

Guia de Modelagem

Agosto 2026

As informações constantes desta apresentação ("Informações") foram compiladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Companhia") a partir de dados públicos, inclusive os divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como dados gerenciais, financeiros e contábeis da Companhia. **As Informações são disponibilizadas no estado em que se encontram e podem vir a tornar-se imprecisas, incompletas ou desatualizadas a qualquer tempo, sem prévia comunicação.**

A Companhia **não assume a obrigação de atualizar as Informações nem de corrigi-las ou complementá-las** em razão de fatos supervenientes. As Informações não constituem projeções, estimativas ou declarações de natureza prospectiva.

Modelagens, análises, interpretações ou quaisquer produtos derivados elaborados por terceiros com fundamento nas Informações não refletem posicionamento, concordância ou responsabilidade da Companhia. O uso, reprodução ou distribuição das Informações, bem como de trabalhos delas derivados, ocorre sob inteira responsabilidade do usuário.

Antes de tomar decisões de investimento, **os investidores deverão realizar diligência própria e/ou recorrer a consultores especializados e consultar os documentos públicos** da Companhia arquivados na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na ANEEL ou em outras autoridades competentes.

A Companhia, seus administradores, empregados e agentes não responderão por quaisquer perdas ou danos, diretos ou indiretos, decorrentes de uso ou confiança nas Informações, inexatidões, omissões, atrasos ou interrupções em seu fornecimento, ou decisões de investimento ou desinvestimento baseadas, no todo ou em parte, nas Informações ou em trabalhos delas resultantes.



OBJETIVO

Auxiliar a modelagem financeira da **AXIA Energia**, de forma simplificada e **consolidada**, com base na contabilidade regulatória



DATA BASE

- Dados realizados até **2T26**
- Transmissão: Ciclo Atual Tarifário 25/26
- As estimativas para os períodos após o 2T26 e o Ciclo 2025/26 estão em termos reais, conforme data base acima



ENTREGÁVEIS

- Margem de geração
- Margem de transmissão
- Participações societárias
- EBITDA
- Alavancagem

GERAÇÃO

+ Receita Bruta

+ ACR

+ Cotas

+ Energia Alocável

- Deduções

- Tributos

- Encargos Setoriais

- Custos Diretos da Geração

= Margem de Geração

Energia Vendida

- ✓ ACR: energia já contratada no mercado regulado
- ✓ Cota: remunerada via receita fixa até 2027

Energia Alocável

- ✓ Volume
 - Recursos gerenciados ativamente pela Companhia
 - Energia disponível para alocação: vendida no ACL ou liquidada no MCP
- ✓ Preço
 - Premissa de preço de cada analista

Custos Diretos da Geração

- ✓ Compras Estruturais de Energia
- ✓ EUST/EUSD
- ✓ Prêmio do seguro de GSF
- ✓ Outros

Tributos e Encargos Setoriais

- ✓ PIS/COFINS e ICMS
- ✓ RGR, P&D, TFSEE e CFURH

TRANSMISSÃO

+ Receita Bruta

+ RAP

+ PA

- PV

+ Tributos

+ Itens de Repasse

- Eliminações

- Deduções

- Tributos

- Encargos Setoriais

= Margem de Transmissão

RAP (Receita Anual Permitida)

- ✓ Principal componente da Margem de Transmissão
- ✓ Definida pelo regulador (ANEEL)
- ✓ Remunera a construção, operação e manutenção do ativo imobilizado
- ✓ Calculada a partir da Base Regulatória de Ativos, com base nos investimentos feitos em linhas e subestações

PA (Parcela de Ajuste)

- ✓ Definida pelo regulador (ANEEL)
- ✓ Compensa déficits ou superávits do faturamento no ano anterior em relação à RAP homologada

Demais Componentes

- ✓ Parcela Variável (PV)
- ✓ Itens de repasse
- ✓ Eliminações
- ✓ Tributos
- ✓ Encargos Setoriais

