

Atualização do cronograma de abertura do mercado livre

Preparado para

ABRACEEL

Agosto de 2018



Objetivo

- ▶ O objetivo desse estudo é atualizar o cronograma de abertura do mercado livre apresentado pela PSR em relatório para a Abraceel, feito em Maio de 2017
- ▶ O cronograma será atualizado com nova projeção de crescimento da carga de energia, com os resultados dos leilões regulados ocorridos desde então e com a hipótese de descotização das hidrelétricas da Eletrobrás.
- ▶ Por fim será mostrado o impacto – em relação ao caso Base PSR de janeiro de 2018 – na tarifa de energia média do mercado cativo provocado pela migração para o mercado livre sugerida.

Temário

1. Projeção da carga cativa
2. Portfólio de contratos das distribuidoras
3. Definição do cronograma de abertura do mercado livre
4. Impacto na tarifa de energia
5. Conclusões

Temário

1. **Projeção da carga cativa**
2. Portfólio de contratos das distribuidoras
3. Definição do cronograma de abertura do mercado livre
4. Impacto na tarifa de energia
5. Conclusões

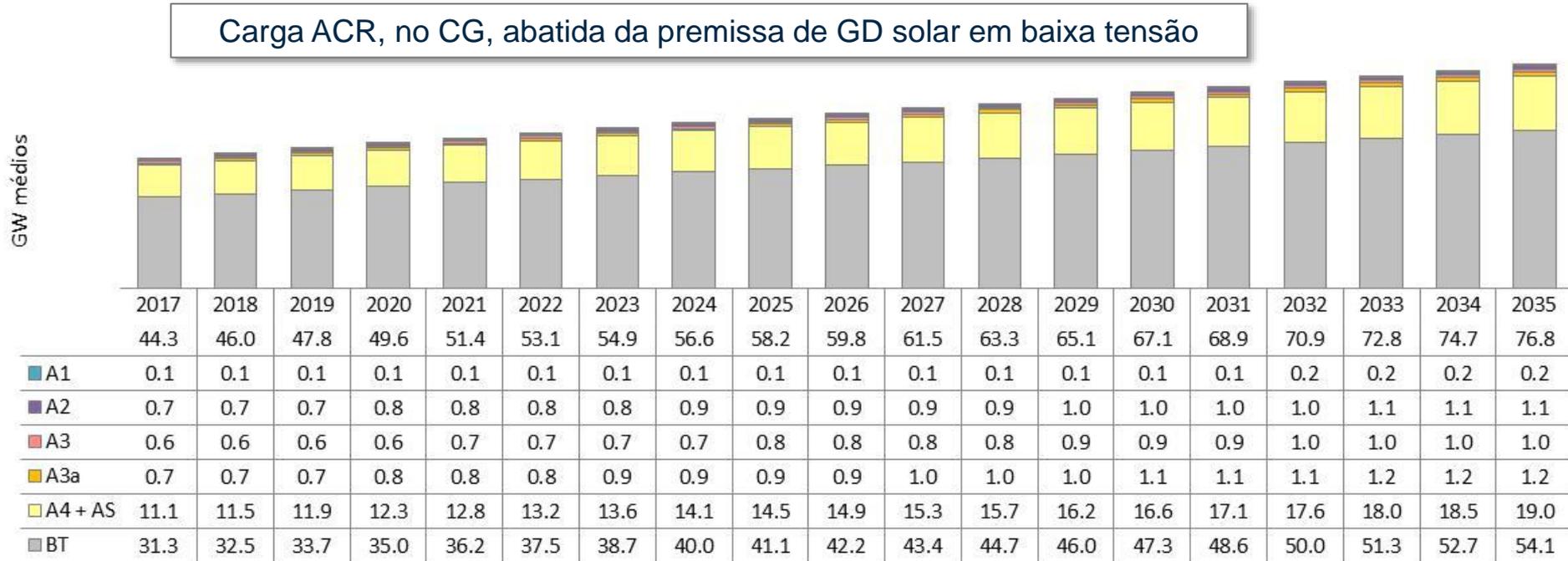
Projeção da carga cativa

- ▶ A carga do mercado cativo é projetada considerando-se a expectativa de crescimento da carga do SIN e os crescimentos históricos das cargas de cada concessionária de distribuição.
- ▶ As projeções consideram (i) taxas de crescimento do PIB, (ii) as cargas de cada distribuidora medidas pela CCEE, até Dezembro de 2017, e (iii) hipótese PSR quanto à penetração da geração distribuída solar em baixa tensão.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	...	2025	...	2030	...	2035
Carga do SIN [GW médios]	66,9	69,3	71,9	74,5	77,1	79,7	...	87,6	...	102,5	...	117,8
Carga ACR (já abatida da GD solar) [GW médios, no centro de gravidade]	44,3	46,0	47,8	49,6	51,4	53,1	...	58,2	...	67,1	...	76,8
Geração distribuída solar em BT [GW médios, no centro de gravidade]	-	-	-	-	-	-	...	0,2	...	1,0	...	1,8

Projeção da carga cativa

- Por fim, abrimos as cargas cativas projetadas nos subgrupos tarifários de acordo com suas participações percentuais observadas em 2017 – dados dos reajustes tarifários das concessionárias de distribuição, divulgados pela Aneel.



