Brasília, 13 de outubro de 2020

Excelentíssimo Senhor
ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO
Diretor de Departamento de Informações e Estudos Energéticos
Ministério de Minas e Energia
Brasília - DF

Referência: Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050

Excelentíssimo Senhor Diretor,

A **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL** é uma das Associações mais antigas do Setor Elétrico Brasileiro, e completou, neste ano de 2020, 20 anos de fundação. Atualmente, representamos 63 Grupos Econômicos e mais de 283 empresas, titulares de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usinas Hidrelétricas até 50 MW.

Inicialmente, reforçamos a iniciativa da Empresa de Pesquisas Energéticas ("EPE") e do Ministério de Minas e Energia ("MME") em elaborar e propor ao Governo mais um material relacionado ao desenvolvimento de um mercado de energia saudável e eficiente. O PNE certamente facilitará e melhorará muito a elaboração das políticas energéticas, visto que a adoção de critérios técnicos é, sem dúvida, a melhor forma de se alcançar decisões acertadas quando se trata da formatação de políticas públicas e, principalmente, da alocação de recursos escassos, ainda mais quando estão relacionados à escolha de investimentos em áreas fundamentais para a sociedade, como é o caso dos projetos relacionados ao planejamento da expansão.

Os temas abordados a seguir são apresentados também no Estudo Setorial, anexo a essa contribuição, elaborado pela reconhecida consultoria internacional ATKearney. Considerando a premissa de que o Planejamento levará em consideração as características, os atributos e a realidade específica de cada fonte de energia elétrica, acreditamos que o documento congrega dados e informações que poderão ser úteis para a consolidação do Planejamento Energético do País para os próximos anos, e, consequentemente, para

promoção do melhor uso dos recursos energéticos nacionais e da construção do desenvolvimento sustentável de longo prazo.

Considerações iniciais

A documentação disponibilizada pelo MME, no âmbito da CP 95, faz referência aos seguintes objetivos da estratégia de expansão do setor de energia no longo prazo: (i) alinhar os esforços de combate às mudanças climáticas e preservação ambiental, (ii) utilizar a energia como fator fundamental para o desenvolvimento socioeconômico, (iii) gerenciar o nível de exposição a risco de suprimento de energia e (iv) ter custo da energia competitivo, visto que é um fator de inserção econômica internacional do País.

Em relação aos impactos ambientais, o trabalho realizado pela ATKearney apresenta dois estudos recentes que avaliam a emissão de Carbono das fontes. No primeiro, cujo resultado é apresentado na Tabela 1, é possível perceber que a PCH é a segunda fonte incentivada com a menor emissão de CO_2, ficando atrás apenas da fonte eólica. Ao proporcionalizar o Fator de Emissão Total pelo tempo de vida útil ajustado de cada fonte, observa-se que o resultado para PCHs fica bastante próximo das eólicas:

Fatores de Emissão (kgCO2e/MWh)

Fonte A	*Upstream* (Ciclo de vida de combustíveis e matérias-primas)	*Downstream* (Operação, transmissão e distribuição)	Infraestrutura (Construção e instalação das usinas e ciclo de vida dos equipamentos necessários)		Fator de Emissão Total	Tempo de vida ajustado	Novo Fator de Emissão
			Fatores ajustados pelo tempo	Tempo de vida considerado			
Térmica a Gás Natural	21,81	476,96	0,05	40	498,82	25	**498,85**
Solar Fotovoltávica	-	-	26,87	35	26,87	20	**47,02**
Térmica a Biomassa (Bagaço de Cana)	21,53	2,64	2,03	30	26,19	25	**26,61**
Hidrelétricas (>300 MW)	-	-	15,90	40	15,90	100	**6,36**
Hidrelétricas (30–300 MW)	-	-	12,85	40	12,85	100	**5,14**
Hidrelétricas (<30 MW)	-	-	12,94	40	12,94	100	**5,18**
Eólica *offshore*	-	-	4,76	20	4,76	20	**4,76**
Eólica *onshore*	-	-	4,37	20	4,37	20	**4,37**

Tabela 1 – Fatores de Emissão por fonte (kgCO2e/MWh)

No segundo estudo, apresentado na Tabela 2, que compila a literatura relevante sobre emissões de carbono, com quantificação mínima, máxima e média por fonte, temos que as Hidrelétricas, grupo no qual se inclui as PCHs, têm o menor fator de emissão por MWh:

Fatores de Emissão (kgCO2e/MWh)

Fonte B

	Min	25º percentil	50º percentil	75º percentil	Max
Térmica a Gás Natural	290	422	**469**	548	930
Solar Fotovoltávica	5	29	**46**	80	217
Térmica a Biomassa	-633	360	**18**	37	75
Eólica	2	8	**12**	20	81
Hidrelétrica	0	3	**4**	7	43

Tabela 2 – Distribuição de Emissão por fonte (kgCO2e/MWh)

Em relação ao desenvolvimento socioeconômico, a ATKearney avaliou o Índice de Desenvolvimento Humano dos Municípios ("IDHM"), o Índice de Gini, o Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal ("IFDM") e o Produto Interno Bruto ("PIB") per capita e concluiu que:

- Entre 1991 e 2010, todos os municípios brasileiros apresentaram melhora no IDHM, sendo que aqueles com PCHs construídas tiveram uma melhora mais acentuada, especialmente os com usinas que começaram a operar entre 2001 e 2010;
- Quanto ao Índice de Gini, houve melhora significativa em todos os municípios. Apesar da melhora generalizada no Índice de Gini entre 1991 e 2010, ela foi menos acentuada nos municípios que começaram a operar PCH, o que pode ser explicado pela menor diversidade de atividades econômicas nesses municípios, com maior concentração nas atividades relacionadas especificamente à construção e operação das PCH;

- Os municípios que começaram a operar PCHs tinham patamar de IFDM mais alto, tornando mais complexo grandes incrementos. Nos anos considerados todos os municípios brasileiros apresentaram melhora no IFDM Municípios que começaram a operar PCHs apresentam patamares mais elevados do índice desde o baseline, tornando a melhora incremental mais complexa;
- O PIB per Capita dos municípios que começaram a operar PCHs aumentou mais ou proporcionalmente ao restante dos municípios. No período considerado, todos os municípios tiveram um incremento no PIB per capita. A melhora da economia entre 2005 e 2010 potencializou o impacto positivo de municípios com PCH construídas, enquanto a desaceleração entre 2010 e 2016 levou todos estes municípios à estagnação.

Segundo foi apurado por este mesmo estudo, a construção de uma PCH gera, em média, 25 empregos diretos e 29 empregos indiretos por MW instalado. A instalação de novas PCHs também tem a vantagem de contribuir para o incremento na arrecadação de impostos para os estados e municípios, numa proporção média de R$ 86 mil reais/MW. Boa parte dessas externalidades positivas decorre do fato da fonte ter cadeia produtiva 100% nacional.

Em relação à competitividade das fontes, o estudo concluiu que, se considerados atributos como vida útil, serviços de geração, emissão de CO_2, benefícios fiscais, dentre outros, a PCH se mostra uma fonte bastante competitiva, principalmente quando comparada às demais fontes incentivadas, conforme sintetizado na Figura 1:

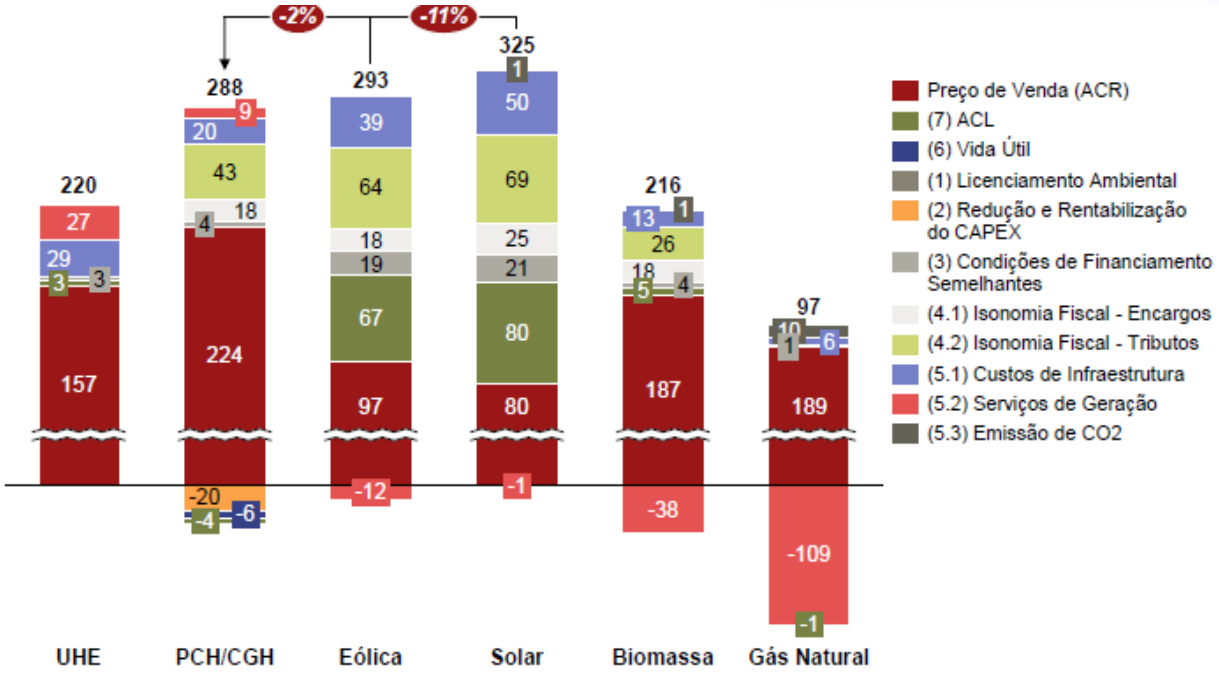


Figura 1 - Preço revisado – Comparação entre fontes (R$/MWh)

Ainda na perspectiva comparativa, para concatenar os benefícios de cada uma das fontes, a ATKearney calculou o Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (“ISFG”), que considera as quatro dimensões dos empreendimentos: ambiental, social, político-institucional e econômica. De acordo com esse estudo apresentado na Figura 2, as PCHs têm o segundo melhor ISFG, perdendo apenas para a eólica *offshore*, que corresponde à menor parcela do mercado.

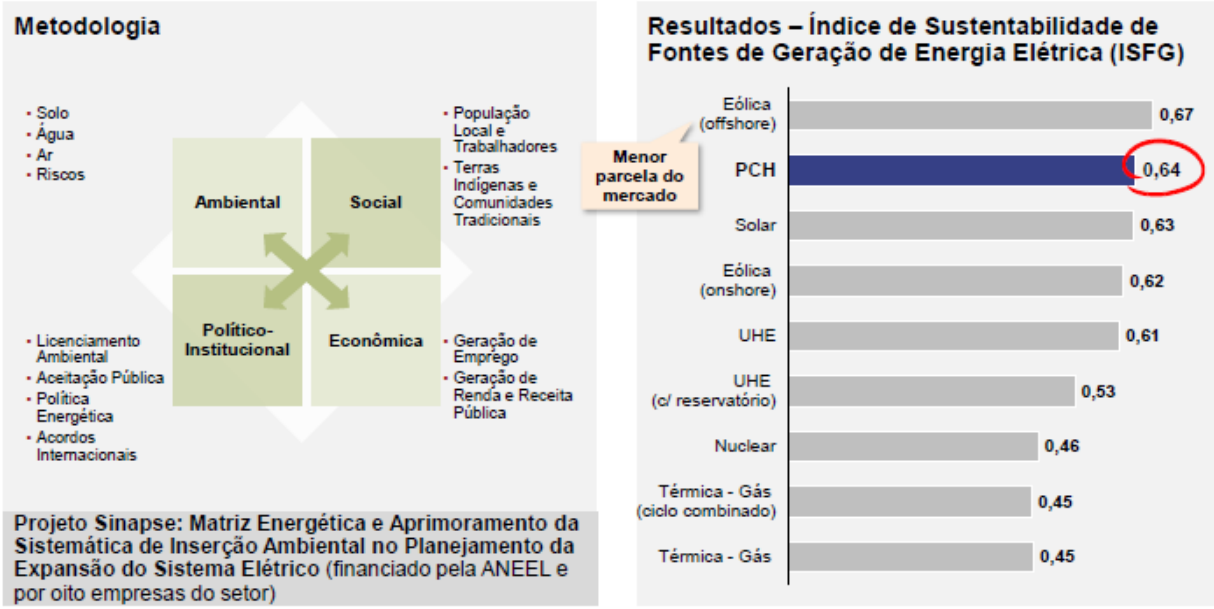


Figura 2 - Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica

As PCHs no PNE 2050

Ao tratar das PCHs, o Relatório apresentado na Consulta Pública afirma que "*no caso de PCHs, a maior integração com órgãos estaduais de meio ambiente pode ser um fator significativo para a maior expansão desta fonte*". (p.94). Trata-se de um ponto relevantíssimo e que merece atenção do planejador, já que o tempo de licenciamento ambiental é hoje um dos grandes gargalos para o desenvolvimento da fonte.

Em maio de 2019, a ABRAGEL realizou um levantamento e identificou que 95 empreendimentos (PCHs e UHEs até 50MW) em processo de licenciamento iniciados há mais de 3 anos ainda não haviam obtido licença. A Figura 3 apresenta o tempo de licenciamento desses aproveitamentos levantados. Como se pode verificar, mais de 80% dos empreendimentos estão a mais de 5 anos no processo e ainda não obtiveram a LP emitida; da mesma forma, mais de 70% dos empreendimentos já superaram 6 anos:

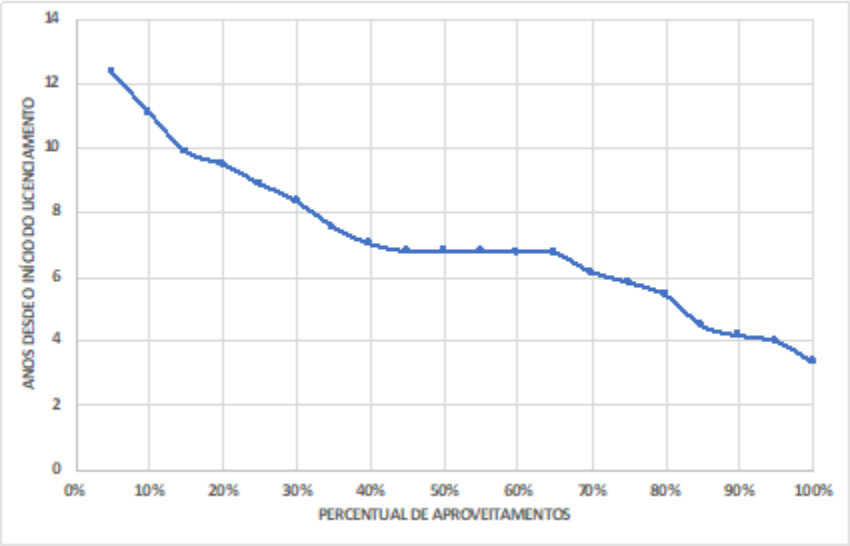


Figura 3 - Tempo de Licenciamento para empreendimentos com LP não emitida

Em paralelo, a ABRAGEL realizou outro levantamento, a fim de averiguar a duração do processo de licenciamento de 40 empreendimentos já licenciados, situados nos estados de Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul. Os resultados estão consolidados na Figura 4 abaixo, que demonstra o quão lento é a obtenção dos diplomas ambientais:

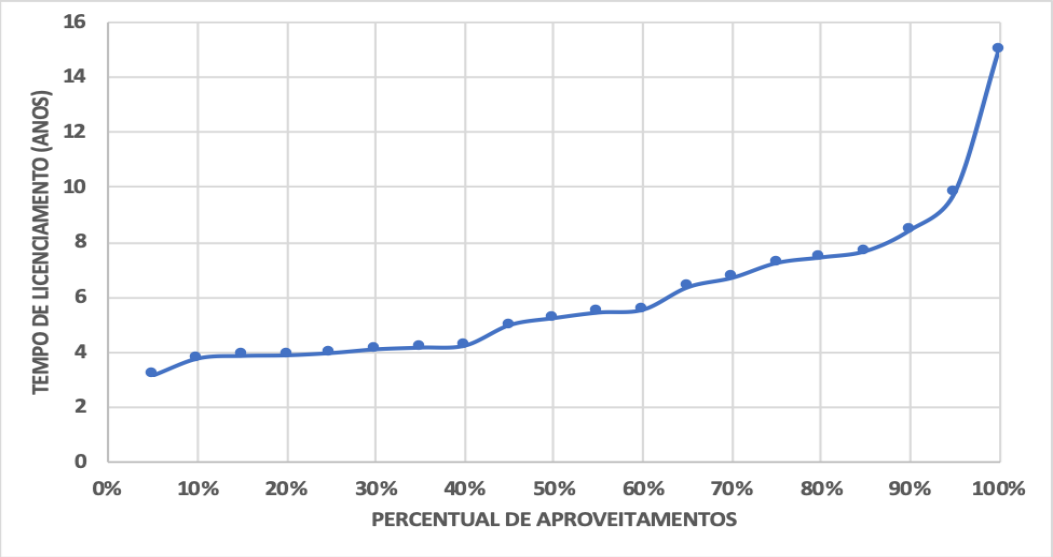


Figura 4 - Tempo de licenciamento de empreendimentos com LP já emitida

Como se observa, mais de 50% dos empreendimentos levaram mais de 5 anos para obter a licença. Analisando os dados que compõem esse gráfico, identifica-se que a média de tempo para adquirir a LP é de 6,1 anos.

