



**3T
25**

Guia de Modelagem

Janeiro
2026

Aviso Legal

Este material contém informações resumidas de dados realizados e já divulgados, com o objetivo de auxiliar o mercado na leitura e modelagem da Companhia. Destaca-se que as informações presentes neste guia, não obstante baseadas em dados realizado, comportam um certo grau de incerteza com relação às tendências de negócios, financeiras, estratégicas, econômicas, entre outras, pois são baseadas em premissas, dados e/ou métodos que, embora considerados coesos pela Companhia, poderão ser imprecisos ou não se materializar. Diante desses fatores, os resultados reais da Companhia podem diferir significativamente daqueles implícitos neste material e, portanto, não recomendamos que sejam considerados como garantia de desempenho por atuais e/ou potenciais investidores, tampouco como base para nenhuma decisão de investimento. Esclarece-se que as estimativas e declarações sobre operações futuras se referem apenas à data base divulgada neste documento e não implica em qualquer obrigação da Companhia de atualizar ou revisar qualquer estimativa aqui divulgada. A Companhia também não garante, de forma alguma e em nenhuma medida, que as tendências divulgadas neste documento serão confirmadas futuramente. Nesse sentido, destaca-se que os representantes e advogados da Companhia, bem como suas partes relacionadas, não têm nenhuma responsabilidade pelo resultado do uso dessas informações, incluindo qualquer prejuízo decorrente do uso deste material ou do seu conteúdo.

Sumário

1.	Introdução	4
2.	Portfólio de Ativos de Geração	6
2.1	Ativos Próprios em Operação	6
2.2	Ativos Próprios em Construção	7
2.3	Participações	7
3.	Modelagem do EBITDA Ajustado da Auren	9
3.1	EBITDA Ajustado de Geração	9
3.1.1	Receita Líquida de Geração	9
3.1.2	Compra para Revenda	16
3.1.3	Encargos Setoriais	16
3.1.4	PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros	19
3.2	EBITDA Ajustado de Comercialização	20
3.2.1	Margem de Comercialização	20
3.2.2	Volume de Vendas Anual considerando o Giro	21
3.2.3	PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros	21
3.3	PMSO da Holding	22
3.4	PMSO Consolidado	22
3.5	Sinergias da Combinação de Negócios	23
3.6	Dividendos das Participações	23
3.6.1	Dividendos das Participações Minoritárias em Ativos Hidrelétricos	23
3.6.1.1	Margem das Participações Minoritárias	24
3.6.1.2	PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros	25
3.6.1.3	Distribuição de dividendos	25
3.6.2	Dividendos da Joint Venture com a Unipar Carbocloro	26
3.7	Participação de Acionistas Não-controladores	26
3.7.1	Participações de Terceiros na Potengi Holdings e na Veleiro Holdings	26
3.7.2	Participações de Terceiros na Guaimbê Holding	27
4.	Modelagem do Lucro Líquido da Auren	28
4.1	Depreciação e Amortização	28
4.2	Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	28
4.2.1	Ativos Hidrelétricos	28
4.2.2	Ativos Eólicos e Solares	29
4.2.3	Auren Comercializadora	29
4.2.4	Auren Energia e Auren Participações	29
4.3	Equivalência Patrimonial	29
4.4	Resultado Financeiro Líquido ²	29
4.4.1	Receitas Financeiras	30
4.4.2	Despesas Financeiras	30
5.	Modelagem do Fluxo de Caixa da Auren	33
5.1	Fluxo Operacional	33
5.1.1	Ressarcimento	33
5.1.2	VIVEST – Plano de Pensão	33
5.1.3	Passivo Contencioso	34
5.2	Fluxo de Investimentos	34
5.3	Fluxo de Financiamentos	34
6.	Indenização das Concessões Hidrelétricas	36
6.1	Indenização ao Término das Concessões Hidrelétricas da AES Brasil	36
6.1.1	Cálculo do Valor Indenizável	36
6.2	Indenização dos Investimentos Prudentes Realizados pela CESP	37
7.	Informações Adicionais	39
7.1	Contratos no ACR (Ambiente de Contratação Regulada)	39
7.1.1	Regras de Liquidação dos Contratos no ACR	39
7.1.2	Contratos no ACR – Ativos Hidrelétricos	40
7.1.3	Contratos no ACR – Ativos Eólicos	41

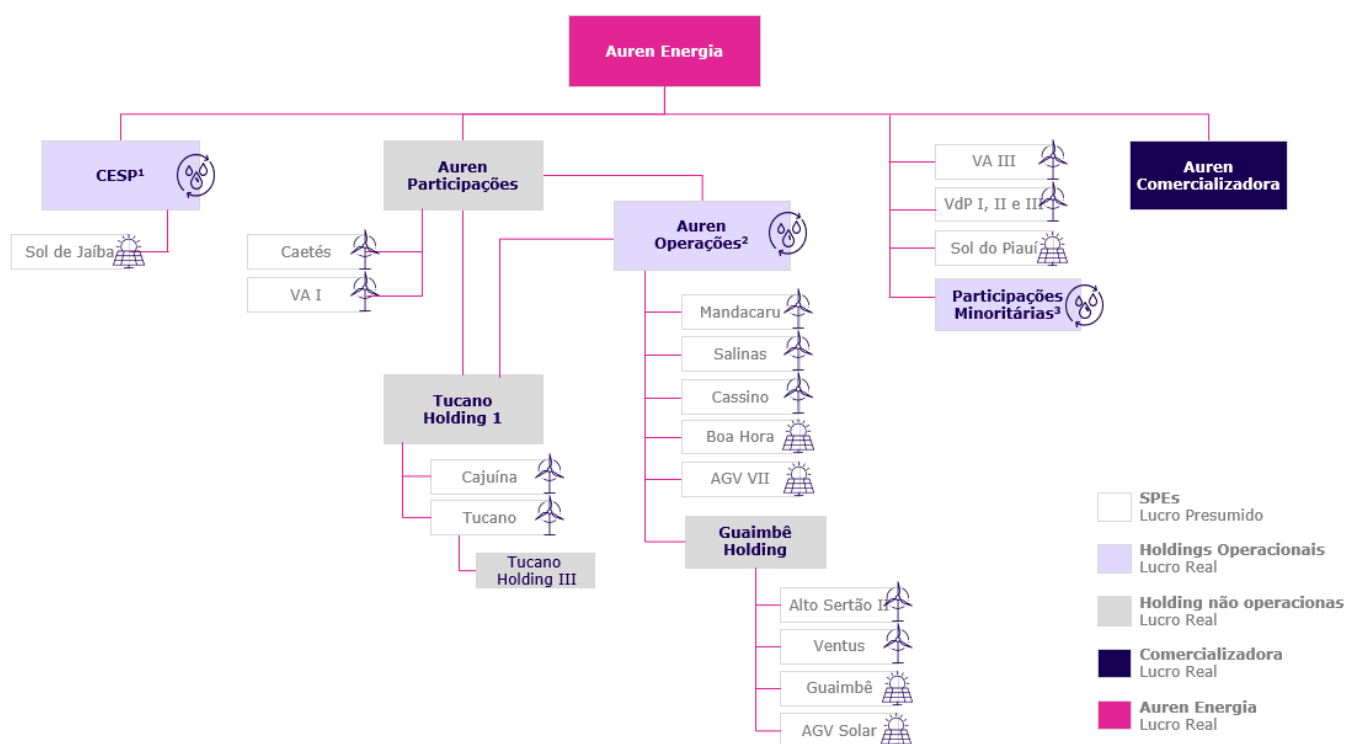
1. Introdução

A Auren possui um portfólio diversificado de ativos, dividido entre as fontes hidrelétrica (54%), eólica (36%) e solar fotovoltaica (10%)¹ e com as seguintes unidades de negócios:

- **Ativos próprios:** **8.098 MW** de Capacidade Instalada e **3.776 MWm** de Garantia Física.
- **Participações:** participações minoritárias em ativos hidrelétricos, totalizando **548 MW** de Capacidade instalada e **265 MWm** de Garantia Física, e participação de 50% na Tucano Holding III (JV com a Unipar Carbocloro), totalizando **78 MW** de Capacidade instalada e **36 MWm** de Garantia Física – valores na participação econômica indireta da Auren.
- **Comercialização:** a Auren opera uma das maiores comercializadoras de energia do país, com um volume comercializado em 2024 de **6,2 GWm**.

Os ativos estão organizados da seguinte maneira:

Organograma Simplificado² da Auren



(1) UHE Porto Primavera

(2) UHEs Água Vermelha, Nova Avanhandava, Promissão, Bariri, Barra Bonita, Ibitinga, Euclides da Cunha, Caconde e Limoeiro

(3) UHEs Campos Novos, Barra Grande, Amador Aguiar I e II, Machadinho, Igarapava e Picada

O Guia de Modelagem tem como objetivo fornecer uma visão abrangente e estruturada dos principais elementos que compõem a performance operacional, financeira e estratégica da Companhia, apoiando analistas, investidores e demais stakeholders na compreensão dos fundamentos que orientam a geração de valor da Auren e na construção de seus próprios modelos financeiros. Ao longo do material serão detalhados

¹ Participação de cada fonte calculada com base na capacidade instalada dos ativos próprios e das Participações.

² Organograma simplificado sob a ótica da divulgação de resultados por unidades de negócio.

o cálculo do EBITDA Ajustado, do Lucro Líquido e do Fluxo de Caixa da Auren, assim como aspectos regulatórios e contratuais relevantes.

2. Portfólio de Ativos de Geração

2.1 Ativos Próprios em Operação

Ativo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Término da Concessão	Energia
Hidrelétricas	4.198,4	2.074,6	-	Convencional
Eólicas	3.022,9	1.463,3	-	Incentivada
Solares	876,4	238,2	-	Incentivada
Total	8.097,8	3.776,1		

A) Ativos Hidrelétricos

Ativo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Término da Concessão	Energia
Porto Primavera	1.540,0	886,8	abr-56	Convencional
Água Vermelha	1.396,2	694,5	ago-32	Convencional
Nova Avanhandava	347,4	125,5	mai-32	Convencional
Promissão	264,0	93,9	set-32	Convencional
Bariri	143,1	59,6	jul-32	Convencional
Barra Bonita	140,8	46,7	jun-32	Convencional
Ibitinga	131,5	66,8	ago-32	Convencional
Euclides da Cunha	108,8	47,1	jun-32	Convencional
Caconde	80,4	32,5	mai-32	Convencional
Limoeiro	32,0	14,3	jul-32	Incentivada ¹
PCHs	14,2	6,9	jul-32 e jul-36	Incentivada
Total	4.198,4	2.074,6		

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

B) Ativos Eólicos

Ativo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Término da Autorização	Energia
Cajuína	685,8	350,8	nov-55	Incentivada
Alto Sertão II	386,1	184,4	abr-47	Incentivada
Ventos do Araripe III	357,9	178,5	jul-49	Incentivada
Tucano ²	167,4	75,6	mai-55	Incentivada
Ventos do Piauí II	211,5	105,7	nov-55	Incentivada
Ventos do Araripe I	210,0	110,0	fev-49	Incentivada
Ventos do Piauí III	207,0	100,6	nov-55	Incentivada
Ventos do Piauí I	205,8	106,3	mar-51	Incentivada
Ventus	187,0	65,8	dez-45	Convencional ³
Caetés	181,9	94,7	mar-49	Incentivada

¹ A UHE Limoeiro possui capacidade instalada entre 30 e 50 MW, sendo categorizada como Energia Incentivada.

² Exclui a totalidade da Tucano Holding III, JV com a Unipar Carbocloro, com uma capacidade instalada de 155,0 MW e 71,5 MW médios, na qual a Auren possui participação econômica indireta de 50,0%.

³ As SPEs do Complexo Ventus foram outorgadas em 2010, com capacidade instalada acima de 30 MW, sendo categorizadas como Energia Convencional.

