

CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

Coordenação de Trabalhos Técnicos

31º Workshop com os Agentes

Data: 17/outubro/2023

Horário: 9h – 12h

Local: Videoconferência pelo Teams

Participantes: CCEE, ONS, ANEEL, MME, EPE, CEPEL, Agentes, Associações e Consultorias

O 31º *Workshop* da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP com os Agentes foi destinado a discutir sobre o andamento do Ciclo de Trabalho 2023/2024. As principais discussões são apresentadas na sequência por tema.

1. Cronograma do Ciclo de Trabalho 2023/2024

Inicialmente foi apresentado o cronograma das atividades do Ciclo de Trabalho 2023/2024 do *Unit Commitment* Hidráulico, a equipe de trabalhos técnicos da CPAMP está realizando os testes necessários para a verificação da funcionalidade e do tempo computacional. A coordenação da equipe de trabalhos técnicos da CPAMP reforçou que a continuidade da avaliação deste tema no atual ciclo está sujeita a execução do modelo em tempo computacional viável até o final de outubro/novembro.

Dando prosseguimento, foi apresentado o cronograma das atividades do Ciclo de Trabalho 2023/2024 do NEWAVE Híbrido, as avaliações do volume considerado na FPHa, horizonte de individualização e penalidades ainda estão em andamento. A coordenação da equipe de trabalhos técnicos da CPAMP reforçou que no dia 11 de outubro foi realizado o Momento Capacita sobre o NEWAVE Híbrido e está disponível no portal Capacita da CCEE.

2. Avaliações do NEWAVE Híbrido

Em complemento ao Workshop anterior, foram apresentados os resultados adicionais dos estudos de penalidades das restrições hidráulicas para o caso de PMO de outubro de 2020 (período seco). Os resultados mostraram que quanto maior o custo da penalidade de defluência mínima, menor o custo de térmica e maior o montante de geração hidráulica. Através dos resultados de DECOMP, observa-se também que no caso em análise, ao se reduzir o custo da penalidade existe um potencial aumento da geração termelétrica de curto prazo. Essas análises

serão aprofundadas para se identificar os prós e contras de uma possível alteração do valor da penalidade.

Em busca da resposta aos estudos da Enercore apresentado no Workshop passado, onde ocorria um grande deplecionamento dos reservatórios, a equipe de trabalhos técnicos da CPAMP realizou uma avaliação prévia das micropenalidades de vertimento nos modelos, onde constatou que a micropenalidade considerada no NEWAVE é potencialmente maior que no DECOMP, o que pode causar, em situações de abundância de recursos, que o NEWAVE por meio da função de custo futuro, desempenhe um papel mais significativo do que o DECOMP na indicação de que a água deve ser deplecionada (vertida). Como no momento da realização dos testes não era possível alterar o valor da micropenalidade no NEWAVE, a equipe de trabalhos técnicos da CPAMP realizou um teste aumentando a micropenalidade de vertimento no DECOMP, o que reduziu o vertimento. O próximo passo da equipe será avaliar a interação das micropenalidades do NEWAVE e DECOMP.

Por fim, foi reforçado que a EPE está realizando a avaliação da robustez da funcionalidade, impacto das restrições e penalidades. Para que a EPE possa empregar a metodologia em seus processos, a equipe técnica aponta as seguintes necessidades: (i) redução do tempo computacional para operacionalização; (ii) implementações de melhorias na simulação individualizada; e aprofundamento nos entendimentos dos resultados de seus casos, com o auxílio do desenvolvedor. Desse modo, a EPE vislumbra o objetivo de um potencial uso dessa modelagem na 3ª Revisão Ordinária da Garantia Física prevista para ocorrer entre 2027/2028.

3. Dúvidas, contribuições e comentários dos participantes

Finalizada a apresentação, foi aberto o espaço complementar para as dúvidas, sugestões e contribuições dos participantes, listadas a seguir por tópicos com as respectivas respostas da equipe técnica:

- I. **Luciano Contín:** Prezados, bom dia. Parabéns pelo trabalho. Seria importante que a apresentação da variação dos resultados com a variação da penalidade de atendimento da vazão mínima tivesse trazido uma comparação da GTERM do DECOMP para cada valor dessa penalidade com a necessidade operativa daquelas semanas operativas ocorridas, não acham?

