

Investor Education

Dezembro/23





AGENDA

1

Balanco Energético

2

Participações Minoritárias

3

Temas Adicionais

1

Balanço Energético

Balanço Energético “as is”

Margem de Comercialização

Requisito Adicional da Comercializadora

Otimização do Portfólio

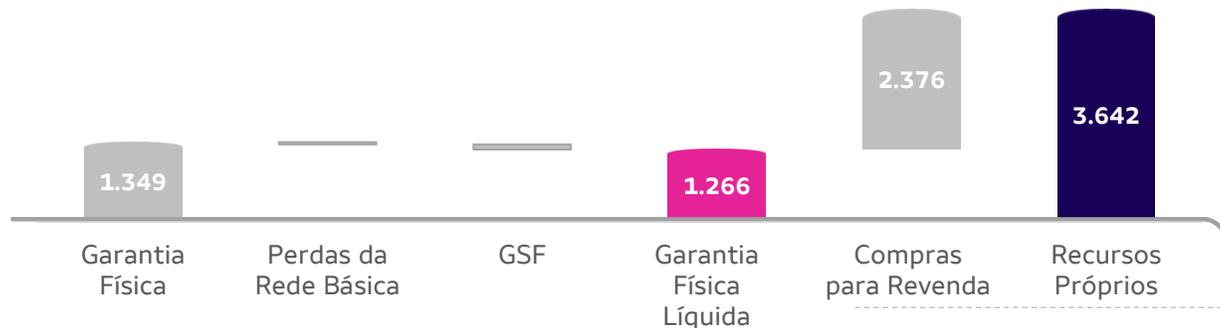


Balanço Energético “as is” em 2023

(MWm)

Recursos Próprios:

Considera a **Garantia Física Líquida** (líquida de GSF realizado e de perdas da rede básica) e o volume de **Compras para Revenda**



Preço médio de Compras para Revenda
R\$ 168/MWh

Requisitos:

Volume de **vendas** no Ambiente de Contratação Regulado (**ACR**) e no Ambiente de Contratação Livre (**ACL**)



Preço médio dos Requisitos
R\$ 190/MWh

Balanço Energético:

Resultado da **exposição** da Auren, considerando Recursos Próprios (-) Requisitos Próprios



98% de contratação em 2023

Balanço Energético “as is”

Balanço Energético Consolidado ⁽¹⁾		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos Ativos Próprios (a)	(MWm)	1.266	1.417	1.472	1.472	1.472	1.472
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.376	1.498	1.351	1.015	710	232
Preço Compras para Revenda (c)	(R\$/MWh)	168	199				
Recursos Próprios (d) = (a) + (b)	(MWm)	3.642	2.914	2.823	2.487	2.182	1.704
Vendas no ACR (e)	(MWm)	493	493	493	493	493	514
Vendas no ACL (f)	(MWm)	3.087	2.226	2.065	1.495	921	454
Requisitos (g) = (e) + (f)	(MWm)	3.580	2.719	2.558	1.988	1.413	968
Preço Requisitos (h)	(R\$/MWh)	190	209				
Balanço Energético (i) = (d) – (g)	(MWm)	62	195	264	499	769	736

Garantia Física (GF):
Para composição de lastro,
a GF corresponde à energia gerada
que pode ser comercializada

Garantia Física dos Ativos Próprios:

- (i) UHE Porto Primavera e complexos eólicos;
- (ii) inclui o montante de 167 MW médios referente aos projetos Sol do Piauí, em operação desde novembro/23, e Sol de Jaíba, previsto para entrada em operação ao longo de 2024;
- (iii) especificamente para o ano corrente de 2023, a Garantia Física está líquida do fator de ajuste MRE (GSF) para os primeiros 9 meses do ano realizado;
- (iv) está líquida de perdas da rede básica (premissa de 3%);
- (v) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;
- (vi) não considera recursos da UHE Paraibuna.

