Marimbondo, Jaguará, São Simão e Aimorés.

- 3) Davi (EPE) então deu prosseguimento com informações sobre os dados considerados de carga e de MMGD no estado de Minas Gerais, ressaltando que a carga pesada do estado alcança cerca de 12.000 MW ao final do horizonte analisado (2038). A capacidade instalada de MMGD considerada evoluiu de cerca de 6.400 MW no início do período (2027) para cerca de 9.400 MW ao final do horizonte de análise (2038). Nos casos de carga média, a Cemig-D enviou os dados referentes ao horário das 16 horas, horário este de ponta da carga média. Nesse horário específico, o fator de despacho da MMGD considerado, no entanto, foi de cerca de 40%, tendo em vista a não coincidência dos horários da ponta de geração fotovoltaica com a ponta da carga média. Para a análise de cenários críticos para o escoamento desta geração, foi realizada uma sensibilidade com o fator de despacho de cerca de 70% para a MMGD, referente a uma geração típica por volta das 12 horas.
- 4) Dando prosseguimento, Davi (EPE) abordou os critérios definidos para a montagem dos cenários que serviram de base para as análises realizadas, destacando que, para avaliar as particularidades do atendimento ao estado de Minas Gerais, além dos casos de referência do PD 2033, foram preparados 6 cenários críticos com diferentes fatores de despacho de geração e patamares de carga, conforme mostrado a seguir, ressaltando-se que o horizonte de análise foi de 2027 a 2038:
 - Cenário 1-A: Carga Média com Máxima exportação do submercado Nordeste;
 - Cenário 1-B: Carga Pesada com Máxima exportação do submercado Nordeste;
 - Cenário 2-A: Carga Média com Máxima exportação do submercado Norte;
 - Cenário 2-B: Carga Pesada com Máxima exportação do submercado Norte;
 - Cenário 3: Carga de final de semana com elevada geração fotovoltaica no estado de MG;
 - Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões.
- 5) Foi informado também que foram consideradas todas as usinas fotovoltaicas em operação e com CUST/CUSD assinado, totalizando cerca de 17,5 GW, somente no estado de Minas Gerais. Adicionalmente, foram analisados casos extras com 3,53 GW adicionais dos projetos considerados viáveis pela NT-ONS-DPL 0132/2023 – “Revisão dos Pareceres de Acesso para contratação da margem de escoamento extraordinária”, totalizando cerca de 21 GW de geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais.
- 6) Prosseguindo, Davi (EPE) comentou que foram observados baixos níveis de tensão nas SEs 500 kV Nova Ponte 3, Paracatu 4, Pirapora 2, Presidente Juscelino e Leopoldina, mesmo em condição normal de operação, nos cenários de intercâmbios maximizados, concomitantemente com elevados fatores de despacho das usinas fotovoltaicas. Foi informado que as equipes da EPE e do

ONS estão em fase de análise e compatibilização de resultados para recomendar soluções para essa questão.