(+) Receita Bruta de Geração

ACR
Cotas
Energia Alocável

(-) Tributos
PIS/COFINS

(-) Custos Diretos da Geração
Compra Estrutural de Energia
Custo de conexão
Prêmio do Seguro de GSF
Outros

(=) Margem de Geração

Receita com Energia Vendida: ACR

(+) contratos ACR, por quantidade = preço x volume

dados públicos, contratos disponíveis na CCEE

(+) contratos ACR, por disponibilidade = receita fixa

dados públicos, contratos disponíveis na CCEE

Receita com Energia Vendida: Cotas

(+) RAG - receita anual de geração

*definida pela ANEEL
válida de julho a junho do ano seguinte
termina em 2027*

Receita com Energia Alocável

(+) preço x volume

Preço (R\$/MWh) = preço médio*

Volume (MWm) = energia vendida ou liquidada no MCP

(+) (garantia física – cota) x (1 - % perdas elétricas) x (%GSF)

(+/-) Δ de volume, efeito do seguro contra GSF

(+) compra de energia de longo prazo

(-) venda regulada de energia (ACR e cota)

Legenda: premissas do analista
* Incluindo Spread de Modulação

PIS/COFINS

(% alíquota de PIS/COFINS) x (receita bruta)
9,25% x receita bruta

(+) Receita Bruta de Geração

ACR
Cotas
Energia Alocável

(-) Tributos

PIS/COFINS

(-) Custos Diretos da Geração

Compra Estrutural de Energia
Custo de conexão
Prêmio do Seguro de GSF
Outros

(=) Margem de Geração

Royalties

= $7,74 \text{ R\$ / MWh}^1 \times \text{geração hidráulica}$
geração hidráulica (MWh) = garantia física x % GSF

Encargos Setoriais

(+) TFSEE e P&D: (% alíquota de TFSEE + % alíquota de P&D) x (receita bruta)
alíquota de TFSEE ≈ 0,4% e alíquota de P&D ≈ 1,0%

(+) Reserva Global de Reversão
≈ R\$ 70-75 milhões por ano, até 2035

Compra de Energia de Longo Prazo

(+) custo com compra de energia de longo prazo
preço x volume

Custo de Conexão

(+) custo em R\$/MWh x capacidade em MWh
(+) crédito tributário de PIS/COFINS

Prêmio do Seguro de GSF

(prêmio pago, em R\$/MWh) x (volume protegido, em MWh)
seguro para o risco de GSF nos contratos de ACR

Outros

(+) custo com contribuição associativa (CCEE e ONS)

(1) Valor válido a partir de 1º de Janeiro de 2025

➤ **(+) Receita Bruta de Transmissão - RAP**
Contratos Renovados
Contratos Licitados

PA
Parcela Variável
(-) Encargos Setoriais
(=) Margem de Transmissão

- A remuneração via RAP se dá como contrapartida pela disponibilidade operacional dos ativos
- A RAP é recebida a partir da entrada em operação comercial e até o fim da concessão
- A RAP segue um regime de receita fixa e independe do volume e do preço da energia transmitida
- A RAP é definida pelo regulador (ANEEL), revisada a cada cinco anos nas RTPs (Revisão Tarifária Periódica) e corrigida anualmente pela inflação nas RAs (Reajuste Anual)
- A RAP é divulgada anualmente para o ciclo tarifário, que se estende de julho a junho do ano seguinte
- Há dois tipos de contratos: renovados e licitados. Cada um com um perfil próprio de execução do investimento e autorização da RAP

Contratos Renovados

- Modelo de Negócio: retorno sobre o ativo
- RAP calculada a partir da base existente, e da base nova de ativos à medida que novos investimentos são energizados

Contratos Licitados

- Modelo de Negócio: receita fixa
- A concessão é obtida por meio de leilões competitivos e vence quem oferecer o maior desconto em relação à RAP teto
- Dada a RAP teto, quanto menor o investimento, maior o retorno