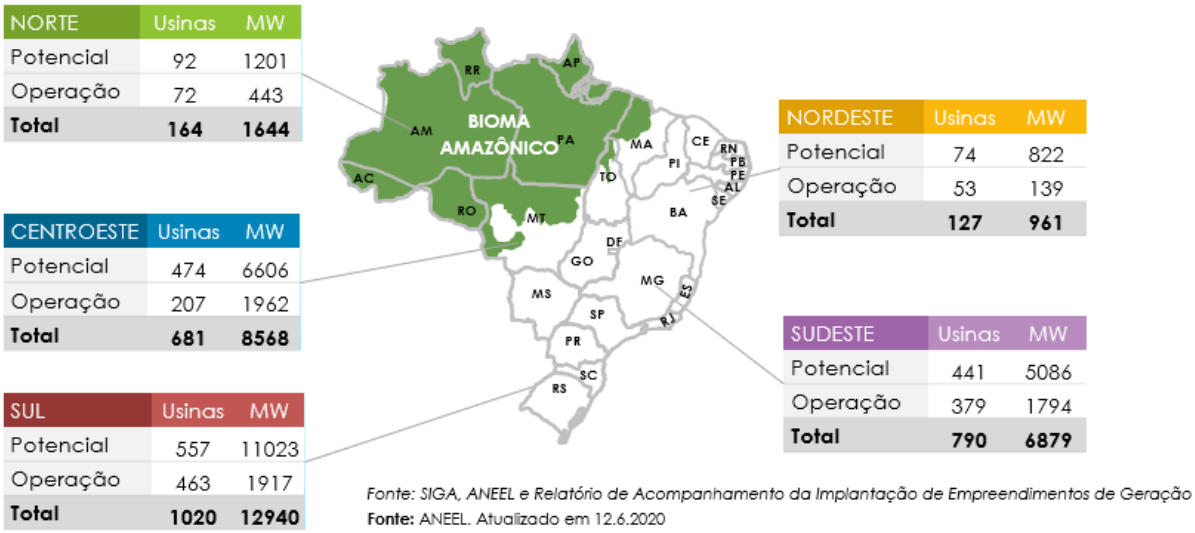
Diante dessa realidade, a ABRAGEL apoia e concorda a iniciativa de "*estimular a elaboração de Inventários Hidrelétricos Participativos*", (p.95) visto que essa prática, além de contribuir para a celeridade do processo, também pode facilitar a comunicação entre o empreendedor, o órgão ambiental e a sociedade diretamente impactada e, assim, evitar possíveis intervenções repentinas não previstas que prejudiquem o processo de licenciamento.

Ainda, a minuta do PNE 2050, em seu capítulo "Hidreletricidade", trata, dentre outros temas, do aspecto tecnológico dessa fonte. Neste quesito, é importante ressaltar que, em virtude da tecnologia utilizada na construção de PCHs e CGHs, já existem mais de 60 usinas com mais de 80 anos e, dessas, mais de 20 são centenárias[1]. Entendemos que a vida útil do empreendimento é um atributo tecnológico importante e que deve ser levado em consideração na composição da matriz.

[1] Fonte: SIGA/ANEEL. Acesso em 13/10/2020.

Na sequência, o texto aborda a "*complexidade socioambiental para a expansão hidrelétrica*" como um dos principais desafios das PCHs. Um dos argumentos para tal é a alta sensibilidade socioambiental, sobretudo na região Amazônica, que dificulta o desenvolvimento dos projetos hidrelétricos.

Ocorre que, felizmente, essa não é a realidade das PCHs. São mais de 23,5MW de potencial PCHs, CGHs e UHEs autorizadas fora do bioma amazônico, como mostra a Figura 5 abaixo:



NORTE	Usinas	MW
Potencial	92	1201
Operação	72	443
Total	**164**	**1644**

CENTROESTE	Usinas	MW
Potencial	474	6606
Operação	207	1962
Total	**681**	**8568**

SUL	Usinas	MW
Potencial	557	11023
Operação	463	1917
Total	**1020**	**12940**

NORDESTE	Usinas	MW
Potencial	74	822
Operação	53	139
Total	**127**	**961**

SUDESTE	Usinas	MW
Potencial	441	5086
Operação	379	1794
Total	**790**	**6879**

Figura 5: Potencial de CGHs, PCHs e UHEs até 50MW.

Diante disso, fica claro que, diferentemente do caso das grandes hidrelétricas, o potencial de desenvolvimento das PCHs é pulverizado por todo o país e, por isso, mostra-se viável sem afetar as áreas legalmente protegidas do bioma amazônico.

Estoque de Projetos

Quando foi editada, em 2015, a REN 673/2015 tinha como principal objetivo simplificar o processo de análise dos projetos básicos de PCHs. Com efeito, os documentos apresentados na Audiência Pública 57/2014, que precedeu a edição da norma, revelam que havia uma preocupação muito grande do regulador em tornar o processo mais célere e eficiente.

A proposta apresentada, à época, redesenhou o processo de outorga de autorização para exploração desses empreendimentos e alterou, dentre outras coisas, (i) os critérios e procedimentos para análise dos projetos, (ii) os momentos para obtenção dos licenciamentos ambientais pertinentes e (iii) os critérios de concorrência e seleção dos projetos.

Os dados apurados revelam que na sistemática anterior, prevista na REN 343/2008, que precedeu a REN 673/2015, a ANEEL realizava, em média, a análise de apenas 36 projetos por ano, o que resultou, ao final do ano de 2014, na formação de um estoque de aproximadamente 700 projetos aguardando exame. Nesse cenário, pontuaram as áreas técnicas que, se nada fosse feito em relação ao procedimento, a Agência levaria em média 20 (vinte) anos para avaliar todo o estoque, sem contar a análise dos novos projetos que ingressassem nesse período.

Em razão disso, realizou-se uma grande mudança no procedimento para obtenção de outorga de PCHs. Como ressalta o regulador, a proposta consolidada na REN 673/2015, "*buscou trazer para o campo estritamente regulatório a análise necessária para a emissão dos atos de outorga sob responsabilidade da ANEEL*[2]". Com isso, enquanto em 2014 foram analisados 31 projetos, sob a égide da nova norma, apenas no ano de 2017 foram analisados 260 projetos, o que permitiu finalizar com o "estoque" da Agência em 2018. Desde então, portanto, os exames têm sido feitos em "tempo real", o que representaria, na visão da ANEEL, um ganho para a sociedade.

A Figura 6, abaixo, consolida o potencial de CGHs, PCHs e UHEs até 50MW atualmente existentes no País, bem como os seus diferentes estágios:

[2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica s/n/2015-SCG/ANEEL: A simplificação do processo de análise dos projetos básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas com sinalização regulatória para a efetiva convergência entre a garantia física e a capacidade de geração dessas usinas. Brasília; 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=11174&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp. Acesso em 5.10.2020.

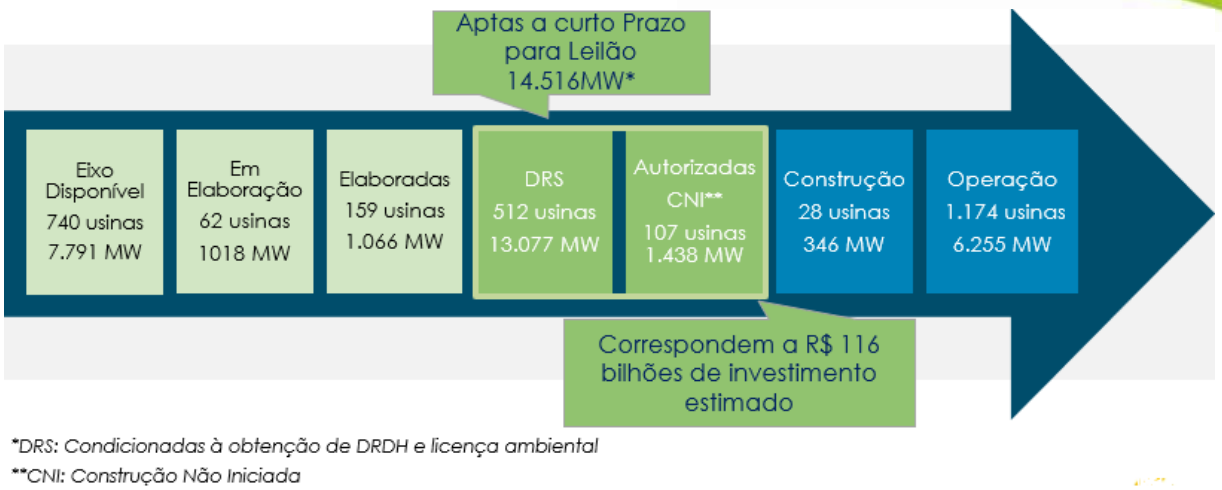


Figura 6: Dados abertos conforme fluxograma de Projetos de CGH, PCH e UHEs autorizadas.

Apesar dos benefícios associados às PCHs, a minuta do PNE 2050, apresentado por este Ministério, ao tempo que prevê a contratação de 14GW nos primeiros 10 anos após a publicação do Plano, também sugere que essa contratação seja revisada para que, possivelmente, se torne mais aderente aos 2,1GW apresentados pelo PDE 2029.

Sucede que, se essa contratação se efetivar, o estoque atual apenas de projetos aptos a serem implementados em curto prazo, isto é, 619 projetos, correspondente a mais de 14,5GW, levará algo próximo de 50 anos para ser contratado. Se consideramos também os 961 projetos em etapas anteriores, serão necessários mais 32 anos para implantá-los.

A mesma contratação insuficiente ocorre com o PDE 2029, que prevê 300MW de contratação por ano, para os próximos 10 anos:

Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Térmica - Retrofit	249	1.116	1.116	3.153	4.977	6.110	6.610	6.788	6.788
Biomassa + Biogás	0	0	180	460	740	1.020	1.300	1.580	1.860
Eólica	0	0	3.000	6.000	9.000	12.000	15.000	18.000	21.000
Hidráulica (*)	0	0	0	0	0	385	803	1.298	1.819
PCH	0	0	300	600	900	1.200	1.500	1.800	2.100
Fotovoltaica	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000
Térmica	0	0	0	3.872	6.164	9.709	12.830	15.854	20.997

(*) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

Tabela 3: Contratação por fonte – indicativo PDE 2029

Diante desse contexto, tão importante quanto a indicação dos montantes para expansão, é a promoção de políticas de preço incentivadoras e a verdadeira consideração dos atributos das fontes, para mantermos uma matriz diversificada e limpa que seja capaz de atender ao crescimento expressivo da demanda por energia no país nos próximos anos.

Para que o ambiente concorrencial fique mais justo, é preciso corrigir as distorções anteriormente mencionadas. No caso das PCHs, o preço de referência estabelecido, a dificuldade e morosidade para obtenção de Licença Prévia – LP e Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH, financiabilidade, dentre outras, são variáveis importantíssimas que hoje representam gargalos e influenciam diretamente nas decisões de investimento no segmento.

Considerações Finais

Como se demonstrou, as PCHs têm características que contribuem para o alcance de diversos objetivos lançados no PNE 2050, especialmente aqueles relacionados ao controle dos impactos ambientais e ao esforço de combate às mudanças climáticas e preservação ambiental. A construção desses empreendimentos, além de gerar energia limpa, renovável e sustentável, gera emprego para a comunidade onde está localizado e contribui para o desenvolvimento e para o incremento de renda das regiões onde são implantados, contribuindo para o pilar do desenvolvimento socioeconômico do país. Além disso, as PCHs possuem cadeia produtiva 100% nacional, e por isso a construção dessas

usinas também movimenta a indústria associada a cada elo desta cadeia, o que coloca esta fonte como grande aliada do Governo Federal na retomada econômico no pós crise. De acordo com o estudo elaborado pela ATKearney, esse fato faz com que as PCHs gerem 40% a mais de receita ao País, quando comparadas a outras fontes renováveis, como solar e eólica.

Além disso, a fonte possui uma grande sinergia com as outras fontes renováveis, fato estrategicamente relevante diante de uma participação cada vez mais crescente das fontes não controláveis na matriz. As PCHs possuem um certo grau de gestão dos recursos e, consequentemente, a possibilidade de atendimento aos requisitos de capacidade, flexibilidade e de prestação de diversos serviços ancilares.

Também é importante ressaltar que o ciclo de desenvolvimento das CGHs, PCHs e UHEs até 50MW é longo, isto é, os empreendedores começaram a investir anos antes de iniciar a operação comercial da usina. Em muitos casos, o ciclo ultrapassa dez anos. Os investimentos foram dispendidos com a expectativa tanto de viabilizar técnica e ambientalmente quanto de viabilizar financeiramente e, para isto, é essencial que haja demanda. Portanto, a ABRAGEL, considerando os benefícios e o potencial das CGHs, PCHs e UHEs até 50MW, estima que a previsão de contratação entre 750MW e 1000MW/ano tem mais chance de atender os empreendedores e as necessidades do mercado do que os 300MW/anuais apontados pelo PDE 2029.

Destacamos, finalmente, a necessidade de revisitar as políticas energéticas e a regulação relacionadas ao segmento das usinas hidráulicas autorizadas até 50 MW, a fim de corrigir os custos não aparentes das PCHs. Conforme bem ressaltado pelo PNE, a competitividade da fonte muitas vezes fica comprometida em razão dos inúmeros riscos associados ao negócio (licenciamento ambiental, custos, cronograma de implantação, ausência de leilões e aspectos relacionados a financiabilidade), que não estão sendo considerados ou não estão bem mensurados, prejudicando e travando a competitividade da fonte. Além dos estudos em anexo, a ABRAGEL se coloca, desde logo, a disposição desta Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) para auxiliar no que for necessário quanto a esse aspecto.