Mandacaru	108,1	46,6	jul-47	Incentivada
Cassino	64,0	24,2	mar-46	Incentivada
Salinas	50,4	20,1	out-45	Incentivada
Total	3.022,9	1.463,3		

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

C) Ativos Solares Fotovoltaicos

Ativo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Término da Autorização	Energia
Sol de Jaíba	500,0	152,6	fev-55	Incentivada
Guaimbê	150,0	29,5	jun-50	Incentivada
Água Vermelha Solar	76,0	19,5	jun-53	Incentivada
Boa Hora	69,1	15,9	jun-51	Incentivada
Sol de Piauí	48,1	11,8	mar-51	Incentivada
Água Vermelha VII ¹	33,2	8,9	jun-53	Incentivada
Total	876,4	238,2		

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

2.2 Ativos Próprios em Construção

A Auren possui 112 MW em implantação no estado do Rio Grande do Norte, numa expansão do complexo eólico de Cajuína. O COD é estimado para dezembro de 2026.

Ativo	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Término da Autorização	Energia
Cajuína 3	112,1	63,0	out-56	Incentivada
Total	112,1	63,0		

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

2.3 Participações

A Auren possui participações minoritárias em ativos hidrelétricos e participação de 50% na Tucano Holding III (JV com a Unipar Carbocloro). Tais ativos não são consolidados pela Companhia e são reconhecidos via equivalência patrimonial em suas demonstrações financeiras consolidadas. Adicionalmente, os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

A) Participações Minoritárias em Hidrelétricas

A Auren possui ainda participações minoritárias em ativos hidrelétricos por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Votorantim Cimentos Pinheiro Machado (Machadinho):

¹ A Garantia Física de Água Vermelha VII ainda não foi publicada. O valor apresentado é uma estimativa da Companhia.

Ativo	Participação Econômica Indireta da Auren no Ativo	Capacidade Instalada Participação Indireta Auren (MW)	Garantia Física Participação Indireta Auren (MWm)	Término da Concessão ¹	Energia
Campos Novos (Enercan) ²	17,8%	156,9	68,1	mai-35	Convencional
Campos Novos (Enercan) ³	17,5%	153,9	66,8	mai-35	Convencional
Barra Grande (BAESA)	10,3%	71,2	36,7	mai-36	Convencional
Amador Aguiar I e II	10,0%	45,1	27,3	ago-36	Convencional
Machadinho	3,6%	40,8	18,6	jul-32	Convencional
Igarapava	19,0%	39,9	24,2	set-31	Convencional
Picada	79,4%	39,7	23,5	mar-36	Convencional
Total		547,5	265,3		

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

B) JV com Unipar Carbocloro

A Auren detém 50% de participação indireta na Tucano Holding III, empreendimento controlado em conjunto ("Joint Venture") com a Unipar Carbocloro:

Ativo	Participação Econômica Indireta da Auren no Ativo	Capacidade Instalada Participação Indireta Auren (MW)	Garantia Física Participação Indireta Auren (MWm)	Término da Parceria	Energia
Tucano Holding III	50,0%	77,5	35,8	jan-39 ⁴	Incentivada
Total		77,5	35,8		

¹ Para o ativo Igarapava, a data de término da concessão já inclui o período de extensão negociado em função da repactuação do GSF.

² Participação direta no ativo detida pela subholding CBA Energia.

³ Participação direta no ativo detida pela subholding Pollarix.

⁴ Data do término da JV com Unipar Carbocloro. O prazo da autorização das SPEs da Tucano Holding III se estende até 2055.

3. Modelagem do EBITDA Ajustado da Auren

Para fins desse Guia de Modelagem, o EBITDA¹ Ajustado (R\$) da Auren é calculado da seguinte forma:

EBITDA Ajustado

$$= \text{EBITDA Ajustado de Geração} + \text{EBITDA Ajustado de Comercialização} - \text{PMSO Holding} + \text{Dividendos das Participações}$$

Os conceitos para cálculo do EBITDA Ajustado, conforme acima descrito, estão dispostos nos tópicos a seguir.

3.1 EBITDA Ajustado de Geração

O EBITDA Ajustado de Geração (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$\text{EBITDA Ajustado de Geração} = \text{Receita de Geração} - \text{Compras para Revenda} - \text{Encargos Setoriais} - \text{PMSO}$$

3.1.1 Receita Líquida de Geração

A Receita Líquida de Geração (R\$) é calculada com base no Balanço Energético Consolidado do portfólio de ativos Auren e pode ser calculada da seguinte forma:

Receita Líquida de Geração

$$= \text{Receita de Energia Contratada} + \text{Receita de Energia Descontratada} + \text{Receita de Modulação} + \text{RAG de Paraibuna}$$

O Balanço Energético é divulgado trimestralmente pela Auren, conforme definições a seguir:

Balanço Energético Consolidado dos Ativos Próprios da Auren

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos Próprios Brutos	3.776	3.776	3.839	3.839	3.839	3.839
Garantia Física Hidrelétrica Bruta	2.075	2.075	2.075	2.075	2.075	2.075
Garantia Física Eólica Bruta	1.463	1.463	1.526	1.526	1.526	1.526
Garantia Física Solar Bruta	238	238	238	238	238	238
Participação Tucano Holding III	36	36	36	36	36	36
Deduções	267	97	99	99	99	99
(-) GSF	170	-	-	-	-	-
(-) Perdas da Rede Básica	97	97	99	99	99	99
Perdas Hidrelétrica	47	47	47	47	47	47
Perdas Eólica	44	44	46	46	46	46
Perdas Solar	5	5	5	5	5	5
Recursos Próprios Líquidos (a)	3.545	3.715	3.776	3.776	3.776	3.776
Garantia Física Hidrelétrica Líquida	1.857	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027

¹ Sigla em inglês para Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização.

Garantia Física Eólica Líquida	1.455	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar Líquida	233	233	233	233	233	233
Compras para Revenda (b)	1.028	595	498	470	386	386
Convencional	401	137	119	91	6	6
Incentivada	628	459	379	379	380	380
Recursos Totais (c=a+b)	4.573	4.310	4.274	4.246	4.162	4.162
Vendas no ACR (d)	1.084	1.084	1.084	1.190	1.084	1.084
Hidrelétrica	230	230	230	336	230	230
Eólica	788	788	788	788	788	788
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (e)	3.241	2.746	2.467	2.249	1.677	1.416
Hidrelétrica	2.377	2.008	1.745	1.528	956	695
Eólica	691	587	587	587	587	587
Solar	173	152	134	134	134	134
Vendas Totais (f=d+e)	4.325	3.830	3.550	3.438	2.761	2.500
Balanco Geração (g=c-f)	248	480	724	807	1.401	1.662
Balanco Convencional (h)	147	262	470	466	1.035	1.284
Balanco Incentivada (i)	101	218	254	341	366	379

Preços (R\$/MWh)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio de Venda	196	192	201	202	211	218
ACR (j)	265	274	275	273	275	275
Hidrelétrica	302	311	312	293	312	312
Eólica	248	257	257	257	257	257
Solar	339	352	352	352	352	352
ACL (k)	172	159	168	165	170	175
Hidrelétrica	160	142	154	147	148	150
Eólica	204	205	206	204	200	201
Solar	210	204	195	191	190	187
Preço Médio de Compra (l)	185	184	176	173	177	177
Convencional	206	144	141	132	132	132
Incentivada	172	196	187	183	177	178

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

i. Garantia Física dos Recursos Próprios (a)

- A garantia física está líquida de GSF¹ para o período realizado até a data de divulgação do *Release* de Resultados do 3T25;
- A garantia física está líquida de perdas da rede básica para os ativos conectados à rede básica (premissa de 3%);
- Não considera premissa de degradação para os ativos solares;
- Não considera premissa de curtailment para os ativos eólicos e solares;

¹ GSF (*Generation Scaling Factor*) é o fator de ajuste das hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

- A garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) até 2028 é de 1.797 MWm, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW comercializado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) pela UHE Porto Primavera;
 - Não considera recursos da UHE Paraibuna;
 - Considera 50% da Garantia Física de Tucano Holding III, joint-venture entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. Este efeito também influencia as linhas de preço médio de venda e de compra para revenda.
- ii. **Compras para Revenda (b)** - Compras realizadas para cumprir os requisitos totais da Auren, composto pelas vendas no ACR e no ACL (Ambiente de Contratação Livre), e compensar eventuais frustrações de geração. Junto com a Garantia Física dos Recursos Próprio, totaliza os Recursos Totais da Companhia (c).
- iii. **Balanco de Geração (g)** - O Balanco de Geração corresponde a exposição da Auren ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O Balanco de Geração efetivo deverá ser calculado pelo investidor, considerando a geração projetada dos ativos, incluindo os impactos do GSF e curtailment.
- iv. **Preço Médio de Venda (j) e (k)** - Os valores dos preços médios de venda são líquidos de PIS e COFINS¹ e incluem a totalidade das vendas no ACR e no ACL.
- v. **Preço Médio de Compra (l)** - Os valores dos preços médios de compra são líquidos de PIS e COFINS e incluem a totalidade das compras de energia convencional e incentivada.

A) Receita Líquida de Energia Contratada

A Receita Líquida de Energia Contratada (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\text{Receita Líquida de Energia Contratada} = \text{Receita do ACR} + \text{Receita do ACL}$$

A Receita Líquida do ACR (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\text{Receita Líquida do ACR} = \text{Preço ACR (j)} * \text{Vendas no ACR (d)} * 8.760$$

- O cálculo pode ser realizado utilizando-se o preço médio consolidado, o preço médio por fonte ou o preço individual de cada contrato, com base nas informações abaixo:

Vendas no ACR	Volume (MWm)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Data Base Leilão	Data Início PPA	Data Final PPA	Preço Líquido ¹ (R\$/MWh)
Ativos Hídricos						
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116,0	dez-05	jan-10	dez-39	305,6
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125,0	jun-06	jan-09	dez-38	324,3
Ativos Eólicos						
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190,0	ago-15	jan-19	dez-37	310,0
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145,0	nov-14	jan-19	dez-38	255,1
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127,0	dez-13	jan-18	dez-37	235,6
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143,0	out-14	jan-17	set-37	253,0
3º LEN - Alto Sertão II	74	101,0	ago-11	jan-13	ago-33	276,4
12º LER - Alto Sertão II	104	121,0	mai-10	jan-16	dez-35	214,4

¹ Preço Líquido de PIS e COFINS, na data-base de 01 de outubro de 2025.

2º LER – Ventus	54	153,0	dez-09	jul-12	jun-32	358,6
2º LER – Mandacaru & Salinas	33	152,0	dez-09	jul-12	jun-32	357,0
12º LEN – Mandacaru & Salinas	31	108,0	ago-11	jan-14	dez-33	229,3
2º LFA – Cassino	26	137,0	abr-10	jan-15	dez-34	312,7
5º LER – Caetés	95	116,0	ago-13	jan-15	ago-35	220,7
5º LER – Ventos do Araripe I	108	110,0	ago-13	jan-15	ago-35	209,3
Ativos Solares						
6º LER – Guaimbê	30	219,0	out-14	out-17	set-37	387,2
8º LER – Boa Hora	16	292,0	nov-15	nov-18	out-38	464,8
25º LEN – Água Vermelha	20	146,0	dez-17	jan-21	dez-40	210,5
Preços Médios ACR	1.084					274,8

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

A Receita Líquida do ACL (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\text{Receita Líquida do ACL} = \text{Preço ACL (k)} * \text{Vendas no ACL (e)} * 8.760$$

B) Receita Líquida de Energia Descontratada (Balanço de Geração)

A receita é baseada na parcela descontratada do Balanço Energético (g), ou seja, a diferença entre os Recursos Totais (c) e as Vendas Totais (f).

A Receita Líquida de Energia Descontratada (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Receita Líquida de Energia Descontratada} \\ = \text{Balanço Convencional (h)} * \text{Preço de Mercado Convencional} * 8.760 * (1 - 9,25\%) \\ + \text{Balanço Incentivado (i)} * \text{Preço de Mercado Incentivado} * 8.760 * (1 - 3,65\%) \end{aligned}$$

- O preço de mercado convencional e incentivado é uma premissa do investidor;
- Alíquota de PIS e COFINS de 9,25% para energia convencional advinda de ativos hidrelétricos que operam no Lucro Real;
- Alíquota de PIS e COFINS de 3,65% para energia incentivada advinda de ativos eólicos e solares que operam no Lucro Presumido.

