



**Conselho Nacional de
Política Energética
CNPE**

4ª Reunião Extraordinária CNPE

**9 de outubro de 2018
11h00**

**Sala de Reuniões Plenária do MME – 9º andar
Brasília - DF**

PAUTA

- | | |
|-----------------------------|----|
| 1. Abertura | 3 |
| 2. Matérias para apreciação | 4 |
| 3. Assuntos Gerais | 43 |
| 4. Encerramento | 45 |

1. ABERTURA

Presidente do CNPE

Ministro de Estado de Minas e Energia



2. MATÉRIAS PARA APRECIÇÃO

I. Apresentação do Relatório do Grupo de Trabalho instituído pela Resolução CNPE nº 7/2018, intitulado “Medidas para a Viabilização da Usina Nuclear Angra 3”

- *Assessoria Especial de Assuntos Econômicos*



Resolução CNPE nº 7/2018, de 5 de junho de 2018

- ✓ **Objetivo:** realizar estudos e apresentar proposições ao CNPE acerca da viabilidade econômica da Usina Angra 3, bem como sugerir outras medidas necessárias para a viabilização do empreendimento
- ✓ **Integrantes:**
 - ✓ Ministério de Minas e Energia - MME
 - ✓ Ministério da Fazenda - MF
 - ✓ Ministério do Planejamento - MPDG
 - ✓ Gabinete de Segurança Institucional – GSI/PR
 - ✓ Secretaria Especial do PPI – SPPI/PR
 - ✓ Eletrobras
 - ✓ Eletronuclear
 - ✓ Empresa de Pesquisa Energética - EPE
- ✓ **Prazo: 60 dias – 16 de setembro de 2018**



Constatações

- ✓ Preço da energia em R\$ 243/MWh (nov/2017) é insuficiente para concluir a obra
- ✓ Diante da falta de recursos próprios da Eletrobras e da Eletronuclear, há necessidade de se definir um arranjo onde o parceiro conclua a obra e traga os recursos necessários



Características principais

- ✓ Valor do investimento direto até agora: R\$ 6,6 bilhões
- ✓ Saldo Devedor de dívidas contraídas data base Dez/17:
 - ✓ BNDES: R\$ 3,6 bilhões
 - ✓ CEF: R\$ 3,2 bilhões
 - ✓ Eletrobras/RGR: R\$ 1,1 bilhão
- ✓ Investimento direto adicional para completar a obra: R\$ 15 bilhões (estudo elaborado por Alvarez & Marsal contratado pela Eletronuclear)
- ✓ Usina entra em operação em 1º de janeiro de 2026 (Plano Decenal de Expansão de Energia 2026)
- ✓ 35 anos de vigência do Contrato de Energia de Reserva
- ✓ Vida útil: 40 anos



Para trazer um parceiro privado

- ✓ GT estudou dois modelos: com e sem participação societária e concluiu pela necessidade de amadurecimento da modelagem, ou seja, definição do modelo de contratação até junho de 2019
- ✓ Cada modelo apresenta vantagens, bem como questões em aberto

Vantagens

Com participação societária, mantendo controle mínimo pela União

- Modelo com estudo mais detalhado nas análises feitas pela Eletronuclear
- Parceiro privado agrega expertise à Eletronuclear
- Sócio participa de resultados e recebe dividendos
- Existência de interesse de potenciais parceiros privados no modelo, com expectativa de construção de novas usinas

Sem participação societária

- Não há necessidade de garantia da União, acordos internacionais e/ou atendimento da expectativa de novos empreendimentos
- Incentivos para cumprimento de prazos e custos estimados da obra
- Ativo regulatório se constitui em garantia robusta para remuneração do parceiro privado
- Existência de interesse de potenciais parceiros privados no modelo

Questões em Aberto

Com participação societária, mantendo controle mínimo pela União

- Gestão sob controle da Eletronuclear
- Risco de aporte do Tesouro decorrente de atrasos (risco fiscal)
- Condicionantes apresentadas por potenciais parceiros privados¹:
 - acordo internacional
 - garantia de participação em projetos futuros
 - garantia da União
- Questionamento pelos órgãos de controle quanto à seleção do parceiro para projetos futuros (Lei nº 13.303/16)
- Gestão mais burocrática (Lei nº 8.666/93)