Sendo o que tínhamos para o momento, despedimo-nos, reiterando nossos mais elevados préstimos de elevada estima e distinta consideração.

Atenciosamente,

Charles Lenzi
Presidente Executivo
Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL

ATKearney

ABRAGEL

Estudo de condições para maior inserção das PCHs/CGHs na matriz elétrica brasileira

Fevereiro de 2020

A.T.Kearney

O estudo a seguir foi conduzido com o objetivo de **entender o mercado de energia elétrica no Brasil e suas tendências**, com enfoque em centrais hidrelétricas com potência menor que 30MW (PCH/CGH) e nos desafios para seu desenvolvimento no sistema nacional, por meio de estudos e entrevistas com importantes stakeholders do setor e associados da ABRAGEL.

O capítulo de **simulações das iniciativas propostas no preço das fontes** busca estimar, a partir de análises internas e de referências de mercado, um cenário:

1) Imparcial, de maior isonomia entre as diferentes fontes de geração de energia, que considera o custo real que as fontes geram ao sistema;
2) De maior competitividade da fonte PCH/CGH no que tange os principais desafios enfrentados para seu maior desenvolvimento na matriz energética brasileira, focados nas diretrizes estratégicas aqui definidas.

O capítulo de **benefícios para o país** busca apresentar aspectos positivos promovidos pelo desenvolvimento de PCH/CGH no país, de forma não-exaustiva e não comparativa a outras fontes de geração de energia, analisados sob as metodologias especificadas.

Sumário Executivo (1/4)

Entendimento do mercado, stakeholders e tendências futuras

- O **entendimento do mercado** foi feito à partir de **entrevistas com stakeholders** (associados e agentes de mercado), **benchmarking** (nacional e internacional) e **avaliação de tendências futuras das fontes e do mercado brasileiro de energia** (ex: modernização do setor elétrico)
  - Ao longo do projeto **entrevistamos 20+ associados** para aprofundar os principais desafios e oportunidades para PCH/CGH
  - No mercado, **conduzimos entrevistas com 15+ stakeholders** – incluindo órgãos reguladores do setor, fabricantes, instituições financeiras, entre outros – para entendimento da agenda estratégica e oportunidades a explorar (avaliação de argumentos e caminhos futuros)
  - O **benchmarking** foi conduzido a nível **nacional e internacional afim de identificar e/ou aprofundar iniciativas** introduzidas para incentivar o crescimento de PCH/CGH
  - Alavancamos também o **modelo proprietário A.T.Kearney para simular cenários de expansão** do mercado (demanda, capacidade) vs. projeções do governo, entendendo tendências futuras por fonte
  - Por fim, **analisamos as principais tendências do mercado**, especialmente a agenda regulatória de modernização do setor e os principais impactos no segmento de PCH/CGH

- À partir deste entendimento, **mapeamos 07 grupos de desafios para a dinamização do segmento de PCH/CGH:**
  1. **Processo de licenciamento** é **complexo, longo e dependente de diversos agentes** e existem questionamentos ambientais sobre as PCH/CGH
  2. **Elevado CAPEX por MW das PCHs vs. outras fontes**, influenciado pela forte customização dos empreendimentos
  3. **Dificuldades de financiamento das PCHs e distorções regionais vs. outras fontes** comprometem a viabilização dos projetos
  4. **Diferentes benefícios fiscais, tributários e programas de incentivo** regional privilegiando mais outras fontes renováveis
  5. **Atributos das PCHs** (próximo da demanda, “despachável”, tecnologia nacional) **não são remunerados adequadamente**
  6. **Prazos de renovação das concessões/autorizações impactam parcialmente** a viabilidade dos empreendimentos de PCHs
  7. **Incertezas regulatórias** (MRE, PLD, mercado livre) **e modelo atual dos leilões oneram competitividade das PCHs**, além de poder onerar a tarifa de energia por maiores custos ao SIN

Fonte: A.T. Kearney

Sumário Executivo (2/4)

(# xx) quantidade de iniciativas por diretriz estratégica

Definição de uma agenda com iniciativas de transforma-ção do segmento de PCH no Brasil

- **Definimos 20+ iniciativas para endereçar os desafios mapeados** e incentivar a expansão do segmento de PCH/CGH

1. **Simplificar e agilizar o licenciamento ambiental (#3)**
   - Reduzir o número de licenças e prazos de obtenção, prolongar duração das licenças e simplificar processos e agentes
   - – Benchmarking ex.: França (modificação no processo para torná-lo mais ágil e eficaz)
   - Envolver órgãos estaduais nos inventários dos rios (“inventário participativo”)
   - Realizar campanha de desmistificação sobre o segmento de PCH/CGH
2. **Reduzir e rentabilizar mais o CAPEX dos projetos das PCH/CGH (#5)**
   - Padronizar turbinas mais comuns, estrutura das instalações e outras especificações
   - Alavancar novas soluções tecnológicas (parceria com universidades/fabricantes)
   - Flexibilizar Fator de Capacidade do projeto
   - Adotar sistemas de bombeamento reversíveis (viabilidade econômica ainda em avaliação)
   - Adotar sistemas híbridos (modelos de remuneração em discussão via CP – Benchmarking ex.: Portugal)
3. **Diversificar fontes de financiamento para obter taxas mais competitivas (#3)**
   - Acessar novas alternativas de financiamento
   - Acessar fontes de financiamento externas
   - Flexibilizar regras de financiamento do BNDES
4. **Promover maior isonomia fiscal entre as várias fontes (#3)**
   - Eliminar incentivos em encargos setoriais e tributos para todas as fontes
   - Reduzir tributação incidente em PCH/CGH
   - Eliminar incentivos de programas de desenvolvimento regional
5. **Prover remuneração adicional pelos atributos únicos das PCH/CGH (#2)**
   - Garantir remuneração adicional p/ PCH/CGH
   - Considerar fator locacional na TUST/TUSD
6. **Conceder outorgas com renovação perpétua valorizando mais a vida útil (#2)**
   - Benchmarking: Colômbia e Chile
   - Garantir indenização do ativo pós outorga
7. **Fomentar mudanças regulatórias estruturantes no modelo setorial atual (#3)**
   - Introduzir novas formas de leilão
   - Implementar PLD horário
   - Revisar estruturalmente MRE/GSF

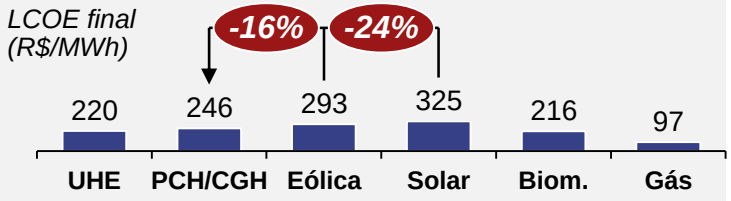
Fonte: A.T. Kearney

Sumário Executivo (3/4)

xx impacto positivo ; xx impacto negativo

Quantificação dos potenciais benefícios para o setor

- **Quantificamos o impacto das 7 diretrizes estratégicas no LCOE das fontes,** à partir dos respectivos preços de referência dos últimos leilões (R$ 224/MWh para PCH/CGH)
  1. Uma **simplificação de 2 anos no processo de licenciamento ambiental** geraria redução de **R$ 0,4/MWh** no LCOE para PCH/CGH
  2. O **desenvolvimento e a padronização de tecnologias** pode reduzir o CAPEX de PCH/CGH em **R$ 20/MWh**, a partir de:
     - Redução de 5% no CAPEX
     - Redução de 7 meses no tempo de construção (vs. 29 meses médios hoje)
     - Aumento de 5% no Fator de Capacidade
  3. Em um cenário de isonomia, **sem incentivos em financiamentos para fontes renováveis**, o LCOE de PCH/CGH seria **R$ 4/MWh** maior
  4. De maneira semelhante, **eliminando os subsídios fiscais e de encargos** que hoje existem para fontes renováveis, o LCOE de PCH/CGH se tornaria **R$ 19/MWh maior**
     - Adotar o **regime de Lucro Real** (considerando o Lucro Presumido um incentivo) geraria aumento de **R$ 42/MWh**
  5. Os atributos das fontes podem ser quantificados, buscando verificar o custo real que cada fonte promove no SIN, dentre eles:
     - **Infraestrutura**, que reúne os investimentos necessários para a geração (rede de T, perdas e equipamentos para reserva probabilística, equilíbrio de frequência e suporte de reativo): **+ R$ 20/MWh** para PCH/CGH
     - **Serviços de geração,** que quantificam os custos/benefícios da capacidade do gerador atender a modulação/sazonalização e de produzir com robustez energética/ confiabilidade: **+ R$ 9/MWh** para PCH/CGH
     - **Emissão de CO2** durante o ciclo de vida da usina: **+ R$ 0,10/MWh** para PCH/CGH
  6. Ao considerarmos a **real vida útil** de uma PCH/CGH de mais de 100 anos, quantificamos uma redução de **R$ 6/MWh** para PCH/CGH
  7. Para obter uma visão total, consideramos o impacto do preço vs. proporção de **energia vendida ACL: - R$ 4/MWh** para PCH/CGH
- **Logo, se mantivermos o regime de Lucro Presumido para PCHs, estas se encontrariam ~ 16 – 24% abaixo de eólicas e solares**



Fonte: A.T. Kearney

Sumário Executivo (4/4)

Quantifica-ção dos potenciais benefícios para o país

- Analisamos **07 dimensões de benefícios socioeconômicos decorrentes de PCH/CGH**
  - **Bem da União:** as hidrelétricas são revertidas para a sociedade após o fim das outorgas, o que só é possível devido à longa vida útil da fonte – estimativa de ~ **R$ 6 - 17 Bi revertidos nos próximos 10 anos para a União**
  - **Geração de receita: PCH é a fonte renovável que mais gera receita ao país**, chegando a **18 – 53%** a mais que as outras consideradas (biomassa, eólica e solar)
  - **Geração de impostos: PCH é a fonte renovável que mais arrecada impostos ao país**, chegando a **51 – 189%** a mais que as outras consideradas (biomassa, eólica e solar)
  - **Geração de empregos** (diretos e indiretos): PCH/CGH geram pelo menos **1x a 5x mais empregos diretos** e indiretos, **durante 0,2x a 0,6x mais anos** que outras fontes (biomassa, eólica e solar)
  - **Desenvolvimento dos municípios:** analisamos a base de PCH/CGH operantes a partir de 04 índices que refletem a evolução socioeconômica dos municípios (IDHM, Índice de Gini, IFDM e PIB per capta) – como resultado, é possível concluir que **municípios com PCH construídas performaram em linha ou acima dos grupos de controle nos índices avaliados**
  - **Sustentabilidade:** o Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG) realizado pelo Projeto Sinapse engloba 04 dimensões (ambiental, social, político-institucional e econômica) e posiciona as PCHs em segundo lugar[1], reforçando os benefícios destas ao país
  - **Meio Ambiente e APPs**: a construção total de APPs soma ~ 1.483 km², que é aproximadamente o tamanho do município de São Paulo (1.521 km²)

1. PCHs ficam atrás apenas de eólicos off-shore, que representam a menor parcela de mercado dentro da fonte eólica

Fonte: A.T. Kearney

Agenda

- **Desafios à competitividade e expansão de PCH/CGH**
- Iniciativas de transformação de PCH/CGH
- Benchmarking nacional e internacional para algumas iniciativas
- Simulações das iniciativas no preço das fontes
- Quantificação dos benefícios para o país

ATKearney

Ao longo do projeto, entrevistamos 20+ associados para aprofundar os desafios e potenciais iniciativas para PCH/CGH

Partes consultadas – ABRAGEL (1/2)

Entrevistas realizadas			21
Empresa	**Nome**	**Posição**	**Data**
BROOKFIELD	Gustavo Andriolli	Diretor	12/9
CEMIG	Tiago Saraiva	Gerente	16/9
ÔMEGA	Felipe Furcolin	Diretor	19/9
CPFL	Rodolfo Coli	Diretor	20/9
AVIR ENGENHARIA	Ricardo Pigatto	CEO	04/10
BRENNAND	Mozart de Siqueira Campos Araújo	CEO	08/10
SILEA	Caetano Krammer	Diretor	10/10
AMERICA ENERGIA	Andrew Frank Storfer	CEO	11/10
MINAS PCH	Paulo Lage / José Nascimento	Diretor / Diretor	11/10
PAINEIRA	Paulo Gomes	CEO	25/10
ATIAIA ENERGIA	Luiz Koblitz	Conselheiro	05/11
MAGGI	Gabriel Duarte / Nívia Pereira	Diretor / Ger. Ambiental	05/11
JURUENA	Eduardo Lobianco / Stefano Miranda	CEO / Diretor	08/11
VOLTALIA	Katia Monnerat	Gerente	11/11
DME ENERGÉTICA	Ana Perico	Diretora	12/11
HY-BRASIL	Bruno Menezes	CEO	14/11
BOLOGNESI	Fernando Scheim	CEO	19/11
ELEJOR	Cleverson Silveira / Emerson Alberti	Diretor / Super.	22/11
CELESC	Gustavo Rocha	Gerente	27/11
COPEL	Luis Socher / Mauro Bubniak	Diretor	29/11
CEI ENERGÉTICA	Henrique Alves	Diretor	07/01

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Entrevistamos também 18 stakeholders do setor e outros que não tiveram agenda poderão ser abordados pela ABRAGEL

Partes consultadas – *Stakeholders* do setor (2/2)

Entrevistas realizadas			18
Empresa	Nome	Posição	Data
CCEE	Rui Guilherme Altieri	Presidente	04/10
MME	Reive Barros	Secr. de Planej.	10/10
MME	Helvio Guerra	Ass. Secr. Reive	10/10
ONS	Luiz Eduardo Barata	Diretor Geral	21/10
EPE	Equipe do Thiago Vasconcelos Barral	Presidente	21/10
GE Renewable Hydro	Leandro Marquez	Ger. de Vendas	23/10
CCEE	Carlos Dornellas	Ger. Executivo	08/11
CCEE	Cesar Pereira	Ger. Executivo	08/11
Banco Votorantim	Rafael Blumer		11/11
VOITH	Manuel Gonçalves	Diretor de Engenharia	12/11
BNDES	Paulo Henrique Pegas	Superintendente de Crédito	13/11
BNDES	Carla Primavera	Superintendente de Energia	14/11
APINE	Guilherme Velho	Presidente	19/11
MME	Domingos Romeo	Secretário de Energia	22/11
FEUP – Portugal	João Peças Lopes	Professor	22/11
WEG	Alexandre dos Santos Fernandes	Gerente de mercado	28/11
CCEE	Carlos Dornellas	Ger. Executivo	12/12
ABEEOLICA	Elbia Gannoum	Presidente	18/12

Fonte: A.T. Kearney

Identificamos 07 principais desafios para a competitividade e expansão da inserção das PCHs/ CGHs na matriz energética