C) Receita de Modulação

A Auren possui um portfólio com capacidade instalada balanceada – com 54% de participação hidrelétrica, 36% de participação eólica e 10% de participação solar fotovoltaica – o que permite a Companhia aferir resultados positivos quando comparamos seu perfil horário de geração ao preço de curto prazo (PLD). Uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (flat), as diferenças entre geração e contrato são liquidadas no mercado de curto prazo.

Tal mecanismo resulta num **Ganho Médio de Modulação**, conforme observado nos últimos trimestres:

Modulação	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
Receita de Modulação (R\$ milhões)	17,0	40,0	18,0	40,0	65,6
Volume Total Otimizado (GWh)	4.541	5.726	5.801	5.038	4.670
Ganho Médio de Modulação (R\$/MWh)	3,7	7,0	3,1	7,9	14,0

A modulação é aplicada sobre o volume de geração destinado a Vendas no ACL (e) e sobre o volume de geração descontratado, excluindo-se o volume destinado a Vendas no ACR (d).

A Receita de Modulação (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\text{Receita de Modulação} = \text{Volume Otimizado} * \text{Ganho Médio de Modulação} * 8.760$$

O Volume Otimizado (MW médios) é calculado da seguinte forma:

$$\text{Volume Total Otimizado} = \text{Vendas no ACL (e)} + \text{Volume Descontratado}$$

Estruturalmente, a Auren não possui exposição relevante a variações de preços entre os submercados. Além disso, a Comercializadora atua de maneira estratégica, com base em sua expertise em planejamento energético e inteligência de mercado, reforçando a resiliência operacional da Companhia e contribuindo de forma eficaz para a mitigação dos riscos associados aos submercados e o aproveitamento de potenciais oportunidades relacionadas a eventuais diferenças de preços entre submercados.

D) UHE Paraibuna: Suprimento em Regime de Cotas

A UHE Paraibuna é operada temporariamente pela CESP, sendo remunerada com base na Receita Anual de Geração (RAG), conforme as normas aplicáveis à geração de energia em regime de cotas:

UHE Paraibuna	3T25	9M25
Suprimento em Regime de Cotas	10,4	29,0

Onde encontrar: [DFs Auren Energia - 3T25](#)

E) Certificações dos Ativos Eólicos e Solares

Com base na certificação dos ativos eólicos e solares fotovoltaicos é possível projetar a geração efetiva dos ativos e calcular potenciais ressarcimentos ou receitas adicionais - as regras de todos os contratos ACR pode ser encontrada na seção de Informações Adicionais do Guia de Modelagem.

a. Certificações dos Ativos Eólicos

Ativos Eólicos (MW médios)													
Cajuína													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	264	231	207	211	252	284	309	388	399	379	353	310	299
P50	302	265	237	242	289	326	355	445	457	434	405	355	343
GF													351
Alto Sertão II													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	129	123	128	142	155	179	194	204	205	186	138	120	159
P50	139	132	137	153	167	193	208	220	221	199	148	128	171
GF													184
Ventos do Araripe III													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total

P90	96	95	82	119	174	221	241	247	237	194	134	105	162
P50	101	100	87	126	184	234	255	262	251	205	141	111	172
GF													179
Tucano – considera 50% da Tucano Holding III													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	114	109	101	95	92	102	116	113	126	124	122	112	110
P50	123	118	109	103	99	110	125	122	136	134	132	121	119
GF													111
Ventos do Piauí II													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	74	68	61	80	107	130	141	141	127	112	85	71	100
P50	79	73	65	86	115	140	151	151	137	120	92	76	107
GF													106
Ventos do Araripe I													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	52	48	48	62	90	112	122	125	117	97	69	60	84
P50	57	53	52	68	99	122	134	137	129	107	75	65	92
GF													110
Ventos do Piauí III													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	69	63	56	76	102	125	136	136	124	107	81	66	95
P50	74	68	61	82	109	135	146	147	133	115	87	71	102
GF													101
Ventos do Piauí I													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	58	57	50	70	100	127	139	142	136	112	79	63	95
P50	61	60	53	74	106	135	146	150	144	118	83	67	100
GF													106
Ventus													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	40	32	27	25	33	41	51	60	62	61	56	51	45
P50	45	35	30	28	37	45	56	66	69	68	62	56	50
GF													66
Caetés													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	80	75	67	64	66	78	85	90	96	98	97	90	82
P50	88	83	73	70	72	86	94	99	105	108	106	99	90
GF													95
Mandacaru													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	26	18	15	12	20	27	37	46	50	50	43	38	32
P50	30	21	17	14	23	32	43	53	58	57	50	43	37
GF													47

Cassino													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	20	18	19	18	19	19	22	23	24	23	22	21	21
P50	21	19	21	19	21	21	23	24	25	25	24	23	22
GF													24
Salinas													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	17	13	11	10	14	17	21	24	26	26	23	21	19
P50	18	15	12	11	15	18	22	26	28	28	25	23	20
GF													20
Total Eólicas													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	1.037	950	872	985	1.223	1.462	1.613	1.738	1.729	1.567	1.303	1.127	1.303
P50	1.138	1.041	955	1.075	1.335	1.594	1.759	1.900	1.892	1.717	1.431	1.239	1.425
GF Bruta													1.499
(-) Perdas da Rede Básica													44
GF Líquida													1.455

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- Premissa do fator disponibilidade de cada ativo eólico já está incluída nas certificações, equivalente a uma média de 93,6%. A certificação pode melhorar, se assumirmos disponibilidade de 95%;
- As certificações não consideram premissa de curtailment;
- Os valores de P50, P90 e Garantia Física Bruta não incluem as perdas da rede básica.

b. Certificação dos Ativos Solares

Ativos Solares Fotovoltaicos (MW médios)													
Sol de Jaíba													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	151	151	137	138	126	126	130	151	153	145	135	145	141
P50	168	168	152	154	141	140	145	168	170	161	151	161	157
GF													153
Guaimbê													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	31	33	30	30	27	27	27	29	31	31	33	32	30
P50	32	34	31	30	28	27	28	30	31	32	33	33	31
GF													30
AGV Solar													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	18	19	18	17	15	15	15	17	18	18	19	19	17
P50	19	20	19	18	16	15	16	18	19	19	20	20	18
GF													20
Boa Hora													

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	17	18	16	16	14	13	14	16	16	17	18	17	16
P50	18	18	17	16	14	14	15	16	17	18	18	18	17
GF													16
Sol do Piauí													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	11	10	10	10	10	10	11	12	13	13	12	11	11
P50	12	11	11	11	11	11	12	14	14	14	13	12	12
GF													12
AGV VII Solar													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	10	10	9	9	8	8	8	9	9	9	10	10	9
P50	10	11	9	10	9	8	9	10	10	9	11	11	10
GF													9
Total Solar													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
P90	237	241	220	220	200	198	205	234	240	233	226	234	224
P50	259	262	239	240	219	216	224	256	262	253	247	255	244
Garantia Física Bruta													238
(-) Perdas da Rede Básica													5
Garantia Física Líquida													233

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- Premissa do fator disponibilidade de cada ativo solar já está incluída nas certificações, equivalente a uma média de 98,5%;
- As certificações não consideram premissa de curtailment;
- Os valores de P50, P90 e Garantia Física Bruta não incluem as perdas da rede básica.
- A degradação dos painéis é estimada entre **0,4% e 0,6%** ao ano. Nos números apresentados na tabela acima, considera degradação incorrida até o ano vigente (2025). Esta premissa é atualizada anualmente nos números divulgados em nossa Planilha Interativa.

3.1.2 Compra para Revenda

O Custo de Compra para Revenda (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$\text{Custo de Compra para Revenda} = \text{Compras para Revenda (b)} * \text{Preço Médio de Compra (l)} * 8.760$$

- O cálculo pode ser realizado utilizando-se o preço médio consolidado ou segmentando-se entre compras de energia convencional e incentivada.

3.1.3 Encargos Setoriais

A) TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (R\$/kW mês)

A TUST e TUSD (R\$) são calculadas da seguinte forma:

$$TUST/TUSD = Tarifa Mensal * 12 * Capacidade Instalada * Desconto$$

- **TUST:** aplicada para ativos de geração **conectados à Rede Básica de Transmissão**. Ciclo tarifário contabiliza o período de julho a junho. A publicação mais recente é referente ao ciclo 2025-2026, vigente a partir de 01 de julho de 2025.
- **TUSD:** aplicada para ativos de geração **conectados diretamente à rede de Distribuição**. Ciclos publicados individualmente para cada distribuidora, contabilizando a data base prevista nos Contratos de Concessão.

Ativos Hidrelétricos	Conexão	Tarifa (R\$/kW mês)	Desconto	Onde encontrar
Porto Primavera	Rede Básica	13,57	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Água Vermelha	Rede Básica ¹	9,49	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh202534882_2.pdf
Nova Avanhandava	Neoenergia Elektro	5,50	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf
Promissão	CPFL Paulista	3,77	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253452ti.pdf
Bariri	CPFL Paulista	2,78	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253452ti.pdf
Barra Bonita	CPFL Paulista	2,81	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253452ti.pdf
Ibitinga	CPFL Paulista	4,01	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253452ti.pdf
Euclides da Cunha	CPFL Santa Cruz	5,12	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253460ti.pdf
Caconde	CPFL Santa Cruz	5,46	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253460ti.pdf
Limoeiro	CPFL Santa Cruz	5,14	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253460ti.pdf
PCHs	Neoenergia Elektro	14,06	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf

Ativos Eólicos	Conexão	Tarifa (R\$/kW mês)	Desconto	Onde encontrar
Ventos do Araripe III	Rede Básica	8,81	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Ventos do Piauí II	Rede Básica	11,93	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Ventos do Araripe I	Rede Básica	8,01	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Ventos do Piauí III	Rede Básica	11,93	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Ventos do Piauí I	Rede Básica	8,37	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Caetés	Rede Básica	7,70	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Cajuína	Rede Básica	11,25	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Ventus	Rede Básica ²	10,59	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Salinas	Rede Básica ³	10,71	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf

¹ Água Vermelha – Rede Básica: TUST não individualizada, conectada à Água Vermelha (440).

² Ventus – Rede Básica: TUST não individualizadas, conectada em Açu II (230), com exceção da SPE Morrão.

³ Salinas – Rede Básica: TUST não individualizada, conectada em Mossoró II (230).

Mandacaru	Rede Básica ¹ Enel CE ²	12,60	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243319ti.pdf
Alto Sertão II	Rede Básica ³	11,06	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Tucano	Rede Básica	10,11	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Cassino	CEEE Equatorial ⁴	6,69	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243413ti.pdf

Ativos Solares	Conexão	Tarifa (R\$/kW mês)	Desconto	Onde encontrar
Sol de Jaíba	Rede Básica	15,35	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Sol de Piauí	Rede Básica	-	-	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20253482_2.pdf
Guaimbê	CPFL Paulista	2,85	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253452ti.pdf
Água Vermelha	Neoenergia Elektro	5,66	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf
Boa Hora	Neoenergia Elektro	5,66	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf
Água Vermelha VII	Neoenergia Elektro	5,09	50%	https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf

B) CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (R\$/MWh)

A CFURH (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$CFURH = 7\% * TAR * Garantia Física Líquida * 8.760$$

- A CFURH é aplicada para os ativos hidrelétricos.
- O uso da Garantia Física Líquida, considerando-se o GSF e as perdas, cumpre o propósito de simplificação de cálculo. O pagamento é efetivamente calculado sobre a geração realizada.
- Considerar a **Tarifa Anualizada de Referência (TAR) de R\$ 110,54/MWh** (data-base: jan-2025), corrigida anualmente pelo IPCA.
- **Onde encontrar:** TAR ANEEL

C) TFSEE – Taxa de Fiscalização do Sistema Elétrico (R\$/kW)

A TFSEE (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$TFSEE = 0,4\% * BETU * Capacidade Instalada$$

- A TFSEE é aplicada para os todos os ativos.
- Considerar o **Benefício Econômico Típico Unitário (BETU) de R\$ 1.077,93/kW** (data-base: jan-2025), corrigido anualmente pelo IPCA.
- **Onde encontrar:** BETU ANEEL

¹ Mandacaru – Rede Básica: TUST não individualizada, conectada em Pecém II (230).