Sem participação societária

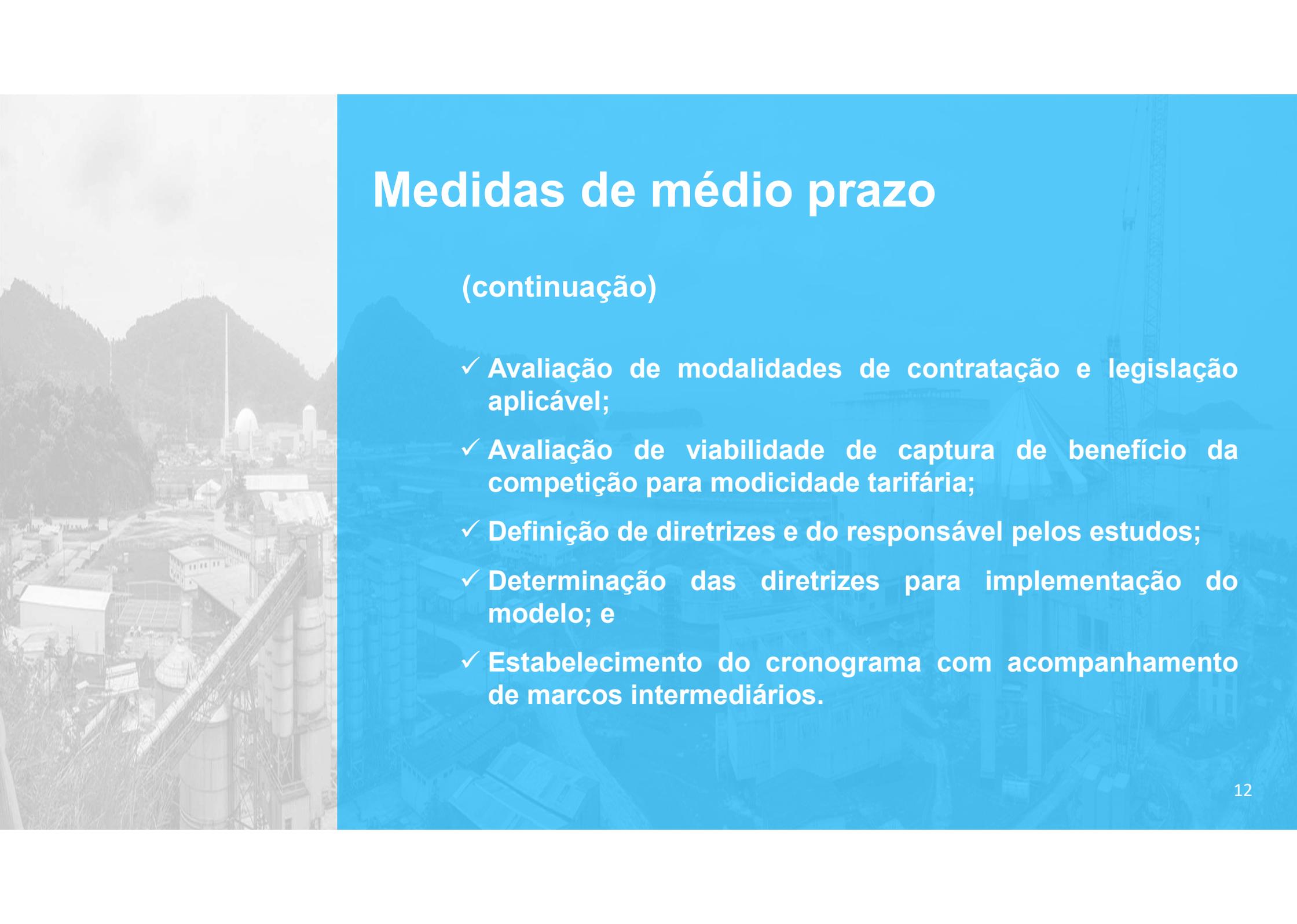
- Necessidade de garantia regulatória robusta (visto ausência de outras garantias): vinculação de parte da receita do Contrato de Energia de Reserva
- Recebimento pela energia gerada: única fonte de receita do parceiro, a partir de 1º jan/26
- Divisão de risco: parcela já construída e conclusão pelo parceiro privado

¹ EDF – França, Rosatom – Rússia, USA Consortium – EUA, SPIC e CNNC – China, Salini-Impregilio – Itália.



Medidas de médio prazo

- ✓ CNPE deve determinar ao Ministério de Minas e Energia que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI o apoio no processo de governança das ações necessárias à viabilização do empreendimento, bem como a avaliação sobre a possibilidade de qualificação de Angra 3 no Programa.
- ✓ Os trabalhos a serem desenvolvidos sob coordenação do PPI seriam:
 - ✓ Constituição de grupo de governança com a participação dos bancos financiadores;
 - ✓ Definição do melhor modelo de parceria com privado;



Medidas de médio prazo

(continuação)

- ✓ Avaliação de modalidades de contratação e legislação aplicável;
- ✓ Avaliação de viabilidade de captura de benefício da competição para modicidade tarifária;
- ✓ Definição de diretrizes e do responsável pelos estudos;
- ✓ Determinação das diretrizes para implementação do modelo; e
- ✓ Estabelecimento do cronograma com acompanhamento de marcos intermediários.



Medida de curto prazo

- ✓ Adotar como referência para o novo preço de venda da energia de Angra 3 o valor indicado pela EPE (R\$ 480/MWh) que possibilite iniciar as tratativas de negociação com os agentes financiadores, bem como para dar início à seleção de um novo parceiro para conclusão da obra.

Preço de referência para Angra 3

Metodologia

TEQ* (Tarifa de Equilíbrio) para único empreendimento, tendo como referência uma estruturação financeira similar a um *Project Finance*. Fluxos em termos reais, moeda constante.

- Desconsidera-se questões de contabilidade societária e receitas de outros empreendimentos (desconsiderados fluxos das usinas de Angra 1 e 2).

Premissas

Dados de investimento, despesas operacionais, financiamento, custos de capital próprio (TIR) e de terceiros, bem como tributos/encargos baseados em:

- estudos da EPE (Notas Técnicas EPE/PRE 01/17 e EPE/PRE 02/17), incluindo referências internacionais;
- estudos da Alvarez & Marsal/Eletronuclear (e.g. investimento, cronograma de desembolso, O&M).

Sensibilidades

Câmbio, cronograma de desembolso, estrutura de capital, sistema de amortização, *capex*, O&M. Também foram avaliados os Índices de Cobertura do Serviço da Dívida.