- 7) A palavra foi passada para Armando (EPE) que deu prosseguimento à apresentação, mostrando os problemas identificados para cada região do estado. A apresentação foi iniciada pela Região Norte, informando sobre o não atendimento ao critério N-1 em algumas SEs de fronteira, quando do cenário de exportação de potência da rede de distribuição para a rede básica devido ao excedente de geração fotovoltaica, quer concentrada e/ou distribuída, localizada no sistema da distribuidora. Foram identificadas possibilidade de sobrecargas nas seguintes SEs de fronteira: SE 230/138 kV Jaíba, SE 230/138 kV Janaúba 3, SE 345/138 kV Pirapora 2 e SE 500/138 kV Paracatu 4. Além dessas SEs de fronteira, foi relacionada também a SE 500/345 kV Buritizeiro 3. As sobrecargas verificadas nas SEs Buritizeiro 3 e Paracatu 4 foram marginais, porém nas demais SEs foram verificadas sobrecargas mais severas. Apesar dos problemas apontados, foi informado que a EPE realizará ao longo de 2024 discussões referentes aos critérios de despacho utilizados para o cenário analisado, que apontou esses problemas de modo a se aprimorar o processo, uma vez que se trata de cenário de baixo tempo de permanência, e por se tratar de uma carga de final de semana, a pleno sol e em situação de contingência na rede. Destaca-se que as SEs citadas possuem banco de transformadores dotados de fase reserva, reforçando-se assim, a necessidade de uma avaliação mais criteriosa para a definição da real necessidade e eficiência de ampliações. Além disto, para expandir as fronteiras há necessidade de respaldo regulatório em relação à contratação dos respectivos MUSTs. Deve-se agregar à análise desta situação possíveis cortes prévios de geração por questões energéticas, tendo em vista o elevado montante de empreendimentos solares no estado de Minas Gerais em comparação com a carga, sendo necessário, portanto, o fechamento do balanço geração x carga do sistema antes da definição de novas expansões.
- 8) Lucas (EPE) registrou ainda que muitos empreendimentos solares tiveram nos seus respectivos pareceres de acesso informação da possibilidade de corte de geração em certos cenários. Quanto à necessidade de corte por questões energéticas, Lucas (EPE) reforçou a necessidade de se discutir o quanto que o cenário simulado é aderente à operação futura do sistema. Alertou ainda que algumas dessas SEs de fronteira citadas não têm espaço físico para ampliações, agravando a complexidade e custos envolvidos em novas ampliações, que podem consequentemente onerar a tarifa para o consumidor.
- 9) Passou-se então para a Região Central e da Mantiqueira, onde foram apontados riscos de sobrecargas inadmissíveis em contingências envolvendo as LT 345 kV Betim - Barreiro, LT 345 kV Betim - Neves, LT 345 kV Lafaiete - Jeceaba, LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba (C1) e LT 345 kV Itabirito 2 - Ouro Preto 2. Além destas linhas, também se verificou riscos de sobrecargas em condição normal de operação na SE 500/345 kV Santos Dumont 2. Tendo em vista que as sobrecargas identificadas não são elevadas, a EPE realizou reunião previamente com a transmissora concessionária de todos esses ativos, a Cemig-GT, de modo a verificar a possibilidade

de recapacitação desses circuitos, uma vez que, por serem linhas muito antigas, as respectivas capacidades apresentam valores muito baixos comparadas com recentes linhas de mesmo nível de tensão implantadas na região. Foi ressaltado também que, mesmo sem possibilidade de recapacitação, conforme consta no CPST, algumas dessas linhas tem a capacidade limitada por TCs nas SEs Barreiro e Lafaiete. Valter (CemigGT) confirmou que as informações do CPST estão sendo validadas internamente e que responderá em breve a consulta feita pela EPE. Armando (EPE) informou então que, tão logo recebida a conformidade do CPST solicitada, enviará Ofício sobre a possibilidade dessas recapacitações de modo a tornar o processo o mais transparente possível para o planejamento setorial. Devido à elevada carga da região, para os cenários determinativos, com elevada geração fotovoltaica no estado e carga média, espera-se um tempo de permanência maior, uma vez que os problemas são vislumbrados no patamar de carga média e dias úteis, e não apenas no final de semana. Outro detalhe destacado é que, ao contrário da perda de unidades monofásicas de bancos de transformadores dotados de fase reserva, de normalização mais rápida, linhas de transmissão, por estarem mais expostas às intempéries em toda sua extensão, têm um número mais elevado de ocorrências de contingências ou desligamentos. Além da recapacitação dessas linhas, a EPE irá analisar a possibilidade de instalação de equipamentos FACTS, visando alterar as características naturais de distribuição de fluxos no sistema e direcionar os fluxos de potência para circuitos de maior capacidade operativa. Essas opções decorrem da elevada complexidade socioambiental nesta região para implantação de novas linhas e/ou SEs, devido ao elevado grau de urbanização da área em questão.