² Mandacaru – ANEEL CE: a SPE Icarai encontra-se no grupo A3 (69kv) Geração.

³ Alto Sertão II – Rede Básica: TUST não individualizada, conectada em Igaporã II (230) e Pindaí II (230).

⁴ Cassino – CEEE Equatorial: as SPes encontram-se no grupo A3 (69kv) Geração.

D) P&D – Pesquisa e Desenvolvimento (%)

A taxa de P&D (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$P\&D = 1\% * Receita Líquida de Energia$$

- A taxa de P&D é aplicada para os ativos hidrelétricos.
- Onde encontrar:** *Artigo 2º da Lei Nº 9.991, de 24 de julho de 200*

E) Seguro GSF (R\$/MWh)

A custo do Seguro GSF (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$Seguro\ GSF = 230\ MW * R\$ 16,86/MWh * 8.760$$

- Contratado para o **volume de 230 MW** referente aos contratos no ACR de Porto Primavera a um custo de R\$ 16,86/MWh (data base: jan-2025), corrigido anualmente pelo IPCA. O custo do seguro é classificado como compra de energia nas Demonstrações de Resultados.
- Vigência até 2028 que é o ano do término da repactuação do risco hidrológico.
- Onde encontrar:** *Despacho da repactuação pós privatização de Porto Primavera*

3.1.4 PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros

O PMSO da Geração é divulgado trimestralmente e os números reportados não possuem ajustes de efeitos não-recorrentes:

PMSO Geração (R\$ milhões)	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
PMSO Reportado	258,9	281,1	276,9	266,7	240,6	230,9	251,9
Pessoal	87,1	86,4	95,0	97,7	82,8	79,1	79,0
Pessoal	87,1	86,4	95,0	97,7	82,8	79,1	79,0
Materiais	12,9	13,5	12,2	3,2	11,5	7,3	5,8
Materiais	12,9	13,5	12,2	3,2	11,5	7,3	5,8
Serviços	127,2	140,2	130,4	128,0	111,0	109,9	119,9
Serviços de operação e manutenção ¹	48,3	49,2	53,8	48,3	45,1	33,0	75,4
Serviços de manutenção e conservação	14,8	10,4	9,8	9,4	3,3	4,3	3,7
Serviços de terceiros	64,1	80,6	66,8	70,4	62,6	72,7	40,8
Outros	31,8	41,0	39,3	37,8	35,2	34,6	47,2
Aluguéis e arrendamentos	3,5	5,5	6,3	4,7	9,7	11,8	12,5
Seguros	21,7	30,1	26,9	20,1	18,3	18,5	17,9
Impostos, taxas e contribuições	2,2	1,4	1,0	0,8	6,4	3,4	5,0
Outras receitas (despesas)	4,3	3,9	5,1	12,2	0,9	0,9	11,8

Onde encontrar: *Planilha Interativa*

- O PMSO de 2025 contempla a operação *full* dos ativos Cajuína, Tucano e Sol de Jaíba;
- Historicamente, o 1º semestre tende a representar 45-50% do PMSO anual e o 2º semestre 50-55% do PMSO anual;

¹ O valor do 2T25 foi impactado por reembolso de R\$ 12,5 milhões recebido no trimestre e o valor do 3T25 já reflete realocação realizada entre as linhas da rubrica "Serviços".

- Os valores deverão ser corrigidos anualmente pelo IPCA

A) Contratos de operação e manutenção dos aerogeradores

Os ativos eólicos Ventos do Araripe III, Ventos do Piauí I, II e III, Cajuína, Tucano, Ventus, Caetés, Cassino e Alto Sertão II possuem contratos de FSA ou OSA que cobrem os serviços de operação e manutenção dos aerogeradores no longo prazo.

Conforme prática comum neste tipo de contrato, há a previsão de reajuste real de preços ao longo dos anos, refletindo o estágio de operação dos parques e o nível de demanda por serviços de operação e manutenção.

Os custos relacionados aos contratos de FSA e OSA representaram aproximadamente 35% da rubrica de “Serviços” da tabela do PMSO de geração no ano de 2025. Para projeção de tais custos, deve-se aplicar um reajuste real de aproximadamente 25% em 2026 e um reajuste real anual de aproximadamente 5% ao ano até 2030. Vale observar que os percentuais de reajuste real indicados já contemplam a entrada em operação de Cajuína 3 em 2027.

3.2 EBITDA Ajustado de Comercialização

O EBITDA Ajustado de Comercialização (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$\text{EBITDA Ajustado de Comercialização} = \text{Margem de Comercialização} - \text{PMSO}$$

3.2.1 Margem de Comercialização

A Margem de Comercialização (R\$) pode ser calculada da seguinte forma, com base no Balanço Energético da Comercializadora, que é divulgado trimestralmente:

Margem de Comercialização

$$= \text{Volume de Vendas (b)} * \text{Margem Contratual (c)} * 8.760$$

$$+ \text{Balanço de Comercialização (d)} * \text{Preços de Mercado} * 8.760 * (1 - 9,25\%)$$

Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MW médio)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Compras (a)	6.209	6.189	3.439	2.363	1.905	1.117	776
Vendas (b)	6.209	6.207	3.589	2.382	1.885	1.066	818
Margem Contratual (R\$/MWh) (c)	5,5	5	10	-	-	-	-
Balanço Comercialização (d=a-b) ¹	0	(18)	(150)	(19)	20	51	(42)

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- Os volumes de Compras (a) e Vendas (b) representam os contratos já celebrados pela Comercializadora, resultando na Margem Contratual (c) apresentada.

¹ O Balanço de Comercialização reflete a exposição para os meses remanescente do ano. Desse modo, para o ano de 2025, deve-se considerar os preços de mercado referentes ao segundo semestre de 2025.

- O volume de Vendas (b) em 2024 de 6,2 GW médios corresponde à capacidade de comercialização da Comercializadora, acima da Garantia Física dos ativos próprios da Auren (3,8 GW médios).
- Com o passar dos trimestres, a Margem Contratual (c) tende a ser comprimida devido à execução de operações de trading de curto prazo com menor margem
- O Balanço de Comercialização (d) corresponde à exposição da comercializadora e deverá ser liquidado a preços de mercado

3.2.2 Volume de Vendas Anual considerando o Giro

O Volume de Vendas Anual (MWm) pode ser calculado da seguinte forma:

$$\text{Volume de Vendas Anual} = \text{Garantia Física dos Ativos Próprios} * \text{Giro}$$

Para se projetar o Volume de Vendas Anual, deve-se considerar um multiplicador sobre a Garantia Física dos ativos próprios, refletindo a estratégia de comercialização da Auren que envolve operações de trading e de compra de energia para revenda ao longo do ano.

Como referência, analisando-se ano de 2024, tivemos um **Giro de 1,6x**, equivalente à divisão do Volume de Vendas (6,2 GW médios) pela Garantia Física dos Ativos Próprios (3,8 GW médios).

3.2.3 PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros

O PMSO da Comercializadora é divulgado trimestralmente e os números reportados não possuem ajustes de efeitos não-recorrentes:

PMSO Comercializadora (R\$ milhões)	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
PMSO Reportado	20,0	20,7	29,5	33,7	29,7	30,4	37,3
Pessoal	11,0	11,2	16,7	17,5	18,3	18,8	24,0
Pessoal	11,0	11,2	16,7	17,5	18,3	18,8	24,0
Materiais	0,1	0,0	0,1	0,9	0,1	0,2	0,1
Materiais	0,1	0,0	0,1	0,9	0,1	0,2	0,1
Serviços	7,3	7,8	11,2	10,4	9,6	9,2	10,9
Serviços de operação e manutenção	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Serviços de manutenção e conservação	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Serviços de terceiros	7,3	7,8	11,2	10,4	9,5	9,1	10,9
Outros	1,6	1,6	1,5	4,9	1,8	2,2	2,3
Seguros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Impostos, taxas e contribuições	0,2	0,1	0,0	0,1	0,6	0,6	0,4
Outras receitas (despesas)	1,4	1,6	1,4	4,8	1,1	1,6	1,8

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- O PMSO a partir do 4T24 inclui o PMSO da Esfera e, a partir do 3T25, inclui o PMSO de Way 2;
- Historicamente, o 1º semestre tende a representar 45-50% do PMSO anual e o 2º semestre 50-55% do PMSO anual;
- Os valores deverão ser corrigidos anualmente pelo IPCA;

3.3 PMSO da Holding

O PMSO da Holding é divulgado trimestralmente e os números reportados não possuem ajustes de efeitos não-recorrentes:

PMSO Holding (R\$ milhões)	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
PMSO reportado	30,4	27,3	37,3	70,1	31,7	30,2	46,5
Pessoal	16,5	12,9	18,6	21,2	14,0	14,1	15,9
Pessoal	16,5	12,9	18,6	21,2	14,0	14,1	15,9
Materiais	0,3	0,4	1,4	-0,2	0,5	0,4	0,5
Materiais	0,3	0,4	1,4	-0,2	0,5	0,4	0,5
Serviços	8,8	10,2	14,4	39,5	12,9	11,6	20,0
Serviços de operação e manutenção	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Serviços de manutenção e conservação	0,2	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,9
Serviços de terceiros	8,6	9,9	14,1	39,1	12,4	11,1	19,1
Outros	4,8	3,7	2,9	9,6	4,2	4,1	10,2
Seguros	0,3	0,1	-0,6	0,6	0,4	0,5	0,5
Impostos, taxas e contribuições	1,7	0,0	0,1	0,6	0,9	0,3	0,1
Outras receitas (despesas)	2,8	3,6	3,3	8,4	2,9	3,3	9,6

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- O PMSO de 2025 reflete as sinergias capturadas, já sem o impacto de despesas não recorrentes associadas à conclusão da transação para combinação de negócios com a AES Brasil, conforme reconhecido no 4T24;
- Historicamente, o 1º semestre tende a representar 35-40% do PMSO anual e o 2º semestre 60-65% do PMSO anual;
- Os valores deverão ser corrigidos anualmente pelo IPCA.

3.4 PMSO Consolidado

A tabela abaixo apresenta a visão consolidada do PMSO, incluindo linha com os ajustes de efeitos não-recorrentes:

PMSO Consolidado (R\$ milhões)	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25
PMSO Reportado	309,3	329,1	343,6	370,5	302,0	291,5	335,7
Pessoal	114,6	110,6	130,3	136,4	115,1	112,0	118,8
Pessoal	114,6	110,6	130,3	136,4	115,1	112,0	118,8
Materiais	13,4	13,9	13,6	3,9	12,1	7,9	6,4
Materiais	13,4	13,9	13,6	3,9	12,1	7,9	6,4
Serviços	143,2	158,3	156,0	177,9	133,5	130,7	150,8
Serviços de operação e manutenção	48,3	49,2	53,8	48,3	45,1	33,0	75,4
Serviços de manutenção e conservação	15,0	10,7	10,2	9,8	3,9	4,8	4,6
Serviços de terceiros	80,0	98,3	92,1	119,9	84,6	92,9	70,8
Outros	38,2	46,4	43,7	52,3	41,2	40,9	59,6
Aluguéis e arrendamentos	3,5	5,5	6,3	4,7	9,7	11,8	12,5

Seguros	22,1	30,2	26,3	20,8	18,7	19,1	18,4
Impostos, taxas e contribuições	4,1	1,5	1,2	1,5	7,9	4,3	5,5
Outras receitas (despesas)	8,5	9,1	9,9	25,4	5,0	5,7	23,3
Ajustes de Itens Não-recorrentes	-	-	(5,4)	(5,4)	(8,9)	(13,3)	(17,8)
PMSO Consolidado Ajustado	309,3	329,1	338,2	365,1	293,1	278,2	317,9

3.5 Sinergias da Combinação de Negócios

A aquisição da AES Brasil foi concluída em 31 de outubro de 2024 e, desde o dia um da integração (1º de novembro de 2024), já foram capturadas sinergias recorrentes em PMSO no montante de R\$ 212,1 milhões, em linha com uma **sinergia anualizada de R\$ 250 milhões**:

Sinergias (R\$ milhões)	4T24 ¹	1T25	2T25	3T25
Sinergias Capturadas	43,5	56,0	54,5	58,1

Onde encontrar: [Release 3T25](#), [Release 2T25](#), [Release 1T25](#) e [Release 4T24](#)

Os valores acima já estão incorporados nos valores de PMSO reportados para os segmentos de Geração, Comercialização e Holding.