(+) Receita Bruta de Transmissão - RAP
➤ Contratos Renovados
Contratos Licitados

PA
Parcela Variável
(-) Encargos Setoriais
(=) Margem de Transmissão

- Modelo de negócio: retorno sobre o ativo
- Modelagem: componentes da RAP calculados a partir da RAB (base regulatória de ativos)
- A RAP remunera o capital empregado na formação da RAB e o custo de operar e mantê-la
- RAP = (+) Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

(+) Remuneração do Capital (RC)
(+) Custos para Operar e Manter (O&M)
(+) Outros¹

Componente da RAB	Valor Teórico	Componente da RAP
(+) Imobilizado (AIS) _{t-1}	1.000	
(+) Capex em Reforço e Melhoria	26	
(=) Imobilizado (AIS) _{t0}	1.026	x (2,00% de O&M + 0,12% de Outros ¹) = 22
(+) Imobilizado (AIS) _{t0}	1.026	
(-) Obrigações Especiais	-6	
(-) Bens 100% Depreciados	-662	
(=) RAB Bruta	358	x (3,00% de Tx de Depreciação) = 11
(+) Imobilizado (AIS) _{t0}	1.026	
(-) Depreciação Acumulada	-895	
(-) Obrigações Especiais Líquidas	-3	
(+) Bens não depreciáveis	14	
(=) RAB Líquida	141	x (12,12% de WACC Regulatório ²) = 17
RAP = 22 + 11 + 17 = 49		

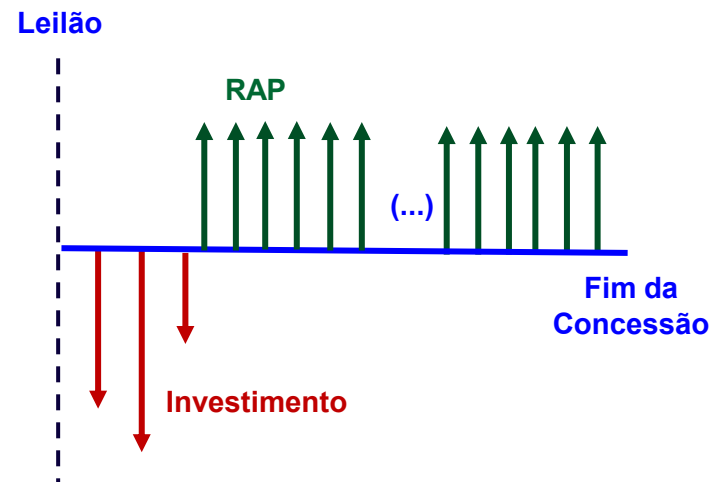
(1) Outros = Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) + Obrigações Especiais (OE) + Outras Receitas
(2) WACC Regulatório antes de impostos
Obs.: os valores apresentados na tabela acima compõem apenas um exercício teórico e não devem ser considerados para fins de modelagem.

(+) Receita Bruta de Transmissão - RAP

- Contratos Renovados
- Contratos Licitados

PA
Parcela Variável
(-) Encargos Setoriais
(=) Margem de Transmissão

- Modelo de negócio: receita fixa



- Considera contratos em duas situações:

Ativos em Operação Comercial

- Estimativa com base na RAP homologada para o ciclo 2025/26, até o final da concessão

Ativos em Implantação

- Estimativa com base na RAP Teto e do desconto ofertado, desde a entrada em operação comercial até o final da concessão
- Data de entrada em operação comercial: premissa do analista. Na planilha de modelagem disponibilizada pela Companhia, utiliza-se o cronograma da ANEEL

(+) Receita Bruta de
Transmissão - RAP
Contratos Renovados
Contratos Licitados

Parcela de Ajuste
(PA)

=

mecanismo usado pelo regulador para compensar o **déficit** ou **superávit** de receita ocorrido no ciclo tarifário anterior, quando comparado à RAP homologada pela ANEEL

*compensado em 12 parcelas mensais iguais no ciclo atual
pode ser **positiva** ou **negativa**, conforme o saldo de cada agente*

PA

Parcela Variável

(-) Encargos Setoriais

(=) Margem de Transmissão

Parcela Variável

=

parcela associada ao desconto por indisponibilidade
percentual da RAP, a ser definido pelo analista
no ciclo tarifário anterior (2024/25): $-1,5\% \times RAP$

