

Operadora:

Bom dia, senhoras e senhores, e sejam bem-vindos à teleconferência da Auren Energia para a discussão dos resultados referentes ao **1T26**.

Esta conferência está sendo gravada e o *replay* poderá ser acessado no site de RI da Companhia: ri.aurenenergia.com.br. A apresentação também está disponível para *download*. Informamos a todos os participantes que, após a apresentação, iniciaremos a sessão de perguntas e respostas. Mais instruções serão fornecidas no início do Q&A.

Antes de prosseguir, aproveito para reforçar que as declarações prospectivas têm como base as crenças e suposições da administração da Auren e as informações atuais disponíveis para a Companhia. Essas declarações podem envolver riscos e incertezas, tendo em vista que dizem respeito a eventos futuros e que, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer.

Investidores, analistas e jornalistas devem levar em conta que eventos relacionados ao ambiente macroeconômico, ao segmento e a outros fatores podem fazer com que os resultados sejam materialmente diferentes daqueles expressados nas respectivas declarações prospectivas.

Estão presentes nessa teleconferência o Sr. Fabio Zanflice, CEO da Auren, e o Sr. Mateus Ferreira, CFO e DRI. O time de Relações com Investidores também está presente conosco.

Gostaria agora de passar a palavra ao Sr. Fabio Zanflice, que dará início à apresentação. Por favor, Fabio, pode prosseguir.

Fabio Zanflice:

Obrigado. Bom dia, senhoras e senhores. Agradeço a presença de todos em mais esse *call* de apresentação de resultados, agora referente ao 1T26.

Seguindo já para os destaques deste trimestre. O primeiro é que, reforçando o que nós temos falado há muito tempo, da resiliência do portfólio da Companhia. Nesse trimestre, pela primeira vez, nós conseguimos através dos ganhos de modulação, mais que compensar os impactos do *curtailment* nos nossos ativos eólicos e solares.

Tivemos R\$ 97 milhões de resultado positivo de modulação contra R\$ 86 milhões de resultado negativo do *curtailment*. Superou positivamente, em R\$ 11 milhões, o efeito da diversificação do portfólio da Companhia.

Um outro destaque deste trimestre, avançamos com a reorganização societária, aprovando a primeira fase. Essa reorganização, que tem como foco concentrar todos os ativos embaixo de um único veículo, principalmente aqui os ativos hidrelétricos, como uma forma de simplificar a estrutura societária da Companhia e também ajudar na gestão tanto do caixa como do endividamento.

Em relação à eficiência e gestão dos custos da Companhia. Os custos da Companhia cresceram nesse trimestre em relação ao 1T25, 3,8% contra uma inflação acumulada de 4,2%, o que demonstra a disciplina da Companhia, não só em capturar sinergias da

integração com a AES, que foi o nosso objetivo do ano passado, mas continuar apresentando ganhos reais de redução de custos.

Com relação ao EBITDA ajustado, o EBITDA deste trimestre fechou com R\$ 926 milhões, 23% abaixo do 1T25, explicado principalmente pelo desempenho abaixo da geração, principalmente devido ao recurso eólico abaixo, que nós observamos no 1T25, e também do recurso hidrelétrico, dado que o cenário hidrológico nesse último trimestre foi pior do que nós observamos no 1T do ano passado.

No tema aqui de disciplina financeira, nós fechamos aqui o trimestre com redução importante da dívida líquida de R\$ 135 milhões, encerrando o trimestre também com uma relação dívida líquida/EBITDA de 5,2x. Mas mantemos aqui a nossa trajetória de desalavancagem, é um pouco mais estável neste ano de 26, mas como já havíamos comentado, a partir de 27 nós vamos ter uma previsão de uma redução expressiva dessa alavancagem.

Por fim, aqui no lado da expansão da geração da Companhia, trazemos aqui o projeto Cajuína 3, que já tem praticamente mais de 70% do seu cronograma físico financeiro já cumprido, com a previsão de entrada em operação em dezembro deste ano, dentro do cronograma previsto e do orçamento também planejado quando foi aprovado esse projeto.

Indo para o mercado de energia, esse trimestre é um trimestre bastante atípico, que nós começamos o período úmido 25-26 bastante apreensivos, porque nós observamos no final do ano passado uma ENA no último trimestre de 68% da MLT contra uma ENA de 90% da MLT no mesmo trimestre de 24.