Resposta da Equipe Técnica: A Equipe Técnica realizou uma comparação de modelo contra modelo, pois as necessidades da realidade operativa são influenciadas por outros aspectos os quais os modelos não enxergam como, por exemplo, um erro de previsão, alguma intervenção que não foi considerada, entre outros. Dessa forma é mais justo a comparação entre modelos. Além disso, vale destacar que o objetivo do estudo é comparar o impacto da utilização de diferentes valores de penalidades. Nesse contexto uma comparação entre modelos apresenta-se como uma alternativa mais adequada.

Mas para efeito de ter-se uma referência, podemos adicionar o montante de geração térmica verificada.

- II. **Henrique Braga:** Considerando que esses cortes positivos presentes na FCF trazem características indesejáveis na operação do sistema, como sugestão, avaliar implementação de um limitador para valores dos cortes Plv, permitindo apenas valores menores ou iguais a zero, para que seja avaliado o comportamento do modelo e para auxílio no ajuste das micropenalidades.

Resposta da Equipe Técnica: Atualmente o DESSEM identifica distorções da função de custo futuro que estão relacionadas a penalidades aplicadas no DECOMP e realiza um ajuste da função. Alternativamente poder-se-ia pensar em algo similar para o DECOMP em relação à função de custo futuro do NEWAVE híbrido, uma vez que, a comunicação entre NEWAVE híbrido e DECOMP acontece de modelo individualizado para modelo individualizado assim como ocorre entre DECOMP e DESSEM. Vale destacar que essa alternativa teria que ser feita de forma externa e não durante a PDD, de modo que o DECOMP receberia a função de custo futuro, realizaria o tratamento e utilizaria a função tratada durante a PDD. Na questão das micropenalidades, que auferem um custo ao vertimento e tendem a induzir deplecionamentos dos reservatórios, as execuções preliminares alterando o modelo DECOMP demonstram que uma calibração dessa micropenalidade no modelo NEWAVE tem o potencial de trazer benefícios de forma a mitigar situações de grandes vertimentos de forma antecipativa.

- III. **Gabriel Rogatto:** As avaliações considerando as penalidades de custo de déficit e máximo CVU apresentam resultados muito semelhantes no NEWAVE, porém no DECOMP não. É possível observar nos resultados que para as penalidades 99999 e custo de déficit a geração hidráulica e a geração térmica são muito parecidas, e há uma descontinuidade grande para o maxcvu que, por sua vez, apresenta resultado semelhante aos casos com as demais penalidades. Talvez o gap entre o custo de déficit e maxcvu seja muito grande e o gap entre o maxcvu e mincvu seja menor de modo que influencie no comportamento semelhante que estamos vendo. Fato é que essa descontinuidade no DECOMP mas não no NEWAVE me gera estranheza. Por que caminhar numa linha mais insegura do ponto de vista de armazenamento hidráulico se tenho custos e a função de custo futuro está indicando que são custos semelhantes? A análise apresentada me leva a crer que o maxcvu tende a ser uma melhor opção por conta dessas diferenças encontradas quando vamos para o DECOMP.

Mônica Zambelli: Bom dia, pessoal, reforçando a explanação do Gabriel, pela apresentação nos parece que usar penalidades menores para restrições hidráulicas apresenta várias vantagens em relação aos casos de penalidade muito elevada (nível

9999 e deficit) principalmente em ganho de armazenamento. Sobre elevar penalidade de vertimento no DECOMP para compatibilizar, nos parece acertado.

Resposta da Equipe Técnica: Podemos rever esses resultados de DECOMP, mas vale lembrar que o NEWAVE tem outros usos além de fornecer a função de custo futuro para o DECOMP de modo a exigir que façamos uma avaliação dessa diferença entre c_{def} e max_{cvu} ao longo de todo o horizonte como, por exemplo, o comportamento em relação às violações das restrições. Para filtrar as análises, podemos focar nesses dois custos de penalidade. Deixamos o espaço aberto para trazer alguma análise que o Agente tenha feito no sentido de observar que no NEWAVE não há grandes diferenças, mas no DECOMP existem potenciais de vantagem.