Encargos
Setoriais

=

TFSEE e P&D: $(\% \text{ alíquota de TFSEE} + \% \text{ alíquota de P\&D}) \times (RAP + PA)$
alíquota de TFSEE = 0,40% e alíquota de P&D = 1,00%

✓ Por simplificação, para fins de modelagem, estão sendo desconsiderados os itens de repasse, componentes reconhecidos na receita para os quais a transmissora têm apenas papel de arrecadador durante o ciclo tarifário corrente, e que são descontados em Parcela de Ajuste no ciclo seguinte.

Ativos Líquidos



14 empresas não controladas



R\$ 6,7 bilhões valor de mercado

Participações	Participação AXIA Energia # ações (ON e PN)	Participação AXIA Energia (%)	Valor de Mercado (R\$ mm)	Participação Carteira AXIA Energia (%)	Dividendos Recebidos LTM (R\$ mm)
ISA	135.034.865	19,35	3.824	57,16	232,25
Equatorial MA	54.845.715	33,34	1.663	24,86	197,19
Celesc	4.147.007	11,03	575	8,60	31,64
Energisa	5.188.077	0,39	249	3,72	8,02
Coelce	5.531.073	5,05	134	2,00	8,14
Equatorial PA	21.860.694	0,99	125	1,87	17,34
CEB	1.518.330	2,06	42	0,62	6,17
CEEE-D	3.154.671	4,64	27	0,40	0,00
Taesa	1.980.000	0,19	26	0,39	2,21
Rio Paranapanema Energia	441.539	0,48	17	0,26	3,03
Auren Energia	415.962	0,04	5	0,07	0,00
Celgpar	22.967	0,03	0	0,00	0,03
Engie	326	0,00	0	0,00	0,00
Outros	0	0,00	3	0,04	0,00
Total	234.141.226	-	6.689	100,00	506,01

Ativos Ilíquidos



35 empresas não controladas



valor contábil: R\$ 16 bilhões

Participações	Participação (%)	Valor (R\$ mm)	Participação AXIA Energia (%)	Dividendos LTM (R\$ mm)
Norte Energia S.A	50,0	3.735	22,67	0,0
Energia Sustentável do Brasil S.A.	40,0	3.620	21,98	0,0
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	49,0	2.547	15,46	141,7
Transnorte Energia S.A.	59,1	2.392	14,52	0,0
Companhia Energética Sinop	49,0	658	3,99	30,2
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0	621	3,77	48,5
Empresa de energia São Manuel	33,3	584	3,54	0,0
Outros	33,4 a 49,0	2.317	14,06	863,0
Total	33,4 a 59,1	16.474	100,00	1.083,4

Ativos Mantidos para Venda

Participações	Participação (%)	Valor (R\$ mm)	Participação AXIA Energia (%)	Dividendos LTM (R\$ mm)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. *	24,5	1.278	56,42	-
Eletronuclear	68,0	535	23,62	-
MGE Transmissão S.A.	49,0	186	8,21	9,3
Goiás Transmissão S.A.	49,0	152	6,71	3,7
Transenergia São Paulo S.A.	49,0	69	3,05	0,2
Transenergia Renovável S.A.	49,0	45	1,99	12,2
Total	24,5 a 68,0	2.265	100,00	25,4

* A alienação da Interligação Elétrica do Madeira S.A. foi concluída em 31 de julho de 2026, conforme Fato Relevante divulgado no site de Relacionamento com Investidores da Companhia.