Desafios à competitividade e expansão das PCH/ CGH

Desafios das PCHs/ CGHs

a **Processo de licenciamento** é **complexo, longo e dependente de diversos agentes** e existem questionamentos ambientais sobre as PCH/CGH

b **Elevado CAPEX por MW das PCHs vs. outras fontes**, influenciado pela forte customização dos empreendimentos

c **Dificuldades de financiamento das PCHs e distorções regionais vs. outras fontes** comprometem a viabilização dos projetos

d **Diferentes benefícios fiscais, tributários e programas de incentivo** regional privilegiando mais outras fontes renováveis

e **Atributos das PCHs** (próximo da demanda, "despachável", tecnologia nacional) **não são remunerados adequadamente**

f **Prazos de renovação das autorizações/concessões impactam parcialmente** a viabilidade dos empreendimentos de PCHs

g **Incertezas regulatórias** (MRE, PLD, mercado livre) **e modelo atual dos leilões oneram competitividade das PCHs**, além de poder onerar a tarifa de energia por maiores custos ao SIN

Fonte: Pesquisas secundárias; Entrevistas no Setor; Análises A.T. Kearney

Agenda

- Desafios à competitividade e expansão de PCH/CGH
- **Iniciativas de transformação de PCH/CGH**
- Benchmarking nacional e internacional para algumas iniciativas
- Simulações das iniciativas no preço das fontes
- Quantificação dos benefícios para o país

ATKearney

Definimos 20+ iniciativas para endereçar os desafios mapeados e incentivar a expansão do segmento de PCH/CGH

Mapa de diretrizes estratégicas

Diretrizes Estratégicas	# iniciativas
1 Simplificar e agilizar o processo de licenciamento ambiental	3
2 Reduzir e rentabilizar mais o CAPEX dos projetos das PCH/CGH	5
3 Diversificar fontes de financiamento para obter taxas mais competitivas	3
4 Promover maior isonomia fiscal entre as várias fontes	3
5 Prover remuneração adicional pelos atributos únicos das PCH/CGH	2
6 Reconhecer e valorar a vida útil real das usinas hidrelétricas	2
7 Fomentar mudanças regulatórias estruturantes no modelo setorial atual	3

Agenda

- Desafios à competitividade e expansão de PCH/CGH
- Iniciativas de transformação de PCH/CGH
- **Benchmarking nacional e internacional para algumas iniciativas**
- Simulações das iniciativas no preço das fontes
- Quantificação dos benefícios para o país

O desafio de licenciamento e questionamentos ambientais poderá ser endereçado através de 3 possíveis iniciativas

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (1/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
1. Simplificar e agilizar o processo de licencia-mento ambiental	**1.1** Reduzir o número de licenças e prazos de obtenção, prolongar duração das licenças e simplificar processos e agentes	Sim	• Aumentar a rentabilidade dos empreendimentos • Reforço da segurança jurídica • Evitar ideologias e interesses de curto prazo • Contornar possíveis desconhecimento técnicos dos órgãos estaduais	• Falta de agentes de mudança • Complexidade da tarefa • Possível resistência Estadual	Alta
	1.2 Envolver órgãos estaduais nos inventários dos rios (“inventário participativo”)	Não	• Envolvimento antecipado para minimizar resistências	• Risco de bloqueio dos rios • Maior custo incorrido neste processo	Baixa
	1.3 Realizar campanha de desmistificação sobre os atuais impactos ambientais gerados pelo segmento de PCH/CGH e respectivas ações de mitigação	Não	• Esforço de buscar soluções • Melhor quantificação dos reais impactos	• Poucas soluções alternativas (ex: escada) • Elevado custo potencial para resolução	Média

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Em média, o projeto de PCH/CGH dura ~ 7 – 11 anos com participação de diversos órgãos ao longo do processo

1 Etapas de projeto[1] – PCH

Não exaustivo

Sem concessão – "etapa inicial"

Com concessão

	Identificação do(s) sítio(s)	Inventário Hidrelétrico	Estudo de Viabilidade	Projeto Básico	Construção e Equipamentos	Operação
		• Avaliação do potencial de geração do rio, procedimentos para minimizar impactos ambientais e investimento necessário	• Avaliação da viabilidade ambiental (EIA – Estudo de Impacto Ambiental e RIMA – Relatório de Impacto Ambiental) e de custo frente ao retorno	• Projeto Básico de Engenharia (detalhamento das obras civis; tecnologia) • Estudos Ambientais (PBA – Plano Básico Ambiental)	• Obras civis (e.g. barragens e casa de força) • Compra de equipamento (e.g. turbina e geradores)	
Órgãos envolvidos		• ANEEL	• ANEEL • Órgão ambiental licenciador (União – IBAMA ou Estadual ou Municipal) • Órgãos intervenientes • Outros agentes	• ANEEL • Órgão ambiental licenciador (União – IBAMA ou Estadual ou Municipal) • Órgãos intervenientes • Outros agentes	• ANEEL • Órgão ambiental licenciador (União – IBAMA ou Estadual ou Municipal) • Órgãos intervenientes • Outros agentes	• ANEEL • ONS
Tempo médio[2] (meses)		24 – 36	24 – 41	12 – 19	27 – 39	

Obtenção da Licença Prévia (LP)

Obtenção da Licença de Instalação (LI)

Obtenção da Licença de Operação (LO)

Obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH)

▲ Licenciamento Ambiental (União ou UF ou Município) ▲ Concessão do uso da Água (ANA) ▲ Plano de Uso do Entorno de Reservatório (PACUERA)

1. Entrevistas com empreendedores; Instituto Acende Brasil; Aneel; 2. Considera os tempos de aprovação das licenças mais obra civil na etapa de construção e equipamentos

Fonte: A.T. Kearney; MMA; Aneel

No âmbito ambiental, há três principais licenças expedidas pelo Poder Público: Licença Prévia, de Instalação e de Operação

1 Etapas de projeto – PCH

Não exaustivo

Órgão Ambiental	Proprietário	ANEEL
• Federal e/ou Estadual e/ou Municipal	Solicita autorização para Estudo de Inventário Hidrelétrico	Portaria autoriza Estudo de Inventário
	Solicita aprovação do Inventário Hidrelétrico	Aprova Inventário Hidrelétrico Autoriza Estudo de Viabilidade
Emite Licença Prévia (LP)	Inicia Estudo de Viabilidade Apresenta o Estudo de Impacto Ambiental (EIA)	
	Solicita a concessão com o Estudo de Viabilidade	Aprova o Estudo de Viabilidade Encaminha outorga de concessão Fixa prazo para a apresentação do Projeto Básico de Engenharia
Emite Licença de Instalação (LI)	Apresenta Projeto Básico Ambiental (PBA)	
	Solicita aprovação do Projeto Básico de Engenharia com a LI	Portaria aprova o Projeto Básico Fixa datas para entrada em operação
Emite Licença de Operação (LO)	Comprova o cumprimento de programas de PBA	
	Comunica a ANEEL a entrada em Operação	

Atividades consideradas potencialmente poluidoras demandam EIA, como barragens para fins hidrelétricos acima de 10MW (Res. CONAMA nº 001/86)

Fonte: A.T. Kearney; MMA; Aneel

No âmbito ambiental, as licenças são concedidas autonomamente por órgãos licenciadores à nível federal ou estadual ou municipal

1 Licenciamento ambiental

Não exaustivo

Principais licenças[1]

Licença Prévia (LP)	• Aprova a localização e concepção do empreendimento, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação – **Validade: Até 05 anos**
Licença de Instalação (LI)	• Autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante – **Validade: Até 06 anos**
Licença de Operação (LO)	• Autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação – **Entre 04 – 06 anos**

Órgãos ambientais licenciadores

União (IBAMA)	Estado	Município
Projetos residuais: empreendimentos em mais de um estado e daquelas cujos impactos ultrapassem limites territoriais	**Empreendimentos que extrapolam a competência municipal**, mas não cabíveis à União	**Empreendimentos de impacto local, no** caso do órgão ambiental municipal comprovar estrutura adequada

Estabelece limites a serem respeitados pelos órgãos licenciadores (e.g. prazo de validade e de análise de cada tipo de licença)

Possuem autonomia para a definição dos próprios procedimentos, com diferenças em:

- Instrumentos legais; modalidades de licenciamento e autorizações para intervenção ambiental; procedimentos e prazos de aprovação das licenças; levantamento de informações e funcionamento das Audiências Públicas

Órgãos intervenientes

Pode haver participação de órgãos intervenientes no processo de licenciamento ambiental no caso de impactos em:

- Terras indígenas
- Regiões quilombolas
- Bens acautelados de interesse cultural
- Áreas endêmicas para malária
- Outros

FUNAI · PALMARES FUNDAÇÃO CULTURAL · IPHAN · MINISTÉRIO DA SAÚDE

1. Além das licenças ordinárias, os órgãos ambientais licenciadores podem determinar, por instrumentos legais estaduais, outras licenças: Licença de Instalação Corretiva (LIC), Licença de Operação Corretiva (LOC), Licenciamento Simplificado (LS), Licença Prévia simultânea à Licença de Instalação (LP + LI) e Licença de Instalação e Operação (LIO)

Fonte: A.T. Kearney; MMA; Aneel

ATKearney

Além dos órgãos licenciadores e intervenientes, estados e prefeituras e outros agentes também atuam no processo de LA

1 Atores do Licenciamento ambiental

Órgãos ambientais licenciadores	• Órgão ambiental responsável pela emissão das licenças ambientais • Federal, estadual ou municipal, de acordo com abrangência do empreendimento
Órgãos intervenientes	• Manifestação esperada sobre o licenciamento do empreendimento, com interação direta com o IBMA – Funai, Iphan, FCP, Secretaria de Vigilância em Saúde e ICMBio
Estados e prefeituras	• Estados e prefeituras dos municípios abrangidos pelo empreendimento devem emitir certidões informando que a implantação e operação do projeto em análise não conflita com as leis municipais de uso, parcelamento e ocupação do solo.
Outros agentes	• Outros agentes que costumam intervir no processo – Ministério Público (MP) pode acionar Poder Judiciário por meio de Ações Civis Públicas (ACPs) nas situação em que se entende que o LA não está sendo conduzido de acordo com a legislação vigente: pode impactar em paralisação do LA e, em última instância, até cassação das licenças ambientais concedidas – Movimentos sociais, populações afetadas e ONGs podem se manifestar dentro do espaço de Audiências Públicas e / ou via manifestações

Procedimentos e prazos de aprovação das licenças ambientais são os aspectos mais críticos para padronização entre estados

1 Licenciamento ambiental

Exemplo

Instrumentos de licenciamento

Minas Gerais

Instrumento		Validade
Licenciamento Ambiental	Licença de Operação (LO)	De 4 a 6 anos
	Licença de Instalação Corretiva (LIC)	Até 6 anos
	Licença de Operação Corretiva (LOC)	De 4 a 6 anos
	LP + LI	Até 6 anos
Documento de Autorização para Intervenção Ambiental (Daia)		Definida em função do tipo e porte da intervenção
Cadastro de Uso Insignificante da Água		3 anos
Certidão de Dispensa		4 anos
Revalidação de LO		Prazo igual ao documento em revalidação ou inferior, conforme decisão do órgão

Presença de LAC agiliza o processo e não é o padrão para todos os estados

Prazos variam para mesmas licenças

Presença de LAS tira complexidade do processo, mas não é padrão e não possui critérios objetivos

Paraná

Instrumento		Validade
Autorização	Autorização Ambiental (AA)	De 1 mês a 1 ano
	Autorização Florestal (AF)	De 1 mês a 3 anos, a depender da modalidade
Licenciamento Ambiental	Licença Prévia (LP)	Até 2 anos. Não renovável
	Licença de Instalação (LI)	Até 2 anos. Renovável
	Licença de Operação (LO)	Prazos estabelecidos conforme os grupos de tipologias da Resolução Cema nº 65/2008 (Paraná, 2008c), e renováveis a critério do IAP
Licenciamento Ambiental	Autorização Ambiental Simplificada (LAS)	Até 6 anos. Renovável
Outorga	Outorga Prévia	O prazo de validade da outorga é estabelecido pelo Águas Paraná
	Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos	
Dispensa de Licenciamento Ambiental Estadual (Dlae)		Até 6 anos. Renovável a critério do IAP
Dispensa de Licença de Instalação (RLI)		A ser determinada pelo órgão
Renovação de Licença de Operação (RLO)		

- Diferenças entre os instrumentos de licenciamento e autorizações para intervenção ambiental, os prazos de validade e a situação em que são emitidos ou requeridos aumentam a complexidade e variabilidade do processo
- Para Minas Gerais, estudo de campo realizado pelo Ministério do Meio Ambiente aponta desafio de capacitação técnica das equipes, especialmente para avaliação de estudos hidrológicos de PCHs e UHEs

Fonte: A.T. Kearney; MMA; Aneel

ATKearney

Embora o Projeto de Lei apresente cenário favorável para votação no Plenário, ainda não há data prevista de aprovação

1 PL da Lei Geral do Licenciamento Ambiental (PL no 3.729/2004) – Status

Embora a expectativa de votação seja favorável e ainda em 2019, não há um prazo de aprovação previsto

Câmara dos Deputados

08/06/2004
Proposta original apresentada

CAPADR
(Comissão de Agricultura, Pecuária, Abastecimento e Desenvolvimento Rural)
Chegada em **10/02/2014**
Aprovada com alterações em **14/05/2014**

CMADS
(Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável)
Chegada em **16/05/2014**
Aprovada com alterações em **14/10/2015**

CCJC
(Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania)
Chegada em **12/06/2019**
Aguardando parecer do relator

CFT
(Comissão de Finanças e Tributação)
Chegada em **24/06/2019**
Aguardando designação do relator

Plenário
Pronta para entrar na pauta de votações

Senado Federal/ Presidência da República

Fonte: A.T. Kearney; Câmara dos Deputados

ATKearney

A nova proposta irá impactar positivamente as PCHs tanto no âmbito de prazos quanto de poder vinculante dos agentes

1 PL da Lei Geral do Licenciamento Ambiental – Mudanças

Principais alterações com impacto às PCHs

- **Definição dos tipos de licença, de acordo com as tipologias das atividades e respectiva revisão dos prazos de validade das licenças**
  - Licença Prévia (LP): 3 – 6 anos
  - Licença de Instalação (LI) e Procedimento Bifásico (LP/LI): 3 – 6 anos
  - LAU (Licença Ambiental Única); Licença de Operação (LO); Procedimento bifásico (LI/LO) e LOC (Licença de Operação Corretiva): mínimo de 5 anos
- **Prorrogação automática, por igual período, apenas à partir da declaração do empreendedor em formulário *online* atendendo a condições específicas**

- **Revisão dos prazos administrativos máximos de análise para a emissão da licença**, contados à partir da entrega do estudo ambiental pertinente e das demais informações ou documentos requeridos por lei
  - LP: 4 (sem EIA) – 8 (com EIA) meses
  - LI, LO, LOC e a LAU: 3 meses
  - Procedimento bifásico (sem EIA): 4 meses
  - **Total = média de 14 meses (com EIA)**

- **Eliminação do poder vinculante de órgãos como a Funai e a Fundação Palmares**, que trabalham com comunidades indígenas e quilombolas respectivamente, que para o veto a pedidos de licença
  - Participação também restringida ao ICMBio e Iphan, responsáveis pela gestão de unidades de conservação e patrimônio histórico

Prós à aprovação

- Faz parte da agenda atual de desburocratização da economia
- Está na pauta legislativa do governo Bolsonaro
- Possui endosso do presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ)
- Conta com a habilidade de interlocução do novo relator, Kim Kataguiri (DEM-SP)

Contras à aprovação

- Resistência de ambientalistas, especialmente sobre a dispensa de licença para alguns empreendimentos e "autorregulação" por meio da LAC – Licenciamento por adesão e compromisso

As disposições desta lei aplicam-se ao licenciamento Ambiental realizado perante os órgãos e entidades da União, estados e municípios