Adicionalmente, destacamos que na consulta pública estudamos exatamente esses dois custos uma vez que, conceitualmente e matematicamente, qualquer valor de penalidade que esteja entre eles em princípio atenderia às necessidades. Há também uma questão relacionada à atualização do CVU que é algo que ocorre, por exemplo, na penalidade de violação do VMinOp. Essa penalidade acompanha a flutuação do maior CVU que por sua vez pode variar e até trocar de usina. Já o custo do déficit é fixo, ou seja, é mais previsível e não traz o comportamento de alterações intramensais, sendo portanto uma vantagem quando comparado ao max_{cvu} .

Reforçamos a oportunidade que os agentes tem de trazerem suas análises complementares para fomentar essa discussão sobre esses dois valores. Caso seja relativamente indiferente do ponto de vista do NEWAVE, mas trazerem benefícios ao DECOMP, pode-se discutir a penalidade para valores mais próximos ao max_{cvu} ainda que fique sujeita a alterações mais frequentes.

Sobre as análises de micropenalidades, vale ressaltar que a ideia é alterar a penalidade do NEWAVE uma vez que a relação entre DECOMP e DESSEM já está bem ajustada de modo que uma modificação no DECOMP poderia comprometer esse ajuste. No estudo modificamos a penalidade do DECOMP a título de exercício, pois é o modelo que oferece flexibilidade de alteração no momento.

- IV. **Mônica Zambelli:** Recomendamos que o ONS defina uma ordem de prioridade para as restrições que traduzam a realidade operativa na escolha das flexibilizações de modo que quanto maior a prioridade, maior a penalidade. Isso é importante tanto na ótica dos modelos que decidem flexibilizações baseado nas penalidades quanto para nortear as flexibilizações aplicadas pelo operador nos modelos que exigem viabilização da solução.
- Resposta da Equipe Técnica:** Algumas das penalizações que são utilizadas nos modelos dão definem essa priorização. Por exemplo, no modelo de médio prazo entende-se que as restrições hidráulicas de outros usos d'água são prioritárias e por isso têm uma penalização maior. Com relação aos demais modelos, que não tem essa penalização explícita, toda essa parte de flexibilização é feita tendo isso em mente, pois uma

restrição que é obrigatória, só em último caso é flexibilizada. Em cada caso é feita uma análise de como a cascata está e de onde pode vir o recurso para realizar a flexibilização. No modelo de médio prazo, o qual não trabalha com flexibilizações, existe a diferenciação entre as restrições de desvio, vazão mínima, volume mínimo e de armazenamento por restrição de volume de espera.

- V. **Henrique Braga:** O Newave tem uma limitação de execução paralela em função do número de cenários forward, atualmente são 200 cenários forward gerando 10.000 cortes ao final da iteração 50. Para aumentar o limite de execução paralela a sugestão é permitir um maior número de cenários forward (exemplo 1.000), mas limitando o número de iterações para uma quantidade de cortes similar ao atual (exemplo de 10 iterações). Dessa forma o tempo de execução do Newave individualizado poderia ser reduzido alocando um maior número de máquinas para a execução.

Resposta da Equipe Técnica: Aumentar a quantidade de forwards permite explorar melhor o paralelismo, mas esse aumento pode não ter uma relação na mesma proporção com a diminuição do número de iterações para a obtenção de uma solução adequada. Portanto é necessária a realização de estudos aprofundados para avaliar essa possibilidade.

- VI. **Mônica Zambelli:** A que vocês atribuem essa expressiva redução nos CMOs nos resultados de Garantia Física apenas mudando o modelo? vocês avaliaram a razoabilidade das soluções do híbrido para estudos de planejamento 10 anos?

Resposta da Equipe Técnica: Observamos que para um deck sem CVar e VMimOp esse comportamento dos CMOs não acontece. Estamos avaliando este comportamento e encaminhamos o caso para o CEPEL poder contribuir com o entendimento. Em relação aos decks de PDE também temos analisado as soluções do híbrido e encaminhamos algumas dúvidas ao CEPEL. Como destacado na apresentação, essas dúvidas vão entrar em uma lista de priorização para que possam ser avaliadas.