Temário

1. Projeção da carga cativa
2. **Portfólio de contratos das distribuidoras**
3. Definição do cronograma de abertura do mercado livre
4. Impacto na tarifa de energia
5. Conclusões

Contratos existentes e contratos futuros

- ▶ A compilação dos portfólios de contratos existentes das distribuidoras é feita a partir (i) dos dados dos reajustes tarifários, divulgados pela Aneel, e (ii) dos resultados dos leilões de energia regulados e de processamentos de MCSD, divulgados pela CCEE.
- ▶ Além disso foram feitas as seguintes hipóteses:
 1. Leilão de energia existente A-1 de 2018: consideramos a compra de 1.000 MW médios em contratos de 2 anos de duração.
 2. Leilão de energia nova A-6 de 2018: distribuidoras compram 500 MW médios em contratos de 30 anos e 700 MW médios em contratos de 20 anos.
 3. Fim do regime de contratos de cotas de garantia física: relicitações de usinas hidrelétricas sem obrigação da venda de energia para o mercado cativo.
 4. Descotização das hidrelétricas de Eletronorte, Chesf e Furnas em 2022-2024
 5. Contratos de Itaipu: a partir da renovação do Tratado de Itaipu (2024), a energia da usina passaria a ser comercializada livremente – e não mais através de cotas compulsórias às distribuidoras do sul e do sudeste do Brasil.

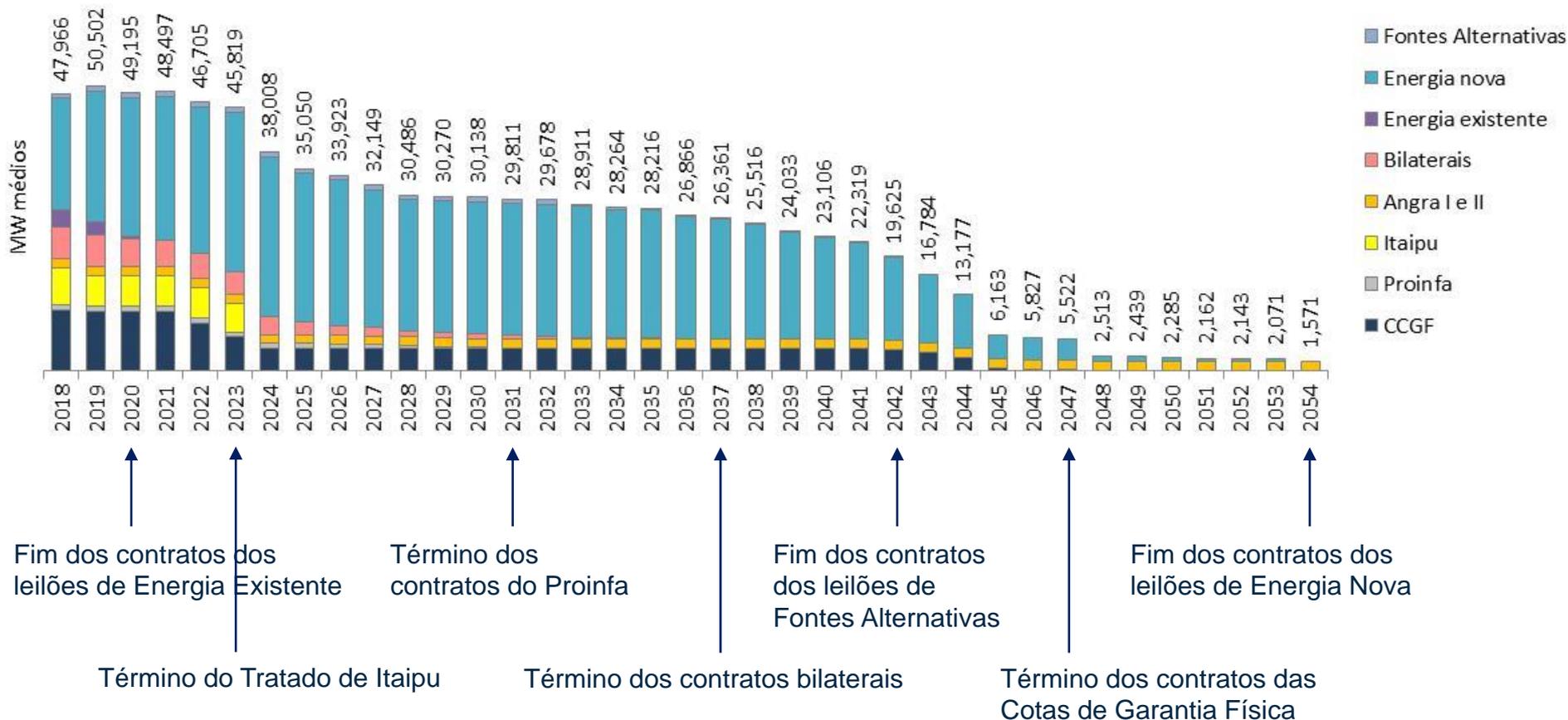
Descotização

- ▶ A premissa de descotização – mostrada na tabela abaixo – foi baseada no texto do PL 9.463/2018, que no inciso III do parágrafo 3 de seu artigo 4º, diz que a descontratação da energia elétrica contratada na forma de cotas de garantia física deverá ocorrer de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de três e máximo de cinco anos.
- ▶ Lembramos, no entanto, que isso vale a partir da nova outorga de concessão de geração, o que não tem data definida para acontecer.

Usina	Potência [MW]	Garantia física [MW médios]	Contratos [MW médios]
2022			
Coaracy Nunes	77.0	63.7	57.3
Boa Esperança (Castelo Branco)	237.3	133.2	119.9
Xingó	3,162.0	2,042.4	1,838.2
	3,476.3	2,239.3	2,015.3
2023			
Complexo Paulo Afonso	4,279.6	1,971.1	1,774.0
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1,479.6	871.1	784.0
	5,759.2	2,842.2	2,558.0
2024			
Corumbá I	375.0	217.4	195.7
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1,048.0	495.4	445.9
Funil	216.0	99.2	89.3
Furnas	1,216.0	582.0	523.8
Marimbondo	1,440.0	659.7	593.7
Porto Colômbia	319.2	186.0	167.4
	4,614.2	2,239.7	2,015.7
TOTAL	13,849.65	7,321.18	6,589.06

Portfólio de contratos das distribuidoras

► Assim, temos o seguinte portfólio de contratos do ACR.