Balanço Energético "as is"

Balanço Energético Consolidado ⁽¹⁾		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos Ativos Próprios (a)	(MWm)	1.266	1.417	1.472	1.472	1.472	1.472
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.376	1.498	1.351	1.015	710	232
Preço Compras para Revenda (c)	(R\$/MWh)	168	199				
Recursos Próprios (d) = (a) + (b)	(MWm)	3.642	2.914	2.823	2.487	2.182	1.704
Vendas no ACR (e)	(MWm)	493	493	493	493	493	514
Vendas no ACL (f)	(MWm)	3.087	2.226	2.065	1.495	921	454
Requisitos (g) = (e) + (f)	(MWm)	3.580	2.719	2.558	1.988	1.413	968
Preço Requisitos (h)	(R\$/MWh)	190	209				
Balanço Energético (i) = (d) - (g)	(MWm)	62	195	264	499	769	736

Preço de Compras para Revenda:

Preço médio das compras de energia realizadas no ACL

Preço de Compras para Revenda:

(i) Líquido de PIS e COFINS.

Balanço Energético "as is"

Balanço Energético Consolidado ⁽¹⁾		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos Ativos Próprios (a)	(MWm)	1.266	1.417	1.472	1.472	1.472	1.472
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.376	1.498	1.351	1.015	710	232
Preço Compras para Revenda (c)	(R\$/MWh)	168	199				
Recursos Próprios (d) = (a) + (b)	(MWm)	3.642	2.914	2.823	2.487	2.182	1.704
Vendas no ACR (e)	(MWm)	493	493	493	493	493	514
Vendas no ACL (f)	(MWm)	3.087	2.226	2.065	1.495	921	454
Requisitos (g) = (e) + (f)	(MWm)	3.580	2.719	2.558	1.988	1.413	968
Preço Requisitos (h)	(R\$/MWh)	190	209				
Balanço Energético (i) = (d) - (g)	(MWm)	62	195	264	499	769	736

Preço de Requisitos:

Preço médio das vendas de energia realizadas no ACR e no ACL

Preço de Requisitos:

- (i) Líquido de PIS, COFINS e P&D e inclui a totalidade das vendas no ACR e no ACL;
- (ii) não estão incluídos os contratos *intercompany* entre Auren Geração e Comercialização, apresentando apenas vendas a mercado.

Margem de Comercialização

Balanco Energético Consolidado ⁽¹⁾		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos Ativos Próprios (a)	(MWm)	1.266	1.417	1.472	1.472	1.472	1.472
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.376	1.498	1.351	1.015	710	232
Preço Compras para Revenda (c)	(R\$/MWh)	168	199				
Recursos Próprios (d) = (a) + (b)	(MWm)	3.642	2.914	2.823	2.487	2.182	1.704
Vendas no ACR (e)	(MWm)	493	493	493	493	493	514
Vendas no ACL (f)	(MWm)	3.087	2.226	2.065	1.495	921	454
Requisitos (g) = (e) + (f)	(MWm)	3.580	2.719	2.558	1.988	1.413	968
Preço Requisitos (h)	(R\$/MWh)	190	209				
Balanco Energético (i) = (d) - (g)	(MWm)	62	195	264	499	769	736
Margem Contratada (j)	(R\$/MWh)		99		101		175

NOVA INFORMAÇÃO

Margem Contratada:

Margem Contratada para os intervalos de 2024, 2025-2027 e 2028-2032, com atualização trimestral

Margem de Comercialização = Margem Contratada + Margem Descontratada

Margem de Comercialização

$$\text{Margem de Comercialização} = \text{Margem Contratada (j)} + \text{Margem Descontratada}$$

Margem Contratada (j)
(R\$/MWh)

$$\begin{aligned} & \text{1} \quad \text{(+) Receita Líquida de Requisitos} \quad \text{(-) Custo de Compras para Revenda} \\ & \text{2} \\ & = \frac{(\text{Preço dos Requisitos (h)} * \text{Volume Requisitos(g)}) - (\text{Preço de Compras para Revenda (c)} * \text{Volume de Compras para Revenda (b)})}{\text{Volume Requisitos(g)}} \end{aligned}$$