Apesar de 25 ter encerrado com armazenamento de 45% como nós vemos no gráfico aqui da direita, essa recessão hidrológica que nós observamos tanto no início do período úmido como também até o mês de janeiro, atingimos 65% da MLT, que foi um dos piores janeiros da história, causou um pouco de apreensão no mercado em relação a como se daria o final desse período úmido. Felizmente, a partir de fevereiro houve uma reversão de cenário, fazendo com que a ENA voltasse de uma forma consistente, fechando o trimestre com 79% da MLT, abaixo dos 84% observados no 1T25, mas foi suficiente para que nós atingíssemos o nível de armazenamento de 69% ao final de março, muito alinhado com o mesmo nível de armazenamento que tínhamos no final de março de 2025.

Apesar de ter partido com um *gap* de 8 p.p. no fechamento do ano de 25 contra 24, houve uma repressão bastante importante ao longo deste trimestre, o que traz um pouco mais de tranquilidade em relação ao cenário para os próximos trimestres.

No próximo slide nós trazemos como foi o atendimento à carga por fonte e também comentando um pouco sobre o GSF, vocês podem observar que a demanda, o consumo do Brasil no 1T26 foi muito próximo do mesmo consumo que tivemos em 25, 86 GWm. São temperaturas mais ou menos nesse último trimestre em relação ao ano de 25. Em função do cenário hidrológico menos favorável que nós observamos no ano passado, nós tivemos uma geração hidrelétrica 5 p.p. abaixo neste trimestre. E também tivemos impacto na geração eólica, apesar de ela ter ficado alinhada em relação ao mesmo percentual do ano passado, ela foi menor em valores absolutos nesse trimestre, em função também do crescimento da micro e minigeração e do maior despacho térmico, cerca de 4 p.p. acima do que nós observamos no 1T25, devido ao PLD mais alto. Em função da hidrologia os preços ficaram mais altos e também endereçaram um maior despacho térmico nesse período.

Conclusão disso, o GSF, que havia superado a 100% no 1T25, fechou o trimestre com 91%. E temos aqui duas explicações. A primeira relacionada a que eu comentei agora, no cenário hidrológico mais excessivo fez com que a geração hidrelétrica fosse 4 GWm abaixo do que nós observamos no 1T25, e houve também o outro efeito, que a sazonalização da garantia física das hidrelétricas foi, nesse 1T26, superior à sazonalização que nós observamos no 1T25. Nesse 1T26 nós tivemos 57 GWm de garantia física alocada contra 52 GWm no mesmo trimestre 25. Então quando olhamos aqui o *gap* de GSF reduzindo de 107% para 91%, metade desse valor praticamente é em função da geração abaixo e a outra metade é explicada por uma diferença de alocação da garantia física.

No próximo slide, nós mantemos aqui exatamente como foi atendida a carga por fonte para explicar o que aconteceu aqui com o PLD. O PLD desse último trimestre fechou com a média de R\$ 308/MWh contra R\$ 162/MWh em 2025.

Uma outra característica importante desse último trimestre foi a volatilidade, foi medida em aqui um desvio padrão 45% contra 19% no 1T25, que tem efeito tanto para o ganho de modulação como nós comentamos, nós vamos falar um pouco mais aqui sobre esse resultado, como também tem o efeito sobre diferença de preços de submercados.

Diferença de preços de submercados, como nesse último trimestre de 26, como ele ficou com um PLD muito alto em todas as regiões, ela foi R\$ 21/MWh, diferença entre Norte e Nordeste contra Sul e Sudeste, contra R\$ 103/MWh no 1T25. Então, no 1T25, o Norte e Nordeste apresentaram valores muito inferiores ao Sul e Sudeste. Nesse último trimestre de 26 essa variação foi menor. Isso é explicado, obviamente, por maior despacho térmico, uma média de preços mais elevada em todos os submercados.

No próximo slide, *curtailment*. O *curtailment* este trimestre foi basicamente, em valores absolutos, muito próximo do *curtailment* que nós observamos no 1T25. Cabe destacar que no 1T25 nós tivemos um efeito grande de indisponibilidade externa, pela indisponibilidade das linhas de transmissão do sistema de Xingu, o que fez com que o *curtailment* naquele trimestre fosse bastante alto, principalmente relacionado à disponibilidade elétrica. E o que nós observamos também como característica da diferença entre trimestres é um aumento do *curtailment* energético. Neste último trimestre foi de 53% do total, contra 20% do observado no 1T25, e isso já é uma característica da evolução do *curtailment*, muito motivado pelo crescimento da micro e mini geração, que agrava aqui o *curtailment* por razão energética. No total aqui do SIN, *curtailment* da fonte eólica fechou em 15% em média e na fonte solar 16%.