- VII. **Rafael Souza:** Sobre a partida e parada de Unidades Geradoras de usinas hidrelétricas: apesar de não haver nenhum custo institucional explícito, este custo existe em forma de O&M, depreciação e perda de eficiência hidráulica. Este custo é todo do agente gerador e o benefício é do sistema, atendendo a serviços ancilares, segurança sistêmica e o seguimento da carga. Ao ignorar esses custos, o sistema descobrirá tarde demais que o limite de atendimento foi ultrapassado e não há como melhorar o processo.

Resposta da Equipe Técnica: O exemplo dado em relação à partida e parada de unidades geradoras foi feito com a finalidade de estimular a discussão sobre quais características do UCH devemos priorizar, pois, caso queiramos viabilizá-lo neste ciclo, talvez não consigamos representar tudo devido a questão do alto tempo computacional.

- VIII. **Roger Kammler:** Dado a implementação do UCH, interessante também é avaliar a metodologia da reserva de potência, que hoje o modelo entende como sendo a GMAX

- Geração mesmo com as UGs desligadas, e na prática a reserva só existe com a máquina ligada e com folga! Nesse sentido, poderemos melhorar ainda mais a representação das necessidades do sistema nos momentos de ponta!

Resposta da Equipe Técnica: De fato esse é um detalhe importante. Com o UCH poderemos representar de forma mais fiel o que acontece no mundo real. Vale destacar que o UCH foi faseado de modo que na fase 2 temos a ideia de fazer uma primeira proposta do UCH propriamente dito e na sequência têm uma série de outras implementações que vão no sentido do que o Agente comentou. O plano é que no próximo workshop tragamos informações sobre o andamento dos trabalhos do ponto de tempo computacional. Nesse contexto, podemos trazer, novamente, como está o faseamento dessas atividades e verificar se todos os questionamentos dos agentes estão contemplados. De qualquer forma, ressaltamos que atualmente, no modelo DESSEM, a reserva de potência não considera somente a potência máxima das unidades, mas também limitações referentes ao engolimento máximo das usinas hidrelétricas devido à variação da altura de queda e eventuais limitações na rede elétrica, impostas diretamente à usina (restrições DREF).

IX. Henrique Braga: Vejo com preocupação o aumento da complexidade do modelo, pois atualmente já teve vezes que o modelo teve que ser executado em contingência devido ao tempo computacional exceder a janela temporal disponível para sua execução, gerando encargos.

Adicionalmente, gostaria de pontuar que temos também uma questão regulatória. Atualmente, temos que a exportação hidrelétrica é feita no pós DESSEM de modo que os resultados gerados não são seguidos pelas hidrelétricas. Logo, mesmo que aprimoramentos o modelo com o UCH, jogaremos fora os resultados, pois toda a operação hidrelétrica será modificada na hora de fazer a exportação. Na mesma linha, temos, também, a questão da inflexibilidade termelétrica. Portanto, precisamos tornar o resultado do pós-DESSEM crível para a programação diária e isso é algo que também envolve questões regulatórias.

Resposta da Equipe Técnica: Partilhamos dessa mesma preocupação e inclusive foi um assunto levado ao CMSE. Esse é um assunto que temos conversado semanalmente com o ONS e o CEPEL para avaliarmos a heurística de solução do DESSEM para que ela seja o mais eficaz possível de modo que obtenhamos a solução em um tempo razoável.

Sobre o segundo ponto abordado, é uma questão que precisa ser discutida com tempo e eventualmente podemos abrir esse espaço no CT PMO/PLD e, ao avançarmos na discussão, envolvemos a ANEEL.

Trazendo uma visão inicial sobre os pontos levantados, a exportação de vertimento turbinável é uma geração adicional àquela que o sistema brasileiro precisa. São casos nos quais as usinas que iriam verter, mas com capacidade de turbinar, atendem uma demanda adicional. Em tese, isso não deveria interferir no despacho de nenhuma outra

usina, de modo que deixar essa definição na etapa pós DESSEM para a programação da operação diária não seria um problema. Poderia sim eventualmente fazer parte dos dados de entrada do modelo, porém acreditamos que tende a não alterar a solução do modelo, sobretudo do ponto de vista de custo operativo.