- 10) A seguir, passou-se para a região sul do estado, na qual se detectou elevados carregamentos tanto em condição normal de operação quanto em situação de contingências, apontando riscos de sobrecargas marginais nas LTs 345 kV Furnas – Poços e Poços - Guarulhos (C1 e C2). Foi informado que os elevados fluxos nesse eixo de 345 kV em Minas Gerais estão diretamente relacionados à carga da região da Grande São Paulo, em particular a região de Guarulhos e arredores. Assim, decidiu-se antecipadamente por envolver o GET São Paulo nesta questão, sendo confirmado a emissão até o final do ano de 2024 da 2ª parte do estudo EPE-DEE-RE-006/2024, que indicará alternativas para solucionar problemas específicos para atendimento à cidade de São Paulo. O GET Sudeste acompanhará essas alternativas e, caso aplicável, agregará em cada uma delas benefícios no sistema de transmissão de Minas Gerais.
- 11) Em relação à região do Triângulo Mineiro, de modo a ratificar a necessidade de se evoluir na questão das montagens dos cenários determinativos de obras, foram mostrados os valores de sobrecarga na LT 500 kV Jaguará - Estreito C1, quando da perda do C2. Foram verificados riscos de sobrecargas de valores marginais no curto/médio prazo e detectadas somente nos cenários de elevadíssima exportação da região norte e/ou nordeste do país, com elevada geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais. Além de ser um cenário de baixo tempo de permanência, o reduzido ajuste dos Bipolos, em particular Xingu-Estreito, afeta esses valores de sobrecarga. Dessa forma, a EPE entende que, no momento atual, a determinação de obras para solucionar essa questão

pode se mostrar inadequada sob o aspecto do custo x benefício, devendo todo o planejamento setorial evoluir no tratamento desses cenários extremos.

- 12) Por fim, Armando (EPE) mostrou as obras indicadas no Relatório EPE-DEE-RE-008/2023, referente ao atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, no tocante ao atendimento ao critério N-1 nas SEs de fronteira da região, quando da implantação dos empreendimentos solares contratados e do crescimento da MMGD na região. Foi ressaltado que a LT 345 kV Jaguará – Araxá 3, indicada no estudo, será licitada no Leilão de Transmissão 002/2024 do segundo semestre.
- 13) Finalizando a apresentação relacionada ao estado de Minas Gerais, foi colocada a necessidade de melhor representação da carga e da topologia da região leste do estado de Minas Gerais para o diagnóstico do próximo ano, uma vez que foram detectadas divergências, tanto no sistema distribuidor quanto na rede básica, em relação aos casos de trabalho do PAR. Registrou-se também que todas as análises a serem realizadas no estado de Minas Gerais citadas deverão estar harmonizadas com as informações das transmissoras referentes ao SGPMR 2024, de modo a se otimizar ao máximo possível os investimentos.
- 14) Valter (Cemig-GT) ratificou a importância de uma análise ampla da necessidade sistêmica dos equipamentos registrados no SGPMR, citando como exemplo o caso da SE 500/230 kV Mesquita, atualmente dotada de quatro unidades transformadoras, sendo necessário atualmente somente duas, e o caso da SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará, na qual se indicou o aumento da modularização de duas unidades transformadoras em final de vida útil, por conta de aumento de MUST pela Distribuidora, comprovando a necessidade de análise caso a caso para otimização de investimentos no sistema.
- 15) Sérgio Falcão (Atlas Renewables Energy) questionou sobre os prazos para finalização dessas análises, em função da importância dos problemas levantados para os novos acessos de geração no sistema, alertando que a maioria estão elencadas nos pareceres de acesso de vários empreendimentos. Solicitou também informações sobre o estágio das análises referentes às recapacitações das linhas da Cemig-GT citadas, procurando saber se para essas recapacitações são soluções mais convencionais de alteamento de estruturas, ou se são soluções de troca por condutores mais robustos. Também questionou sobre a previsão de conclusão das análises referentes aos compensadores síncronos propostos para suporte de potência reativa na rede básica do estado de Minas Gerais.
- 16) Armando (EPE) respondeu com relação à questão da recapacitação, que já foi realizada uma reunião com a CEMIG-GT antes da emissão do diagnóstico, porém o estudo ainda está num estágio incipiente e somente com a resposta da Cemig-GT a EPE poderá avaliar melhor o tempo que será necessário para a conclusão do estudo. Com relação aos compensadores síncronos, foi informado que as equipes da EPE e do ONS estão em fase de análise e compatibilização de resultados para concretizarem a recomendação no POTEE.