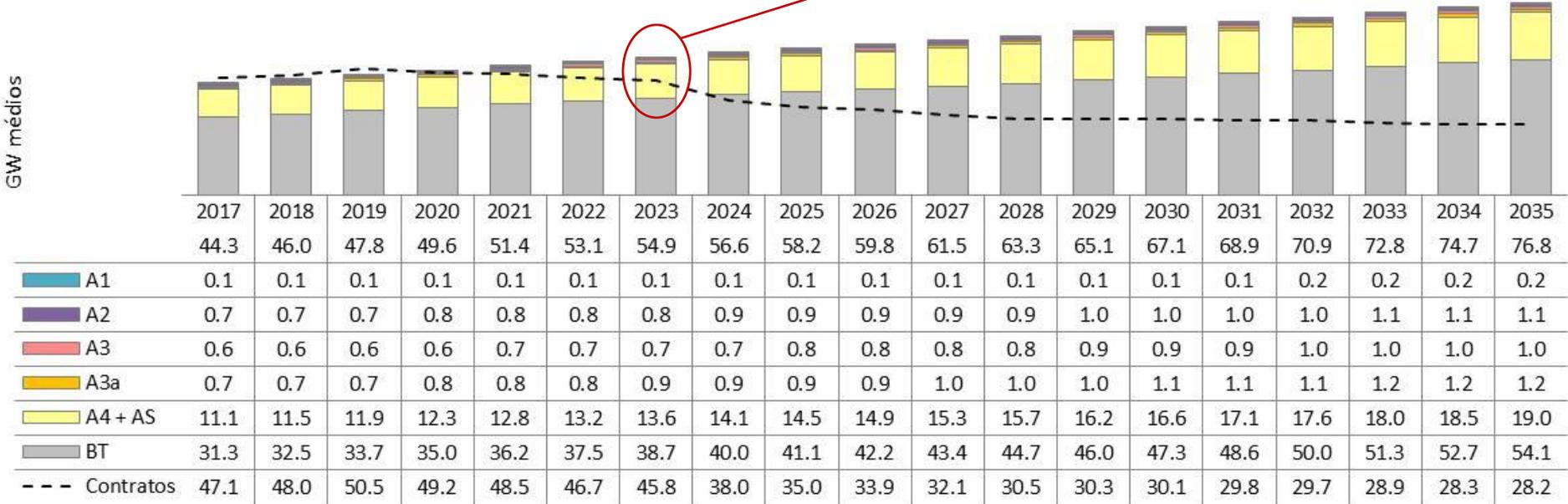
Temário

1. Projeção da carga cativa
2. Portfólio de contratos das distribuidoras
3. **Definição do cronograma de abertura do mercado livre**
4. Impacto na tarifa de energia
5. Conclusões

Definição do cronograma de migração

- ▶ Definimos o cronograma de migrações para o mercado livre respeitando a curva de contratos das distribuidoras.
- ▶ O objetivo é calcular o volume máximo de migrações a cada ano sem que as distribuidoras fiquem sobrecontratadas além de 1,5% - premissa PSR de margem contratual para que as distribuidoras gerenciem o risco de crescimento de mercado.

Por exemplo, se todo o grupo A migrasse antes de 2024, haveria risco de sobrecontratação das distribuidoras



Demanda cativa residual

- ▶ É sabido que, mesmo com a abertura do acesso ao mercado livre, uma parcela dos consumidores não tem interesse pela migração. Assim, estabelecemos a premissa de “demanda residual cativa”, mostrada na tabela abaixo.
- ▶ Definimos percentuais para cada subgrupo de consumidores que, mesmo com a abertura do mercado, não migrariam para o mercado livre e, em seguida, dada a atual configuração em cada ambiente, calculamos o quanto seria esse “resíduo”.

% dos consumidores que, com a abertura do mercado,...

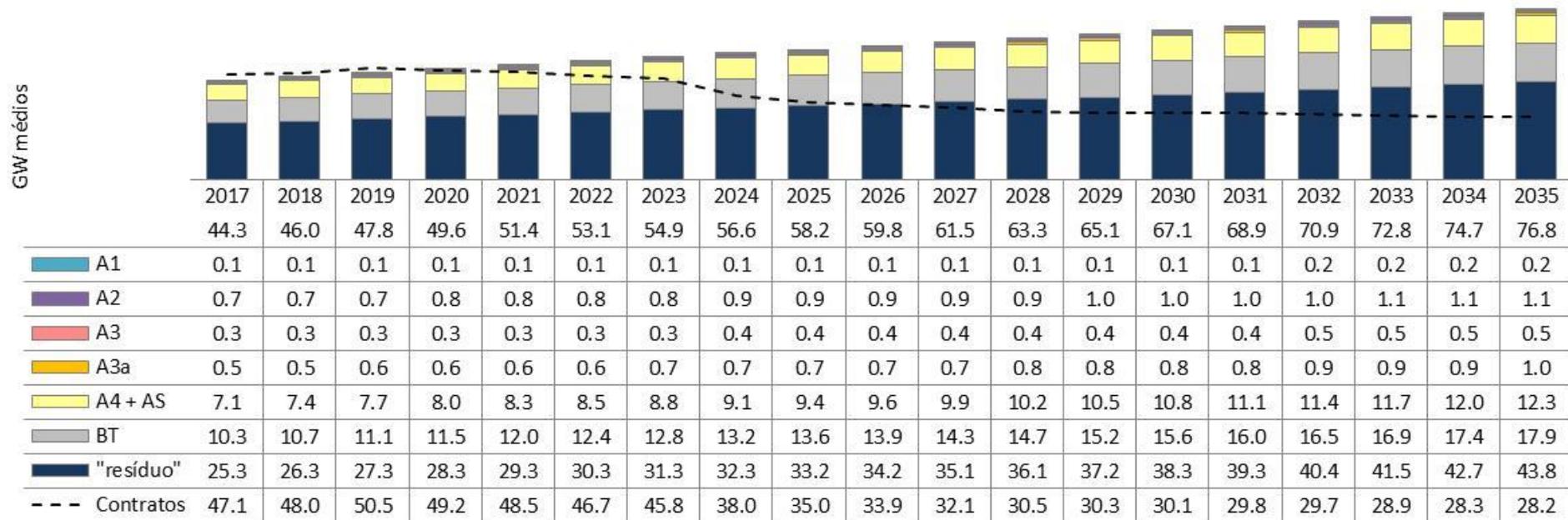
	A1	A2	A3	A3a	A4	BT
seriam livres	100%	100%	85%	85%	75%	33%
permaneceriam cativos	0%	0%	15%	15%	25%	67%