3.6 Dividendos das Participações²

3.6.1 Dividendos das Participações Minoritárias em Ativos Hidrelétricos

A Auren possui participação minoritária em ativos hidrelétricos através das subholdings Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia. Tais ativos não são consolidados pela Auren e tem seu resultado reconhecido através de equivalência patrimonial.

Estrutura Societária das Participações Minoritárias em Hidrelétricas – Participação Econômica



¹Considera os meses de novembro e dezembro de 2024, após a conclusão da aquisição da AES Brasil.

²A diferença entre os montantes de dividendos das participações e equivalência patrimonial deve-se principalmente à amortização das mais-valias de aquisição e outros efeitos não caixa. Por esse motivo, adicionamos os dividendos das participações ao EBITDA ajustado.

3.6.1.1 Margem das Participações Minoritárias

A Margem das Participações (R\$) é apurada com base no Balanço Energético das Participações Minoritárias e no DRE Gerencial e pode ser calculada da seguinte forma:

$$\text{Margem das Participações Minoritárias} = \text{Margem Contratada} + \text{Margem Descontratada}$$

O Balanço Energético é divulgado trimestralmente pela Auren, conforme definições a seguir:

Balanço Energético das Participações Minoritárias da Auren

Volume (MW médio)	2025	2026	2027	2028	2029
Garantia Física Bruta	265	265	265	265	253
(-) GSF	19	-	-	-	-
(-) Perdas da Rede Básica	9	9	9	9	9
Garantia Física Líquida (a)	237	256	256	256	244
Compras (b)	59	35	5	4	4
Recurso (c) = (a) + (b)	296	291	261	260	248
Vendas no ACL (d)	275	256	256	256	244
Balanço Energético (e) = (c) - (d)	21	35	5	4	4

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

- A partir do 2T25, o Balanço Energético passou a apresentar apenas as transações de compra e venda de energia com o mercado, deixando de apresentar contratos *intercompany*;
- A Garantia Física Líquida compreende o GSF para o período realizado até a data de divulgação do *Release* de Resultados do 3T25;
- A Garantia Física Líquida compreende as perdas da rede básica (premissa de 3%) para os ativos conectados à rede de transmissão;
- A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF);
- Considera os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos.

DRE Gerencial das Participações Minoritárias na Participação Econômica da Auren

DRE Gerencial (R\$ milhões)	Anual	Trimestral	
	2024	3T25	3T24
Volume Energia Vendida (MWm)	303	252	245
Margem ¹ (R\$/MWh) (g)	147	215	195
Margem Bruta	390,5	119,1	105,0
PMSO	(30,4)	(5,6)	(4,8)
EBITDA Ajustado	360,1	113,5	100,2
Depreciação & Amortização	(25,1)	(9,4)	(9,4)
Outros Resultados (incluindo MtM)	(22,1)	7,2	14,6
EBIT	313,0	111,3	105,4
Resultado Financeiro	13,9	8,0	0,1
LAIR	326,8	119,3	105,5

¹ Margem inclui os encargos setoriais e os custos com compras de energia.

IR/CSLL	(121,5)	(29,4)	(25,8)
Lucro Líquido	205,4	89,9	79,7
Dividendos Declarados	229,6	98,9	97,0

Onde encontrar: *Planilha Interativa*

- DRE Gerencial para fins de análise dos resultados de equivalência patrimonial dos ativos hidrelétricos com participação minoritária e cálculos dos dividendos;
- Consideram todas as participações minoritárias ponderadas pela Participação Econômica da Auren;
- A exposição energética está concentrada nas holdings e/ou subsidiárias, não havendo qualquer exposição para a Auren;
- Estratégia de maximização de dividendos e de minimização de caixa;
- Ativos estão 100% desalavancados, ou seja, não possuem dívidas.

Vale notar que os dividendos declarados até setembro de 2025 já totalizam R\$ 233,3 milhões, demonstrando a regularidade nas distribuições dos ativos hidrelétricos. O valor já supera os dividendos declarados nos anos de 2023 e 2024 no patamar de R\$ 230 milhões por ano.

A) Margem Contratada

A Margem Contratada (R\$) é calculada da seguinte forma:

$$\text{Margem Contratada} = \text{Volume de Energia Vendida} * \text{Margem (g)} * 8.760$$

B) Margem Descontratada

A Margem Descontratada (R\$) é baseada na parcela descontratada do Balanço Energético (f), ou seja, a diferença entre o Recurso (c) e os Requisitos (e).

$$\text{Margem Descontratada} = \text{Balanço Energético (e)} * \text{Preço de Mercado Convencional} * 8.760 * (1 - 9,25\%)$$

- O preço de mercado convencional é uma premissa do investidor;
- Alíquota de PIS e COFINS de 9,25% para energia convencional advinda de ativos hidrelétricos que operam no Lucro Real.

3.6.1.2 PMSO – Pessoas, Serviços, Materiais e Outros

O PMSO é calculado com base nos valores indicados na DRE Gerencial das Participações Minoritárias. Os deverão ser corrigidos anualmente pelo IPCA.

3.6.1.3 Distribuição de dividendos

A DRE Gerencial das Participações Minoritárias fornece também informações como Depreciação & Amortização, MTM, resultado financeiro e IR.

A partir de 2025 os pagamentos de **dividendos serão apurados trimestralmente, em regime de competência**, e pagos no trimestre subsequente a referida apuração considerando a disponibilidade de caixa dos ativos, trazendo maior estabilidade ao longo do ano e maior previsibilidade para a Companhia.

3.6.2 Dividendos da Joint Venture com a Unipar Carbocloro

A Auren detém 50% de participação indireta na Tucano Holding III, empreendimento controlado em conjunto ("Joint venture") com a Unipar Carbocloro S.A.

Tucano Holding III - Participação Indireta Auren (R\$ milhões)	1T25	2T25	3T25
EBITDA	9,6	12,7	10,0
Dividendos Declarados	-	19,3	-

Onde encontrar: Release 1T25 e Release 2T25, Release 3T25

Os dividendos de R\$ 38,6 milhões declarados no 2T25, considerando uma visão 100% da Tucano Holding III, referem-se a exercícios passados do ativo.

Tucano Holding III – Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2025
Caixa e equivalentes de caixa	58,8
Aplicações financeiras	17,1
Fundo de liquidez - Conta Reserva	10,8
Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras e fundo de liquidez	86,7
Capital Social Subscrito e Integralizado	176,9
Reserva de Lucros	2,9

Onde encontrar: DFs Tucano Holding III 3T25

Em setembro de 2025, o complexo possuía financiamentos no montante de R\$ 587,7 milhões, distribuídos entre a holding e as SPEs.

Dívida Bruta (R\$ milhões)	Modalidade	Montante 30/09/2025	Index.	Spread	Vencimento
Tucano Holding III	Debêntures	240,3	IPCA	6,59%	Out-41
SPEs Tucano F6, F7, F8	BNB	347,4	IPCA	2,26%	Jul-45
Total		587,7			

Onde encontrar: DFs Tucano Holding III 3T25

3.7 Participação de Acionistas Não-controladores

Para obter o valuation da Auren, deve-se ajustar as participações de terceiros, que em 30 de setembro de 2025 totalizavam R\$ 1.288,7 milhões, conforme detalhado na Nota Explicativa 21.2 das Demonstrações Financeiras da Auren Energia S.A. Para realizar tal ajuste, pode-se ajustar o fluxo projetado para a Companhia pelos percentuais detalhados abaixo ou subtrair-se o valor acima do *equity value* calculado.

3.7.1 Participações de Terceiros na Potengi Holdings e na Veleiro Holdings

Os dividendos calculados para o complexo eólico Cajuína deverão ser ajustados pela participação de terceiros nas subholding Potengi e Veleiros, que totalizam um saldo de R\$ 54,3 milhões:

Ativo	Participação Econômica Indireta do Terceiro no Ativo	Capacidade Instalada Participação do Terceiro (MW)	Garantia Física Participação do Terceiro (MWm)	Término da Parceria	Parceiro
Potengi Holdings	22,0%	36,4	18,2	2038	BRF
Veleiros Holdings	10,0%	9,1	4,4	2043	Unipar Indupa

Onde encontrar: DFs Auren Energia - 3T25

A Potengi Holdings e Veleiros Holdings detêm uma participação econômica de 6,6% do Complexo Cajuína.

3.7.2 Participações de Terceiros na Guaimbê Holding

Os dividendos calculados para a Guaimbê Holding deverão ser ajustados pela participação econômica e preferência na distribuição de lucros equivalente a 75,0% do lucro líquido, detida pelo Itaú através de Ações Preferenciais.

A Auren Operações possui uma Opção de Compra no valor de R\$ 1.033,0 bilhão para aquisição das Ações Preferenciais detidas pelo Itaú, com vencimento em 2031. O valor da Opção de Compra é corrigido pelo CDI e reduzido pelos valores recebidos pelo Itaú através do recebimento de dividendos e/ou redução de capital, sendo exequível 50% a partir de 2026 e 100% a partir de 2027.

4. Modelagem do Lucro Líquido da Auren

4.1 Depreciação e Amortização

Para projetar a Depreciação e Amortização deve-se considerar o valor realizado no 3T25, que já reflete a combinação de negócios com a AES Brasil e o ramp-up dos ativos de Cajuína, Tucano e Sol de Jaíba e não é impactado por valores não-recorrentes, conforme foi observado no 2T25:

R\$ milhões	1T25	2T25	3T25
Depreciação e Amortização	458,2	521,7	465,6

Onde encontrar: [Release 1T25](#) e [Release 2T25](#), [Release 3T25](#)

Para os investimentos do projeto em construção de Cajuína 3, que entrará em operação em dezembro de 2026, pode-se adotar as taxas médias de depreciação anual dos ativos eólicos da Auren: 5,0% para máquinas e equipamentos e aproximadamente 3,0% para edifícios e construções.

4.2 Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

4.2.1 Ativos Hidrelétricos

Os ativos hidrelétricos estão concentrados na CESP e na Auren Operações, duas entidades em **regime de Lucro Real**. O cálculo do IR e CSLL pode ser realizado da seguinte forma:

Imposto	Base de Cálculo ¹	Alíquota (%)
IR e CSLL	LAIR ² (+/-) Equivalência Patrimonial	34,0%

A Equivalência Patrimonial não afeta a base tributável dos ativos hidrelétricos.

Tanto a CESP quanto a Auren Operações possuem um saldo significativo de Prejuízo Acumulado. Para se estimar o saldo, é necessário dividir o Impacto no Diferido apresentado nas Demonstrações Financeiras pela alíquota de 34,0%:

Prejuízo Acumulado (R\$ Milhões)	Impacto no Diferido 3T25	Base de Prejuízo Acumulado 3T25	Onde encontrar
CESP	805,3	2.368,5	DFs CESP - 3T25
Auren Operações	535,3	1.574,4	DFs Auren Operações - 3T25
Total	1.340,6	3.942,9	

Considerando-se a alíquota aplicável de 34,0% e o efeito do aproveitamento do saldo do Prejuízo Acumulado, que pode ser utilizado no limite de 30,0% do Lucro Líquido do exercício, tende-se a uma **alíquota efetiva de aproximadamente 24%** correspondente ao Imposto de Renda e Contribuição Social correntes.