Com relação à inflexibilidade, quando sua declaração no pós-DESSEM é maior que a declaração feita anteriormente para o modelo, a regulação atual prevê um ressarcimento do deslocamento hidráulico pelo PLDx. Cabe a discussão sobre a eficácia desse sinal econômico na tentativa de evitar que esse aumento na declaração de inflexibilidade ocorra no pós DESSEM. Se o PLD estiver acima do PLDx, temos um sinal econômico que inibe a majoração da inflexibilidade, uma vez que temos o ressarcimento que o gerador térmico precisa fazer ao gerador hidráulico. Por outro lado, se o PLD estiver abaixo do PLDx não há nenhum ressarcimento, ou seja, não há nenhum custo adicional para o gerador termelétrico. Portanto, esse mecanismo só é eficaz quando o PLD é maior que o PLDx. Existem outros mecanismos regulatórios para mitigar desvios de declarações, porém talvez não estejam sendo suficientes. De fato, temos uma discussão e ela envolve sobretudo a ANEEL. Eventualmente, essas questões podem ser tratadas no CT PMO/PLD.

Diferentemente da exportação do vertimento turbinável, a alteração da inflexibilidade no pós-DESSEM impacta os resultados operativos propostos pelo modelo.

- X. Henrique Casotti:** Sobre o ponto levantado pelo Henrique leva a uma incerteza muito grande também para a divulgação do PLD (com ou sem UC ou até em último caso a saída do decomp). Há alguma discussão sobre isso?

Resposta da Equipe Técnica: Conforme comentamos na resposta anterior, temos discutido sim, mas ainda não temos uma solução concreta. Semanalmente, temos uma reunião entre CCEE, ONS e CEPEL no qual discutimos as dificuldades nas execuções dos últimos dias e como podemos endereçar essas dificuldades. Precisamos continuar investigando e um fórum que vocês podem participar são as FTs e os próprios Workshops da CPAMP, apresentando sugestões de como poderíamos melhorar a heurística atual de solução do modelo de modo a mitigar a ocorrência das execuções em contingência.

- XI. Wesley Pavan:** Aproveitando o gancho, gostaria de apontar que o uso do cplex pelo DESSEM limita a capacidade de processamento em paralelo de diferentes estudos pelos agentes, além da questão do tempo de execução. Explorar diferentes cenários é crucial para a avaliação de risco na comercialização de energia. Estão estudando alternativas nesse sentido para permitir a execução de múltiplos cenários do dessem em paralelo? Obrigado e parabéns pelas apresentações!

Resposta da Equipe Técnica: O que poderíamos fazer é levantar uma possibilidade de usar um *solver open source*, mas sabendo que esses *solvers* possuem limitações de tempo ou até mesmo de métodos de solução. Vale destacar que ao alterar o solver não

é possível garantir reprodutibilidade, mas para nível de estudos talvez não haja grandes prejuízos.

XII. Eduardo Alves: Bom dia! o procedimento é em caso de não convergência tirar o unit commitment. Não seria interessante pensar num passo anterior e em caso de não convergência em 48 estágios tentar a convergência com 24 estágios? acredito que o resultado de 24 estágios com UCT tenha mais valor que 48 sem UCT.

Resposta da Equipe Técnica: Atualmente, o primeiro nível de contingência é desligar o *crossover* e o segundo desabilitar o UCT. Podemos avaliar o custo-benefício de tentar um passo intermediário de reduzir o número de estágios antes optar por desabilitar o UCT. Pode ser que a redução do número de estágios e a consequente redução do tamanho do problema promova melhoria de tempo.

4. Participantes

O 31º *Workshop* da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP com os Agentes contou com 180 participantes, sendo 34 deles membros das instituições que compõem a CPAMP. A lista de presença pode ser consultada no anexo A.