Resultados para a TEQ



Recomenda-se adotar como referência para o preço de energia (referido a julho/2018)

* *TEQ*: valor da energia, que ao compor a receita de venda, iguala o valor presente do investimento ao valor presente do fluxo do resultado líquido.
(Angra 3 → Preço de Referência)



Cronograma de Execução

1	Reunião extraordinária do CNPE - 09/10/2018
2	Publicação da Resolução CNPE com o Preço de Referência - 19/10/2018
3	Publicação da Resolução CPPI com a estrutura de governança - 26/10/2018
4	Definição do Modelo e Preço teto - 01/07/2019
5	Publicação do Edital - 18/03/2020
6	Homologação do resultado da seleção - 26/08/2020
7	Reinício das obras - 01/06/2021
8	Operação comercial - 01/01/2026

Pré-aprovação de um *waiver* mediante a publicação da Resolução do CNPE com preço de referência, mantidas as condições de pagamento atuais até a publicação do Edital.

2. MATÉRIAS PARA APRECIÇÃO

II. Apresentação da metodologia adotada no cálculo do preço de referência de Angra 3

(Avaliações para Cálculo de Tarifa de Equilíbrio – TEQ)

- *Empresa de Pesquisa Energética - EPE*

AGENDA

- Metodologia da Tarifa de Equilíbrio - TEQ**
- Premissas utilizadas**
- Sensibilidades realizadas**
- Resultados dos cálculos da TEQ (Preço de Referência)**
- Considerações Finais e Recomendações**

Metodologia de Tarifa de Equilíbrio (TEQ)

- Tarifa de Equilíbrio (TEQ): valor da energia (em R\$/MWh), que ao compor a receita de venda, iguala o valor presente do investimento ao valor presente do fluxo do resultado líquido. Modelo utilizado pela EPE nos cálculos dos preços-tetos dos leilões de energia;

- Fluxos em termos reais;

- Moeda constante;

- Modelo para único empreendimento, tendo como referência uma estruturação financeira similar a um *Project Finance*;



- Angra 3: Representa o Preço de Referência;
- Desconsidera-se questões de contabilidade societária e receitas de outros empreendimentos (desconsiderados fluxos das usinas de Angra 1 e 2).

Premissas utilizadas

- **Principais fontes:**

- Estudos realizados pela EPE em 2017, a pedido do MME (Notas Técnicas EPE/PRE 01/17 e EPE/PRE 02/17), incluindo referências internacionais;
- Estudos da Alvarez & Marsal/Eletronuclear (e.g. investimento, cronograma de desembolso, O&M).

- **Premissas a serem adotadas:**

- Dados de investimento (CAPEX), incluindo efeito da taxa de câmbio, cronograma de desembolso, fundo de descomissionamento;
- Despesas operacionais (O&M), incluindo Custo de Combustível;
- Dados Energéticos (capacidade instalada, geração, consumo interno, disponibilidade da usina);
- Estrutura de Capital (% de financiamento);
- Custo de Capital Próprio (TIR) e de Terceiros (Taxas de Juros);
- Período contratual e vida útil econômica;
- Tributos/encargos/seguros aplicáveis, incluindo eventuais benefícios (ex: REIDI);

Sensibilidades realizadas

- Com base nos estudos realizados pela EPE em 2017, realizou-se sensibilidades, considerando especialmente os estudos da Alvarez & Marsal/Eletronuclear:
 - Taxa de câmbio;
 - Cronograma de Desembolso de Angra 3;
 - CAPEX de Angra 3;
 - Parâmetros de Financiamento;
 - Sistemas de Amortização;
 - Aumento do CAPEX (CAPEX atual de Angra 3, incluindo saldo devedor);
 - O&M de Angra 3;
 - Crédito de PIS/COFINS;
- Avaliou-se também, em cada cenário e caso utilizados, o resultado do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD (capacidade de pagamento da dívida da empresa, considerando a geração de caixa operacional líquida);
 - Foram considerados, para fins de definição do preço de referência, cenários com ICSD > 1,2.

Resultados dos cálculos da TEQ (Preço de Referência)

- Considerando todas as premissas apresentadas, foi elaborado um quadro resumo de valores da Tarifa de Equilíbrio - TEQ, considerando uma variação do Custo de Capital Próprio (TIR), em termos reais, o percentual de Capital de Terceiros (em %) e o resultado do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD.

		TEQ (R\$/MWh)				
Custo de Capital Próprio (%)	12,7	565,6	536,7	510,1	486,3	464,2
	12,0	535,5	511,7	490,3	470,4	451,8
	11,0	497,3	480,3	464,5	449,5	435,4
	10,0	464,6	452,5	441,2	430,4	420,0
	9,0	435,9	427,8	420,0	412,5	405,2
	8,0	410,1	405,1	400,2	395,5	390,9
		60	65	70	75	80
		Capital de Terceiros (%)				

- Os cenários considerados factíveis variaram de R\$ 400/MWh a R\$ 560/MWh.



Recomenda-se adotar como referência para o preço de energia (referido a julho/2018)

O cenário de R\$ 480/MWh considera uma TIR de 11% a.a. (em termos reais), 65% de Capital de Terceiros (35% próprio) e um ICSD resultante maior que 1,3.

Considerações Finais e Recomendações

- Existem diversas incertezas associadas às definições das premissas a serem adotadas no cálculo da TEQ (ou preço de referência);
- A definição das premissas altera substancialmente o valor TEQ (ou valor da geração de energia), especialmente diante do alto CAPEX de usinas nucleares;
- Além de CAPEX, TIR (ou custo de capital próprio), financiamento, desembolso, O&M, impostos e tributos/encargos, são os principais fatores no cálculo da TEQ;
- Valores inferiores de TEQ podem inviabilizar a decisão de investimento no empreendimento, resultando em um cenário de abandono do projeto, bem como valores superiores de TEQ podem onerar em demasia o consumidor de energia elétrica;
- Necessidade de realizar um processo de seleção de empresa para viabilizar a conclusão do empreendimento, de modo a revelar preços de mercado;
- Considerando os objetivos expostos na Resolução CNPE nº 07/2018, **recomenda-se adotar como referência para o preço de energia de Angra 3 o valor de R\$ 480/MWh**, referido a julho de 2018.