Demanda residual cativa [MW médios] (referenciada à carga de 2018)

	A1	A2	A3	A3a	A4	BT
su	-	-	39	50	872	3,666
se	-	-	30	80	2,377	12,323
no	-	-	52	10	257	1,996
ne	-	-	185	24	558	3,767
Total	-	-	305	164	4,064	21,752

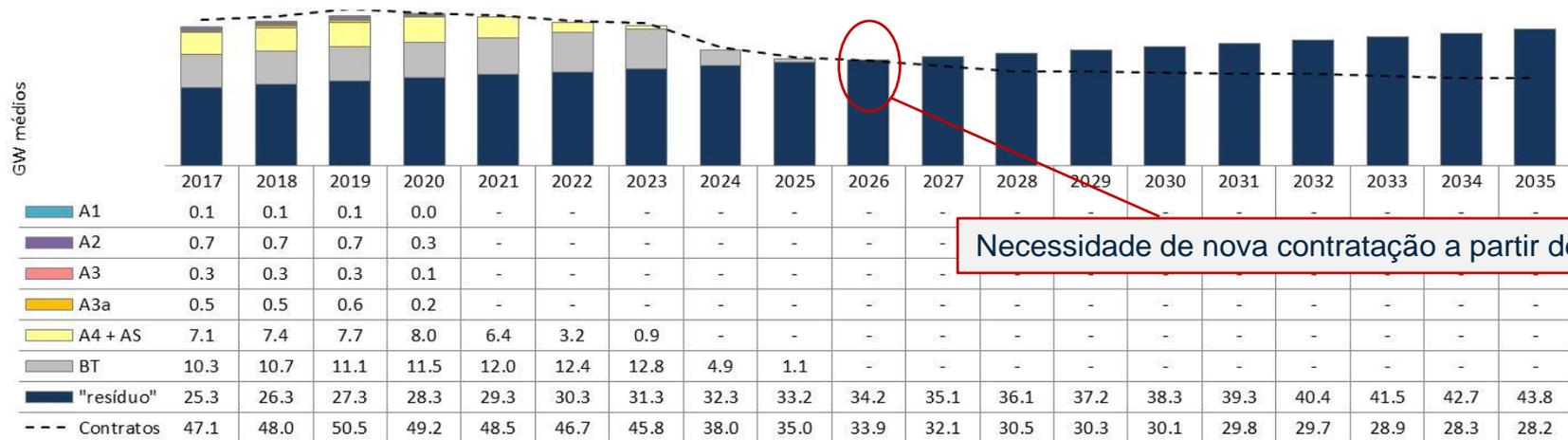
Balanço de carga e contratos ACR

- ▶ O resultado final do balanço de carga e contratos das distribuidoras é mostrado abaixo.
- ▶ Observa-se que, com o crescimento de carga projetado e a demanda residual cativa estimada, qualquer que seja o cronograma de migração para o mercado livre, as distribuidoras precisarão comprar contratos de energia com entrega a partir de 2026.

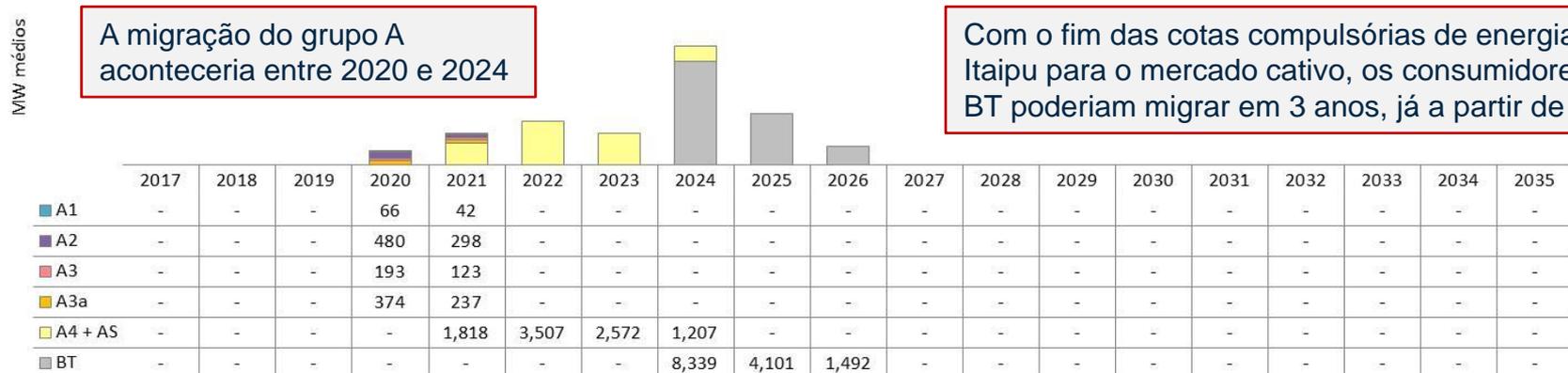


Cronograma de abertura do mercado livre

- Por fim, o cronograma de migrações proposto, respeitando a curva de contratos das distribuidoras e a margem contratual para gerenciamento do risco de crescimento de mercado é mostrado abaixo:



Necessidade de nova contratação a partir de 2026



A migração do grupo A aconteceria entre 2020 e 2024

Com o fim das cotas compulsórias de energia de Itaipu para o mercado cativo, os consumidores em BT poderiam migrar em 3 anos, já a partir de 2024.