- 17) Nesse momento, Lucas (EPE) compartilhou a programação de estudos da EPE. Segundo consta no documento, os estudos da Região Central e da Mantiqueira possuem previsão de conclusão para setembro de 2024.
- 18) Na sequência, o analista Tiago Madureira (EPE) iniciou a apresentação do diagnóstico para os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo comentando sobre os últimos estudos que foram finalizados envolvendo os dois estados.
- 19) Em relação ao estudo finalizado "Soluções para redução dos níveis de curto-circuito da Região Metropolitana do Rio de Janeiro", Renato (CTEEP) perguntou se foram feitas consultas aos fabricantes sobre a compra de equipamentos em nível de tensão de 138 kV com capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito em 63 kA. A EPE (Tiago e Lucas) informou que, nesses casos, são comprados equipamentos para um nível de tensão superior, que a transmissora Furnas acompanhou o estudo, e que não foram apontados óbices quanto ao uso desses equipamentos, que ocupam um espaço físico maior do que os de tensão nominal (138 kV).
- 20) A EPE prosseguiu apresentando os dados de carga dos dois estados, destacando a entrada de Geração Distribuída (GD) e a redução de carga em relação aos valores informados no Plano Decenal de Energia (PDE) 2032 no estado do Rio de Janeiro. Em relação ao Espírito Santo, foi informado que não foram encontradas grandes variações nas cargas informadas entre ciclos do PDE e que a representação da GD pode estar subestimada.
- 21) Sobre as demandas informadas pelas distribuidoras do Rio de Janeiro, Marco Vilela (SEENEMAR / RJ) declarou preocupação quanto a redução das cargas do estado, e solicitou reunião com a EPE para avaliação da demanda. Lucas (EPE) informou que as projeções de carga são feitas a partir de dados enviados pelas concessionárias, e que a STE está disponível para reunião com a secretaria do estado, Distribuidoras e com a área de mercado da própria EPE para discutir a questão com maiores detalhes.
- 22) Em seguida, foram mostradas as principais obras nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com previsão de entrada entre 2026 e 2029. Destacou-se que, nos casos de 2038, foi considerada a entrada de obras indicativas recomendadas em estudos e que ainda não possuem outorga, como uma forma de mensurar os efeitos, e eventual necessidade de consolidação das mesmas, conforme a evolução da rede.
- 23) Dando continuidade, para o diagnóstico dessas regiões Tiago (EPE) apresentou os três cenários base conforme descrito a seguir:
- Cenário 1: caracterizado pela máxima exportação do sistema Nordeste, com todas as térmicas despachadas na inflexibilidade, bacias hidrográficas do Sudeste em níveis baixos de despacho, patamar de carga média e reduzido despacho hidráulico na região Norte;
 - Cenário 2: caracterizado por elevado despacho térmico nas usinas do Rio de Janeiro e Espírito Santo, redução de despacho das usinas renováveis do Nordeste, elevado despacho

hidráulico na região Norte e patamar de carga pesada, sem participação da geração fotovoltaica;

- Cenário 3: caracterizado pela elevada exportação do submercado Sul e Sudeste, com elevada geração nas bacias dessas regiões, patamar de carga pesada e reduzido despacho hidráulico na região Norte.

24) A partir dos 3 casos base, foram feitas variações, conforme descrito a seguir:

- Variante 1-A: caracterizada pela elevação do fluxo dos dois bipolos de Belo Monte para o Sudeste de 400 MW para 2500 MW;
- Variante 1-B: caracterizada pela redução do despacho hidráulico nas regiões Sul e Sudeste e consequente aumento do despacho térmico na região Sudeste;
- Variante 1-C: caracterizada pela elevação do fluxo dos dois bipolos de Belo Monte para o Sudeste de 400 MW para 2500 MW e abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2;
- Variante 2-A: caracterizada pela abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2;
- Variante 3-A: caracterizada pela entrada em operação da Usina Nuclear Angra III.