Indo para o desempenho operacional, como nós já havíamos comentado, o desempenho de geração foi inferior para todas as fontes neste trimestre, comparado com o ano passado. Porém, a disponibilidade das eólicas continua bastante alta, haja vista os números que nós tínhamos antes da integração com a AES, fechando o trimestre com 94%. A geração eólica, no total, fechou 85% do percentil 90 da certificação dos parques, porém, a potencial, quando nós agregamos o *curtailment*, chegamos a 97% do P90.

O *curtailment*, como nós já tínhamos comentado, no SIN foi para as eólicas 14,9%. No nosso caso aqui, na mesma base de comparação que considera o *curtailment* bruto, a Auren apresentou para as eólicas 14,8% de *curtailment*. Excluindo o ressarcimento pelo *curtailment* de razões de disponibilidade externa, nós fechamos aqui o trimestre com um *curtailment* de 13,4% para fonte eólica.

Para fonte solar a geração total foi 79% do P90. Se agregássemos aqui o *curtailment*, chegaríamos a 98% do P90. O *curtailment* no Brasil foi 16,2%, *curtailment* bruto. Nós apresentamos o *curtailment* levemente acima, 16,4% comparado ao SIN. E o *curtailment* equivalente aqui, líquido, de indisponibilidade externa, fechou perto de 16,2%, então muito próximo do *curtailment* bruto.

No slide seguinte, em relação ao desempenho comercial, nós começamos a trazer aqui uma mudança de característica bastante importante nesse trimestre. O que nós trazemos aqui? Estamos trazendo quatro gráficos. Os dois gráficos de cima fazem a comparação em relação ao PLD versus o custo de compra de energia para compensar o *curtailment* no mercado livre.

Consistentemente, nós temos visto que essa compra é abaixo da média de PLD muito em função da característica do *curtailment* por razões energéticas que acontece majoritariamente nos finais de semana e no meio do dia, onde o PLD acaba tendo um preço menor, mas a característica mais importante é que nós temos observado um *gap* maior no último trimestre e principalmente no último mês de março. Nós podemos observar que nós tivemos preços muito maiores nesse trimestre, porém o custo de compra desse *curtailment*, principalmente aqui para a fonte solar, que é o primeiro gráfico, ficou bem abaixo do PLD. O mesmo acontece para a compra de energia para os parques eólicos solares que estão instalados também na região Nordeste.

Então, isso é uma característica importante para alertar para o tema de que nós temos o *curtailment*, o *curtailment* realmente provoca uma redução de receita para as companhias, mas com o aumento do *curtailment* energético, esse custo em relação ao PLD acaba sendo bem inferior à curva de mercado. Então, quando nós olhamos para frente, olhamos a curva de mercado futura, possivelmente esse gráfico mostra o custo do *curtailment* para as empresas, e principalmente para os ativos que comercializam no mercado livre, têm um valor inferior à curva média de mercado.

Nos dois gráficos de baixo nós apresentamos a média diária de preços no período de janeiro-abril de 25 contra janeiro-abril de 26. E aí nós falamos um pouco também para mostrar um pouco a diferença de característica desses dois trimestres. A primeira diferença de característica é a diferença do submercado, então nós vemos uma diferença do submercado muito mais pronunciada no 1T25 e muito menor agora em 26, em função da mudança de patamar de preço, como nós comentamos, muito conectado à hidrologia, mas também aqui explica um pouco o efeito, vai explicar o resultado a gente vai falar seguir, o efeito da modulação. O ganho de modulação é função exatamente dessa mudança de perfil de curva que nós observamos em 2026, que potencializou muito o nosso ganho de modulação nesse trimestre.

