

Guia de Modelagem

Novembro 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 **3T26**
- Transmissão: Ciclo Atual Tarifário 26/27
- As estimativas para os períodos após o 3T26 e o Ciclo 2026/27 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

PIS/COFINS

(% alíquota de PIS/COFINS) x (receita bruta)

9,25% x receita bruta

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

AXIA ENERGIA

(+) 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 R$ / MWh[1] x 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

AXIA ENERGIA

(+) 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)**
  - (+) **Outros**[1]

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

O&M + Outros

QRR

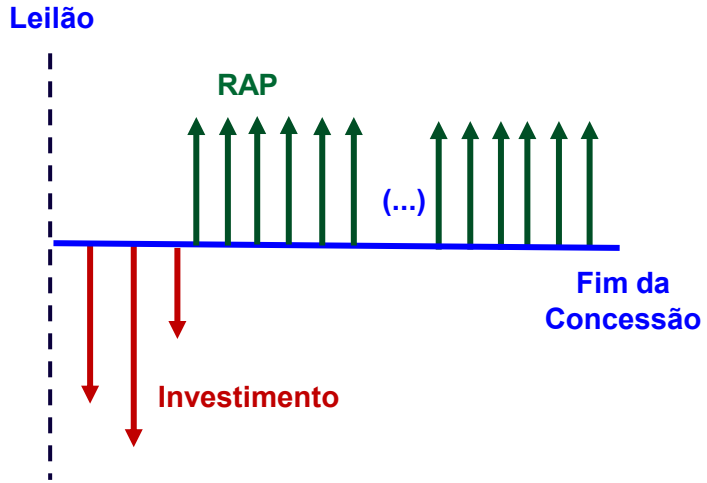
RC

(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

AXIA ENERGIA

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

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

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

Parcela Variável =

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

Encargos Setoriais =

TFSEE e P&D: (% alíquota de TFSEE + % alíquota de P&D) x (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	17,95	3.760	56,17	232,25
Equatorial MA	54.845.715	33,34	1.587	23,70	197,20
Celesc	4.147.007	11,15	682	10,19	31,64
Energisa	5.188.077	0,40	275	4,10	5,90
Coelce	5.531.073	5,42	139	2,08	8,14
Equatorial PA	21.860.694	0,99	123	1,83	26,36
CEB	1.518.330	2,09	38	0,56	5,12
CEEE-D	3.154.671	4,62	32	0,47	0,00
Taesa	660.000	0,11	28	0,41	2,20
Rio Paranapanema Energia	441.539	0,48	16	0,24	3,50
Auren Energia	415.962	0,04	5	0,08	0,00
Celgpar	22.967	0,03	0	0,00	0,03
Engie	326	0,00	0	0,00	0,00
Outros	0	0,01	10	0,15	0,00
Total	**232.821.226**	**-**	**6.695**	**100,00**	**512,35**

Ativos Ilíquidos

31 empresas não controladas **valor contábil: R$ 15,5 bilhões**

Participações	Participação (%)	Valor (R$ mm)	Participação AXIA Energia (%)	Dividendos LTM (R$ mm)
Energia Sustentável do Brasil S.A.	40,0	3.779	24,35	0,0
Norte Energia S.A	50,0	3.588	23,12	0,0
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	49,0	2.601	16,75	92,7
Transnorte Energia S.A.	64,6	2.399	15,45	0,0
Companhia Energética Sinop	49,0	662	4,26	30,2
Empresa de Energia São Manuel	33,3	582	3,75	0,0
Outros	24,5 a 50,0	1.912	12,32	548,3
Total	**24,5 a 64,6**	**15.522**	**100,00**	**671,2**

Ativos Mantidos para Venda

Participações	Participação (%)	Valor (R$ mm)	Participação AXIA Energia (%)	Dividendos LTM (R$ mm)
Eletronuclear	68,0	2.054	99,97	-
Outros	-	1	0,03	-
Total	**68,0**	**2.054**	**100,00**	**-**

Depreciação e Amortização

Valores reconhecidos em 2025

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

Valores reconhecidos em 3T26

- IFRS: R$ 1.309 milhões
- Regulatório: R$ 1.742 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 (3T26)
  R$ 2.484 milhões: diferenças temporárias ativas

AXIA ENERGIA

(=) 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 = $\frac{\text{Alavancagem Ampliada (A)}}{\text{EBITDA Total (B)}}$