25) Os principais destaques do Rio de Janeiro foram apresentados em seguida, iniciando com os problemas no sistema em 345 kV compreendido entre Macaé e a região metropolitana do Rio de Janeiro, os impactos gerados pela entrada dos reforços previstos para a região e da adoção de medidas operativas. Foi destacada a importância da entrada em operação da transformação 500/345 kV da UTE GNA e da LT 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares. Também foram apontados os impactos da abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2, inclusive a possibilidade de sobrecargas no sistema em 500 kV entre Campos 2/Lagos/Terminal Rio até a entrada da LT 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares.

26) Ainda em relação à região Norte Fluminense, Lucas (EPE) destacou que o sistema de 500 kV entre Terminal Rio e Campos 2 foi concebido, dentre outros motivos, para possibilitar novos acessos de geração e, por esse motivo, a margem remanescente no sistema em 345 kV deve ser usada de maneira otimizada, dada a alta complexidade socioambiental e de custos para reforços nessa rede. Também foi apontado que a expansão natural do sistema deve ser feita pelo 500 kV, que já tem toda sua expansão estudada, com novos circuitos indicativos que aguardam a consolidação, e que o transformador 500/345 kV da GNA e a abertura dos circuitos entre GNA e Porto do Açu poderão ser usados para a gestão dos carregamentos nas duas malhas, 345kV e 500kV, pelo Operador e Planejador da rede.

27) Sobre as DITs (Demais Instalações de Transmissão) do estado do Rio de Janeiro, foram apontados riscos de sobrecargas em contingências da LT 138 kV São José/Imbariê C1 e C2, na LT 138 kV Angra/Angra, no sistema em 138 kV entre Magé e Rocha Leão e na transformação 138/69 kV da SE UTEC (Usina Térmica de Campos);

28) A seguir, Tiago (EPE) apresentou problemas na Rede de Distribuição, informando possibilidade de sobrecargas na transformação de Italva 138/69 kV e na LT 138 kV Santa Cruz/Tap Marinha. Lucas

(EPE) alertou aos participantes que o objetivo dessa análise não era fazer um diagnóstico completo da Rede de Distribuição, mas sim apontar problemas ocasionados pela contingência de ativos pertencentes à rede de transmissão, que podem ter impactos a nível de distribuição. Para que sejam realizados trabalhos conjuntos entre EPE e Distribuidora em busca das soluções mais adequadas.