No slide seguinte nós justamente vamos falar desse tempo, *curtailment* e modulação. Nós fizemos a medição aqui ao longo do tempo do valor R\$/MWh do ganho de modulação em cada um dos nossos ativos. Então nós fizemos aí, vocês observam na linha tracejada, é o ganho, é como se fosse sem o *curtailment*, e na linha cheia é o efeito com o *curtailment*. Então aqui nós temos um efeito bastante interessante porque o *curtailment* acaba acontecendo, como nós comentamos no meio do dia, o que traz para a eólica um ganho de modulação, e também para a solar levemente melhora, mas ainda a solar acaba tendo sempre aqui um ganho de modulação negativo. E para a hidrelétrica ele é levemente positivo também, e nós observamos que a hidrelétrica tem uma consistência em ganho de modulação ao longo do tempo, crescente, e com a mudança do perfil de preço, como nós vimos no último slide, a tendência é que a hidrelétrica avance nos ganhos de modulação.

Dito isso, nós mostramos aqui no slide, no gráfico da direita, como evoluiu o *curtailment* e o ganho de modulação ao longo do tempo. E nós demonstramos, pela primeira vez nesse trimestre, que os ganhos de modulação superaram o impacto do *curtailment* no portfólio da Companhia.

Slide seguinte, falando de comercialização, a grande mudança aqui no portfólio de comercialização foi 55 MW médios de venda que nós fizemos na autoprodução entre os trimestres. Essa autoprodução não foi fechada a preço fixo, ela está atrelada à curva de preço de mercado a longo prazo, e aqui só não está mencionado que é a curva de preço do mercado a longo prazo mais o *spread* que hoje é da ordem de R\$ 58 por MW/hora.

Então esse é um modelo diferente de autoprodução, é a primeira vez que nós vendemos esse tipo de produto que é uma autoprodução associada à curva de preço a longo prazo. Então essa curva de preço, que é a tendência que nós estamos observando crescer ao longo do tempo, essa venda obviamente será vantajosa também porque ela vai acompanhar a curva de preço de longo, mais um *spread* de R\$ 58 por MW/hora. E nós demonstramos que no longo estamos descontratados, e que a Companhia está muito bem posicionada para se beneficiar também de eventual aumento dos preços de mercado no longo prazo.

No próximo slide nós vamos falar agora do desempenho financeiro. Vou passar para o Mateus aqui falar sobre os resultados financeiros.

Mateus Ferreira:

Obrigado, Fabio. Bom dia a todos.

A página sobre desempenho financeiro, reforçar o tema que o Fabio trouxe no início da apresentação, nós tivemos um resultado um pouco mais fraco comparado com o 1T25, muito por conta de um operacional mais fraco por conta do recurso, tanto eólico, solar, como hidrelétrico, as três fontes, elas performaram operacionalmente pior do que o que nós performamos no 1T25. Em adição a isso, nós também tivemos o resultado da comercializadora um pouco mais fraco, lembrando que no 1T25 nós tivemos resultado muito forte, principalmente por conta dos preços de submercado, o que não aconteceu, não se materializou na mesma intensidade nesse ano.

No lado positivo, também como bastante colocado pelo Fabio, nós tivemos ganhos importantes de modulação e tivemos também a manutenção do controle sobre custos e despesas da Companhia. Então, também como o Fabio bem colocou no início, nós tivemos um crescimento dos custos e despesas num percentual inferior à inflação do período. Importante notar também que não tem nessa página, mas está no *release* da Companhia, esse é o 1T que nós abrimos o EBITDA, ou voltamos a abrir o EBITDA da geração por fonte. Nós fizemos um trabalho longo depois da transação com a AES para conseguir fazer um rateio adequado entre as diferentes fontes da Companhia. Nesse 1T nós voltamos então a abrir o resultado EBITDA da Companhia, não só por geração e comercialização, mas agora quebrando também por fonte dentro da geração.

No slide seguinte, o endividamento da Companhia, nós terminamos o trimestre com uma alavancagem de 5,2x, então marginalmente acima do que nós tínhamos fechado em dezembro, que foi 4,8x, em linha com o que nós já tínhamos comunicado ao mercado no ano

passado, quer dizer, o ano de 2026 vai ser um ano de platô, nós vamos terminar o ano ao redor dessa alavancagem, e aí volta a ter uma desalavancagem mais forte a partir de 2027.

Nós não temos nenhum vencimento em nenhum ano nos próximos anos, como nós podemos ver no gráfico em baixo. Nós já tivemos um vencimento importante em 2026, ao redor de R\$ 1 bilhão, nós temos mais R\$ 500 milhões até o final do ano, nós não temos que fazer nenhuma captação nesse período, nós já estamos com geração de caixa e com caixa que nós temos hoje, já é mais do que suficiente para fazer o pagamento desses R\$ 500 milhões em 2026. Então nós só vamos fazer alguma captação em 2026 se nós tivermos uma boa oportunidade de mercado.