Cronograma de abertura do mercado livre

- ▶ Resumindo, o cronograma de migração apresentado foi:
 - Subgrupos A1, A2, A3 e A3a: migração em 2 anos, começando em 2020
 - Subgrupo A4: migração em 4 anos, começando em 2021
 - Baixa tensão: migração em 3 anos, começando em 2024.
- ▶ A migração dos consumidores em BT é mais rápida do que aquela do subgrupo A4, por exemplo. Isso acontece pela retirada das cotas de energia de Itaipu e pelo fato de a demanda residual cativa em baixa tensão ser relativamente alta.

O cronograma apresentado é mais agressivo do que aquela do PL 1.917/2015. Ou seja, dada a linha de contratos legados considerada, a abertura do mercado conforme proposta do PL anteciparia a necessidade de novos contratos por parte das distribuidoras, eliminando o *gap* de contratação de energia observado no gráfico superior do slide anterior.

Cronograma de abertura do mercado livre

- ▶ Importante ressaltar, no entanto, que esse estudo não abordou temas importantes que são pré-requisitos à abertura do mercado, como por exemplo:
 - Separação entre lastro e energia para aprimorar a alocação dos custos da expansão entre os consumidores e facilitar o financiamento dos projetos voltados para o mercado livre;
 - Aprimoramento dos sinais de preço para o mercado de energia;
 - Regulação para facilitação de intercâmbio de contratos entre mercados cativo e livre;
 - Ajuste dos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras;
 - Reequilíbrio dos incentivos dos contratos legados das distribuidoras; e
 - Criação de um provedor de última instância e tratamento das perdas comerciais de energia.
- ▶ Vários desses temas estão sendo tratados no PL 1.917/2015, cujas propostas visam a do mercado com mínimo impacto para as distribuidoras e seus consumidores cativos.

Temário

1. Projeção da carga cativa
2. Portfólio de contratos das distribuidoras
3. Definição do cronograma de abertura do mercado livre
4. **Impacto na tarifa de energia**
5. Conclusões

Impacto da abertura do mercado para os consumidores cativos

- ▶ Para avaliar os impactos da abertura do mercado livre e da migração dos consumidores, vamos comparar os preços médios de compra de energia (P_{mix}) e as tarifas de energia das distribuidoras desse caso com aqueles do caso Base PSR.
- ▶ A tabela abaixo resume as diferenças entre os dois casos:

Premissas	Caso Base PSR	Caso Abertura do Mercado
Contratos de cotas de GF	Concessões hidrelétricas são relicitadas sob o regime de cotas de GF, com venda compulsória mínima de 70% da energia para o mercado cativo.	Concessões hidrelétricas são relicitadas sem condicionamento do regime comercial ou obrigação de venda de energia para o mercado cativo.
Descotização	Descotização das hidrelétricas de Chesf e Furnas entre 2022 e 2024.	Descotização das hidrelétricas de Eletronorte, Chesf e Furnas entre 2022 e 2024.
Contratos de Itaipu	Renovação do Tratado de Itaipu e manutenção das cotas de potência e energia para as distribuidoras do Sudeste/Centro-Oeste e Sul do país.	Renovação do Tratado de Itaipu e livre comercialização da energia (não há mais cotas de potência e energia para as distribuidoras do Sudeste/Centro-Oeste e Sul do país).
Leilões de energia existente	Simulação da renovação dos contratos que expiram a cada ano. (Preço médio 2019-2035 = 160 R\$/MWh)	Apenas o leilão de energia existente A-1 de 2018. (1,0 GW médios a um preço médio de 150 R\$/MWh)
Leilões de energia nova	Simulação da contratação de energia nova para suprir o crescimento da carga cativa. (CME 2024-2035 = 203 R\$/MWh)	Apenas o leilão de energia nova A-6 de 2018. (1,2 GW médios a um preço médio de 196 R\$/MWh)
Migração de consumidores cativos para o mercado livre	Não considera	Migração conforme proposta do slide #15

Projeção da tarifa de energia cativa

- ▶ A projeção da tarifa de energia envolve os seguintes passos:
 - Projeção das demandas de energia das distribuidoras;
 - Levantamento dos portfólios correntes de contratos das distribuidoras;
 - Simular a contratação futura em leilões de energia existente e energia nova;
 - Simular a liquidação financeira dos contratos na CCEE:
 - Estimar os custos dos contratos por disponibilidade;
 - Estimar os Encargos de Energia de Reserva (EER) e Encargos de Serviços do Sistema (ESS); e
 - Calcular o risco hidrológico dos CCGF e contratos por quantidade repactuados.
 - Simular a dinâmica de cobertura de custos variáveis via CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias); e
 - Acrescentar a devolução em tarifa dos empréstimos, privados (Conta-ACR) e do Governo (Tesouro Nacional), feitos às distribuidoras em 2013 e 2014.