ANEXO A – Lista de participantes

	Nome	Empresa		Nome	Empresa
1	Alessandra Maciel	ONS	91	Luísa Faria	
2	Alessandra Mattos	ONS	92	Luiz Carlos Real Pereira	Comerc
3	Alex Lourenco	Eneva	93	Marcelo Alcade	BP
4	Alexandre de Sa Rodrigues	CTG	94	Marcos Stoco	Matrix Energia
5	Alexandre Fernandes	Paray Energia	95	Maria Aparecida Martinez	ONS
6	Alvaro França Junior	Newcom Energia	96	Maria De Fatima Barbosa	Hydro
7	Amanda Holanda	Casa dos Ventos	97	Maria Elvira Maceira	UERJ
8	Ana Helena Correa Maciel	Auren Energia	98	Maria Rogieri Pelissari	BP
9	ANDRE TAKESHI TAMASHIRO	Atiaia Renováveis	99	Mariah	
10	André Valverde	Recurrent Energy	100	Mariana Iizuka	CCEE
11	Andrei Krstic	UFF		MARIANA SCALABRINI	
12	ANTONIA ALICE DAMASCENO	Neoenergia	101	ALMEIDA	Neoenergia
13	Ariane	Tradener	102	Mariana Simoes Noel da Silva	ONS
14	Arthur Pimenta Oliveira	Itau-Unibanco	103	Mário Gameiro	Kroma Energia
15	Beatriz Moreira Alves	MME	104	Mateus Gomes	Casa dos Ventos
16	Beatriz Nogueira	Prime Energy	105	Matheus Henrique Dos Santos	EDP
17	Bianca Alencar Braga	MME	106	Mauro Rezende Pinto	EPE
18	Bruno Ashimine	Ecom Energia	107	Michael Cassemiro Oliveira	Aliança Energia
19	Bruno Ecker	Urca Energia	108	Monica de Souza Zambelli	CPFL
20	Bruno Goulart	ANEEL	109	Moreira Leonardo	Statkraft
21	CAMILA AVILE GIGLIO	Neoenergia	110	Murilo Fenili	SPIC
22	Camila Gomes Ramos	EDP	111	Murilo Soares - Genial	Genial
23	Camila Thais da Silva Cunha	Libra Energia	112	Natalia Biondo	Enercore
24	Carlos Alberto Junior	ONS	113	Natalia Teixeira	ABIAPE
			114	Nayana	

25	Carolina Bitencour Bernardes	Auren Energia	115	Nelson Cavalcante	CCEE
26	Celso Trombetta Junior	Raizen	116	Nelson Simao Junior	MME
27	Celso Oliveira	GP Safira	117	Olivia Nunes	SPIC
28	Clarissa Freitas	2W Ecobank	118	ORLANDO DE SOUZA SANTOS	Furnas
29	Danielle Mota	Liasa	119	Patricia	BEP Energia
30	Danyelle Bemfica	ABRACEEL	120	Patricia Moniz de Arruda	CTG
31	Debora Dias Jardim Penna	ONS	121	Paulo Cezário	Esfera Energia
32	Dóris Palma	Atmo Energia	122	Paulo Henrique Pazzotti Cruz	Deal Comercializadora
33	Eduardo Alves	Mez Energia	123	Pedro Americo David	EPE
34	Eduardo Francisco da Fonseca	CGN	124	Pedro Faria	Eneva
35	Eduardo Serur	Matrix Energia	125	Pedro Modesto	Enercore
36	Felipe Bez Chleba Marques	CGN	126	RAFAEL DE SOUZA FAVORETO	Itaipu
37	Felipe Marto	Ecom Energia	127	Rafael Lobato	CCEE
38	Fernanda Gabriela dos Santos	EPE	128	Rafael Vernini	Safira
39	Fernanda Kazama	CCEE	129	Rafaela Veiga Pillar	EPE
40	Fernando Pereira	Paray Energia	130	Ranielli Pombo	CCEE
41	Flavio Orlando Borsato		131	Rebeca Fonseca Pereira	Comerc
42	Guimaraes	Auren Energia	132	Renê Hanai Yoshida	Genco Energia
43	Gabriel Godinho	Nova Energia	133	Ribeiro de Oliveira Julia	Statkraft
44	Gabriel Gonçalves	Paray Energia	134	Robério da Rocha Barboza	CEPEL
45	Gabriel Malta Castro	ONS	135	Rodolfo	PSR
46	Gabriel Nichioka - Genial	Genial	136	Rodrigo Alves	
47	Gabriel Rogatto	Casa dos Ventos	137	Rodrigo Azambuja	CCEE
48	Gilseu Muhlen	Raizen	138	Rodrigo Lugathe Alves	EPE
49	Giulia Ferfoggia de Barros	CPFL	139	Rodrigo Moraes	Thymos
50	Gregory Calixto		140	Rodrigo Sacchi	CCEE
51	Guilherme Batista	Czarnikow Ampere	141	Roger Aloisio Kammler	Santander
52	Guilherme de Oliveira	Consultoria	142	Romulo Camargo	COPEL
53	Guilherme Ramalho	CCEE	143	Samantha Vieira Pacheco	
54	Gustavo Caixeta	Nova Energia	144	SAMUEL DE CAMPOS	Neoenergia
55	Henrique Casotti	Genco Energia	145	Sandra Kise Uehara	CTG
56	Henrique Lenzi	Libra Energia	146	Sandy Tondolo	Engie
57	HENRIQUE NUNES BRAGA	CEMIG	147	Saulo Ribeiro Silva	EPE
58	Henrique Ribeiro - Genial	Genial	148	Savio Ribeiro	GNA
59	Hermes Trigo da Silva	EPE	149	Silva Marina	Statkraft
60	Humberto Moraes	Prime Energy	150	Simone Quaresma Brandão	EPE
61	Iolanda Maria dos Reis e Silva	Aliança Energia	151	Simone Valarini	SPIC
62	Isabella Ecard Barros	Norte Energia	152	Souza Joan	Statkraft
63	Jesse Stenico	ABC Brasil	153	Suelen Gama	Pacífico Energia
64	Jessyka		154	Talita Dias	XP Investimentos
65	Jhonatan Sanches Ferreira	AES	155	Tatiana Frade Mundstock	ONS
66	Jhulia Macedo Silva Ferraz	ONS	156	Thaina Sá	Simple Energy
67	João		157	Thais Iguchi	EPE
68	Joao Amarante	XP Investimentos	158	Thales Galizoni	Ambar Energia
69	Joao Pedro Rodrigues da Silva	Paray Energia	159	Thales Miguel Victor	Pacífico Energia
70	Joao RONCETTI	Voltalia	160	Thatiana Conceição Justino	CEPEL
71	José de Paula	Atmo Energia	161	Thiago Alves Scher	Raizen
72	Juliana George Suleiman	Comerc			