¹ Base de Cálculo simplificada para fins de modelagem.

² LAIR = Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social.

4.2.2 Ativos Eólicos e Solares

Os ativos eólicos e solares possuem majoritariamente SPEs **em regime de Lucro Presumido**. O cálculo do IR e CSSL pode ser realizado da seguinte forma:

Imposto	Base de Cálculo	Alíquota (%)
IR	8,8% * Receita Bruta	25,0%
CSSL	13,2% * Receita Bruta	9,0%

Os percentuais de presunção acima já refletem a elevação de 10% estabelecida na Lei Complementar No 224/2025, publicada em 26 de dezembro de 2025.

Caso as SPEs apresentem receitas financeiras, estas são tributadas a 34,0%.

4.2.3 Auren Comercializadora

A Auren Comercializadora encontra-se **em Regime de Lucro Real**. O cálculo do IR e CSSL pode ser realizado da seguinte forma:

Imposto	Base de Cálculo ¹	Alíquota (%)
IR e CSSL	LAIR (+/-) MtM	34,0%

A marcação a mercado dos contratos futuros de energia (MtM) não afeta a base tributável da Comercializadora.

4.2.4 Auren Energia e Auren Participações

A Auren Energia e a Auren Participações encontram-se **em Regime de Lucro Real**. O cálculo do IR e CSSL pode ser realizado da seguinte forma:

Imposto	Base de Cálculo ¹	Alíquota (%)
IR e CSSL	LAIR (+/-) Equivalência Patrimonial	34,0%

A Equivalência Patrimonial não afeta a base tributável das holdings Auren Energia e Auren Participações.

4.3 Equivalência Patrimonial

A Equivalência Patrimonial inclui o resultado das Participações Minoritárias, conforme detalhado na seção 3.4 do Guia de modelagem.

4.4 Resultado Financeiro Líquido²

A Auren apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 625,3 milhões no 3T25:

R\$ milhões	1T25	2T25	3T25
Receitas Financeiras	276,2	205,2	237,3
Despesas Financeiras	(1.008,2)	(849,8)	(862,6)

¹ Base de Cálculo simplificada para fins de modelagem.

² Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas DFs.

Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,6)	(625,3)
-------------------------------------	----------------	----------------	----------------

Onde encontrar: *Release 1T25 e Release 2T25, Release 3T25*

4.4.1 Receitas Financeiras

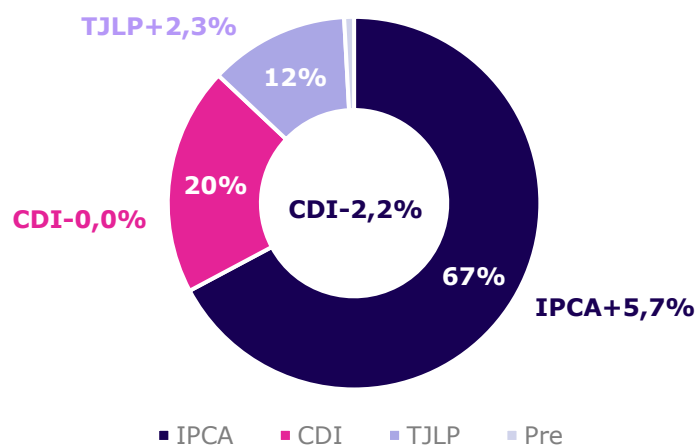
As receitas financeiras podem ser calculadas com base no saldo de Liquidez, composto por Caixa, equivalentes de Caixa, aplicações financeiras e conta reserva. A remuneração média de tais ativos é de aproximadamente 98,8% do CDI.

R\$ milhões	3T25
Liquidez	6.062,3
Caixa e Equivalentes de caixa	4.479,4
Aplicações Financeiras	596,3
Conta Reserva	986,6

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

4.4.2 Despesas Financeiras

Em 30 de setembro de 2025, a Dívida Bruta da Companhia atingiu um valor contábil de **R\$ 24.828,9 milhões**. As despesas financeiras podem ser calculadas com base na relação das dívidas dos ativos e das holdings, conforme listado abaixo. **O custo médio da Dívida Líquida da Companhia é CDI -2,2%:**



Dívidas (R\$ milhões)	Modalidade	Dívida Bruta	Index.	Spread Médio Div. Líquida	Vencimento
IPCA	Debentures, BNDES, BNB, FDNE	12.558,3	IPCA	5,7%	-
CDI	Debentures	9.893,4	CDI	0,0%	-
TJLP	BNDES	2.272,8	TJLP	2,3%	-
PRÉ	BNB	104,4	PRÉ	2,5%	-
Total / Média		24.828,9	CDI	-2,2%	

As tabelas abaixo detalham as dívidas da Companhia por veículo de emissão:

A) Ativos Hidrelétricos

Dívidas (R\$ milhões)	Modalidade	Dívida Bruta	Index.	Spread	Vencimento
CESP		5.348,0			
12ª Emissão	Debêntures	2.039,7	IPCA	4,30%	ago-30
13ª Emissão	Debêntures	1.173,8	IPCA	6,17%	abr-34
14ª Emissão	Debêntures	2.134,5	CDI	0,62%	ago-32
Auren Operações		3.957,1			
8ª Emissão	Debêntures	176,4	IPCA	6,02%	mai-30
9ª Emissão - 1ª série	Debêntures	1.387,5	CDI	1,00%	mar-27
9ª Emissão - 2ª série	Debêntures	895,8	IPCA	4,71%	mar-29
9ª Emissão - 3ª série	Debêntures	255,6	IPCA	4,71%	mar-29
11ª Emissão	Debêntures	624,7	IPCA	6,50%	mar-38
4131 Offshore Loan 2020	Debêntures	308,8	CDI	1,50%	dez-25
4131 Offshore Loan 2021	Debêntures	183,7	CDI	1,48%	mar-26
Ventus	BNDES	113,2	TJLP	2,58%	out-29
Outros	-	11,4	-	-	-

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

B) Ativos Eólicos

Dívidas (R\$ milhões)	Modalidade	Dívida Bruta	Index.	Spread	Vencimento
Tucano II		733,1			
Tucano Holding II	Debêntures	375,7	IPCA	6,06%	set-41
SPEs Tucano F1, F2, F3 e F4	BNB	357,4	IPCA	2,66%	jul-45
Cajuína – PPA MIN FER COP¹		1.091,4			
Cajuína AB1	Debêntures	1.091,4	IPCA	7,07%	jun-44
Cajuína – PPA BRF		632,8			
Potengi - 1a Emissão	Debêntures	310,9	IPCA	7,37%	dez-41
Potengi - 2a Emissão	Debêntures	200,6	IPCA	7,04%	dez-42
SPE Ventos de Sta. Tereza 01	FDNE	121,3	IPCA	2,93%	dez-43
Cajuína – PPA UNIPAR		378,6			
Veleiros - 2ª Emissão, 1ª e 2ª série	Debêntures	84,0	IPCA	7,33%	nov-47
	Debêntures	72,4	IPCA	6,93%	nov-41
Ventos de São Ricardo 03 e 04	BNB	222,1	IPCA	4,53%	dez-47
Cajuína - PPA Microsoft		933,1			
Ventos de Sta. Tereza 07 - 1ª Emissão, 1ª e 2a Séries	Debêntures	617,1	IPCA	6,93%	mar-39
	Debêntures	316,0	IPCA	7,08%	mar-44
Ventos do Araripe		457,3			
Ventos de São Tito	BNDES	379,9	TJLP	2,02%	abr-32
	Debentures	77,4	IPCA	9,24%	jun-28
Caetés		444,7			
Ventos de São Tomé	BNDES	367,6	TJLP	2,02%	abr-32
	Debentures	77,1	IPCA	8,86%	dez-27
Alto Sertão II		12,0			

¹ PPAs com Minas Ligas, Ferbasa e Copel.

Tietê Eólica - 1ª Emissão, 1ª e 2ª séries	Debentures	4,9	IPCA	7,61%	dez-25
	Debentures	7,1	IPCA	7,87%	dez-25
Mandacaru		132,9			
Embuaca	BNDES	7,1	TJLP	2,23%	mai-30
	BNB	25,4	PRÉ	2,50%	mai-30
Icaraí	BNDES	6,6	TJLP	2,23%	out-29
	BNB	19,8	PRÉ	2,50%	mai-31
Complexo Santos	BNDES	73,9	TJLP	2,23%	dez-30
Salinas		72,9			
Mar e Terra	BNDES	6,2	TJLP	2,23%	nov-29
	BNB	32,9	PRÉ	2,50%	mai-33
Bela Vista	BNDES	7,5	TJLP	2,23%	nov-29
	BNB	26,2	PRÉ	2,50%	mai-30
Cassino		93,4			
SPEs Brisa, Vento e Wind	BNDES	93,4	TJLP	2,18%	jul-31
Ventos de Piauí I		486,2			
SPEs	BNDES	486,2	TJLP	2,22%	jun-34
Ventos de Piauí II e III		1.750,4			
SPEs	BNDES	1.750,4	IPCA	4,56%	mar-45
Ventos do Araripe III		921,2			
Repasse	BNDES	427,3	TJLP	3,14%	dez-29
BNDES	BNDES	303,8	TJLP	2,47%	jun-35
1ª Emissão	Debêntures	190,1	IPCA	6,99%	jul-32

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

C) Ativos Solares

Dívidas (R\$ milhões)	Modalidade	Dívida Bruta	Index.	Spread	Vencimento
Sol de Jaíba		887,1			
SPEs Jaíba C, CN, CO, L2	BNB	328,1	IPCA	5,27%	set-46
SPEs Jaíba S, CS	BNB	231,6	IPCA	5,73%	jul-47
SPEs Jaíba L1, NE2, NE3, SE2	BNB	296,8	IPCA	5,78%	jan-47
SPEs Jaíba L1, NE2, NE3, SE2	BNB AFD	30,6	IPCA	11,00%	out-34
Sol do Piauí		190,2			
SPE Sol do Piauí	BNDES	190,2	IPCA	3,65%	nov-44

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

D) Holdings

Dívidas (R\$ milhões)	Modalidade	Dívida Bruta	Index.	Spread	Vencimento
Auren		3.086,0			
2ª Emissão	Debêntures	427,6	IPCA	6,30%	abr-34
3ª Emissão	Debêntures	2.658,5	CDI	0,55%	out-31
Auren Participações		3.220,4			
2ª Emissão	Debêntures	2.078,2	CDI	-0,50%	abr-35
3ª Emissão	Debêntures	1.142,2	CDI	-0,90%	ago-37

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

5. Modelagem do Fluxo de Caixa da Auren

5.1 Fluxo Operacional

5.1.1 Ressarcimento

O Ressarcimento devido pela Auren no curto prazo é demonstrado no Passivo Circulante da Nota Explicativa 17 - item (a) das Demonstrações Financeiras do 3T25:

Ressarcimento em 30/09/2025 (R\$ mil)	Ressarcimento Anual	Ressarcimento Quadrienal	Total
Passivo	1.100.848	489.759	1.590.607
Circulante	736.160	231.117	967.277
Não Circulante	364.688	258.642	623.330

Onde encontrar: *DFs Auren Energia - 3T25*

As datas de início do pagamento do ressarcimento diferem para os diferentes contratos regulados, com os pagamentos represados seguindo o calendário divulgado pela CCEE¹. No 3T25, a Companhia realizou pagamento de ressarcimentos no montante de aproximadamente **R\$ 130,0 milhões**.

O passivo relacionado a ciclos já fechados e que ainda não iniciaram pagamento é corrigido mensalmente pelo IPCA.

5.1.2 VIVEST – Plano de Pensão

Para a modelagem dos desembolsos relativos aos planos de equacionamento relacionados à VIVEST, deve-se considerar o passivo atuarial estimado pela metodologia PREVIC – Resolução CNPC no 30/201.