Tarifa de Energia (TE)	Energia
	Perdas RB
	Itaipu
	P&D
	ESS
	EER
	CDE-energia

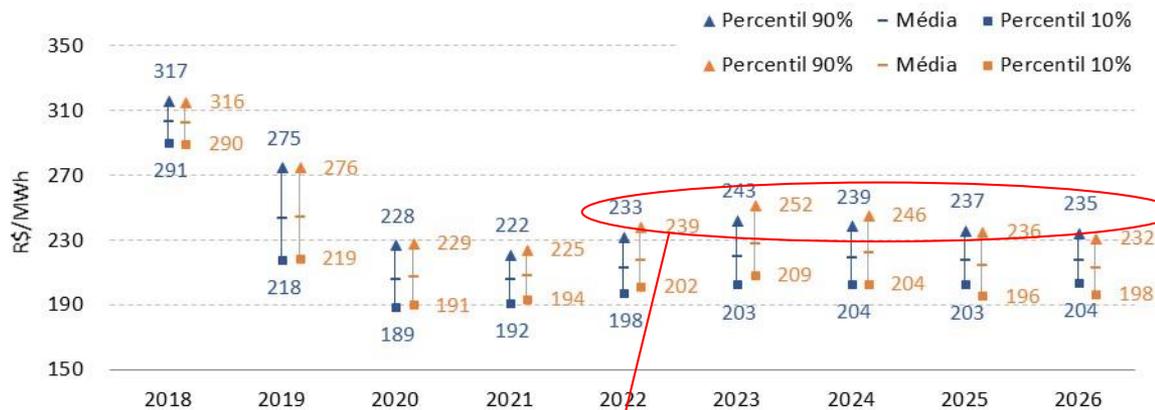
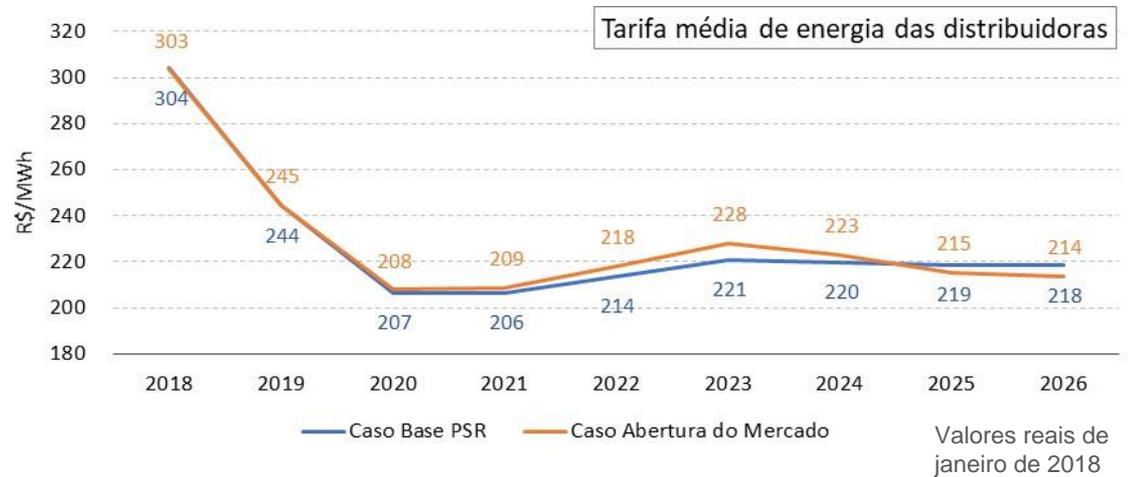
- ▶ Observa-se no *Caso Abertura do Mercado* um aumento no P_{mix} das distribuidoras.
- ▶ Esse aumento, no entanto, não é provocado diretamente pela migração de consumidores para o ACL. São três os principais fatores:



1. Fim do regime de cotas de garantia física: a não contratação de novas cotas de GF, cujo preço médio estimado, para 2020-2026, para o mercado cativo é de 140 R\$/MWh (valor real de 2018);
2. Extinção das cotas de Itaipu: a retirada dos contratos de Itaipu do mercado cativo, cujo preço médio estimado, para 2020-2026, é de 202 R\$/MWh¹ (valor real de 2018, apenas do contrato de energia); e
3. Não renovação dos contratos que expiram a cada ano: a não realização de leilões de energia existente, cujo preço médio estimado de venda, para 2020-2026, é de 150 R\$/MWh (valor real de 2018).

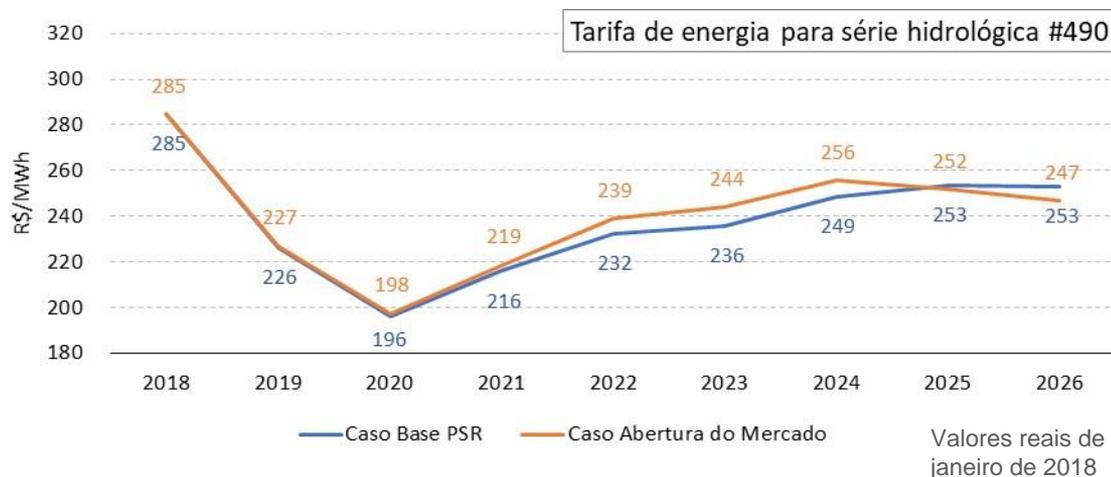
¹ Para a conta do P_{mix} importa apenas o preço do contrato de energia, mas na projeção da tarifa de energia consideramos também os custo de transporte e conexão, que são, em média, de ~10 R\$/MWh.