2. MATÉRIAS PARA APRECIÇÃO

III. Apresentação sobre os aspectos econômicos e financeiros do projeto Angra 3

- *Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRAS*



Eletronuclear

Angra 3

Em 2017 a ONS emitiu um relatório técnico onde elenca a importância de Angra 3 no Sistema Integrado Nacional.

Alta disponibilidade e confiabilidade:

Por não depender de vazão de rios, ventos e sol, a Usina de Angra 3 se torna um dos **principais recursos** do subsistema SE/CO



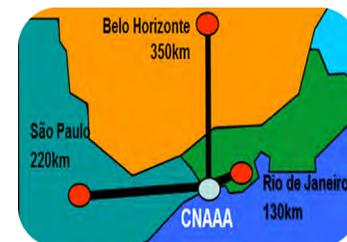
Produção Energética:

Produzindo $1.405 \text{ MW}_{\text{méd}}$ a uma disponibilidade de aproximadamente 90%, Angra 3 supre a necessidade de cerca de 5 milhões de residências, além de acrescentar **7,2%** na energia armazenável máxima do sistema



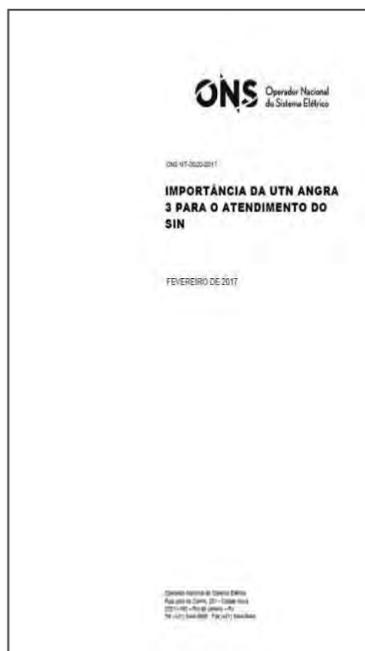
Proximidade com centros de consumo:

Como esta usina disponibiliza a sua energia **diretamente** no subsistema SE/CO, que possui a maior carga do país, ela contribui para evitar congestionamentos nas interligações entre subsistemas



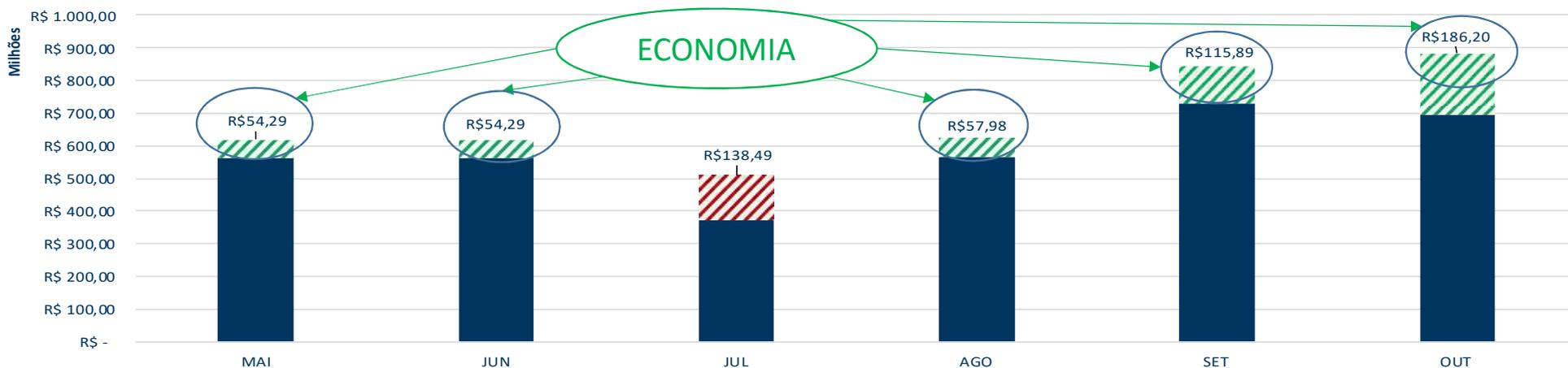
Segurança Energética:

Sua alta capacidade de produção energética e disponibilidade aumentam a segurança do Sistema Integrado Nacional, o que diminui as chances de queda, como os **“apagões”**.



Se Angra 3 estivesse no sistema em 2017, já com a tarifa revisada, reduziria o custo ao consumidor nos períodos de seca, visto que evitaria despacho de fontes mais caras

Custo do Despacho de Térmicas: Impacto de Angra 3



Legenda

- Economia
- Gasto Extra

- Durante o período seco, Angra 3 teria economizado ao sistema cerca de R\$ 330 MM



3. Resultados

- A Tabela 4 compila os efeitos agregados para o país.
 - O efeito total do projeto orçado sobre o PIB ultrapassa os R\$ 10 bilhões.
 - Estima-se que os postos de trabalho gerados diretamente pelo projeto conforme orçado, entre temporários e empregos permanentes, estejam em torno de 214 mil. Com isto, o total (incluindo indiretos e induzidos) ultrapassa 500 mil.
 - Os números do projeto realizado até agora são mais modestos, e alcançam R\$ 2,7 bilhões de valor agregado e quase 140 mil empregos.