Depreciação e Amortização

Valores reconhecidos em 2025

- IFRS: R\$ 4.577 milhões
- Regulatório: R\$ 6.410 milhões

Valores reconhecidos em 2T26

- IFRS: R\$ 1.233 milhões
- Regulatório: R\$ 1.698 milhões

Diferença explicada principalmente pelo tratamento distinto no reconhecimento do segmento de transmissão



Imposto

Alíquota de IR e CSLL das principais subsidiárias

Empresas que operam em área de SUDAM ou SUDENE

- AXIA Energia Norte: 15,25%
- AXIA Energia Nordeste: 15,25%

Demais empresas

- AXIA Energia Sul: 34%
- AXIA Energia Holding: 34%

Crédito Fiscal Off Balance

- AXIA Energia Holding (2T26)
R\$ 2.716 milhões: diferenças temporárias ativas

⊖ Dívida Bruta	⊕ Margem de Geração
⊕ Derivativos (hedge cambial)	⊖ PMSO de Geração
⊖ Caixa e Equivalentes	⊖ EBITDA de Geração
⊖ Financiamentos a receber	⊕ Margem de Transmissão
⊖ Dívida Líquida	⊖ PMSO de Transmissão
⊕ VPL de CDE e Bacias	⊖ EBITDA de Transmissão
⊕ Empréstimo Compulsório	⊖ PMSO da Holding
⊖ Ativos Líquidos	⊖ Provisões
⊖ Alavancagem Ampliada A	⊕ Participações Societárias ex Ativos Líquidos
	⊖ EBITDA Total B

 **RAZÃO DE ALAVANCAGEM** = $\frac{\text{Alavancagem Ampliada } \textbf{A}}{\text{EBITDA Total } \textbf{B}}$

 **RAZÃO DE ALAVANCAGEM**
Banda de alavancagem refletindo o risco ponderado de cada segmento de negócios
Geração: 3,00 – 3,50x
Transmissão: 3,75 – 4,25x
HORIZONTE: 5 anos

Alavancagem Ampliada Ótima **C** =

$$\left[\left(\frac{\text{EBITDA G}}{\text{EBITDA}} \times \frac{\text{NÍVEL ÓTIMO DE ALAVANCAGEM DE G}}{\text{NÍVEL ÓTIMO DE ALAVANCAGEM DE G}} \right) + \left(\frac{\text{EBITDA T}}{\text{EBITDA}} \times \frac{\text{NÍVEL ÓTIMO DE ALAVANCAGEM DE T}}{\text{NÍVEL ÓTIMO DE ALAVANCAGEM DE T}} \right) + \left(\frac{\text{PMSO} + \text{PROVISÕES} + \text{PART. SOC.}}{\text{EBITDA}} \times \frac{\text{NÍVEL ÓTIMO ALAVANCAGEM PONDERADO G e T}}{\text{NÍVEL ÓTIMO ALAVANCAGEM PONDERADO G e T}} \right) \right] \times \text{EBITDA Total } \textbf{B}$$

Alavancagem Ampliada **A**
vs.
Alavancagem Ampliada Ótima **C**

A comparação entre **ALAVANCAGEM AMPLIADA** e **ALAVANCAGEM AMPLIADA ÓTIMA** auxilia a calibragem da **Metodologia de Alocação de Capital**

● Rubrica contábil utilizada no cálculo da alavancagem considerada para fins de alocação de capital

● Rubrica contábil utilizada no cálculo da alavancagem para atendimento aos *covenants* financeiros

Ativo Total (R\$ bi)		277,3
Ativo Circulante		51,8
● ● Caixa e equivalente de Caixa		11,0
● ● Caixa restrito		0,9
● ● Aplicações financeiras		15,2
	Contas a receber, líquido	5,8
	Estoque	0,4
	Tributos a recuperar	3,4
● ● Empréstimos, financiamentos e debentures		0,0
	Ativo Contratual da Transmissão	10,1
	Direito de ressarcimento	0,4
	Dividendos a receber	0,3
	Ativos mantidos para venda	2,3
	Outros	1,9

Ativo não circulante		225,5
Ativo realizável a longo prazo		87,4
● ● Caixa restrito		3,6
	Tributos diferidos	17,8
	Impostos e contribuições	2,2
	Ativo Contratual de Transmissão	55,4
● Depósitos judiciais – Compulsórios		1,3
	Depósitos judiciais – ex Compulsórios	4,3
	Direito de ressarcimento	0,0
● ● Instrumentos financeiros derivativos		0,7
	Contas a receber, líquido	0,5
	Aplicações financeiras	0,4
● ● Empréstimos, financiamentos e debentures		0,2
	Outros	1,0
Investimentos (Ativos Líquidos e Ilíquidos) ¹		22,8
● Ativos Líquidos		6,8
	Ativos Ilíquidos	16,0
Imobilizado		39,5
Intangível		75,8