Mercado de dívida, como os senhores sabem, nesses últimos meses tem sido mais estressado, então a chance de nós não fazermos nenhuma captação ainda esse ano é bastante grande.

Nós pagamos de dezembro para cá, como mencionei, R\$ 1 bilhão, nós podemos ver no gráfico em cima, nós pagamos R\$ 1 bilhão e terminamos então com uma dívida bruta de R\$ 23,7 bilhões, com um custo médio bastante competitivo, que é CDI- 2,9% e permanecemos aí com o AAA pela Fitch e pela Moody's.

Se nós seguirmos adiante, falando um pouquinho sobre a reorganização societária, esse é um tema já conhecido, nós já tínhamos anunciado em trimestres anteriores o plano da Companhia de fazer, o que nós fizemos nesse trimestre, foi o início da execução. Então, nós aprovamos nos órgãos de governança da Companhia, tanto no Conselho de Administração, como na Assembleia, a execução do que nós chamamos Fase 1. A Fase 1 é a incorporação pela Auren Operações, da Auren Participações.

Com isso nós já eliminamos uma *holding*, uma *holding* de capital aberto, e aí nós passamos para a execução da Fase 2, que é a fase final, onde nós vamos incorporar a Auren Operações pela CESP e, dessa forma, atingir o nosso objetivo de concentrar todos os ativos hidrelétricos em uma única Companhia, que será a CESP. A nossa expectativa é terminar a fase 1 ainda no 1S e a nossa expectativa é terminar a fase 2 no final de 2026, início de 2027.

Com isso, eu passo para o Fabio para terminar a apresentação.

Fabio Zanelice:

Considerações finais, bem rápido aqui.

Uma visão aqui de 2026. Após trabalho bastante intenso do time aqui na integração dos ativos da AES ao longo de 2025, a Companhia agora tem um foco realmente mais profundo aqui no tema de eficiência operacional e de melhoria contínua. Então a Companhia vai estar trabalhando ao longo de 2026 na implementação do orçamento base zero.

Nós temos aqui um trabalho também intenso em introdução e utilização da inteligência artificial em todas as áreas da Companhia, e continuamos aqui o time de operações trabalhando na disponibilidade dos ativos. Nós temos ainda um trabalho a fazer, um refino ainda a fazer a disponibilidade dos ativos eólicos e o trabalho continua.

Com relação ao posicionamento da Companhia para o futuro, nós demonstramos aqui, nós temos hoje um portfólio, um balanço energético bastante descontratado a longo prazo, cerca de 30% até 2030, e isso aumenta nos anos seguintes, então a Companhia também posiciona esse cenário de aumento de preço de longo prazo, que é o que já está se caracterizando nas operações que nós temos observado, operações além de 2027.

Com relação à desalavancagem, o Mateus comentou bem aqui, esse é um ano onde nós vamos manter essa alavancagem mais ou menos estável nesse platô como apresentado aqui nesse material, com uma expectativa bastante consistente de redução da desalavancagem a partir de 2027.

No que concerne os temas regulatórios, continuamos trabalhando para que seja publicada o resultado da consulta pública que temos no Ministério das Minas e Energia em relação à correção dos valores e investimentos prudentes da CESP, lembrando que a ANEEL aprovou uma indenização da ordem de R\$ 500 milhões, esse valor tem que ser corrigido no tempo, desde 2015, então o time regulatório da Companhia tem trabalhado nesse tema, bem como a conclusão da consulta pública 210, que trata do termo de compromisso com a solução do *curtailment* do passado, e também discussões aqui, além do termo de compromisso, para ver como endereçamos os outros temas relacionados ao *curtailment*, que hoje é o principal tema do setor.

Como o Mateus comentou, a organização societária aqui em curso, nós vamos concentrar todos os ativos hidrelétricos na CESP. Os ativos, depois de quase 30 anos, voltam para o CNPJ original, lembrando que a CESP, quando foi privatizada, deu origem à CESP Tietê, depois a CESP Paraná, e hoje parte desses ativos vão ser concentrados aqui num veículo só. E com esse objetivo de gestão de caixa, gestão do endividamento da Companhia, e tornar realmente o ativo único que tem uma significação bastante importante para nós aqui no dia a dia da Empresa.