Fonte: A.T. Kearney; Câmara dos Deputados

ATKearney

A PL1962/2015 prevê simplificação do licenciamento ambiental e isenção de IPI p/ PCHs, Solar e Biomassa (100 – 1000 kW)

1 PL 1962/2015 – Incentivo à PCHs, Solar e Biomassa

Escopo

- Incentivo à implantação de:
  - **Pequenas centrais hidrelétricas (100 – 1.000 kW)**
  - Geração de energia elétrica a partir fonte **solar** e de **biomassa**

Pautas em aprovação

- **Simplificação do Licenciamento ambiental para empreendimentos de baixo impacto ambiental** (a ser definido pela regulamentação)
  - < 100 kW: potencial dispensa de autorização ou licenças
  - 100 – 1000 kW : objeto de autorização, dispensando LP, LI e LO mediante apresentação de documentos pertinentes
  - Relatórios simplificados e procedimento bifásico (atesta viabilidade ambiental, aprova a localização e autoriza a implantação do empreendimento, emitindo LI)
  - Dispensa a exigência de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e de Relatório de Impacto Ambiental (RIA)

- **Isenção de IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados)**
  - Isenção de IPI de conversores elétricos estáticos e geradores de energia elétrica de corrente alternada
  - Manutenção do crédito de IPI relativo às matérias primas e aos produtos intermediários efetivamente utilizados na industrialização dos conversores elétricos estátivos

Início
(17/06/2015)
Autor:
Jorge Côrte Real
(PTB-PE)

CMADS
(Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável)
29/06/2015
Aprovada com alterações em
07/12/2016
~ 1,4 anos

CME (Comissão de Minas e Energia)
19/12/2016
Aprovada com alterações em
21/08/2019
~ 2,7 anos

CFT
(Comissão de Finanças e Tributação)
23/08/2019

Está aqui

CCJ
(Comissão de Constituição e Justiça)

Plenário da Câmara

Tramitação conclusiva:
não passa pelo Plenário se todas as comissões chegarem a uma mesma conclusão[1]

Senado Federal

Presidência da República

1. Ou se for aprovado no Plenário um recurso assinado por 51 deputados pedindo que ela seja votada também

Fonte: A.T. Kearney; Câmara dos Deputados

ATKearney

A CMADS realizou seminário com participação da Comissão de Direitos Humanos e Minorias onde a PL1962/2015 foi discutida

1 PL 1962/2015 – Seminário de 29/10/2019

Abertura

- Deputado Rodrigo Agostinho – Presidente da Comissão de Meio Ambiente; Deputada Joênia Wapichana – Frente Parlamentar dos Povos Indígenas; Paulino Montejo – Representante da APIB Robson Sebastian Formica – Coordenador MAB (*) Sérgio Guimarães – Secretário Executivo GT Infraestrutura.(*)

Casos

Alto Rio Paraguai, Juruena e Médio Tapajós	**Alcides Faria –** Diretor da ECOA; (*) **Alessandra Mathyas** – Bacia do Pantanal; (*) **Pedro Paulo Rodrigues da Silva –** Rio Jauquara e Bacia do Pantanal (*) **Andreia Fanzeres** – Secretária Executiva OPAN; (*) **Alessandra Korap –** Liderança Muduruku – Tapajós; (*) **Erich Masson –** Procurador da República do Mato Grosso – MPF/MT (*)
Chapada dos Veadeiros, Bacia do Tocan-tinzinho e PL1962/15	**Bruno Mello –** Secretário Executivo; (*) **Vilmar Souz**a – Presidente da Associação dos Kalunga – Cavalcante/GO; (*) **Diogo Martins –** Geólogo/Engenharia – Especialista em Barragens; (*) **Joilson Costa –** Secretário Executivo FNPE (*) **Pedro Luiz Dias** – Vice-Presidente da ABRAPCH (*) **Carlos Eduardo Cabra**l – Superintendente de Geração da ANEEL/ MME. (*) **Sérgio Leitão –** Instituto Escolhas; (*)

Fonte: A.T. Kearney; Câmara dos Deputados

ATKearney

Propomos alternativas de simplificação e padronização do licenciamento em: licenças, prazos, processos e agentes

1.1 Simplificação do licenciamento ambiental (1/5)

	Brasil		Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**PL 3.729/2004[1]**	**Caso 1**	**Caso 2**
Licenças – Redução do número de licenças através da unificação de duas ou mais licenças, por exemplo criando uma única licença simplificada ***Enabler:*** criação de uma diretriz nacional serve como facilitador da simplificação do processo	• Apesar de haver 3 licenças obrigatórias, alguns estados já possuem modalidades de licenças simplificadas; licenças únicas ou licenciamento bifásico (LP+LI ou LI+LO)	Presente no Art. 5º, embora não defina critérios objetivos os quais poderiam eleger PCHs a uma modalidade simplificada	• Em 2017 foi aprovada unificação de duas licenças (ICPE[2] e IOTA[2]) para criação de uma licença única (AEU[2]) simplificada, sem afetar o nível de proteção ao meio ambiente – 3 principais objetivos: simplificar procedimentos com prazos reduzidos, transparência na visão do licenciamento (do empreendedor, órgãos públicos e população) e fornecer mais legibilidade / estabilidade legal para o empreendedor	• No Brasil, alguns estados já possuem modalidades alternativas de licenciamento para segmentos caracterizados como de menor impacto ambiental, não estando inclusas PCHs neste grupo – PR, além das licenças padrão (LP, LI e LO), também apresenta uma modalidade simplificada (LAS – Autorização Ambiental Simplificada) - LAS para Estação de tratamento de água – eta - com vazão superior a 30 l/s e inferior a 500 l/s

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019
2. ICPE: Installation Classée pour la Protection de l'Environnement; IOTA: Installations, Ouvrages, Travaux et Activités; 2. Autorisation Environnementale Unique

Fonte: A.T. Kearney; Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer; Ministério do Meio Ambiente

ATKearney

Propomos alternativas de simplificação e padronização do licenciamento em: licenças, prazos, processos e agentes

1.1 Simplificação do licenciamento ambiental (2/5)

	Brasil		Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**PL 3.729/2004[1]**	**Caso 1**	**Caso 2**
Licenças – Definição de regras objetivas sobre a necessidade de licenciamento ambiental e modalidade de licenciamento exigida, quando aplicável	• Lei federal genérica, com aberta para interpretação discricionária e alto grau de variabilidade entre opções e modalidades adotadas entre estados	Última versão do PL inclui os tipos de licença (Art. 5º), mas não inclui regras para definição do potencial de degradação ambiental (Art. 8º)	• 3 modalidades com regras claras que auxiliam o empreendedor a optar qual mais se adequa ao perfil do empreendimento (ILP[2], TLP[2]; ALP[2]) • Diferentes modalidades ajudam na redução do custo, prazos e complexidade na consulta pública dos projetos	• Na Inglaterra e País de Gales, Agência Ambiental (EA – Environmental Agency) define 3 tipos de licença com regras específicas para empreendedor sobre enquadramento
Licenças – Prolongamento dos prazos de vigência das licenças, considerando o tempo da outorga de autorização	• LP = 5 anos • LI = 6 anos • LO = 4 à 6 anos, cujo prazo está em desacordo com período de autorização da outorga	Apesar de não aumentar da duração inicial da licença, discute prorrogação automática por igual período	• n/a	• n/a

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019
2. ILP: Integrated Licensing Process; TLP: Traditional Licensing Process; ALP: Alternative Licensing Process

Fonte: A.T. Kearney; Gov UK; Renewables First; FERC

ATKearney

Propomos alternativas de simplificação e padronização do licenciamento em: licenças, prazos, processos e agentes

1.1 Simplificação do licenciamento ambiental (3/5)

	Brasil		Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**PL 3.729/2004[1]**	**Caso 1**	**Caso 2**
Prazos – Revisão e cumprimento de prazos administrativos máximos de análise e emissão de licenças, contados à partir da entrega do estudo ambiental pertinente e demais informações ou documentos requeridos pela Lei	• Ibama prevê tempos máximos por etapa administrativa, porém estes **prazos não são cumpridos** (lei vs. real, respectivamente) – LP: 8 vs. 41 meses – LI: 2,5 vs. 19 meses – LO: 1,5 vs. 10 meses – **Total: 12 vs. 70 meses**	✓ **8 – 14 meses (Art. 43º)** – LP: 4 (sem EIA) – 8 (com EIA) meses – LI, LO, LOC e a LAU: 3 meses – Procedimento bifásico (sem EIA): 4 meses	• Mudança recente no processo de autorização ambiental reduziu prazo total de emissão da licença para **9 meses**	• Prazo estipulado para emissão das licenças é de **4 meses** podendo chegar a **9 meses** dependendo da complexidade do projeto

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019

Fonte: A.T. Kearney; Gov UK; Renewables First; Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

ATKearney

Propomos alternativas de simplificação e padronização do licenciamento em: licenças, prazos, processos e agentes

1.1 Simplificação do licenciamento ambiental (4/5)

	Brasil		Benchmarking
Iniciativa	**Atual**	**PL 3.729/2004[1]**	**Caso 1**
Processos – padronização dos estudos e documentos exigidos em cada uma das etapas do processo de licenciamento	• Alto grau de variabilidade entre os estudos, documentos e etapas demandadas por cada autoridade licenciadora	✗ Mantém a autonomia das entidades licenciadoras, para além das novas diretrizes do PL	• Define 10 tipos de permissões para execução de projetos de PCHs, as quais envolvem estudos específicos dos impactos gerados • Empreendedor deve avaliar quais são necessárias dada as características específicas do seu projeto, de acordo com as diretrizes gerais de cada permissão
Processos – elaboração de EIA para múltiplos empreendimentos localizados na mesma área de influência	• Embora existe precedência de tal prática, esta não está, atualmente, claramente definida em lei e/ou padronizada entre estados	✓ Presente no Art. 30º "No caso de projetos localizados na mesma área de influência a autoridade licenciadora pode aceitar estudo ambiental para o conjunto"[2]	• n/a
Processos – utilização de diagnósticos pré-existentes, para uma mesma área de influência, estabelecendo prazos limites de aproveitamento	• Embora existe precedência de tal prática, esta não está, atualmente, claramente definida em lei e/ou padronizada entre estados	✓ Presente no Art. 31º "Pode ser aproveitado o diagnóstico constante no estudo ambiental anterior, desde que adequado à realidade nova ou empreendimento"[2]	• n/a

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019; 2. Retirado da última versão da PL 3.729/2004,
Fonte: A.T. Kearney; Ministerio de Energía del Chile

ATKearney

Propomos alternativas de simplificação e padronização do licenciamento em: licenças, prazos, processos e agentes

1.1 Simplificação do licenciamento ambiental (5/5)

	Brasil		Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**PL 3.729/2004[1]**	**Caso 1**	**Caso 2**
Agentes – Criação de um "balcão único" para o recebimento do mesmo projeto: um único interlocutor	• Interações com múltiplos órgãos e entrega de documentos em duplicidade (e.x. processo de licença ambiental e obtenção dos direitos sobre os recursos hídricos)	✗ Não prevista	• Licença na França (AEU[2]) garante centralização da avaliação dos empreendimentos e da tomada de decisão no Ministério do Meio Ambiente, Energia e Mar • É feita consulta a terceiros que podem ter interesses no projeto, os quais tem prazos definidos para emitir suas opiniões e tê-las consideradas na aprovação / revisão do empreendimento, mas sem poder de veto	• FERC[3] atua como interlocutor único do processo de licenciamento, porém as avaliações técnicas e temáticas ainda são de responsabilidade de órgãos específicos • Cabe ao agente (FERC)[3] avaliar o projeto, considerando as opiniões públicas, e aprova-lo ou não
Agentes – Delimitação do envolvimento dos órgãos intervenientes, limitando seu poder de veto sobre projetos	• Limites de participação dos agentes envolvidos não estão objetivamente fixados em lei	✓ Presente no Art. 40º "A participação, no licenciamento ambiental, das autoridades envolvidas, ocorre nas seguintes situações: (...)"[2]		
Agentes – Eliminação da dependência do licenciamento ambiental de certidão municipal para adequação às leis locais de ocupação do solo	• Licenciamento ambiental é dependente da emissão da certidão de uso, parcelamento e ocupação do solo, emitida pelos municípios	✓ Presente no Art. 17º "O licenciamento ambiental independe da emissão da certidão de uso, parcelamento e ocupação do solo urbano emitida pelos municípios (...)"[2]		

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019; Retirado da última versão da PL 3.729/2004,
2. AEU: Autorisation Environnementale Unique; 3. FERC: Federal Energy Regulatory Comission
Fonte: A.T. Kearney; FERC; Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

ATKearney

Em 2017 o governo da França fez modificações no processo de licenciamento para torná-lo mais ágil e eficaz

1.1 Autorização Ambiental na França: Mudanças recentes

Objetivos

Melhor visão global de todas as questões ambientais do projeto

Simplificação dos procedimentos sem reduzir garantia do nível de proteção ambiental

Expectativa, legibilidade e estabilidade jurídica aumentadas para o proprietário do projeto

Principais mudanças

1	**Para o mesmo projeto, um arquivo, um interlocutor e uma autorização ambiental única** Solicitação é feita de forma única e aprovada pelo Estado, respeitando leis que envolvem diferentes agentes (ex: código floresta, código patrimonial etc.)
2	**Redução de prazos das fases de aprovação do projeto** Redução de 12-15 meses de tempo de análise e aprovação do projeto para até 9 meses
3	**Regime de litígio modernizado** Mudanças de prazos para contestação dos projetos pelas partes interessadas, tornando processo mais ágil, transparente e com maior proteção ao empreendedor
4	**Maior flexibilidade para entrega de documentos para aprovação do projeto** Diferentes modalidades de entrega de documentos com transparência e prazos acordados de antemão
5	**Articulação com regras de planejamento urbano** Alinhamento dos requerimentos e prazos do licenciamento com as diretrizes contidas no planejamento urbano do país

Fonte: A.T. Kearney; Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

ATKearney

Em 2017 o governo da França fez modificações no processo de licenciamento para torná-lo mais ágil e eficaz

1.1 Autorização Ambiental na França: Processo e agentes

Etapas e prazos	Etapas do processo	Agentes-chave
Fase inicial	Intercâmbios para esclarecer as informações desejadas no dossier ou certificado de projeto a pedido do empreendedor (duração de 2 meses)	**Requerente** Solicita Permissão Ambiental
Fase de Análise 4 meses + 1 mês se o parecer de autoridade ou instância nacional é necessária	Entrega do dossier em formato eletrônico e impresso **Análise da requisição:** • Instrução **interserviços** • Consultas obrigatórias às instâncias e comissões **relacionadas** • Parecer da autoridade ambiental em caso de estudo de impacto	**Autoridade Administrativa Competente** Delega a instrução **Coordenador da instrução de Serviços** (serviços de inspeção das instalações classificadas ou polícia da água ou serviço do estado designado pela autoridade competente)
Fase de consulta Pública 3 meses	**Investigação pública:** • Abertura da investigação pública • Coleta dos pareceres das autoridades locais e dos grupos relacionados → Relação de Investigação	Contribuem à instrução **Contribuinte à Instrução de Serviços** (serviços responsáveis por ambientes naturais, energia, floresta, património, arqueologia, de avaliação ambiental, etc.)
Fase de Decisão 2 meses + 1 mês (A não-resposta da adm. vale como demanda negada)	**Consulta facultativa ao** CODERST (3) ou à CDNPS (4) **Projeto de Decisão** **Ordem de Autorização e Publicidade**	Enviado para opinião contraditória → **Requerente** Entrega ← **Autoridade Administrativo Competente**
Fase de recurso	**Possível apelo ao juiz administrativo:** • No prazo de 2 meses pelo peticionário • No prazo de 4 meses a partir da publicação por terceiros	**Terceiro**
	Possibilidade de recurso gratuito A partir do comissionamento, para contestar a insuficiência ou inadequação das prescrições. → Se necessário, **ordem** adicional do prefeito para ajustar as prescrições	