- ▶ As variáveis responsáveis pelo aumento – na média – do P_{mix} também impactam a tarifa de energia do *Caso Abertura de Mercado*. Esses efeitos, no entanto, são amenizados pelos efeitos financeiros das diferenças de carga de energia, risco hidrológico e dos contratos por disponibilidade.
- ▶ Apesar de não fazer parte da tarifa de energia, consideramos, no *Caso Abertura de Mercado*, a reversão à CDE de 67% do pagamento de bonificação pela outorga² das hidrelétricas cujas concessões são relicitadas ente 2019-2026 (fim do regime de cotas de GF).
- ▶ Um benefício importante do ponto de vista do consumidor é, com a descotização e fim do regime de cotas de GF, a redução da sua exposição ao risco hidrológico. Essa redução, no entanto, não se traduziu em menor volatilidade das tarifas de energia projetadas porque o valor esperado do GSF estimado para 2022+ é maior que 1.



Cenários de GSF mais baixo aumentam a exposição das distribuidoras (consumidor) ao mercado de curto prazo (PLD) e, como a correlação entre GSF e PLD é negativa, tendem a aumentar as tarifas de energia

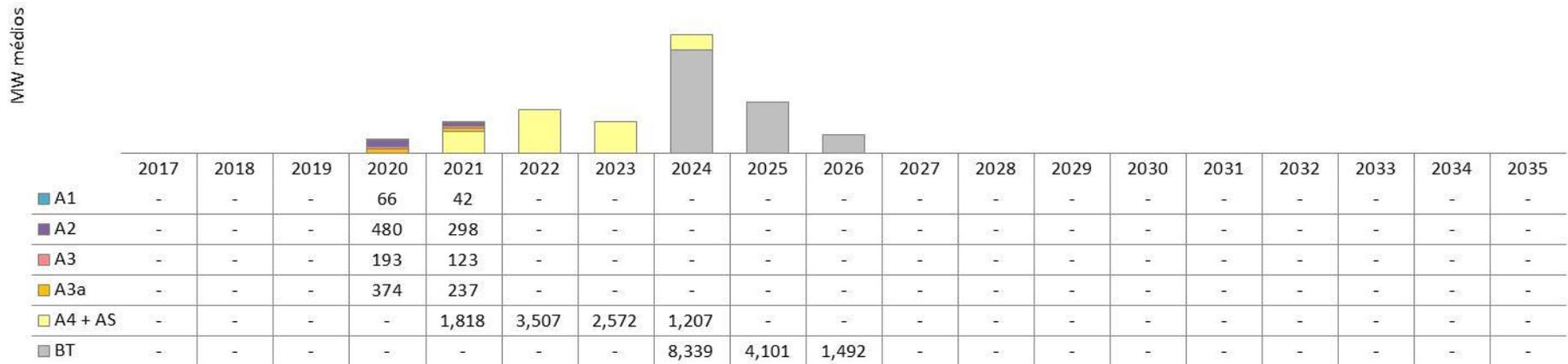
- ▶ Testamos a sensibilidade das tarifas de energia projetadas a GSF mais severos.
- ▶ Vimos quais as tarifas de energia projetadas para uma série hidrológica que tivesse %MLT acumulada entre 2022-2026 muito próximo daquele acumulada em 2013-2017 (87,4%).
- ▶ De novo, para essa comparação, apesar de não fazer parte da tarifa de energia, consideramos, no *Caso Abertura de Mercado* a reversão à CDE de 67% do pagamento de bonificação pela outorga das hidrelétricas cujas concessões são relicitadas ente 2019-2026.
- ▶ Observa-se que para a série de GSF mais baixo:
 1. Aumento das tarifas de energia
 2. A diferença entre as tarifas de energia continuou bastante próxima àquela entre as tarifas de energia médias.
- ▶ A série de GSF mais baixo não é baixo o suficiente para que o efeito financeiro entre os casos seja relevante
 - a) Os CCGF correspondem a 90% da GF das usinas, ou seja, já estão protegidos contra GSF de até 0,90
 - b) A maior diferença, em termos de risco hidrológico é causada pela retirada dos contratos de Itaipu a partir de 2024
 - c) O *Caso Base* simula a contratação de térmicas indicativas à gás natural que, em cenários de GSF baixo estão gerando potência disponível e dando renda ao consumidor cativo
 - d) A compensação de grande parte das diferenças entre os casos recai na simulação das componentes financeiras, ou seja, se resume apenas a um efeito financeiro.



Temário

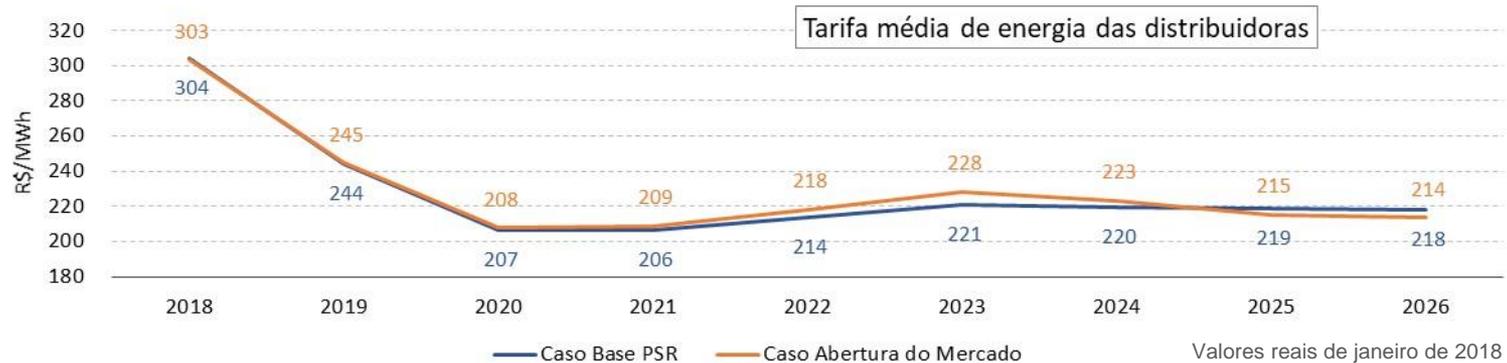
1. Projeção da carga cativa
2. Portfólio de contratos das distribuidoras
3. Definição do cronograma de abertura do mercado livre
4. Impacto na tarifa de energia
5. **Conclusões**

- ▶ A abertura do mercado apresentada – dadas as premissas de crescimento de carga e de carga residual cativa consideradas – mostra que a migração para o mercado livre poderia ocorrer entre 2020 e 2026.