Muito bem, concluímos aqui. Nós passamos agora para a sessão de perguntas e respostas.

Sessão de Perguntas e Respostas

Daniel Travitzky, Banco Safra:

Vamos lá, tenho duas perguntas aqui. A primeira pergunta com relação ao balanço de energia. A Auren ainda tem uma posição *short* aqui no balanço energético consolidado, e aí queria entender um pouco a perspectiva aqui de como avança essa posição ao longo do ano de 2026 e ao longo dos próximos anos. Qual a estratégia da empresa? Se vocês puderem falar um pouco sobre.

E o segundo ponto, o ponto de alavancagem aqui, a alavancagem desse trimestre subiu para 5,2x dívida líquida/EBITDA. Eu queria entender só como vocês estão lidando com os emissores de dívida com relação à *covenants* aqui, dado esse nível de alavancagem elevado. Obrigado.

Mateus Ferreira:

Perfeito, Daniel, obrigado pela pergunta.

A Companhia hoje tem três dívidas apenas na Auren Operações, que tem algum tipo de *covenant* relacionado à dívida líquida/EBITDA, e dentro desse processo de reestruturação, no processo de *waiver* com os credores, um dos temas era justamente retirar esse *covenant*.

Então, uma vez realizada a incorporação pela CESP da Auren Operações, nós não vamos ter mais qualquer tipo de *covenant* relacionado à dívida líquida/EBITDA. E hoje, como eu mencionei, tem apenas três dívidas que tem esse tipo de *covenant* e elas estão em um único veículo, que é a Auren Operações, que hoje tem uma alavancagem abaixo de 2x, o que não traz nenhum tipo de preocupação. O limite hoje é 4,5x na Auren Operações. Na Auren Energia, no consolidado, que é onde nós estamos hoje, 5,2x, não tem nenhum tipo de *covenant*.

Fabio Zanfelice:

Daniel, em relação ao balanço energético, a primeira coisa para nós esclarecermos é: a Companhia tomou a decisão, quando nós fizemos a aquisição da AES, de realmente trabalhar mais contratada para tirar uma variável aqui de volatilidade do resultado da Companhia, que é ficar exposto ao preço de mercado. Óbvio que o preço subiu, o cenário seria, se tivesse mais descontratado, a Companhia poderia se beneficiar, mas também, se nós tivéssemos tido um período úmido mais favorável, nós estaríamos discutindo outro tema aqui se nós estivéssemos com energia sobrando. Então, isso por desenho, nós já trabalhamos pelo menos com os dois, três primeiros anos mais contratados, foi 25, 26 e 27 por conta disso.

O que originou aqui o nosso déficit em 26 e 27? Na margem, ele foi originado por entrar no leilão de energia existente, que nós vendemos energia no Nordeste, essa foi uma estratégia da Companhia de se posicionar *short* no Nordeste ou minimamente reduzir a nossa posição no Nordeste, nós temos ativos lá no Nordeste, para justamente não ter o risco do mercado como nós vimos nos anos anteriores.

Um outro tema também é o próprio *curtailment* em si, que agravou um pouco, e agora nós fazemos um pouco da gestão e ver como ele evolui agora ao longo do ano, e o GSF na margem também tem um pouco de impacto. Mas basicamente na margem esses são os efeitos que nós observamos no balanço energético.

Vamos lá. Submercado, nós estamos olhando agora, Nordeste nos últimos dias na faixa de R\$ 60 reais/ MWh, o Sudeste é R\$ 300/ MWh. Então, hoje nós somos, líquidos, *short* Norte e Nordeste e *long* no Sudeste. Então, aqui nós já temos um benefício dessa primeira decisão. O *curtailment* nós mostramos aqui também que o custo de compra do *curtailment* é na margem muito mais barato que o preço do mercado. Então ele também é uma variável que nós vamos fazendo gestão ao longo do tempo. Se eu também travar com um preço muito alto esse *curtailment* aqui, ao longo do tempo eu vou descobrir que eu travei num preço muito alto, ele poderia ser mais barato, poderia ter um impacto positivo. E GSF na margem, também impacta pouco.

Então, dito isso, como foi a nossa estratégia para esse ano de 26? Nesse ano de 26, na sazonalização, nós blindamos o 1T e deixamos a posição *short* mais ao longo do 2T, 3T e 4T porque nós tínhamos a expectativa de fato que haveria uma melhora no cenário hidrológico como realmente houve.