72	Juliana Resende	America Energia	162	Thiago Cantusio	Olympe Energia
73	Kathiusia Severgnini	Genial	163	Thiago César	PSR
74	Laiana Caroline Maia Vercosa	Elera	164	Thiago Pietrafesa	Stima Energia Maxima Comercializadora
75	Lais Machado	Capitale Energia	165	Thiago Scharlau	Comercializadora
76	Larissa de Freitas	Stima Energia	166	Tiago Manhani	
77	Leandro do Nascimento Rocha	AES	167	Victor Jose de Melo Pereira	UNB
78	Leonardo Fernando Fini	ABC Brasil	168	Victor Wakata Shinohara	Comerc
79	Leonardo Ferreira de Oliveira	Ibitu Energia	169	Vinicius Grossi de Oliveira	ANEEL
80	Lilian Takahata Yocogawa	Minerva Foods	170	Vinicius Ikemoto	BEP Energia
81	Lima Cristina	Statkraft	171	VINICIUS MACHADO TRINDADE	Neoenergia Maxima Comercializadora
82	Luana Sabatha de Souza Pereira	ONS	172	Vitor Chiamente	Comercializadora
83	Lucas Araujo	Eneva	173	Vitor Ghiraldelo Silveira	Auren Energia
84	Lucas Borges Picarelli	Norte Energia	174	VITOR HUGO FERREIRA	Gold Energia
85	Lucas Fernandes	Log Energia Ampere	175	Vitor Palmieri	Deal Comercializadora
86	Luciana Eto	Consultoria	176	Walker Souza	NW Energia
87	LUCIANO CONTIN GOMES LEITE	Furnas	177	Wesley Pavan	Czarnikow
88	Lucio Hideo Sunano	Santander	178	Wilker Frexiella Lacerda	Electra
89	Felipe Correa	Ludfor	179	Wilson Willian da Silveira	CPFL
90	Luis Paulo Scolaro Cordeiro	EPE	180	Yuri Castro	Tempo Energia