- 29) Por fim, Tiago (EPE) apontou que os problemas verificados nas transformações de Nova Iguaçu 500/138 kV e de Jacarepaguá 345/138 kV no Diagnóstico do PDE 2032 não foram encontrados no ciclo atual. Em relação a isso, a EPE informou que a redução dos valores previstos de cargas informados pelas distribuidoras, e alterações topológicas nos sistemas em 138 kV justificam carregamentos inferiores no Diagnóstico atual nessas SEs.
- 30) A seguir, foram apresentados os principais destaques do estado do Espírito Santo, iniciando com os problemas identificados na região de Viana. Foram apresentados problemas nas LTs 345 kV Viana/Viana 2 e Viana/Vitória. Foi informado que a programação anual de estudos da EPE considera a realização de um estudo para a região metropolitana de Vitória em 2024.
- 31) Sobre as transformações de Rede Básica do Espírito Santo, Tiago (EPE) declarou que a transformação de Viana 2 500/345 kV apresenta problemas em condições de emergência de um dos bancos a partir de 2028, e que a EPE e o ONS estão avaliando as simulações para a eventual consolidação do 3º transformador para essa SE. Ainda sobre as transformações, foi informada possibilidade de sobrecarga na transformação 230/138 kV de Verona no final do horizonte analisado.
- 32) Em relação à Rede de Distribuição, a EPE informou que o sistema em 138 kV entre Viana/Ceasa/Alto Lage está sujeito a riscos de sobrecargas quando da emergência da LT 345 kV Viana/Vitória. Também foram apontadas sobrecargas nas transformações 138/69 kV de Nova Venécia e de São Mateus.
- 33) Sobre a programação de estudos para 2024, Lucas (EPE) citou o estudo do sistema em 345 kV da região de Vitória, o estudo de curto-circuito da região metropolitana do Rio de Janeiro – parte 2, bem como o aprofundamento nas análises sobre o desempenho e a transferência de propriedades das DITs, o monitoramento dos recursos do sistema de transmissão da região Norte Fluminense e o acompanhamento do mercado e dos acessos de geração nos dois estados.
- 34) Ao término da apresentação, Lucas (EPE) abriu a reunião para assuntos gerais. Nesse momento, Alessandro (PETROBRAS) perguntou qual seria a visão da EPE em relação à abertura de Linhas de Transmissão (LTs) para controle de tensão. Como resposta, Lucas (EPE) informou que recentemente foram recomendados reatores para evitar a abertura de LTs, e que há a discussão sobre a possibilidade de agentes de geração ofertarem serviço ancilar de controle de tensão. Sobre esse assunto, Carolina (ONS) informou que o ONS e a ANEEL estão avaliando detalhes sobre a concessão desse serviço ancilar.

35) No fim da apresentação, Lucas (EPE) agradeceu a presença de todos os participantes. E informou que a EPE fica à disposição para o detalhamento de quaisquer um dos temas discutidos e para aprimoramentos no processo e estudos ao longo do ano.

Pós Reunião

- A EPE verificou que já existe resolução autorizativa para substituição dos transformadores de UTEC 138/69 kV. Com a substituição desses, os riscos de sobrecarga apontados durante a reunião são resolvidos.

Próximos passos

- A EPE enviará minuta da ata para comentários dos participantes, bem como os slides da apresentação;
- A EPE agendará reunião sobre os dados de cargas com o Governo do estado do Rio de Janeiro e com as distribuidoras.

Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Flávio Fernandes Novaes	ÁLAMO ENERGIA RENOVÁVEL S.A.	flavio@energy40.eng.br
Sergio Antezana	Alupar	santezana@alupar.com.br
Gabriel Costa Da Silva	ANEEL/SCE	gabrielcosta@aneel.gov.br
Bruno Canesso Gonçalves	ATLAS Energias Renováveis	bcanesso@atlasren.com
Sérgio Felipe Falcão Lima	Atlas Renewables Energy	sfalcao@atlasren.com
Carlos Felipe Duarte Novaes	Auren Energia	carlos.novaes@aurenenergia.com.br
Cassia Kuki	CCEE	cassia.kuki@ccee.org.br
Daniel Siqueira	CCEE	daniel.siqueira@ccee.org.br
Gabriela Rodrigues Da Silva Marinho	Cemig GT	gabriel.rsilva@cemig.com.br
Álvaro Batista Cançado	Cemig GT	abc@cemig.com.br
Cristina De Almeida Dias	Cemig GT	cristina.dias@cemig.com.br
Valter Alves Moreira	Cemig GT	valter.moreira@cemig.com.br
Rafael Martins	COPEL GeT	rafael.martins@copel.com
Moacir Carlos Bertol	COPEL GeT	moacir.bertol@copel.com
Alessandro Lopes Da Silva	CTG Brasil	alessandro.silva@ctgbr.com.br
Alexandre Afonso Postal	DME Poços de Caldas	apostal@dmepc.com.br
Guilherme Madureira	EDF Renewables do Brasil	guilherme.madureira@edf-re.com.br
Roger Garcia Almeida	EDP Espírito Santo	rogeralmeida@edp.com
Lucas Gomes De Araujo	EDP Renováveis	lucas.gomes@edp.com
Gustavo Mallet Gaspar	EDP Renováveis	gustavo.mallet@edp.com
Ângelo Medeiros Sátiro	Eletrobras Furnas	satiro@eletrobras.com
Paulo Ricardo Morais Shor	Enel Distribuição Rio	paulo.shor@enel.com
Renato Moyses Cardoso Ushijima	Enel Distribuição Rio	renato.ushijima@enel.com
Thaiane Doring Gomes	Enel Green Power	thaiane.doring@enel.com
Sandro Gonçalves	Energisa Minas Rio	sgoncalves@energisa.com.br
Armando Leite Fernandes	EPE	armando.fernandes@epe.gov.br
Davi Magalhães	EPE	davi.magalhaes@epe.gov.br
Lucas Simões de Oliveira	EPE	lucas-s.oliveira@epe.gov.br
Tiago Veiga Madureira	EPE	tiago.madureira@epe.gov.br
Liamara Ferreira	ISA CTEEP	lfferreira@isactEEP.com.br
Adriano Ramos Campos	ISA CTEEP	adc campos@isactEEP.com.br
Renato Guimarães Ribeiro	ISA CTEEP	rgribeiro@isactEEP.com.br
Tales Barreto Silva	ISA CTEEP	tbarreto@isactEEP.com.br
Fernanda Decothé Andrade Torres	Light	fernanda.decothe@light.com.br
Caroline Ribeiro Iglesias	Light	caroline.iglesias@light.com.br
Aline Pontes De Oliveira De Lima	Light S.E.S.A.	aline.pontes@light.com.br
Débora Microni Soares	Light S.E.S.A.	debora.soares@light.com.br