Margem Descontratada
(R\$/MWh)

$$\begin{aligned} & \text{2} \\ & = \frac{(\text{Preço de Mercado Convencional} * \text{Volume Desc. Conv.} * (1 - 9,25\%)) + (\text{Preço de Mercado Incentivada} * \text{Volume Desc. Inc.} * (1 - 3,25\%))}{\text{Exposição Balanço Energético (i)}} \end{aligned}$$

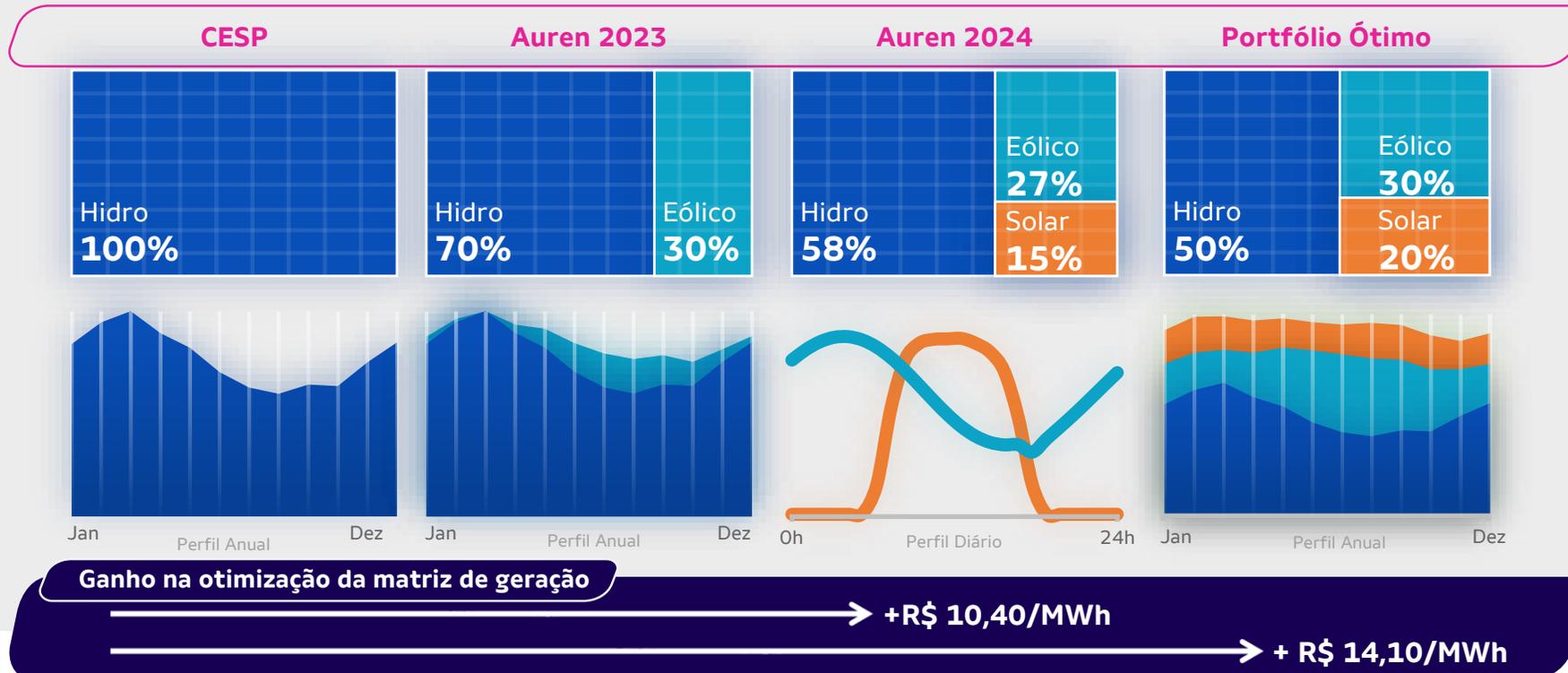
Além da Margem Descontratada, deve-se incluir a **Margem de Otimização**