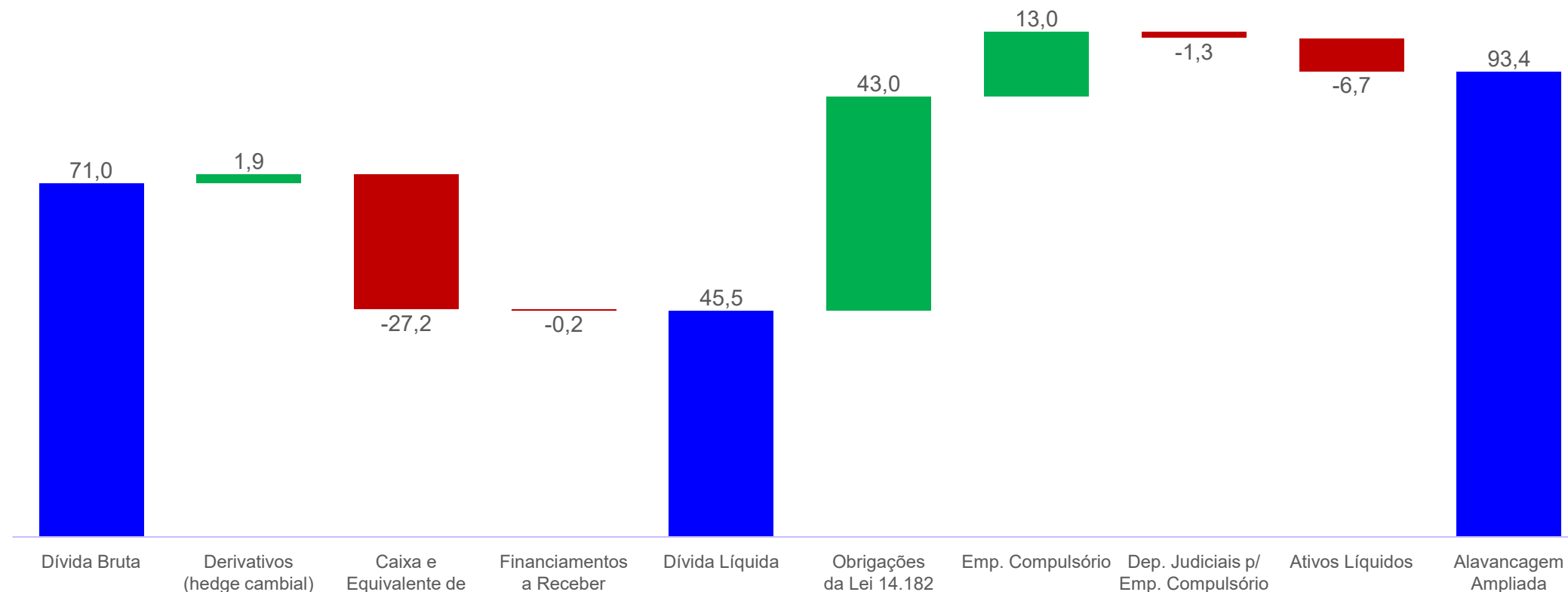
Passivo Total (R\$ bi)		277,3
Passivo circulante		25,2
● ● Empréstimos, financiamentos e debentures		9,3
● Empréstimo compulsório - Acordos		0,7
● Empréstimo compulsório		1,5
	Fornecedores	2,1
	Impostos e Contribuições	0,8
	Obrigações com pessoal	0,8
	Benefício pós emprego	0,3
	Provisões para litígios	1,3
● Provisões para litígios -Empréstimo Compulsório		0,0
	Encargos setoriais	0,7
● Obrigações da Lei 14.182/2021 (VPL de CDE e Bacias)		4,4
● ● Instrumentos financeiros derivativo		1,7
	Outros ⁽¹⁾	1,6