Fonte: A.T. Kearney; Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

Nos EUA, o FERC é o órgão responsável por licenciar projetos hidrelétricos não-federais – age nos princípios das leis federais

1.1 Diretriz nacional de licenciamento: Caso EUA

Não exaustivo

FERC:
Federal Energy Regulatory Comission

- Responsável, entre outras atribuições, pelo licenciamento e inspeção de projetos hidrelétricos privados, municipais e estaduais
- Além disso, supervisiona assuntos ambientais relacionados a projetos hidrelétricos
- Atuação do FERC é pautada em uma série de leis federais que dizem respeito tanto à energia quanto a questões ambientais

Fish and Wildlife Coordination Act: exige que projetos consultem agências federais e regionais relacionadas à conservação de peixes. Além disso, há a exigência de se incluir no projeto as medidas que serão tomadas para preservação

Endangered Species Act: Projetos precisam avaliar impacto em espécies em extinção e preparar um documento, o qual é analisado e, caso seja percebido que pode haver impacto negativo precisa passar por uma nova análise de aprovação pelo órgão federal responsável

Federal Power Act: Entre outros temas, legisla sobre licenciamento, administração e segurança das hidrelétricas

Licenciamento

National Environmental Policy Act: Criado para garantir harmonia entre pesssoas e o meio ambiente. Para licenciamento da hidrelétrica, projeto tem que passar por algumas etapas para ser aprovado: escopo, preparação do documento ambiental (EIS/EA)[1], levantamento de comentários públicos sobre projeto, devolutiva dos comentários públicos e ação final da agência

Clean Water Act: Projetos que buscam licença devem obter um certificado com o órgão de controle de poluição do estado

National Historic Preservation Act: identificar todas as propriedades históricas dentro o APE de uma ação proposta e avalie os efeitos da ação sobre esses recursos. Se os efeitos forem determinados como adversos, A resolução dos efeitos geralmente envolve o desenvolvimento de um Plano de Gerenciamento de Propriedades Históricas (HPMP) que especifica medidas para evitar, reduzir ou mitigar esses efeitos.

1. EIS: Environmental Impact Statement, documento para projetos com maior potencial de impacto ambiental reconhecido; EA: Environmental Assessment, documento para projetos com menor potencial de impacto ambiental
Fonte: A.T. Kearney; FERC

ATKearney

O inventário hidrelétrico participativo já está sendo testado em alguns estados (MS e SC) encabeçado pela própria Aneel

1.2 Inventário hidrelétrico participativo

	Brasil	Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**Caso 1 - MS**	**Caso 2 - SC**
Inventário participativo – Participação dos órgãos ambientais no estudo de inventário do projeto, fornecendo ao projeto uma condição de "pré-viabilidade"	• Inventário realizado pelo regulador, sem consulta e envolvimento dos órgãos intervenientes e licenciadores em seus diferentes níveis (ex: órgão ambiental licenciador do estado onde o empreendimento será construído)	• Em Junho de 2019 ocorreu o primeiro Inventário Participativo de Potencial Hidrelétrico realizado no Mato Grosso do Sul (MS) • Este inventário envolveu o órgão regulador, Aneel, e o Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul (IMASUL)	• Inspirado na experiência do Mato Grosso do Sul (MS), em Setembro/2019 foi firmado Acordo de Cooperação Técnica para viabilizar o primeiro Inventário Participativo em Santa Catarina (SC)

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019
Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IMASUL; APESC

No Brasil, MS iniciou com o inventário participativo, o qual já foi usado de exemplo para casos em outros estados (SC)

1.2 Inventário hidrelétrico participativo – Casos Brasileiros

Junho:
Mato Grosso do Sul (MS)

- Agente Nacional envolvido: Aneel
- Agente Regional envolvido: Governo MS, IMASUL[2]
- Escopo: Inventário da Bacia do Rio Pardo para 7 PCHs que podem ser construídas
- Potência total mapeado: 130 MW
- Potencial incremento de energia em MS: 50%
- Potenciais investimentos viabilizados: R$ 1 Bi em MS

Setembro: Santa Catarina (SC)

- Agente Nacional envolvido: Aneel
- Agente Regional envolvido: Governo SC, IMA[2]
- Escopo:
  - Revisão dos Estudos de Inventário do Rio Itajaí do Norte para 3 PCHs que podem ser viabilizadas
  - Aproveitamento do rio com base em uma proposta relacionada a uma barragem existente que funciona para controle de cheias no Vale do Itajaí

2019

" (...) Inauguramos um trabalho piloto e inovador, que será benchmark em uma agenda que vamos implementar nos demais estados do país."

André Pepitone, Diretor-Presidente da Aneel[1]

1. Citação extraída da reportagem da Canal Energia, de 7 de Junho de 2019 < https://www.canalenergia.com.br/noticias/53101820/novas-pchs-podem-gerar-r-1-bilhao-em-investimentos-no-ms > 2. IMASUL: Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do SUL; IMA: Instituo de Meio Ambiente de Santa Catarina

Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IMASUL; APESC

ATKearney

A realização de uma campanha de desmistificação dos impactos ambientais é crítica para o segmento de PCH

1.3 Campanha de conscientização sobre impactos ambientais de PCH/CGH

	Brasil	*Benchmarking*
Iniciativa	**Atual**	**Caso 1 - Agronegócio**
• **Campanha:** Realização de campanha de desmistificação sobre os atuais impactos ambientais gerados pelo segmento de PCH/CGH e respectivas ações de mitigação	• Apesar de Medidas mitigadoras e/ou compensatória já serem detalhadas no EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto no Meio Ambiente), há uma demonização desproporcional sobre o impacto gerado pelas PCHs no meio ambiente	• Agronegócio desenvolveu campanha para desmistificar opiniões públicas sobre o setor e aproximar a população dele / seus produtores • Com slogan “Agro é tech, agro é pop, agro é tudo”, campanha conectava produção agrícola com dia-a-dia da população e enfatizava a relevância do setor para a economia brasileira (ex: qual faturamento no ano)

1. Avaliação considera a última versão da PL 3.729/2004, do dia 08/08/2019
Fonte: A.T. Kearney

Agronegócio realizou campanha similar, com objetivo de aproximar setor da população / consumidores

1.3 Campanha de conscientização – Exemplo Agronegócio

1 Frase de efeito

Uso de frase para caracterizar o setor usando viés positivo de impacto

2 Dados da Indústria

Dados de faturamento do segmento

3 Aproximação com a população

Escolha de temas que conectam setor com o dia-a-dia da população, tornando mais tangível sua relevância

4 Criação de slogan

Uso de slogan para fixar mensagem à população

Fonte: A.T. Kearney; Globo

Estudo da COPEL avalia impactos ambientais / identifica planos de mitigação e pode ser alavancado como plano

1.3 Campanha de conscientização sobre impactos ambientais de PCH/CGH

	Fator ambiental	Descrição
Meio Físico	1. Escoamento superficial	• Consideram-se as vazões de escoamento dos cursos d'água e o coeficiente "run off" de escoamento superficial sobre o solo, ou seja, o regime de escoamento das águas superficiais na área de influência.
	2. Qualidade da água superficial	• Refere-se às características físico-químicas e biológicas da água. Os principais parâmetros e indicadores são: temperatura, pH, alcalinidade, coliformes totais e termotolerantes (fecais), DBO, DQO, óleos e graxas, OD, sólidos totais, turbidez, nutrientes e presença de fitoplâncton no reservatório. Também são considerados os usos atuais e potenciais da água.
	3. Vazão do escoamento subterrâneo	• Fator ambiental de importância para a agricultura, e para efeito de captação local e/ ou regional. É dependente do balanço hídrico, que envolve aspectos da cobertura vegetal, natureza do solo, pluviometria, etc.
	4. Qualidade da água subterrânea	• Também se refere às características físico-químicas e biológicas, podendo ser considerados os mesmos parâmetros que para as águas de superfície. Devem considerar-se os usos atuais e potenciais das águas subterrâneas. O coeficiente de permeabilidade do solo, e a altura do lençol freático, são os subfatores ambientais mais importantes a influenciar o fator Qualidade da água subterrânea, uma vez que relacionam-se diretamente com os riscos hidrogeológicos, ou seja, com a possibilidade de contaminação de lençóis freáticos;
	5. Estado sonoro do ambiente	• Os sons são definidos segundo alguns parâmetros: como intensidade, duração e frequência de repetição. O fator refere-se, portanto, aos níveis sonoros normais na área em questão previamente à implantação do empreendimento.

- Separa fatores ambientais em 2 blocos: meio físico e meio biótico
- Para cada fator ambiental, faz descrição detalhada do significado
- Objetivo principal é criar um alinhamento dos conceitos para melhor identificação dos planos de mitigação

# ID	Fatores	Descrição dos impactos	Possibilidade de mitigação, controle, compensação ou incremento
1	2,4	Poluição hídrica	Implantação de tratamento de esgotos domésticos e programa de monitoramento da qualidade da água
2	2	Aumento da Turbidez e Sedimentos na Água	Elaboração de um sistema de drenagem da obra e recuperação de áreas degradadas, gestão da bacia hidrográfica.
3	2	Aumento dos teores orgânicos e nutrientes na água	Programa de desmatamento da bacia de acumulação.
4	2	Aumento dos teores de óleos e graxas	Implantação de tratamento de esgotos domésticos, manutenção adequada de máquinas e equipamentos, armazenamento de óleo, graxas e equipamentos em bacia de contenção, monitoramento da qualidade da água a jusante da usina.
5	2	Concentração de Agroquímicos por deposição	Programa de monitoramento da qualidade da água.
6	2	Assoreamento do Reservatório	Gestão da bacia hidrográfica e monitoramento das condições Hidrosedimentológicas
7	3	Aumento do nível do lençol freático	A limpeza da bacia de acumulação e os programas relacionados a qualidade da água implicam em incremento aos benefícios.

- Para cada impacto ambiental (seja de meio físico ou biótico), caso for negativo, estabelece potenciais formas de mitigação, controle e compensação, caso for positivo, indica formas de incremento

Fonte: A.T. Kearney; Estudo COPEL

ATKearney

O desafio de elevado Capex de construção de PCH/CGH poderá ser endereçado através de 5 possíveis iniciativas

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (2/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
2. Reduzir e rentabilizar mais o CAPEX dos projetos das PCH/CGH	**2.1** Padronizar turbinas mais comuns e as estruturas da instalação das usinas	Sim	• Redução do capex e opex • Mais competição de fabricantes • Velocidade de construção	• Falta escala no mercado que justifique o esforço • Tecnologia madura • PCH/CGH sempre requerem customização • Demanda flexibilização das regras da Aneel	Média
	2.2 Prospectar ou desenvolver soluções tecnológicas mais avançadas (ex: túneis)	Não	• Maior desenvolvimento da indústria nacional	• Falta de soluções exige investimentos	Baixa
	2.3 Construção de PCH de 20 MW vs. 30 MW para aumentar fator de capacidade	Não	• Redução de capex • Aumento do fator de produtividade	• Dificuldade de articulação com agentes decisores • Necessidade de verter água em alguns períodos	Média
	2.4 Incluir sistemas de bombeamento (reversíveis)	Não	• Reaproveitamento da água • Ajuda na resolução de conflitos de água	• Maior custo tecnológico • Falta de regulação hoje • Exige queda • Falta de escala (em MW)	Média
	2.5 Adotar sistemas híbridos (PCHs + eólicas ou solar, por exemplo)	Não	• Rentabilização do capex • Diversificação do risco • Melhor aproveitamento dos recursos	• Elevado custo atual • Complexidade • Falta de regulação hoje • Incompatibilidade climática	Baixa

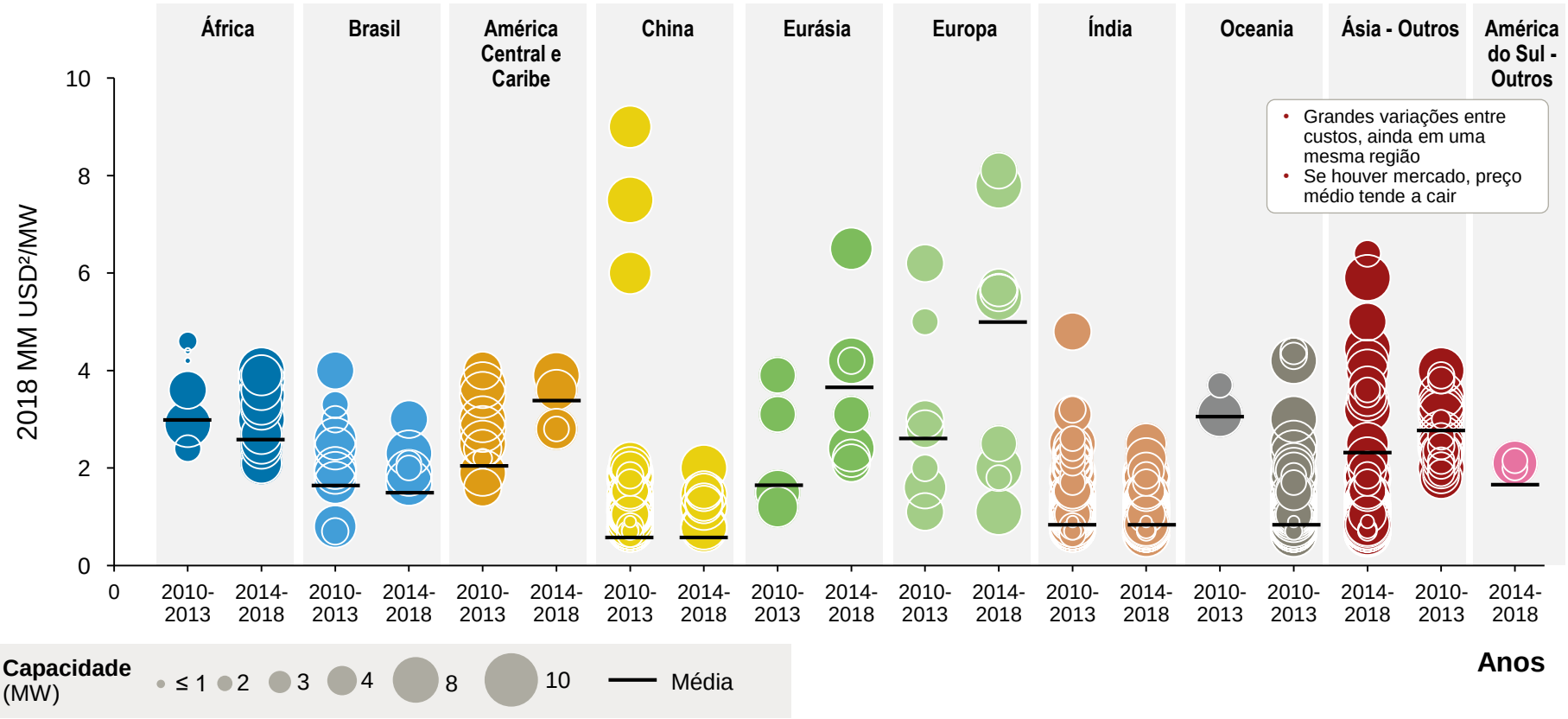
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Apesar da grande variação de CAPEX para const. de PCH, China e Índia despontam como menores vs. resto do mundo