$$\text{Volume Descontratado Convencional} = \text{Exposição Balanço Energético (i)} * \frac{\text{Garantia Física dos Ativos Hidrelétricos}}{\text{Garantia Física}}$$

$$\text{Volume Descontratado Incentivada} = \text{Exposição Balanço Energético (i)} * \frac{\text{Garantia Física dos Ativos Renováveis}}{\text{Garantia Física}}$$

Otimização do Portfólio

A otimização do portfólio de geração agrega R\$ 10,40/MWh de margem à Auren



$$\text{Margem de Otimização (R\$)} = \text{Volume Otimizado} * \text{Ganho Médio} * 8.760$$

$$\text{Volume Otimizado} = \frac{\text{Exposição Balanço Energético (i)}}{\text{Recursos Próprios (d)}} * \text{Garantia Física (a)}$$

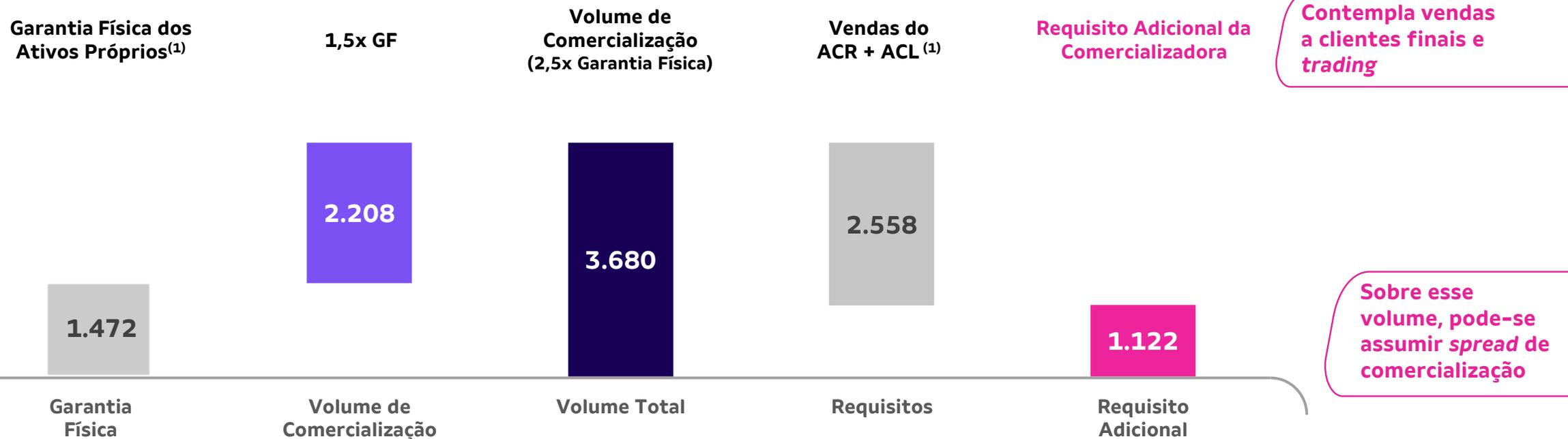
Requisito Adicional da Comercializadora

O **target de volume de comercialização** pela Auren Comercializadora considera um **múltiplo da Garantia Física** dos ativos próprios

Target de Comercialização:
2,5x Garantia Física

$$\text{Margem Requisito Adicional (R\$)} = \text{Requisito Adicional} \times \text{Spread (R\$/MWh)} \times 8.760$$

Requisito Adicional em 2025 (MWm)