Tabela 4

(R\$ milhões)	Variáveis	Direto	Indireto	Induzido	Total	Multiplicador
Orçado	PIB	4.496	2.364	3.356	10.216	2,27
	Impostos*	509	322	423	1.253	2,46
	Salários	1.505	692	1.053	3.249	2,16
	Emprego (vagas)	214.263	101.743	199.138	515.144	2,40
Realizado	PIB	1.197	640	894	2.731	2,28
	Impostos*	135	88	112	335	2,48
	Salários	395	188	281	863	2,18
	Emprego (vagas)	58.098	27.287	53.105	138.490	2,38



* Líquido de subsídios às empresas; não inclui contribuições previdenciárias.

2010



2018



2026



32%
Avanço Físico



62%
Avanço Físico



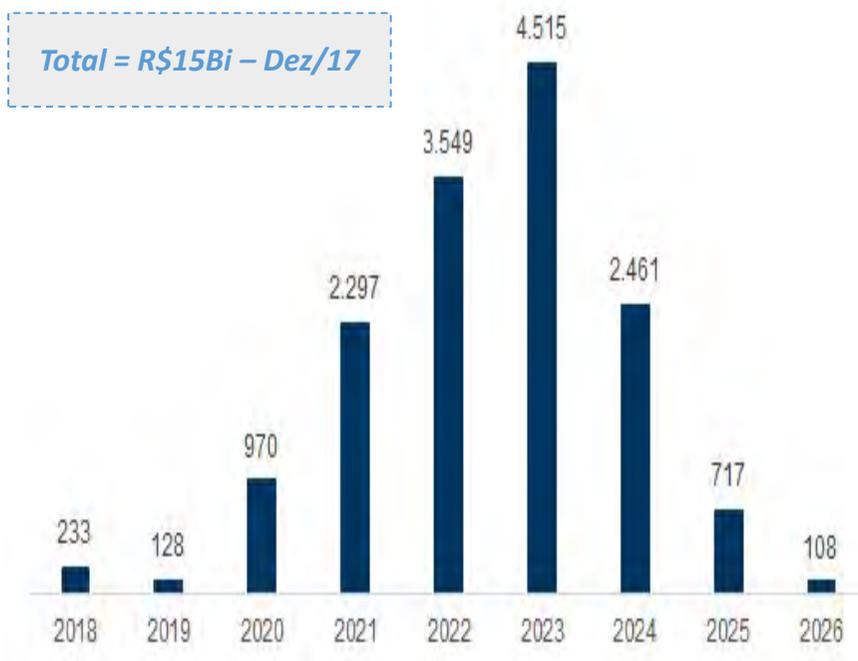
100%
Avanço Físico

1. Valores históricos, custos diretos e indiretos

2. custos diretos

Para que Angra 3 possa operar em 2026 é necessário readequar a tarifa atual e equacionar o endividamento, de modo a viabilizar um investimento adicional de R\$15Bi

CAPEX Projeto Angra 3 - R\$MM²



Pré-Condições para Viabilizar o Projeto

1

Conselho Nacional de Política Energética

- Readequação da Tarifa

2

Credores

- Reestruturação + Nova dívida

3

Acionista Privado

- Equity + Expertise

A necessidade de uma tarifa maior se dá pela mudança de condições de mercado e pela necessidade de atração de capital novo para concluir a usina

Recálculo da Tarifa de Transação



Condições Anteriores – Projeto em 2010

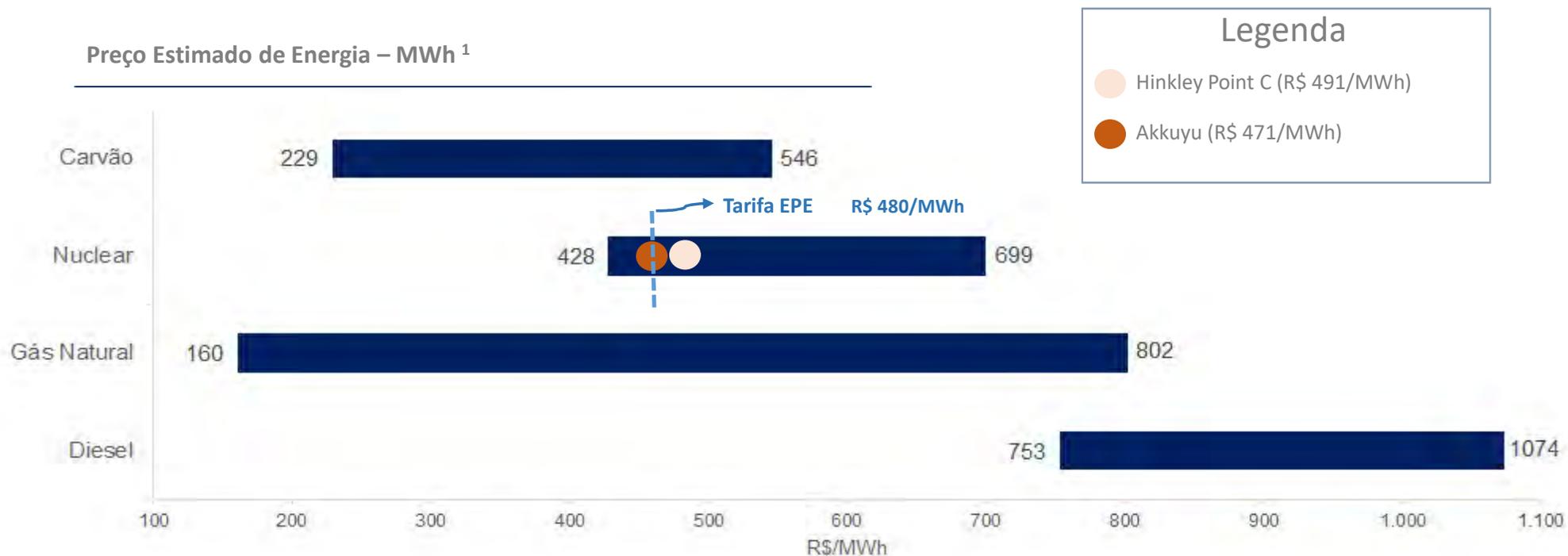
A tarifa base de Angra 3 foi proposta considerando as seguintes premissas:

- Câmbio em 1US\$ equivalente a R\$ 2,00 (Câmbio médio de 2010)
- Projeto sem dívidas passadas
- Relação de Dívida no projeto em 92% | 8%

*Estrutura nova é obrigada a remunerar cerca de 4x mais capital próprio

Tarifa teto, podendo sofrer deságio no processo competitivo de seleção de parceiro

A tarifa proposta pela EPE para viabilização de Angra 3 está dentro de estimativas de preços de equilíbrio para energia nuclear e benchmark global



- A tarifa proposta pela EPE se encontra dentro dos intervalos de tarifa de equilíbrio propostas pela metodologia LCOE (“Levelized Cost of Energy”) para usinas nucleares.
- Novas usinas em construção possuem preço na faixa superior das tarifas de energia, como o caso de Hinkley Point C (R\$ 491/MWh) na Inglaterra e Akkuyu (R\$ 471/MWh) na Turquia.

1. Valores em US\$ convertidos em R\$ à PTAX de R\$3,45 / US\$ de 26/04/18

Atrasos na definição da tarifa implicam em possivelmente levar a tarifa de Angra 3 a valores superiores aos de Akkuyu e Hinkley Point C

Custo da Indecisão - Atraso de entrada em Operação versus Tarifa de Equilíbrio



Caso a decisão sobre a tarifa demore a acontecer e atrase a entrada em operação prevista para 2026 a tarifa será superior a Hinkley Point C e Akkuyu

A empresa está em processo de reestruturação e vem trabalhando em ações para melhorar seu EBITDA para honrar seus compromissos junto aos credores

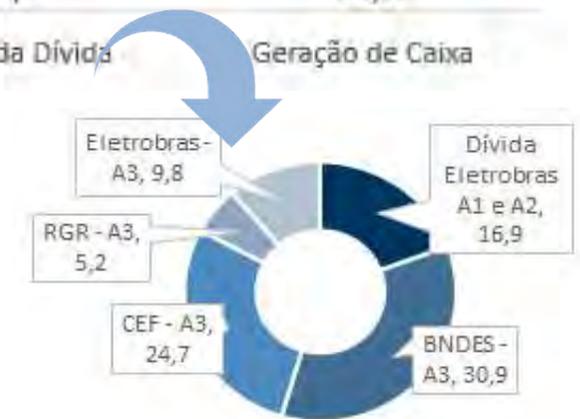
Evolução de Custos com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros (PMSO) – R\$ MM



- A Eletronuclear encontra-se em processo de reestruturação organizacional já tendo feito reduções de custo de pessoal ao longo dos últimos anos por meio de PDVs
- Há outras iniciativas para serem implementadas na companhia tais como :
 - criação de centro de serviços compartilhados,
 - Sucessivos PDVs
 - Redução de custos de aluguéis
 - Programas de redução de custos e etc.

A companhia não gera caixa suficiente para honrar o serviço da dívida sem obter um waiver de seus credores e condição básica para isso é a alteração tarifária

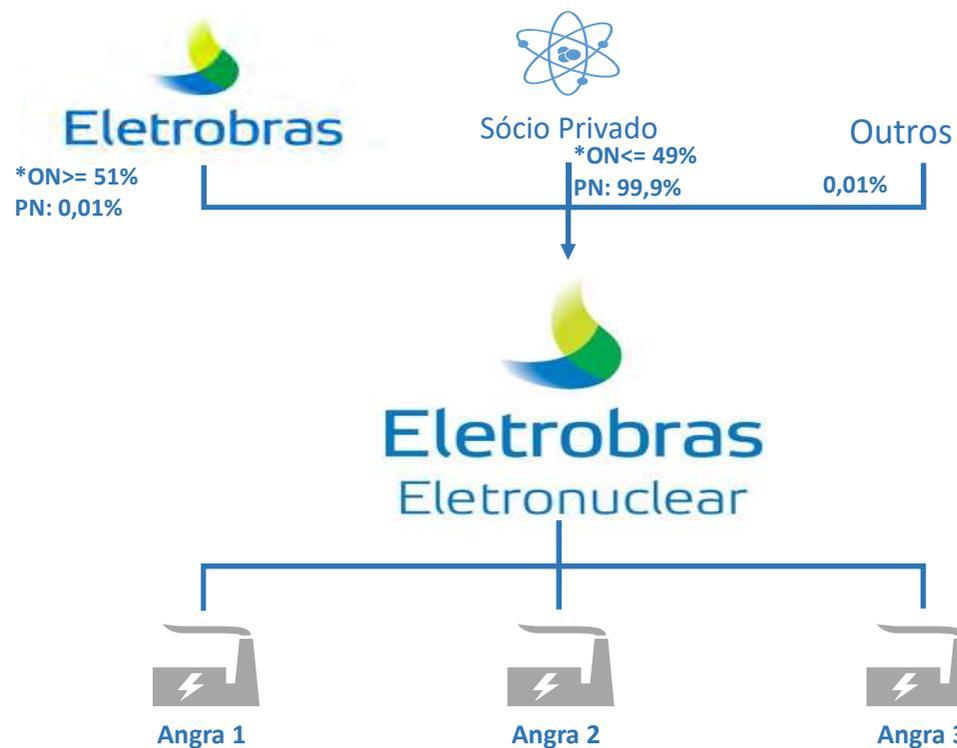
Fluxo de Caixa Mensal Eletronuclear – R\$ MM