Nome	Instituição	E-mail
Iago Ribeiro Da Rocha	LIGHT SESA	iago.rocha@light.com.br
Jodson Sousa Moreira De Oliveira	Ministério de Minas e Energia	jodson.oliveira@mme.gov.br
Larissa Damascena Da Silva	Ministério de Minas e Energia	larissa.silva@mme.gov.br
Clara Monteiro Marinho	Ministério de Minas e Energia	clara.marinho@mme.gov.br
André Luiz Barros De Brito	Ministério de Minas e Energia	andre.brito@mme.gov.br
Pedro Henrique Milhomem Coutinho	MME	pedro.coutinho@mme.gov.br
Giacomo Perrotta	MME	giacomo.perrotta@mme.gov.br
Eucimar Augustinhak	MME	eucimar.augustinhak@mme.gov.br
Sidney Custodio Santana Neto	NEOENERGIA	sidney.neto@neoenergia.com
Bruno Da Cruz Sessa	ONS	bsessa@ons.org.br
Simone Bezerra Chaves Garcia	ONS	simone.chaves@ons.org.br
Carolina Moreira Borges	ONS	carolina.borges@ons.org.br
Hugo Muzitano Dos Santos	ONS	hugo.muzitano@ons.org.br
Alessandro Francisco Araujo Dutra	Petrobras	alessandro.dutra@petrobras.com.br
Filipe Kae Medeiros	Quantum	fmedeiros@quantumbrt.com
Erick Gomes	Quantum Participações	egomes@quantumbrt.com
Marco Antonio Vilela De Oliveira	Secretaria de Energia e Economia do Mar do Estado do Rio de Janeiro - SEENEMAR / RJ	marco.vilela@seenemar.rj.gov.br
Elíbia Teresa Moreira Colaço	Serena	elibia.colaco@srna.co
George Arthur Gavioli	Shell Energy Brasil	george.gavioli@shell.com
Narjara Dalho	Solatio	nd@solatio.com.br
Marcos Henrique Kouyoumdjian Fernandes	SSP Transmissora de Energia S.A.	marcos.fernandes@shemarlata.com
Augusto Tietz	State Grid	augusto.tietz@stategrid.com.br
Wilton Chaves De Barros Leal	Voltalia Energia do Brasil	w.leal@voltalia.com
Renato De Carvalho Zanetti	Voltalia Energia do Brasil	r.zanetti@voltalia.com
Suzanne Sousa Andrade	Voltalia Energia do Brasil	s.andrade@voltalia.com