EBITDA Ajustado Consolidado

Considerando-se as informações a serem disponibilizadas pela Auren e os dados públicos, o cálculo simplificado do EBITDA Ajustado Consolidado seria:

**EBITDA Ajustado
(R\$)**

=

Margem de Comercialização

(+) Margem de Otimização

(+) Margem de Requisito Adicional

(-) Encargos Setoriais

(-) PMSO

(+) Dividendos das Participações

2

Participações Minoritárias

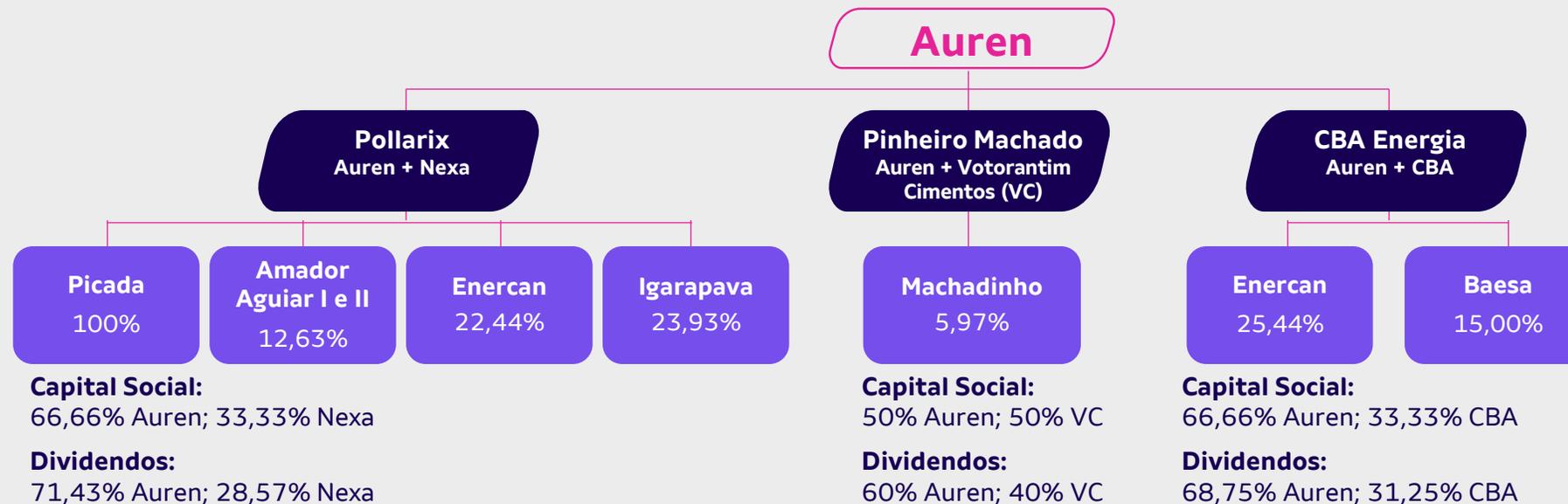
Por que Modelar as Participações Minoritárias?

Novas Premissas para Modelagem

Dados Históricos



Organograma Societário



Informações Disponíveis

	Concessão	Capacidade Instalada (MW) (A)	Garantia Física (MWm) (B)	Participação da Holding no Ativo (C)	Participação Econômica Direta na Holding (D)	Participação Econômica Indireta (E = C * D)	Capacidade Instalada Indireta (MWm) (F = A * E)	Garantia Física Indireta (MWm) (G) = (B * E)
Barra Grande (Baesa)	Mar-41	690,0	356,0	15,0%	68,8%	10,3%	71,2	36,7
Campos Novos (Enercan)	Jan-39	880,0	382,2	25,4%	68,8%	17,5%	153,9	66,8
Campos Novos (Enercan)	Jan-39	880,0	382,2	22,4%	71,4%	16,0%	141,1	61,3
Amador Aguiar I e II	Nov-42	450,0	271,9	12,6%	71,4%	9,0%	40,6	24,5
Igarapava	Set-31	210,0	127,5	23,9%	71,4%	17,1%	35,9	21,8
Picada	Mar-41	50,0	29,6	100,0%	71,4%	71,4%	35,7	21,1
Machadinho	Jul-32	1.140,0	473,5	6,0%	60,0%	3,6%	38,4	17,0

Por que Modelar as Participações Minoritárias?