2 Alto CAPEX para construção e instalação de projetos[1]

2010-2018, MM USD/MW[2]

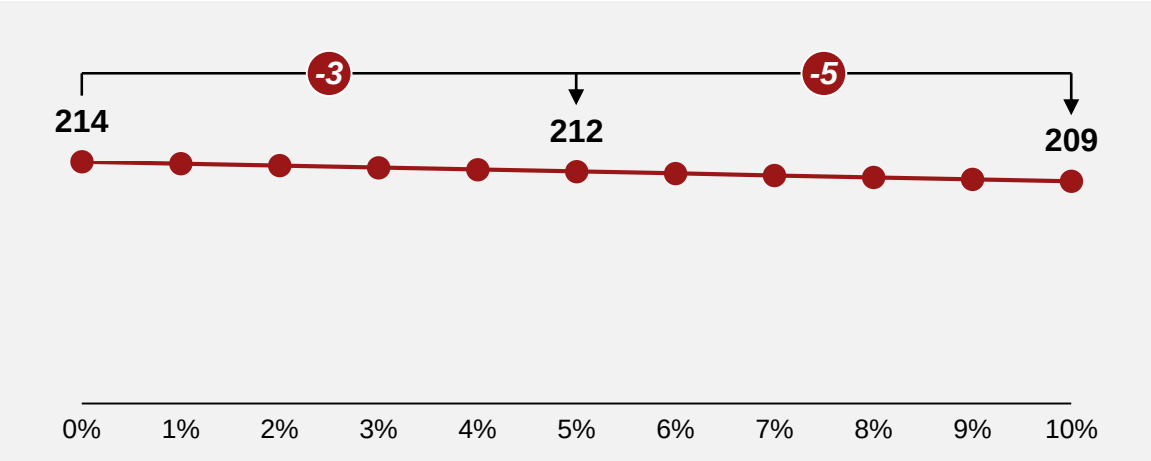


1. Gráfico considera CGH e PCHs de até 10 MW
2. Considera custos corrigidos para a moeda de 2018
Fonte: A.T. Kearney, IRENA

Reunião com fabricantes reforçou cenário factível de redução 5 – 10% do CAPEX à partir da retomada do mercado (+ escala)

2.1 Padronização

Preço de Referência (R$/MWh) vs. Variação CAPEX (%)



	PCH média (leilões de 2019)
Preço (para ROE = 11,4%)	214
Potência (MW)	11,6
Fator de capacidade inicial (%)	56
CAPEX (R$/kW-inst)	6.625

Considerações

- Tecnologia madura, máquinas desenvolvidas ~ 1900. Avanços recentes (~ 10 anos):
  - Equipamentos padronizados, especialmente para PCHs com quedas menores (quedas maiores demandam equipamentos mais customizados ; requisitos obra civil)
  - Redução dos prazos de instalação (29 vs. 22 meses) – **impacto de - R$ 0,50/MWh**
  - Tecnologias para automatização / internet das coisas (ex: permitir usinas desassistidas) : oportunidade de modernizar usinas desativadas para viabilização

"Naturalmente com o crescimento da solar e eólica na matriz, vamos começar a retomar o investimento nas PCHs (estabilidade). E, à medida que se tem volume, o custo tende a ser menor. ***Pensar em 5 – 10% de redução de custo não é nenhum absurdo****" – Fabricante X*

Fonte: A.T. Kearney; Entrevistas no setor; Pesquisas secundárias

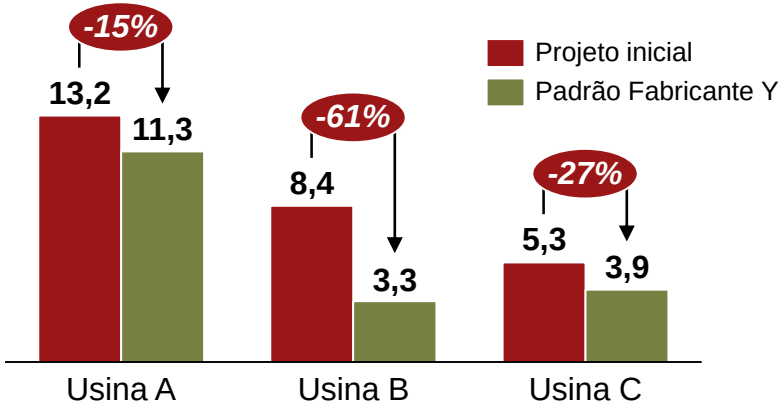
Alavancar a experiência do fabricante desde o início pode otimizar a solução tecnológica, gerando economias ao projeto

2.2 Envolvimento do fabricante na concepção do projeto

Oportunidades de redução de custo

Envolvimento do fabricante desde o início do projeto afim de alavancar a experiência do mesmo para baratear o custo do projeto	
Especificação técnica	• Otimização da solução técnica pela reavaliação de requisitos definidos pelo consultor no projeto inicial, sem perda de confiabilidade, eficiência ou qualidade dos equipamentos
Tipo de máquina (turbinas e geradores)	• Utilização de máquinas Francis ao invés de Kaplan ou turbinas com multiplicadores de velocidades para pequenas potências (até 5,0 MVA) – mais eficientes para o mercado de usinas de baixíssima queda, por ex.
Rolamentos vs. Mancais do gerador	• Adoção de rolamentos ao invés de mancais de deslizamento, que além de mais caros demandam uma série de sistemas auxiliares para operar (unidade hidráulica, tubulações, óleo, filtros, etc)

Exemplos de cotação – alterando solução tecnológica e, consequente, escopo
(Redução do CAPEX do projeto, em R$ MM)



"Estes exemplos demonstram que a experiência do fabricante por vezes tem sido "mal aproveitada" e alguns consultores acabam conduzindo os projetos de uma maneira sobre dimensionada para aquela aplicação. Temos casos de PCH's que a especificação técnica é praticamente de uma UHE em miniatura e isso se reflete nos preços dos equipamentos eletromecânicos." – Fabricante Y

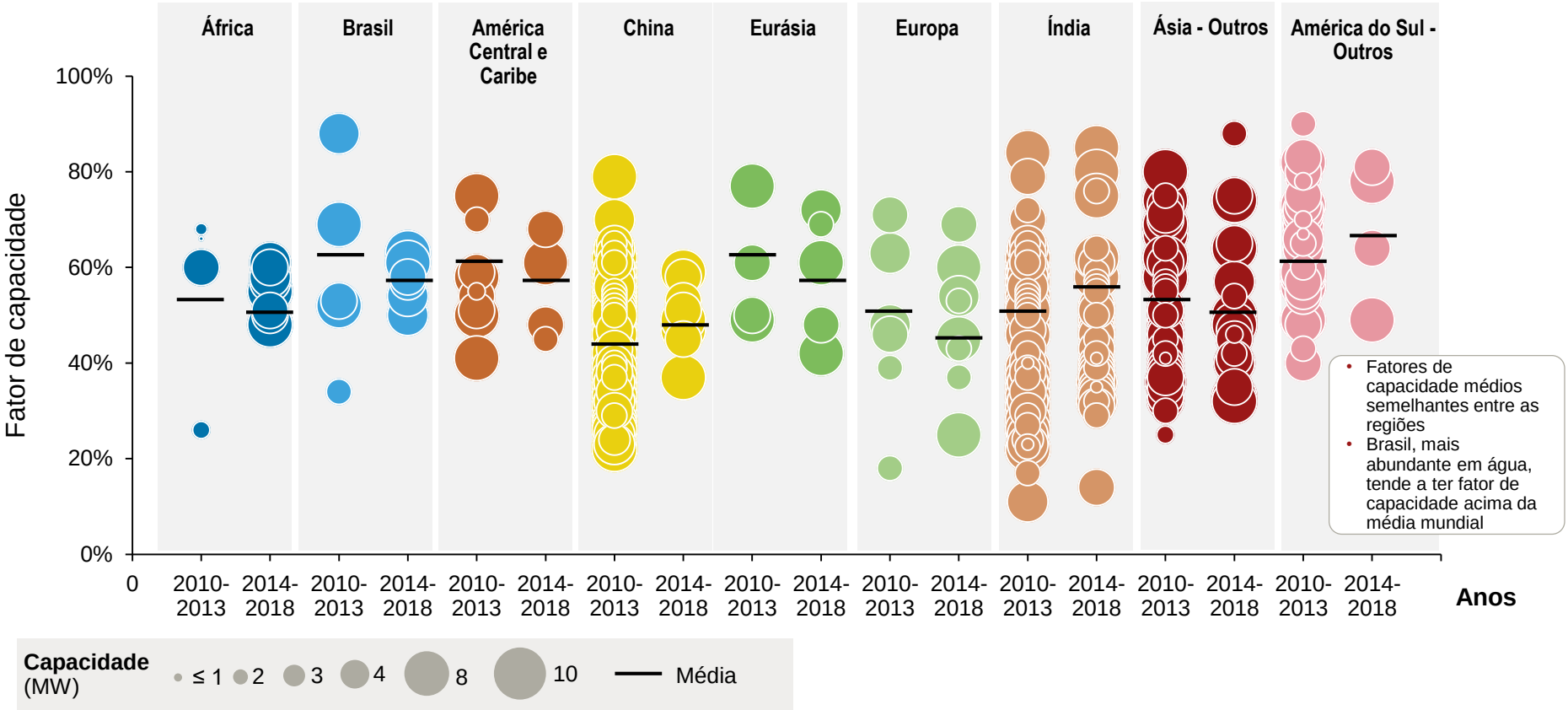
Fonte: A.T. Kearney; Entrevistas no setor

ATKearney

No Brasil, abundância de recursos hídricos faz com que fator de capacidade médio seja maior vs. resto do mundo

2 Alto CAPEX para construção e instalação de projetos[1]

2010-2018, %



1. Gráfico considera CGH e PCHs de até 10 MW
Fonte: A.T. Kearney, IRENA

No Brasil há casos de sistemas reversíveis, mas EUA e Croácia apresentam soluções para usinas menores...

2.4 Adoção de sistemas de bombeamento (reversíveis)

	Brasil	Benchmarking	
Iniciativa	**Atual**	**Caso 1**	**Caso 2**
Adoção de sistemas de bombeamento (reversíveis) – Modelo que permite o armazenamento da água em um reservatório superior para posterior geração, para suprir *gaps* em períodos de alto consumo do sistema (horários de pico ou em períodos com baixa geração de outras fontes)	• 5+ casos de sistemas de bombeamento reversíveis mapeados no Brasil, mas todos encontrados com capacidade instalada > 30 MW – Usina elevatória de Pedreira, em São Paulo, conta com 6 turbinas reversíveis que somam 78,5 MW de capacidade instalada e elevam a água em 25m – Usina elevatória de Vigário, no Rio de Janeiro, conta com 4 turbinas reversíveis que somam 90,8 MW de capacidade instalada e elevam a água em 36m	• *Shell Oil* apresentou um projeto de 5MW de capacidade instalada com previsão de operação para ~ 2020 • Projeto da usina aproveitará um lago já existente como reservatório inferior, otimizando o investimento que deve ser realizado • Objetivo com construção da usina é aproveitar a diferença de preço da energia em diferentes momentos do dia para gerar maior rentabilidade	• Complexo da Usina de Vinodol possui dois sistemas reversíveis com 4,6MW e 1,1MW de capacidade instalada e tem projeto para ampliar o sistema reversível em 136 MW • Objetivo com a ampliação desse modelo é promover uma maior robustez ao sistema, gerando energia em períodos de baixa disponibilidade energética de outras fontes

Fonte: A.T. Kearney, U.S. Department of Energy, Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia

... Outros países do mundo também utilizam o sistema em usinas maiores (>30MW) para aproveitar o PLD horário

2.4 Adoção de sistemas de bombeamento (reversíveis)

Benchmarking

Caso 3

- Usina Frades II possui duas turbinas reversíveis de 390 MW cada que elevam água do reservatório inferior ao superior, cuja diferença de altura é de 420 metros
- Com o aumento da presença de fontes mais intermitentes na matriz energética do país (eólica teve crescimento de ~72x de 1998 a 2010)[1], houve tendência de busca por fontes despacháveis que gerem estabilidade ao sistema. Usina Frades II tem turbinas-bomba de velocidade variável o que garante flexibilidade na geração de energia para atender ao sistema conforme necessidade

Caso 4

- Usina Hidrelétrica de Goldisthal, operando desde 2003, tem turbinas de 265 MW de potência
- Segundo Voith, produtora das turbinas e responsável por parte do sistema de automação e controle da usina, "*o objetivo de diminuir os déficits de carga de ponta na rede, além de disponibilizar eletricidade em questão de minutos no caso de ocorrerem falhas em grandes unidades geradoras da rede elétrica de Vattenfall*"[2]

Caso 5

- Hidrelétrica de Marmora, em construção, vai utilizar um sistema de 400 MW para bombear água de um reservatório inferior (antiga mina de Magnetita) para um reservatório superior 200 metros acima
- A usina vai bombear água durante os períodos de baixo consumo quando o preço da energia é menor (geralmente durante a noite) para gerar eletricidade nos horários de pico, quando o preço é maior

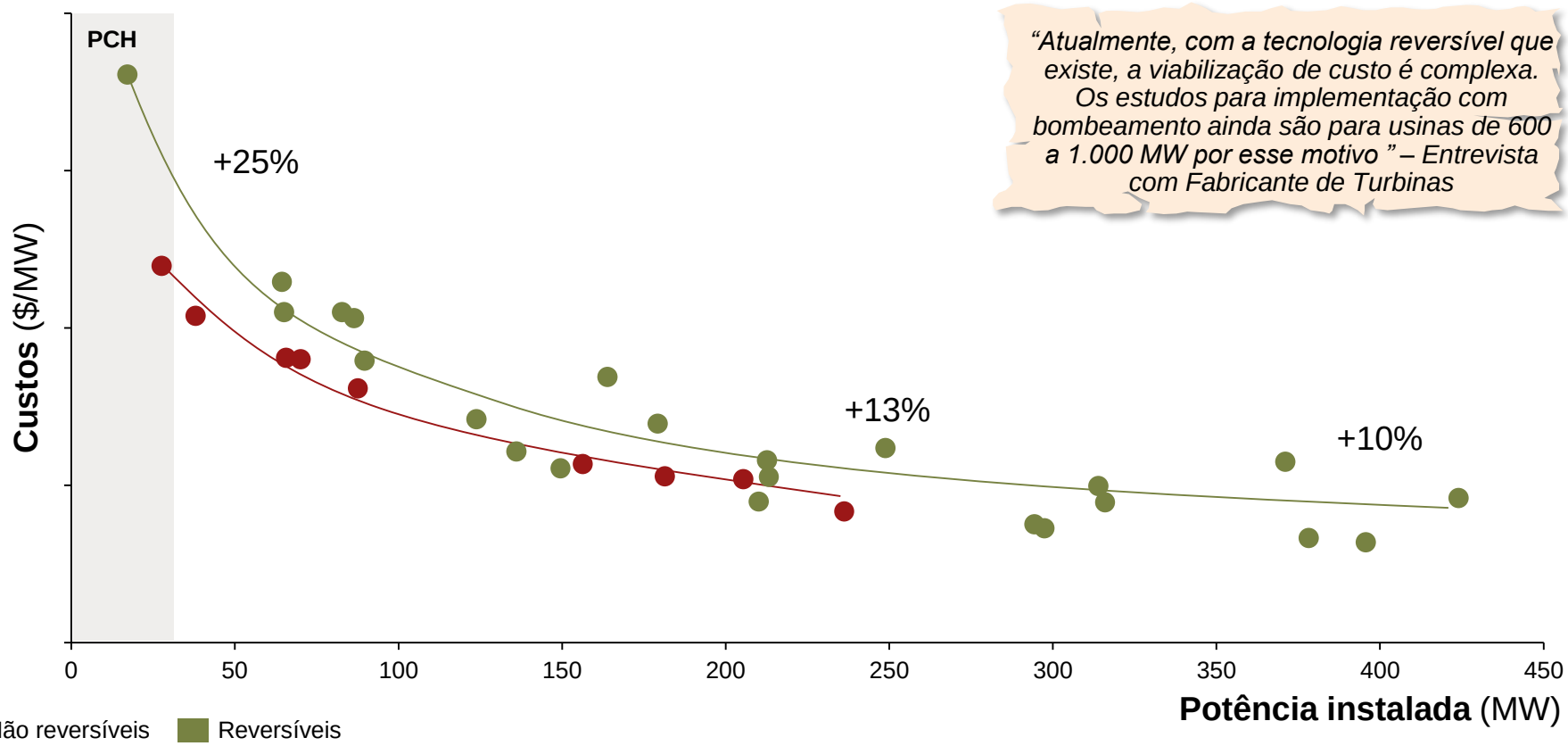
1. Capacidade instalada passou de ~50 MW em 1998 para ~ 3.700 MW 12 anos depois; 2. Extraído de: <http://voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis/goldisthal-9879.html#>
Fonte: A.T. Kearney; Voith, EDP Portugal, Northland Power; Voith