Composição do Serviço da Dívida

- A geração de caixa de Angra 1 e 2 não é suficiente para pagar o serviço da dívida atual
- Obtendo waiver de BNDES e CEF já seria possível a empresa honrar seus compromissos de caixa
- A Eletrobras também trabalhará para conseguir waiver em sua parcela de dívida para dar conforto aos outros credores
- **A aprovação de uma nova tarifa é condição básica de qualquer negociação com os credores**

Opção 1 (Societário) – Modelo proposto pela ETN

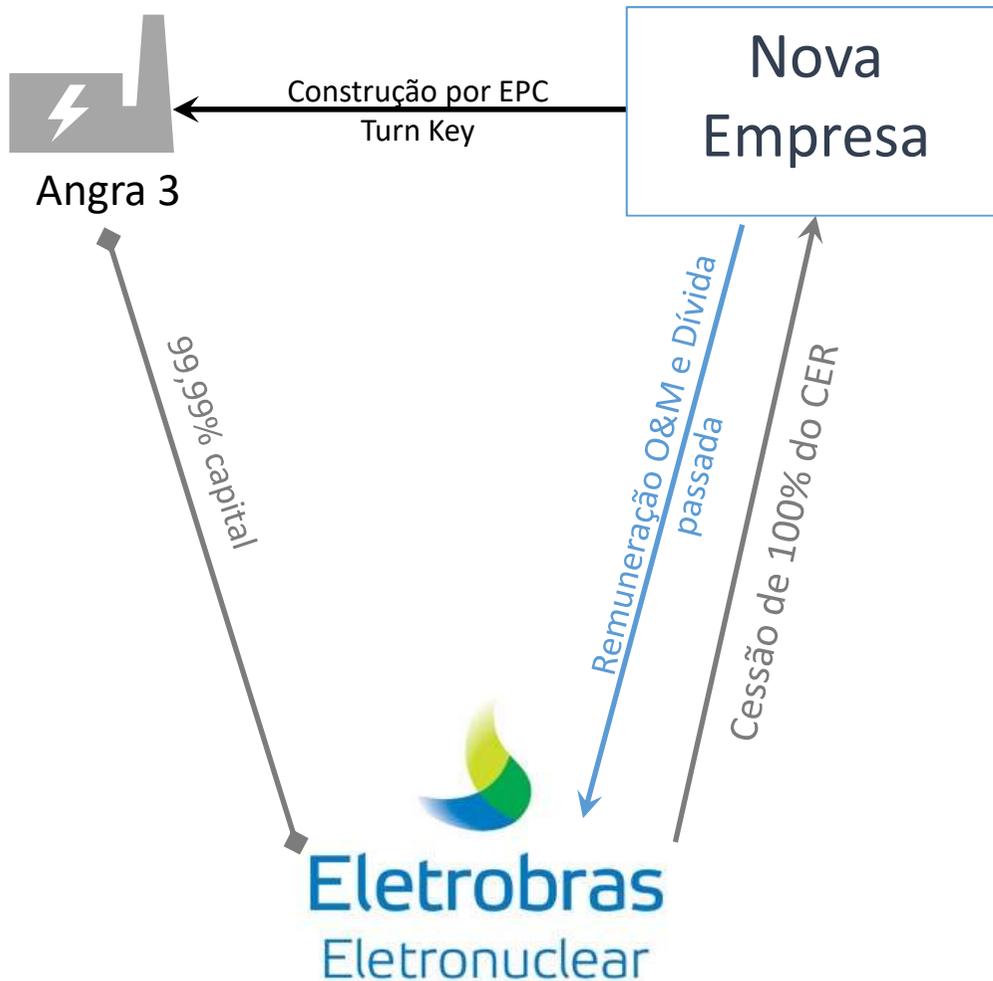


Sócio Privado: Aporta recursos suficientes para concluir a obra (R\$ 7,5 bi em equity + R\$ 7,5 bi em debt)

Valuation da empresa: R\$ 10 Bilhões a depender de condições macroeconômicas, de mercado e de modelo de transação