I. Razões

Representatividade no resultado consolidado da Auren

Gestão ativa da Auren nos ativos com participação minoritária

Resultados majoritariamente recorrentes, o que garante o fluxo de pagamentos de dividendos sem grandes oscilações entre os anos

Estratégia de **maximização de dividendos** e minimização de caixa

Média de **R\$ 230-250 milhões de dividendos** nos últimos anos

Auren possui **posições de conselho, diretoria e comitês de assessoramento** da administração

Auren promove continuamente **iniciativas que geram valor** para os ativos e **incrementam dividendos**

Por que Modelar as Participações Minoritárias?

II. Dificuldades

Os resultados de parte dos ativos **não são públicos**

A participação da Auren é indireta nos ativos, dado que a participação direta ocorre no nível das *holdings*: **Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia**

Por que Modelar as Participações Minoritárias?

III. Solução: abertura de informações para modelagem, que possibilitam chegar em um Fluxo de Caixa econômico

Modelagem será realizada na **participação econômica da Auren**

Novos dados que serão divulgados pela Auren:

- Todos os dados serão no **formato consolidado**

As novas informações serão:

- 1 **Margem Contratada das Participações** para 2024, triênio 2025-2027 e quinquênio 2028-2032
- 2 **Históricos de PMSO, UBP, Capex Sustaining, Depreciação Acumulada e Alíquota Efetiva de IR**

Novas Premissas

Balanzo Energético – Participações		2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	240	241	241	241	234
Compras (b)	(MWm)	79	62	62	62	43
Recursos (c) = (a) + (b)	(MWm)	320	303	303	303	277
Vendas no ACL (d)	(MWm)	299	285	285	285	278
Requisitos (e)	(MWm)	288	285	285	285	278
Balanzo Energético (f) = (c) - (e)	(MWm)	32	18	18	18	(1)
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	193		210		154

Nova informação

**Margem das Participações
(R\$)**

= Margem Contratada das Participações + Margem Descontratada das Participações

Novas Premissas

Balanco Energético – Participações		2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	240	241	241	241	234
Compras (b)	(MWm)	79	62	62	62	43
Recursos (c) = (a) + (b)	(MWm)	320	303	303	303	277
Vendas no ACL (d)	(MWm)	299	285	285	285	278
Requisitos (e)	(MWm)	288	285	285	285	278
Balanco Energético (f) = (c) - (e)	(MWm)	32	18	18	18	(1)
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	193		210		154

Nova informação

Margem das Participações (R\$)

= Margem Contratada das Participações + Margem Descontratada das Participações

Vendas no ACL (d)

X

Margem Contratada das Participações (g)

X

8.760

Obs.: A partir de 2032, os preços dos contratos convergirão para o preço *spot*.

Novo dado

Demais Premissas

Encargos Setoriais

■ CFURH, TFSEE e TUST
■ UBP: Média histórica

PMSO

■ Média histórica

Depreciação & Amortização

■ Média histórica

Alíquota Efetiva de IR

■ Entre 20%-25%

CAPEX *Sustaining*

■ Média histórica

Alavancagem

■ Dívida: Ativos 100% desalavancados
■ Caixa: Distribuição para os acionistas

Informações fornecidas na **Planilha Interativa** disponível no site de RI

■ Dado público

■ Dado novo

EBITDA das Participações Minoritárias

Considerando-se as informações a serem disponibilizadas pela Auren e os dados públicos, o cálculo simplificado do EBITDA das Participações Minoritárias seria:

**EBITDA das Participações
Minoritárias (R\$)**

$$\begin{aligned} & \text{Margem das Participações} \\ = & \text{(-) Encargos Setoriais} \\ & \text{(-) PMSO} \end{aligned}$$

VIVEST

Contencioso Passivo



Dezembro/2020

Aumento do déficit

Efeitos da **inflação no passivo e meta atuarial** impactaram no valor justo contábil, com **crescimento de ~R\$ 1,6 bilhão**, finalizando o exercício de 2020 com um déficit de ~R\$ 2,4 bilhões (CPC 33).