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) =

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

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

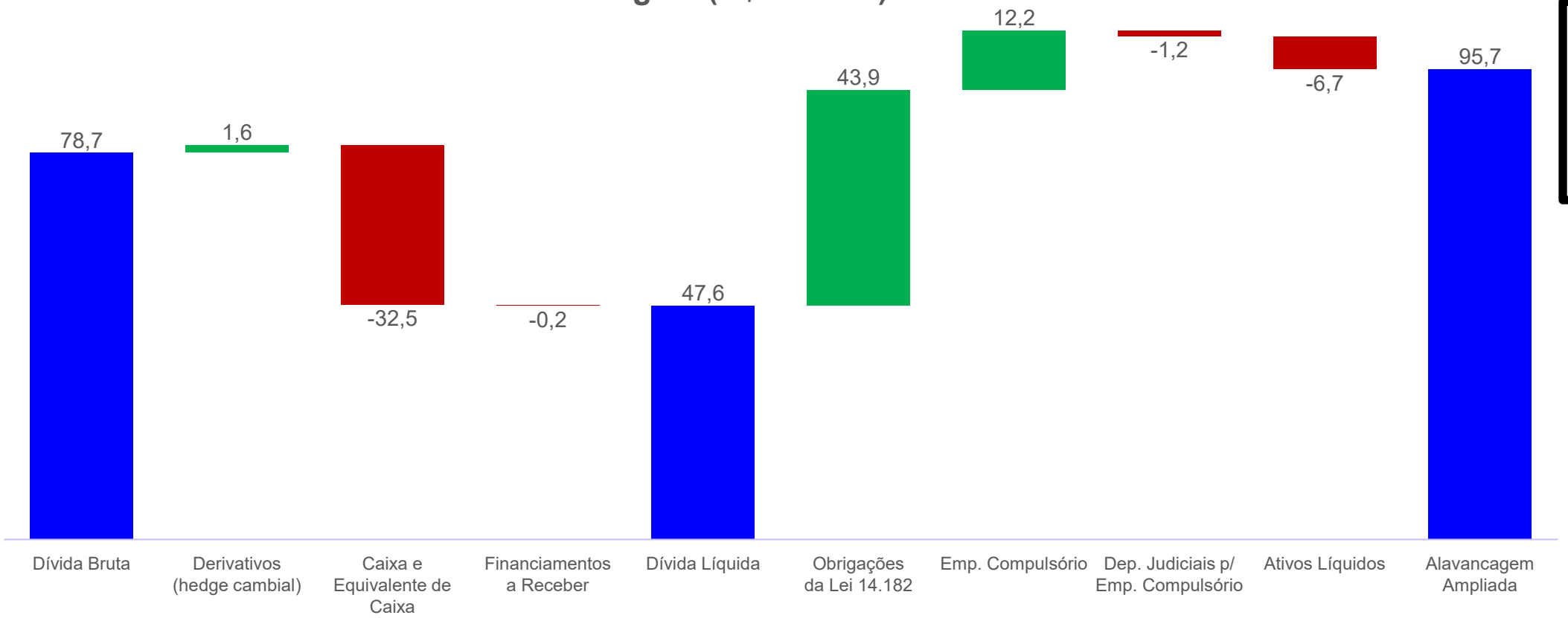
● Rubrica contábil utilizada no cálculo da alavancagem para atendimento aos *covenants* financeiros

Ativo Total (R$ bi)	281,9
Ativo Circulante	**58,5**
●● Caixa e equivalente de Caixa	9,7
●● Caixa restrito	0,9
●● Aplicações financeiras	22,0
Contas a receber, líquido	5,6
Estoque	0,4
Tributos a recuperar	3,3
●● Empréstimos, financiamentos e debentures	0,0
Ativo Contratual da Transmissão	11,8
Direito de ressarcimento	0,2
Dividendos a receber	0,3
Ativos mantidos para venda	2,1
Outros	2,1
Ativo não circulante	**223,4**
Ativo realizável a longo prazo	**86,5**
●● Caixa restrito	3,5
Tributos diferidos	18,1
Impostos e contribuições	2,3
Ativo Contratual de Transmissão	54,6
● Depósitos judiciais – Compulsórios	1,2
Depósitos judiciais – ex Compulsórios	3,9
Direito de ressarcimento	0,0
●● Instrumentos financeiros derivativos	1,0
Contas a receber, líquido	0,4
Aplicações financeiras	0,5
●● Empréstimos, financiamentos e debentures	0,2
Outros	0,7
Investimentos (Ativos Líquidos e Ilíquidos)[1]	**22,6**
● Ativos Líquidos	6,7
Ativos Ilíquidos	16,0
Imobilizado	39,2
Intangível	**75,1**

Passivo Total (R$ bi)	281,9
Passivo circulante	**27,5**
●● Empréstimos, financiamentos e debentures	10,1
● Empréstimo compulsório - Acordos	1,1
● Empréstimo compulsório	0,4
Fornecedores	2,1
Impostos e Contribuições	1,0
Obrigações com pessoal	0,9
Benefício pós emprego	0,3
Provisões para litígios	0,7
● Provisões para litígios -Empréstimo Compulsório	0,0
Encargos setoriais	0,6
● Obrigações da Lei 14.182/2021 (VPL de CDE e Bacias)	4,5
●● Instrumentos financeiros derivativo	1,5
Outros [1]	4,3
Passivo não circulante	**136,1**
●● Empréstimos, financiamentos e debentures	68,6
Provisões para litígios	6,3
● Provisões para litígios- Empréstimo Compulsório	10,6
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	0,4
● Obrigações da Lei 14.182/2021 (VPL de CDE e Bacias)	39,4
Impostos e Contribuições	0,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,9
Outros [2]	3,0
Patrimônio Líquido	**118,3**

(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)



Metodologia de Alocação de Capital

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.

(1) Data base: Setembro 2026
(2) Ativos Líquidos: Os valores aqui apresentados refletem o valor de mercado e, portanto, podem divergir dos valores registrados no balanço do slide 14

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

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Pagamentos	**3.844**	**4.663**	**4.663**	**4.663**	**4.663**	**4.663**	**4.663**	**3.613**	**3.613**
CDE	**2.834**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**
Fundos Reg.	**1.010**	**1.050**	**1.050**	**1.050**	**1.050**	**1.050**	**1.050**	**0**	**0**

R$ milhões

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Pagamentos	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**
CDE	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**	**3.613**
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/