Passivo não circulante		129,8
● ● Empréstimos, financiamentos e debentures		61,6
	Provisões para litígios	7,7
● Provisões para litígios- Empréstimo Compulsório		10,8
	Benefício pós emprego	3,3
	Provisão para contratos onerosos	0,2
	Arrendamentos	0,6
	Concessões a pagar - Uso do bem Público	0,6
	Encargos setoriais	0,7
● Obrigações da Lei 14.182/2021 (VPL de CDE e Bacias)		38,6
	Impostos e Contribuições	0,1
	Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,9
	Outros ⁽²⁾	2,8

Patrimônio Líquido		122,3
--------------------	--	-------

(1) Investimentos mensurados a valor contábil (book value), conforme ITR. Na alavancagem ampliada, utilizam-se os valores de mercado, que resultam em 6,7 bilhões, conforme slides 11 e 15

Detalhamento do cálculo de alavancagem (R\$ bilhões)



De acordo com a Metodologia de Alocação de Capital, a visão ampliada da alavancagem considera a dívida financeira, os compromissos decorrentes da privatização e empréstimos compulsórios.



Data base: junho/2026. O índice de correção é o IPCA.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034				
Pagamentos	3.844	4.637	4.637	4.637	4.637	4.637	4.637	3.593	3.593				
CDE	2.834	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593				
Fundos Reg.	1.010	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	1.044	0	0				
R\$ milhões													
	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Pagamentos	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593
CDE	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593	3.593
Fundos Reg.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Geração

GSF: *Generation Scaling Factor* (Fator de Escala de Geração). % GSF = energia gerada / garantia física

GSF_{MRE}: energia gerada / garantia física, sazonalizada (para fins de contabilização do MRE)

GSF_{RRH}: energia gerada / garantia física, flat (para fins de repactuação do risco hidrológico)

RRH: Repactuação do Risco Hidrológico

MCP: Mercado de Curto Prazo

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ACL: Ambiente de Contratação Livre

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ONS: Operador Nacional do Sistema

TAR: Tarifa Anual de Referência = 110,54 R\$/MWh (2025)

PERC: % de contribuição para municípios = 7%

Setorial

RGR: Reserva Global de Reversão

TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

EUST: Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

EUSD: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição

Transmissão

RAP: Receita Anual Permitida

PA: Parcela de Ajuste

PV: Parcela Variável

AIS: Ativo Imobilizado em Serviço; valor da base de ativos regulatória em operação comercial, habilitadas à remuneração via RAP

IAI: Índice de Aproveitamento Integral; representa o aproveitamento do ativo no serviço de distribuição

IAD: Índice de Aproveitamento Depreciado; representa o aproveitamento do ativo no serviço de distribuição em função da depreciação

OE: Obrigações Especiais; investimentos ou bens cuja implantação decorre de exigências regulatórias ou contratuais específicas

OEL: Obrigações Especiais Líquidas; investimentos ou bens cuja implantação decorre de exigências regulatórias ou contratuais específicas, deduzidos de eventuais compensações

VNR: Valor Novo de Reposição

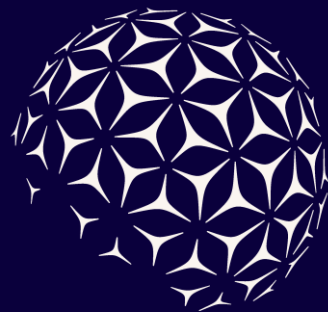
VOC: Valor Original Contábil

BPR: Banco de Preços Referencial

BRR b: Base de Remuneração Regulatória Bruta

BRR l: Base de Remuneração Regulatória Líquida

BND: Bens Não Depreciáveis: parcela do AIS que não deprecia ao longo da concessão, formada por terrenos, servidões e almoxarifado em operação



AXIA
ENERGIA

Relações com Investidores

ri@axia.com.br

<https://ri.axia.com.br/>