A) Metodologia PREVIC: CESP

Em 23 de dezembro de 2024, a Diretoria Executiva da Vivest aprovou a adoção da estratégia de imunização para o Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP/CESP B1, patrocinado pela CESP e administrado pela Vivest. Em síntese, a imunização consiste na troca de grande parte dos ativos garantidores do plano PSAP/CESP B1 **por títulos públicos indexados ao IPCA**, que passam a ser marcados na curva. Essa estratégia de imunização encontra-se amparada em estudos técnicos e jurídicos desenvolvidos pela Vivest em parceria com consultoria atuarial independente.

Em decorrência da implementação desta estratégia, verificou-se a elevação da taxa de juros atuarial apresentada em estudo técnico, conforme aprovada por unanimidade no Comitê Gestor do plano PSAP/CESP B1 em 30 de julho de 2025. **A elevação da taxa de juros atuarial para 6,28% foi aprovada pela PREVIC no dia 19 de novembro de 2025.**

Desse modo, e conforme antecipado no Release 2T25, apresentamos uma análise dos efeitos da nova taxa de juros atuarial na tabela abaixo:

¹ O calendário divulgado pela CCEE pode ser encontrado no link: <https://www.ccee.org.br/en/-/cronograma-de-operacionalizacao-das-recontabilizacoes-e-ressarcimentos-associados-ao-constrained-off-para-usinas-eolicas-metodologia-definitiva->

Cenário Estimado em 31/12/2025 (R\$ milhões)	Déficit Atuarial 31/12/2024	Déficit Atuarial Estimado	Redução em Relação ao Cenário Atual		Desembolso Anual de Contribuições Extraordinárias pela CESP	Redução em Relação ao Cenário Atual	
Atual	1.808,0	1.700,0	-	%	168,0	-	%
Taxa atuarial @ 6,28%	-	1.007,0	-693,0	-0,4	132,0	-36,0	-0,2

Onde encontrar: [Release 2T25](#)

B) Metodologia PREVIC: Auren Operações

A Auren operações possuía um déficit atuarial de R\$ 186 milhões em 31 de dezembro de 2024, com desembolso anual de Contribuições Extraordinárias de aproximadamente R\$ 10 milhões por ano.

5.1.3 Passivo Contencioso

A Auren possui um Contencioso Provável de R\$ 846,8 milhões, em 30 de setembro de 2025, que se encontra integralmente provisionado, sendo R\$ 63,6 milhões alocados no Passivo Circulante.

5.2 Fluxo de Investimentos

A) Capex de Expansão

O projeto de Cajuína 3 está atualmente em implantação pela Auren, com COD esperado para dezembro de 2026. O Capex do projetado está estimado em R\$ 750 milhões:

Cajuína 3 (%)	Total	2025	2026
Cronograma de Implantação	100%	60-70%	30-40%

Até 30 de setembro de 2025, foram desembolsados R\$ 191,4 milhões para a implantação de Cajuína 3.

Além da construção de Cajuína 3, a Auren também realizou investimentos em 2025 relacionados à conclusão de projetos de Cajuína, Sol de Jaíba, Sol do Piauí e Água Vermelha VII, totalizando aproximadamente **R\$ 150 milhões**.

B) Capex Sustaining

O Capex de manutenção anual para os ativos próprios da Auren gira em torno de **R\$ 150-250 milhões** a depender de modernizações pontuais em ativos hidrelétricos.

No ano de 2025, dentro da rubrica de Capex *Sustaining* tivemos um desembolso extraordinário de **R\$ 200 milhões** referentes ao *turnaround* dos ativos eólicos incorporados através da aquisição a AES Brasil para aumento da disponibilidade.

5.3 Fluxo de Financiamentos

A) Cronograma de Amortização da Dívidas

A Auren possui um prazo médio de pagamentos de **7,0 anos**:

Ano	Amortização da Dívida Bruta (R\$ milhões)
2025	846,3
2026	1.559,4
2027	1.715,1
2028	1.771,0
2029	2.638,1
2030+	16.299,1
Total	24.828,9

Onde encontrar: Release 3T25

B) Realavancagem

No longo prazo, a Auren considera como ideal a manutenção de um índice de Dívida Líquida / EBITDA Ajustado de **3,0-3,5x**, através de captações para a realavancagem da Companhia.

6. Indenização das Concessões Hidrelétricas

6.1 Indenização ao Término das Concessões Hidrelétricas da AES Brasil

Considerando que as usinas originárias da AES Tietê Energia S.A. foram outorgadas na condição de Produtores Independentes de Energia, por meio do Decreto de 15 de dezembro de 1999 e do Contrato de Concessão No. 92/1999-ANEEL, há a previsão de indenização dos bens reversíveis ao término das concessões em 2032.

6.1.1 Cálculo do Valor Indenizável

O cálculo do Valor Indenizável pode ser calculado através de duas metodologias: o VOC – Valor Original Contábil, calculado a partir da atualização dos valores contábeis das concessionárias, e o VNR – Valor Novo de Reposição, calculado com base no valor atual de mercado. Nas duas metodologias, é computada a depreciação acumulada desde a entrada em operação comercial do ativo.

Para fins de modelagem, consideramos a metodologia VOC para o cálculo do Valor Indenizável:

O Valor Indenizável (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$\text{Valor Indenizável} = \text{Imobilizado Não Depreciado} + \text{Correção Monetária}$$

O Imobilizado Não Depreciado (R\$) é calculado da seguinte forma:

$$\text{Imobilizado Não Depreciado} = \text{Investimento Realizado} - \text{Depreciação Acumulada até 2032}$$

A) Investimento Realizados nos Ativos com Anuência da ANEEL

No período de 2013 a 2023, a AES Brasil realizou **dois ciclos de investimentos** nas usinas hidrelétricas, conforme detalhado nas tabelas abaixo. Tais cronogramas de investimentos foram aprovados pela ANEEL, no âmbito da priorização dos investimentos para emissão de Debêntures de Infraestrutura (Lei 12.431).

a. 1º Ciclo de Investimentos: 2013 a 2019

1o Ciclo de Investimentos (data base: 2014)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Água Vermelha	61,0	59,6	55,5	43,6	43,3	42,3	0,2
Bariri	12,4	29,4	12,8	0,2	0,1	0,3	0,5
Barra Bonita	20,7	43,2	26,4	14,1	24,5	2,4	17,7
Caconde	12,7	0,9	2,1	0,3	0,5	0,1	0,6
Euclides da Cunha	6,0	3,7	2,3	0,2	0,3	0,4	0,4
Ibitinga	20,4	3,0	4,1	0,6	2,4	0,1	16,0
Limoeiro	6,9	4,9	3,4	0,2	0,2	0,1	0,1
Mogi Guaçu	3,4	2,2	1,0	0,1	0,2	1,3	0,1
Nova Avanhandava	10,7	3,1	4,3	0,3	1,8	0,2	0,2
Promissão	15,3	6,6	2,3	0,3	0,5	0,3	2,5
Total (R\$ milhões)	169,5	156,5	114,2	59,8	73,8	47,6	38,4

Onde encontrar: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2015108_1.pdf

b. 2º Ciclo de Investimentos: 2020 a 2023

2o Ciclo de Investimentos (data base: 2018)	2020	2021	2022	2023
Água Vermelha	2,2	0,1	0,0	0,0
Bariri	7,6	2,5	0,0	0,0
Barra Bonita	31,0	54,0	40,0	10,0
Caconde	0,0	0,0	0,3	0,0
Euclides da Cunha	0,4	0,7	2,6	0,0
Ibitinga	0,5	0,0	1,9	1,1
Limoeiro	3,3	0,0	0,0	0,0
Mogi Guaçu	1,0	0,8	0,0	0,0
Nova Avanhandava	1,2	1,4	0,3	0,0
Promissão	4,4	4,5	25,0	65,3
Total (R\$ milhões)	51,5	63,9	70,0	76,4

Onde encontrar: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2019748_1.pdf

B) Depreciação Acumulada

A alíquota de depreciação é encontrada nas Demonstrações Financeiras da Auren Operações S.A. Ao se analisar o imobilizado da Controladora, tem-se as alíquotas efetivas de depreciação das usinas hidrelétricas advindas da AES Brasil, na Nota Explicativa 11, item (a):

Taxa Média Anual de Depreciação (%)	
Reservatórios, barragens e adutoras	3,0%
Edificações, construções e benfeitorias	2,4%
Máquinas, equipamentos e instalações	3,7%

Onde encontrar: *DFs Auren Operações 3T25*

Deve-se então projetar a depreciação acumulada desde a data de investimento até a data do término da concessão em 2032, considerando que investimentos realizados no período 2013-2023 foram primordialmente associados a máquinas e equipamentos.

C) Correção Monetária

Por fim, deve-se aplicar a correção monetária sobre o Imobilizado Não Depreciado, considerando-se o período entre a data de realização investimento e a data do término da concessão em 2032.

6.2 Indenização dos Investimentos Prudentes Realizados pela CESP

Em outubro de 2025, a diretoria da ANEEL aprovou o reconhecimento de R\$ 498,8 milhões como Base de Remuneração Regulatória Líquida referente à indenização dos investimentos prudentes realizados nas UHEs Jupia, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna nas datas-bases de cada concessão, conforme tabela abaixo. A decisão consta no Despacho nº 3.076/2025 publicado em 21 de outubro de 2025.

Usinas CESP	Indenização (R\$ milhões)	Data Base
UHE Jupia	230,8	31/07/2015

UHE Ilha Solteira	213,3	31/07/2015
UHE Jaguari	24,1	31/05/2020
UHE Paraibuna	30,6	30/06/2022
Total	498,8	

Onde encontrar: Nota Técnica Conjunta Nº 9/2025-SFF-SGM-SCE/ANEEL

Concluída essa etapa regulatória, o processo segue para o Ministério de Minas e Energia (MME), responsável por definir a fonte de recursos para o pagamento da indenização, o cronograma e o índice de atualização monetária dos valores. Estes pontos são objeto da Consulta Pública MME no 190/2025, que busca estabelecer uma norma aplicável a todas as usinas hidrelétricas com direito à indenização. Embora encerrada, a CP 190 não teve seu resultado divulgado. Em sua minuta inicial, os valores seriam corrigidos pelo IPCA e remunerados pelo WACC de geração a partir do fim da concessão, com duas alternativas para viabilização do pagamento: (i) reconhecimento tarifário via Receita Anual de Geração (RAG) recebida por usinas hidrelétricas no regime de cotas, ou (ii) utilização de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR).

7. Informações Adicionais

7.1 Contratos no ACR (Ambiente de Contratação Regulada)

O portfólio de ativos próprios da Auren é composto por contratos no ACR nas modalidades de Leilão de Energia Nova (LEN) e Leilão de Energia Reserva (LER) e Leilão de Fontes Alternativas (LFA).

7.1.1 Regras de Liquidação dos Contratos no ACR

A) Regras LER

Ressarcimento anual: caso a energia fornecida no ano seja inferior a 90% da energia contratada anualmente, o valor do ressarcimento será equivalente ao preço contratual vigente no ano seguinte ao ciclo base de apuração acrescido de 15%. Tais acertos financeiros ocorrem em 12 parcelas mensais a partir do segundo mês do próximo ano contratual. Caso a energia fornecida seja superior à faixa de tolerância do contrato em cada um dos anos (superior a 130% no ano para eólicas e 115% para solares), as empresas receberão o valor equivalente a 70% do preço contratual vigente para as usinas eólicas e 30% para as usinas solares no último ano do ciclo base de apuração em 12 parcelas mensais a partir do segundo mês do próximo ano contratual.

Ressarcimento quadrienal: caso a energia fornecida esteja dentro da faixa de tolerância (acima de 90% e abaixo de 130% para as eólicas), o valor do ressarcimento será equivalente ao preço contratual vigente no último ano do ciclo base de apuração acrescido de 6%. Tais acertos financeiros ocorrem em 24 parcelas mensais a partir do primeiro mês do próximo ano contratual (ao fim do quadriênio), reajustada por correção monetária aplicada ao preço contratual. Nos solares, como não há quadriênios, os valores que se encontram dentro da faixa de tolerância são pagos no ano subsequente, sendo valorados a 100% do preço do PPA do ano seguinte, se a entrega for entre 100% e 115% do contrato, e acrescidos de multa de 6% neste preço caso a entrega esteja entre 90% e 100%.