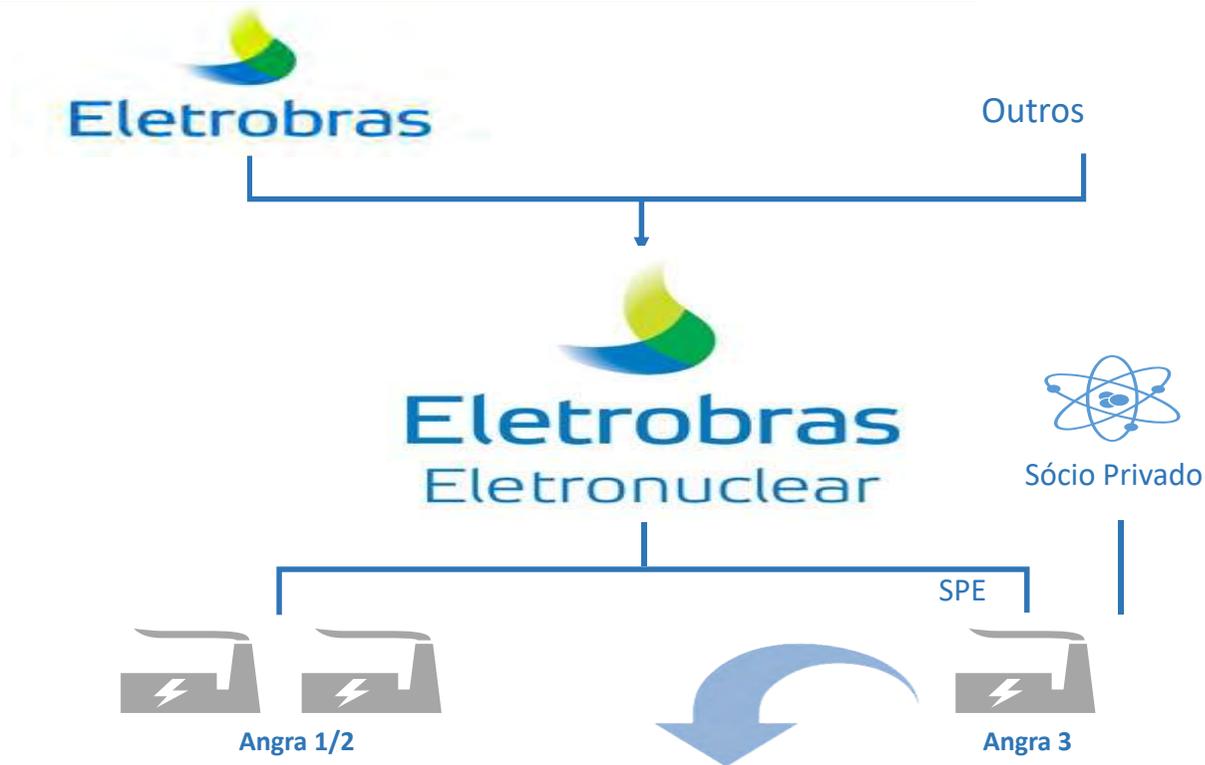
*Respeitando a restrição constitucional de energia nuclear

Opção 2 (Modelo Turn Key) – Modelo Proposto pelo MF/MPDG



- 1) **Necessidade de alteração legislativa:** somente Eletronuclear pode vender energia de fonte nuclear
- 2) **Aumento do orçamento:** Contratos de EPC/Turn Key demandam prêmio de risco que aumentariam o cálculo de *CAPEX to complete*, elevando a tarifa
- 3) **Dificuldade maior para waiver:** Credores serão expostos a um devedor com menor capacidade de repagamento devido a redução de fluxo de caixa da ETN
- 4) **Dificuldade de novas dívidas:** Credores demandariam dívida/garantia corporativa do EPCista dada a falta de ativos a serem alavancados e ele cobrará mais por isso
- 5) **Risco de Construção:** Modalidade só despertou interesse de empresas sem experiência em construção de usinas nucleares

Opção 3 (Angra 3 em SPE) – Opção não consta no Relatório do GT



Aporte de Capital na SPE

Ativos Angra 3: R\$ 9 Bilhões

Eletrobras: R\$ 3 Bilhões

Sócio Privado: R\$ 10 Bilhões

Dívida nova: R\$ 2 bilhões

Os principais players internacionais do setor de geração nuclear têm demonstrado interesse em uma parceria com a Eletronuclear.

Empresas	NDA	MOU	Visita Técnica	Pacote de Informações
 US CONSORTIUM	✓	✗	✗	✓
 	✓	✓	✓	✓
 ROSATOM	✓	✓	✓	✓
 中核集团 CNNC	✓	✓	✓	✓
 国家核电 SNPTC	✓	✓	✓	✓

An aerial photograph of an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, with various buildings, storage tanks, and piping. The image is partially obscured by a blue semi-transparent overlay on the right side, which contains the text.

2. MATÉRIAS PARA APRECIÇÃO

IV. Proposta de Resolução

- *Assessoria Especial de Assuntos Econômicos*



Art. 1º Aprovar o Relatório elaborado pelo GT, que recomenda, considerando os objetivos expostos na Resolução CNPE nº 07, de 05 de junho de 2018, adotar como referência para o preço de energia de Angra 3 o valor de R\$ 480,00 / MWh (quatrocentos e oitenta Reais por Megawatt-hora), a valores de julho de 2018.

Art. 2º Determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, criado pela Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016:

I – o apoio, no que couber, à governança das ações necessárias à viabilização de ANGRA 3;

II – a avaliação sobre a possibilidade de qualificação do empreendimento no Programa de Parceria de Investimentos – PPI, após a conclusão dos estudos que indicarem o eventual modelo aplicável



§ 1º Após a conclusão do processo licitatório a ser estabelecido no âmbito do PPI para seleção de parceiro para a viabilização da Usina Termonuclear Angra 3, deverá ser celebrado, por autorização do MME, Termo Aditivo ao CER.

§ 2º O processo licitatório de que trata o § 1º poderá ensejar alteração da parcela energia elétrica do preço de venda a constar do Termo Aditivo ao CER, observado o preço de referência de que trata o art. 1º.

3. ASSUNTOS GERAIS

- ✓ **Comunicados da Secretaria-Executiva do CNPE**
 - *Secretário-Executivo do CNPE*

3. ASSUNTOS GERAIS

- ✓ **Dar ciência aos Conselheiros do conteúdo do seguinte processo:**

I. Acórdão nº 2199/2018-TCU-Plenário (Aviso nº 541-Seses-TCU-Plenário, de 21/9/2018)

- TC 015.400/2018-2, que trata da Quinta Rodada de Licitações para outorga de blocos, em áreas do Pré-Sal, para exploração e produção de petróleo e gás natural em Regime de Partilha de Produção, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.



4. ENCERRAMENTO

Presidente do CNPE
Ministro de Estado de Minas e Energia