Então, daqui para frente, tem uma expectativa de *El Niño*, se nós olharmos a configuração do sistema hoje, subsistema sudeste, norte e nordeste, reservatório muito cheio, o nosso problema hoje, que está pressionando o preço ainda, é o subsistema sul, que está com armazenamento na faixa de 30% a 35%. Chegando *El Niño*, com intensidade, como os institutos de meteorologia têm dito que será bastante forte, nós temos inevitavelmente uma chuva boa para o Sul, um período hidrológico bom para o Sul, que vai recuperar.

Então, olhando em relação à nossa posição, nós temos uma visão favorável dessa posição *short* agora a partir do 2T em função de todas essas características, em função de como se deu aqui a composição dessa exposição como eu comentei, e como nós tem expectativa em relação ao cenário hidrológico.

Daniel Travitzky:

Perfeito, muito obrigado.

João Pimentel, Citi:

Obrigado pessoal, só pegar um pouco o gancho aqui da pergunta do Daniel.

Sobre essa expectativa, a agência NOAA está dizendo que agora a expectativa *El Niño* para o 2S está na casa de 62%, a dificuldade é prever qual que seria a intensidade desse *El Niño*, mas nós ainda estamos vendo os preços aí, acho que por conta dessa escassez no sul, ainda muito altos para o 2S26. Se você pegar IBCE, nós estamos vendo o preço aí na casa de 280, 300, 330, alguma coisa por aí.

Aí eu queria entender de vocês que cenário base vocês estão trabalhando para o cenário de PLD para o 2S, e também entender como que isso afeta esses eventuais ganhos de modulação que nós vimos bem presentes aqui no 1T, entender o que vocês estão esperando desses ganhos de modulação para o restante do ano. É isso. Obrigado.

Fabio Zanfelic:

Você colocou o cenário certo, nós vemos hoje no mercado um preço mais pressionado do que a expectativa mostra em relação à hidrologia. Tem uma variável liquidez que não pode ser descartada, então uma boa parte desse preço mais alto em relação às rodadas de modelo tem um *spread* de liquidez porque o mercado realmente tem girado muito pouco. E aí nós podemos tentar explicar liquidez de várias formas, João, mas eu acho que, de todas as formas aqui, o que nós olhamos é, tá bom, tem liquidez empossada em alguma empresa, tem liquidez empossada em outra, ou tem hoje por conta do tema das comercializadoras também, um pouco mais de aversão a risco em fechar contratos, nós podemos ficar discutindo horas aqui em relação à qual é a origem desse tema de falta de liquidez.

O fato é que, de fato, existe um prêmio de liquidez e que isso vai sendo dissolvido ao longo do tempo, na medida que o cenário hidrológico se configure. Então, esse é um dos motivos pelo qual nós entendemos que o preço que está em tela hoje no mercado é acima da nossa expectativa. Então, esse é o primeiro ponto.

O segundo tema aqui é da modulação. A modulação, nós vemos um comportamento, e nós mostramos aqui, de amplificação do resultado de modulação pela própria inserção cada vez

maior da micro e mini geração distribuída. Então, vai continuar pressionando os preços no meio do dia e vai tensionar mais ao final do dia. Então nós realmente vemos uma mudança que já vinha acontecendo ao longo do tempo do perfil do PLD e isso realmente beneficia quem tem portfólio diversificado, quem tem um portfólio não só de hidrelétrica, mas também alguns perfis de eólica também ajudam nesse processo. Então nós observamos realmente uma continuidade aí nesse benefício do perfil de modulação ao longo do ano.

João Pimentel:

Beleza. Obrigado, pessoal.

Operador:

A sessão de perguntas e respostas está encerrada. Gostaríamos de passar a palavra ao Sr. Fabio para que faça suas considerações finais.

Fabio Zanfelice:

Senhoras e senhores, obrigado pela disponibilidade, por participar desse *call* de resultados. Importante, muito importante a presença de vocês. Alguma outra dúvida que tenha ficado aqui, o time de RI está 100% à disposição para responder qualquer uma das dúvidas. E contamos aqui vocês na divulgação do resultado do 2T26. Muito obrigado e bom dia a todos.

Operador:

A conferência da Auren está encerrada. Agradecemos a participação de todos e tenham um bom-dia.

“Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de relações com investidor (e/ou institucional) da respectiva Companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição”.