- ▶ A carga residual cativa – parcela dos consumidores que não tem interesse pela migração – faz com que as distribuidoras precisem de novos contratos de energia com entrega a partir de 2026.
- ▶ O cronograma de abertura do mercado livre apresentado é bastante sensível à taxa de crescimento da carga e dependente da premissa de taxa de migração.

- ▶ Apesar da abertura do mercado aumentar em 2% (4 R\$/MWh) a tarifa de energia média no período 2020-2024, a partir de 2025 o consumidor cativo é beneficiado.
- ▶ Em 2026 a abertura do mercado reduz em 2% a tarifa de energia.
- ▶ As principais causas dos movimentos observados são:
 1. Retirada das cotas de garantia física e das cotas de Itaipu do mercado cativo;
 2. Não recontração em leilões de energia existente; e
 3. Efeitos financeiros das diferenças de carga de energia e dos contratos por disponibilidade



- ▶ Um benefício importante do ponto de vista do consumidor é a redução da sua exposição ao risco hidrológico.
- ▶ Como visto, os resultados obtidos são bastante dependentes das hipóteses de preços futuros de contratação das distribuidoras.

- ▶ Importante ressaltar, no entanto, que esse estudo não abordou temas importantes que são pré-requisitos à abertura do mercado, como por exemplo:
 - Separação entre lastro e energia para aprimorar a alocação dos custos da expansão entre os consumidores e facilitar o financiamento dos projetos voltados para o mercado livre;
 - Aprimoramento dos sinais de preço para o mercado de energia;
 - Regulação para facilitação de intercâmbio de contratos entre mercados cativo e livre;
 - Ajuste dos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras;
 - Reequilíbrio dos incentivos dos contratos legados das distribuidoras; e
 - Criação de um provedor de última instância e tratamento das perdas comerciais de energia.
- ▶ Vários desses temas estão sendo tratados no PL 1.917/2015, cujas propostas visam a do mercado com mínimo impacto para as distribuidoras e seus consumidores cativos.

Cálculo do pagamento da bonificação pela outorga das hidrelétricas com concessões relicitadas (fim do regime de cotas de garantia física)

Cálculo do pagamento da bonificação pela outorga 1/3

- ▶ Calculamos, para o *Caso Abertura de Mercado*, qual seria o pagamento de bonificação pela outorga feito pelas hidrelétricas relicitadas (entre 2019-2026) sem a obrigação de venda de energia para o mercado cativo (fim do regime de cotas de garantia física).
- ▶ Pela proposta do PL 1.917/2015, no mínimo dois terços do pagamento de bonificação pela outorga seria destinado à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Cálculo do pagamento da bonificação pela outorga 2/3

► Premissas para cálculo do valor da bonificação pela outorga:

- A bonificação foi calculada tal que a taxa interna de retorno do fluxo de caixa operacional livre da hidrelétrica, de 30 anos (novo período de concessão), fosse de 8,08% ao ano (WACC proposto na AP 009/2018).
- Para compor as receitas do fluxo de caixa de cada empreendimento considerou-se a venda de 70% da garantia física para o ACR, ao preço estimado para renovação da energia existente, e 30% para o ACL, a um preço médio (2020-2049) de 170 R\$/MWh
- Para compor as despesas do fluxo de caixa de cada empreendimento, considerou-se:
 - Custo de modernização da usina a ser pago nos 5 primeiros anos da nova concessão a um valor de $5\% \times \text{CAPEX}^3 \times \text{Potência Instalada}$
 - Custo de O&M obtido por meio da formulação vigente para cálculo da GAG-Teto de usinas a serem licitadas
 - Valor atual da TUST no ponto de conexão da usina
 - Custos com CFURH, TAR, TFSEE, P&D, ONS e CCEE
 - Pagamento de bonificação pela outorga
- Foram considerados ainda impostos (CSLL e IR) para compor o fluxo de caixa operacional livre.

Cálculo do pagamento da bonificação pela outorga 3/3

► Resultados:

Usina	Potência [MW]	Garantia Física [MW méd]	Vencimento da concessão	Bonificação pela outorga [MM R\$/mês]
Itumbiara	2,082.0	964.3	26-Feb-20	71.0
Jaguari	27.6	13.3	20-May-20	0.9
Paraibuna	85.0	47.5	3-Sep-21	3.7
Itaúba	512.4	180.5	30-Dec-21	11.3
Sobradinho	1,050.3	485.1	9-Feb-22	34.6
Gov. Bento Munhoz	1,676.0	603.3	23-May-23	40.7
Marcarenhas de Moraes	476.0	289.5	31-Oct-23	22.5
Tucuruí	8,370.0	4,019.1	11-Jul-24	311.2
Emborcação	1,192.0	499.7	24-Jul-25	35.6
Nova Ponte	510.0	270.1	24-Jul-25	20.1
Mascarenhas	198.0	134.8	16-Jul-25	11.0
total	16,179.3	7,507.2		562.6



O destinado à CDE é 67% do total pago pelos geradores à União