B) Regras LEN

Ressarcimento anual: caso a energia fornecida no ano seja inferior a 90% da energia contratada, o valor do ressarcimento será equivalente ao maior valor entre o preço contratual vigente (100% do PPA para os eólicos e 115% do valor para os solares) no ciclo base de apuração e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio do mesmo período, aplicado sobre o montante em MWh que for inferior aos 90%. Tais acertos financeiros podem ocorrer em 1 ou 12 parcelas a depender do leilão. Caso a energia fornecida seja superior à energia contratada, as faixas estarão compreendidas entre 100% e 130%, de acordo com o ano atual da apuração quadrienal, sendo os limites de tolerância: 130% no primeiro ano, 120% no segundo ano, 110% no terceiro ano e 100% no quarto ano para usinas eólicas. Para as usinas solares a faixa é sempre 100%. Para esses casos, as empresas receberão o valor equivalente a aplicação do PLD sobre o montante em MWh conforme faixa de tolerância, em parcela única a partir do mês que exceder o montante contratual, mediante liquidação das faturas mensais à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Ressarcimento quadrienal: caso a energia fornecida seja inferior a 100% da energia contratada no final de cada quadriênio, o valor do ressarcimento será equivalente ao maior valor entre o preço contratual vigente no último ano do ciclo base de apuração (com acréscimo de 6% para usinas do 17º LEN em diante, sem

acréscimo para os demais) e o PLD médio do quadriênio de apuração aplicado sobre o montante em MWh que for inferior aos 100% e superior a 90% do montante, dado que o ressarcimento anual captura os desvios inferiores a 90%. O acerto financeiro para energia fornecida abaixo dos limites pode ocorrer em 1 ou 12 parcelas a depender do leilão., a partir do segundo mês do último ano contratual de cada ciclo quadrienal, mediante liquidação das faturas mensais emitidas à CCEE. Não há acerto financeiro quadrienal para energia fornecida acima dos limites, uma vez que, nessa hipótese, os valores serão liquidados no critério enquadrado no ressarcimento anual. Para usinas solares, como não há quadriênios, o ressarcimento da energia não entregue contida dentro da faixa de segurança (90% a 100%) é valorada ao maior preço entre o PPA do ano de apuração e o PLD, pagos no ano subsequente.

C) Regras LFA

Ressarcimento anual: caso a energia fornecida no ano seja inferior a 90% da energia contratada anualmente, o valor do ressarcimento será equivalente ao preço contratual vigente no último ano do ciclo base de apuração. Tais acertos financeiros ocorrem em 12 parcelas mensais a partir do primeiro mês do próximo ano contratual. Caso a entrega seja superior a 100% da energia contratada, a energia excedente será precificada ao PLD médio do ano.

Ressarcimento quadrienal: caso a energia fornecida esteja dentro da faixa de segurança (acima de 90% e abaixo de 100%), o valor do ressarcimento será equivalente ao preço contratual vigente no último ano do ciclo base de apuração. Tais acertos financeiros ocorrem em 12 parcelas mensais a partir do primeiro mês do próximo ano contratual.

7.1.2 Contratos no ACR – Ativos Hidrelétricos

Ativos Hidrelétricos	Leilão	Editais	Final do Suprimento
Porto Primavera	1º LEN 2º LEN	002/2005 002/2006	2039 2038

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

Porto Primavera | 1º LEN

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=50

Porto Primavera | 2º LEN

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=52

A) Impactos da Repactuação do ACR no 4º LEE de Porto Primavera

De acordo com a subcláusula terceira do contrato de outorga, na repactuação do ACR, por exigência da regulamentação, a parcela repactuada tinha que ser vinculada algum contrato ACR. Na época, a Companhia dispunha de 3 contratos elegíveis: 4º LEE, 1º LEN e 2º LEN. O 1º e 2º LEN, de 230 MW médio, foram repactuados até o final da concessão original, em 2028. Já para o 4º LEE, o ativo regulatório apurado na época excedeu o prazo do contrato, que findou em 2016, gerando uma extensão de outorga de 53 dias (maio a junho de 2028). Por essa razão, o período de extensão está contratado nos moldes do contrato que gerou a extensão. Desta forma, a CESP dispõe no 4º LEE 758 MW médio contratado com as distribuidoras com o preço do leilão por 53 dias. **Anualizado, esse volume seria de 105 MW médio.**

7.1.3 Contratos no ACR – Ativos Eólicos

Ativos Eólicos	Leilão	Editais	Final do Suprimento
Ventos do Piauí I	22º LEN	004/2015	2037
Ventos do Araripe III	18º LEN 20º LEN 6º LER	010/2013 006/2014 008/2014	2037-2038
ASII	3º LER 12º LEN	005/2010 002/2011	2046-2047
Salinas	2º LER	003/2009	2045
Mandacaru	2º LER 12º LEN	003/2009 002/2011	2045-2047
Ventus	2º LER	003/2009	2045
Cassino	2º LFA	007/2010	2046
Caetés	5º LER	005/2013	2049
Ventos do Araripe I	5º LER	005/2013	2049

Onde encontrar: [Planilha Interativa](#)

A) Ventos do Piauí I | 22º LEN (004.2015)

130%			
	120%		
		110%	
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Quadriênio			

Energia
Contratada

Início do Suprimento:		Jan-2019
Término do Suprimento:		Dez-2037
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2019	Dez-2021
2º	Jan-2022	Dez-2025
3º	Jan-2026	Dez-2029
4º	Jan-2030	Dez-2033
5º	Jan-2034	Dez-2037
Ajuste		
Anual	PLD	
Anual	100% do PPA ou PLD médio	
Quadrienal	-	
Quadrienal	106% do PPA ou PLD médio	

Onde encontrar: [Edital LEN 004.2015](#)

B) Ventos do Araripe III | 18º LEN (010.2013)

130%			
	120%		
		110%	
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Quadriênio			

Energia
Contratada

Início do Suprimento:		Jan-2018
Término do Suprimento:		Dez-2037
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2018	Dez-2021
2º	Jan-2022	Dez-2026
3º	Jan-2027	Dez-2030
4º	Jan-2031	Dez-2034
5º	Jan-2035	Dez-2037
Ajuste		
Anual	PLD	
Anual	100% do PPA ou PLD médio	
Quadrienal	-	
Quadrienal	106% do PPA ou PLD médio	

Onde encontrar: [Edital LEN 010.2013](#)

C) Ventos do Araripe III | 20º LEN (006.2014)

130%			
	120%		
		110%	
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4

Energia
Contratada

Início do Suprimento:		Jan-2019
Término do Suprimento:		Dez-2038
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2019	Dez-2022
2º	Jan-2023	Dez-2027
3º	Jan-2028	Dez-2031
4º	Jan-2032	Dez-2035
5º	Jan-2036	Dez-2038

Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Quadriênio			

Onde encontrar: Edital LEN 006.2014

Ajuste	
Anual	PLD
Anual	100% do PPA ou PLD médio
Quadrienal	-
Quadrienal	106% do PPA ou PLD Médio

D) Ventos do Araripe III | 6º LER (008.2014)

			130%
			100%
			90%
Quadriênio			

Energia
Contratada

Onde encontrar: Edital LER 008.2014

Início do Suprimento:		Out-2017
Término do Suprimento:		Set-2037
Quadriênio	Início	Término
1º	Out-2017	Set-2021
2º	Out-2021	Set-2025
3º	Out-2025	Set-2029
4º	Out-2029	Set-2033
5º	Out-2033	Set-2037
Ajuste		
Anual	70% do PPA	
Anual	115% do PPA	
Quadrienal	100% do PPA	
Quadrienal	106% do PPA	

E) Alto Sertão II | 3º LER (005.2010)

			130%
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Quadriênio			

Energia
Contratada

Onde encontrar: Edital LER 005.210

Início do Suprimento:		Set-2013
Término do Suprimento:		Ago-2033
Quadriênio	Início	Término
1º	Set-2013	Ago-2017
2º	Set-2017	Ago-2021
3º	Set-2021	Ago-2025
4º	Set-2025	Ago-2029
5º	Set-2029	Ago-2033
Ajuste		
Anual	70% do PPA	
Anual	115% do PPA	
Quadrienal	100% do PPA	
Quadrienal	106% do PPA	

F) Alto Sertão II | 12º LEN (002.2011)

130%			
	120%		
		110%	
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Quadriênio			

Energia
Contratada

Onde encontrar: Edital LEN 002.2011

Início do Suprimento:		Jan-2016
Término do Suprimento:		Dez-2035
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2016	Dez-2019
2º	Jan-2020	Dez-2023
3º	Jan-2024	Dez-2027
4º	Jan-2028	Dez-2031
5º	Jan-2032	Dez-2035
Ajuste		
Anual	PLD	
Anual	100% do PPA ou PLD médio	
Quadrienal	-	
Quadrienal	100% do PPA ou PLD médio	

G) Mandacaru | 12º LEN (002.2011)

130%			
	120%		
		110%	
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4

Quadriênio

Onde encontrar: Edital LEN 002.2011

Energia
Contratada

Início do Suprimento:	Jan-2014	
Término do Suprimento:	Dez-2033	
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2014	Dez-2017
2º	Jan-2018	Dez-2021
3º	Jan-2022	Dez-2025
4º	Jan-2026	Dez-2029
5º	Jan-2030	Dez-2033
Ajuste		
Anual	PLD	
Anual	100% do PPA ou PLD médio	
Quadrienal	-	
Quadrienal	100% do PPA ou PLD médio	

H) Salinas, Mandacaru & Ventus | 2º LER (003.2009)

			130%
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4

Quadriênio

Onde encontrar: Edital LER 003.2009

Energia
Contratada

Início do Suprimento:	Jul-2012	
Término do Suprimento:	Jun-2032	
Quadriênio	Início	Término
1º	Jul-2012	Jun-2016
2º	Jul-2026	Jun-2020
3º	Jul-2020	Jun-2024
4º	Jul-2024	Jun-2028
5º	Jul-2028	Jun-2032
Ajuste		
Anual	70% do PPA	
Anual	115% do PPA	
Quadrienal	100% do PPA	
Quadrienal	106% do PPA	

I) Caetés & Ventos do Araripe | 5º LER (005.2013)

			130%
			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4

Quadriênio

Onde encontrar: Edital 005.2013

Energia
Contratada

Início do Suprimento:	Set-2015	
Término do Suprimento:	Ago-2035	
Quadriênio	Início	Término
1º	Set-2015	Ago-2019
2º	Set-2019	Ago-2023
3º	Set-2023	Ago-2027
4º	Set-2027	Ago-2031
5º	Set-2031	Ago-2035
Ajuste		
Anual	70% do PPA	
Anual	115% do PPA	
Quadrienal	100% do PPA	
Quadrienal	106% do PPA	

J) Cassino | 2º LFA (007.2010)

			100%

Energia
Contratada

Início do Suprimento:	Jan-2015	
Término do Suprimento:	Dez-2034	
Quadriênio	Início	Término
1º	Jan-2015	Dez-2018
2º	Jan-2019	Dez-2022
3º	Jan-2023	Dez-2026

Onde encontrar: *Editais 007.2010*

7.1.4 Contratos no ACR – Ativos Solares

Onde encontrar: *Planilha Interativa*

**Energia
Contratada**

Onde encontrar: *Editais LEN 004.2017*

**Energia
Contratada**

Onde encontrar: *Editais LER 009.2015*

Início do Suprimento:		Out-2017
Término do Suprimento:		Set-2037
Quadriênio	Início	Término
1º	-	-

			100%
			90%
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4

*Energia
Contratada*

2º	-	-
3º	-	-
4º	-	-
5º	-	-
Ajuste		
Anual	30% do PPA	
Anual	115% do PPA	
Anual	100% do PPA	
Anual	106% do PPA	

Onde encontrar: Edital LER 008.2014