Início do plano de medidas mitigatórias.

Julho/2022

1ª Ação Mitigatória: Plano de Migração Voluntária

O plano de migração voluntária possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (PSAP¹) a transferência do seu patrimônio para um plano de CD².

CESP pagou **~R\$ 306 milhões**, referente ao pagamento do déficit migrado, o mesmo que **18% do passivo**.

Maio/2023

2ª Ação Mitigatória: Troca do Indexador de reajuste do plano

Proposta de alteração do indexador foi aprovada, conforme publicação da Portaria PREVIC nº351.

Desta forma, passou a vigorar, a partir de junho/2023, um **sistema misto entre IPCA e IGP-DI até 2031, e desta data em diante passa a ser 100% IPCA.**

Junho/2023 em diante

Gestão do passivo

Após essas ações, é apurado anualmente um **plano de equacionamento do déficit**, que é pago no ano seguinte a apuração. No ano de 2023, por exemplo, estamos pagando o déficit de 2021, apurado ao longo de 2022.

Déficit total atual³:
PREVIC: ~R\$ 1,7 bilhão, com taxa real de desconto de 4,83%.
CPC 33: ~R\$ 1,3 bilhão, com taxa real de desconto de 6,20%.

Contencioso Passivo

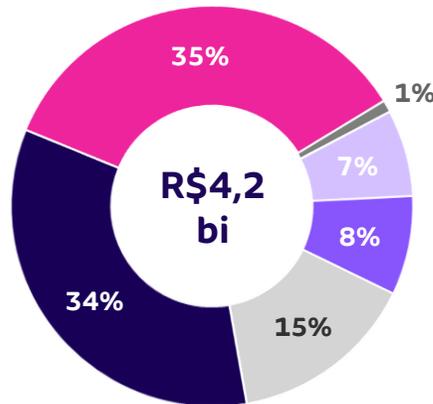
Avanço do perfil do Contencioso Passivo – 4T18 vs 9M23

(R\$ milhões)

Dez/18

Provável 2.156

Possível 2.066



Desembolso de R\$811 milhões

Baixa de R\$3,6 bi

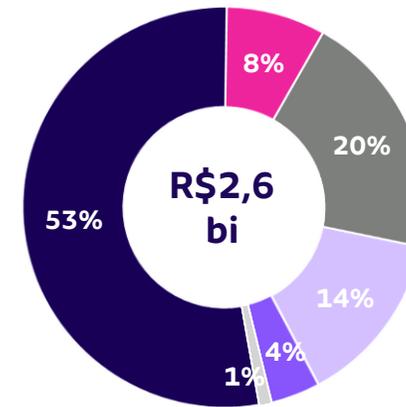
Correção monetária e juros de R\$2 bi



Set/23

Provável 989,6

Possível 1.644



- Cível oleiros
- Cível geral
- Cível pescadores
- Trabalhista
- Ambiental
- Tributário

Entre 2018 e setembro de 2023, **redução de 38%** em termos nominais e **58%** em termos reais, considerando **possível e provável**

Baixa de **R\$3,6 bilhões**, com **desembolso de caixa de R\$811 milhões** nos últimos **4 anos e 9 meses**

10 principais ações do provável e possível em **2023** somam **58% do total**

Nenhuma ação judicial **isolada** representa **mais que 10% do contencioso passivo** provável e possível



Obrigado!

Relações com Investidores

ri@aurenenergia.com.br