Custos de usinas reversíveis podem ser até 25% superiores aos modelos convencionais para capacidade instalada <50 MW

2.4 Adoção de sistemas reversíveis

Custos ($/MW) por Capacidade Instalada (MW)

Ilustrativo



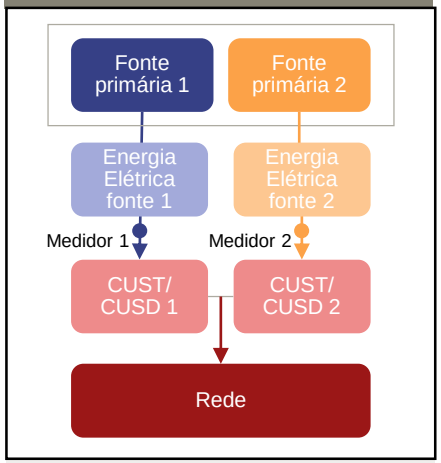
"Atualmente, com a tecnologia reversível que existe, a viabilização de custo é complexa. Os estudos para implementação com bombeamento ainda são para usinas de 600 a 1.000 MW por esse motivo " – Entrevista com Fabricante de Turbinas

Fonte: A.T. Kearney; UFRJ, Entrevistas com especialistas

4 formatos de modelos híbridos são discutidos, sendo que dois deles compartilham o mesmo sistema de transmissão

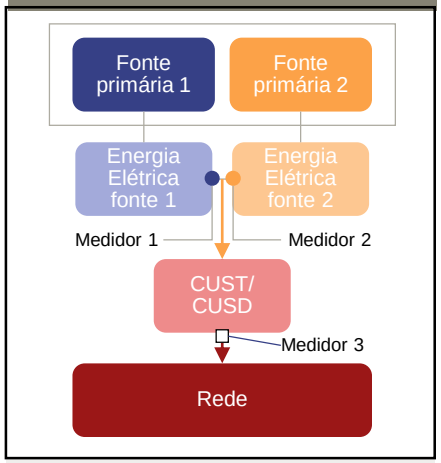
2.5 Adoção de sistemas híbridos – Consulta Pública Aneel[1]

Adjacentes



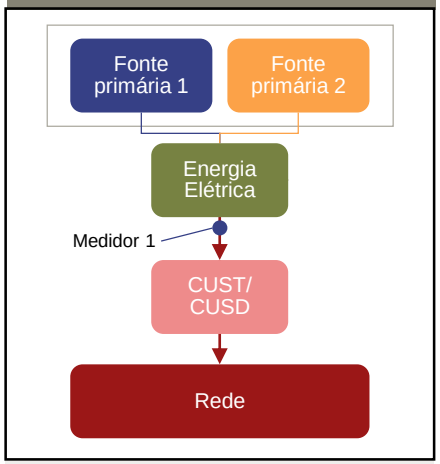
- Podem estar localizadas no mesmo terreno, mas não compartilham outorga ou equipamento de geração
- Cada usina contrata a rede conforme sua capacidade instalada, sem sinergias
- Vantagem na compra de terreno e no O&M

Associadas



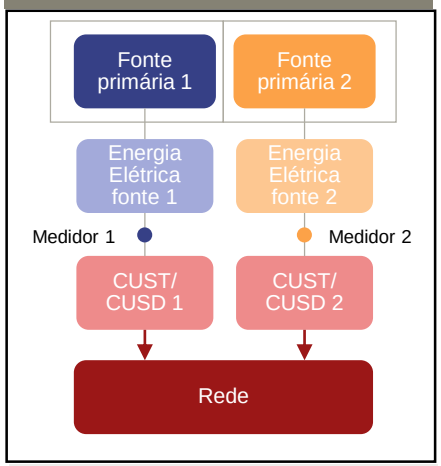
- Presença de fontes diferentes que tenham produção complementar
- Compartilham equipamento de geração e contratação da rede de transmissão ou dist., sendo possível a contratação de potência menor que a soma das fontes

Híbridas



- Presença de fontes diferentes que são combinadas ainda no processo de geração, inviabilizando a distinção de qual a fonte primária está gerando a energia ao sistema
- Medição é única

Portfólios Comerciais



- Tipologia apenas comercial-contratual, na qual não há necessidade da proximidade física das usinas e nem há compartilhamento de equipamentos
- Vantagem é a potencial diminuição de exposição contratual a preços de curto prazo

1. Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018
Fonte: A.T. Kearney;.Aneel; EPE

ATKearney

No Brasil, falta de legislação específica dificulta projetos híbridos, mas outros países apresentam casos avançados

2.5 Adoção de sistemas híbridos

	Brasil	Benchmarking		
Iniciativa	**Atual**	**Caso 1**	**Caso 2**	**Caso 3**
Adoção de sistemas híbridos – Uso de duas ou mais fontes de geração de energia em um mesmo sistema/complexo aproveitando a sinergia existente na operação das usinas e na transmissão da energia gerada ***Enabler:*** Regulamentação do modelo híbrido pode resultar em benefícios para o setor, gerando em maiores incentivos para os investidores	• Não existe uma legislação específica para usinas híbridas • A ANEEL, no entanto, realizou uma Consulta Pública para tratar do tema e de sua regulamentação (outorga, remuneração, garantia física etc.) • Já há alguns pilotos com PCH no Brasil, dentro do programa de P&D da Aneel: Usina de Balbina (AM), Porto Primavera (SP) e Sobradinho (BA)	• 4 turbinas de 320 MW cada geram energia juntamente com um sistema solar de 850 MWp, potencializando a geração de energia e robustez do sistema	• O projeto Kennedy Energy Park fase I (2019) conta com 43,2 MW de potência eólica, 15 MW de potência solar e 2MW/4MWh de capacidade de armazenamento em baterias Tesla	• A empresa India's Hero Future Energies adicionou um projeto solar de 28,8 MW a uma usina eólica de 50MW já existente • Nos primeiros leilões exclusivos de energia híbrida não houve oferta de energia • Preço-teto foi considerado baixo, lances próximos ao limite • Para ser reconhecida como planta híbrida-solar, a capacidade da menor fonte deve ser de, no mínimo, 25% da capacidade da outra fonte

Fonte: A.T. Kearney, Canal Energia, Floating Solar Marketing Report 2018; EPE, Kennedy Energy Park

Atualmente, usinas híbridas em Portugal usam o modelo adjacente em que fontes não compartilham outorga

2.5 Adoção de sistemas híbridos

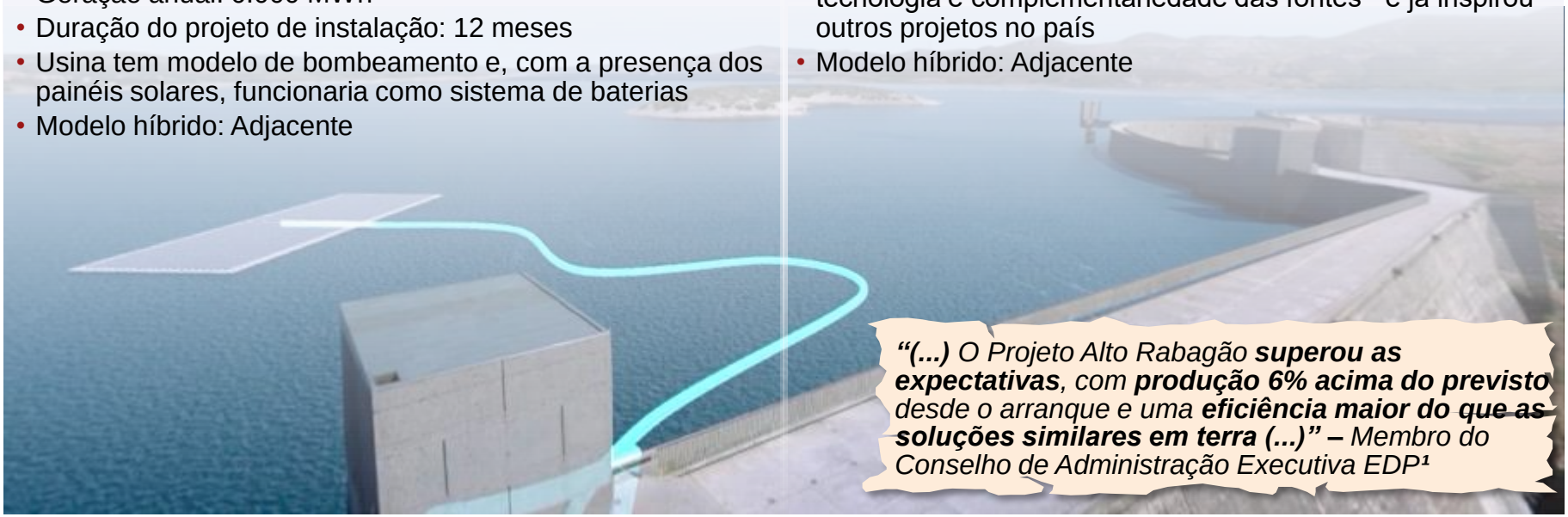
Usina em licenciamento | Usina operando

Usina Alqueva

- Muncípio Portel, Moura e Reguengos de Monsaraz, Évora e Beja
- Usina em processo de licenciamento (desde 2019), inspirada no piloto realizado em Alto Rabagão
- 11.000 painéis fotovoltaicos
- Geração anual: 6.000 MWh
- Duração do projeto de instalação: 12 meses
- Usina tem modelo de bombeamento e, com a presença dos painéis solares, funcionaria como sistema de baterias
- Modelo híbrido: Adjacente

Usina Alto Rabagão

- Município Montalegre, distrito Vila Real
- 840 painéis fotovoltaicos
- Geração anual: 300 MWh
- Investimento: € 45,0 mil
- 1º projeto em Portugal, virou "laboratório vivo para testar tecnologia e complementariedade das fontes" e já inspirou outros projetos no país
- Modelo híbrido: Adjacente



*"(...) O Projeto Alto Rabagão **superou as expectativas**, com **produção 6% acima do previsto** desde o arranque e uma **eficiência maior do que as soluções similares em terra (...)" –** Membro do Conselho de Administração Executiva EDP*[1]

1. Retirado de <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2019/06/edp-investir-e35-milhoes-usina-solar-flutuante-alqueva/36270>
Fonte: A.T. Kearney, EDP; FEUP

O desafio de financiamento a PCH/CGH poderá ser endereçado através de 3 possíveis iniciativas

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (3/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
3. Diversificar fontes de financiamen-to para obter taxas mais competitivas	**3.1** Acessar novas alternativas de financiamento (debêntures, garantias rolantes, fundos temáticos, etc)	Não	• Múltiplas fontes • Taxas competitivas • Menor dependência do BNDES	• Maior disponibilidade de opções para grandes grupos	Alta
	3.2 Acessar fontes de financiamento externas	Não	• Competitividade histórica do câmbio vs. IPCA nacional • Taxas competitivas • Múltiplas fontes • Menor dependência do BNDES	• Risco do câmbio na economia atual • Alto custo de hedge • Complexidade financeira	Média
	3.3 Flexibilizar as regras de financiamento do BNDES (para contratos no ACL)	Não	• Inadimplência baixa no histórico de operações	• Dificuldade de comprovar a capacidade de adimplência • Alta competição pelos recursos do BNDES	Média

Fonte: A.T. Kearney

Há quatro principais fontes acessadas para obtenção de capital terceiro: bancos comerciais, públicos e mercado de capitais

3 Principais fontes de financiamento – Capital de terceiros

Backup

Instituições Financeiras

- Empréstimos dos bancos nacionais ou internacionais
- Empréstimos de bancos de desenvolvimento
- Fundos de investimento, Private Equity
- Bem ou serviço financiado serve de garantia para a instituição

BNDES

- Principal fonte de recursos para o setor elétrico
  - Project Finance como uma das principais modalidades de financiamento. Em contrapartida, comprovação dos fluxos de caixa esperados robustos e previsíveis
    - Para PCHs, fluxos de caixa comprados por PPAs (Power Purchasing Agreements)

Mercado de capitais

- Negociação direta, por meio de valores mobiliários representativos da dívida e regulados pela CVM. Principais produtos:
  - Debêntures de infraestrutura – um dos principais instrumentos
  - Greenbonds
  - Notas promissórias – suprir necessidades de caixa de curto prazo

Fundos de Desenvolvimento Setorial e Regional

- Fundos para estimular investimentos em determinadas regiões ou atividades:
  - Multi-setoriais p/ fins específicos (BNDES): Finem: Financiamento a Empreendimentos; Finame: Financiamento de Máquinas e Equipamentos; e Finep: Financiadora de Estudos e Projetos
  - Promoção do desenvolvimento regional: FCO: Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (Banco do Brasil); FNE: Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (BNB); e FNO: Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (Banco da Amazônia)

Fonte: A.T. Kearney

Embora existam diversas fontes, o financiamento público subsidiado, em geral, ainda apresenta condições mais atrativas

3 Principais fontes de financiamento – Capital de terceiros

Instituições Financeiras	Mercado de capitais	BNDES	Fundos de Desenvolvimento
• Empréstimos de bancos comerciais	• Ex: Debêntures de infraestrutura	• Ex: Project Finance (modalidade)	• Ex: FNE (BNB) e FCO (Banco do Brasil)
(+) Sofisticação do trabalho de assessoria (+) Inteligência e habilidade de cada banco comercial em modelar projetos, combinar instrumentos de crédito, formatar empréstimos ponte (-) Bem ou serviço financiado serve de garantia para a instituição (dificuldade para projetos de geração) (-) Custos de mercado refletem riscos dos projetos: impossível competir com financiamento subsidiado	(-) Mecanismo ainda subutilizado: mercado pequeno e estruturas ainda muito dependentes do tipo de garantia disponível para um determinado emissor (+) (-) Necessidade de aprovação do projeto pelo Ministério de Minas e Energia (-) Taxas menos atrativos se comparado ao financiamento público subsidiado	(+) Domínio dos financiamentos com condições imbatíveis (+) Confiança do mercado na robustez do programa de financiamento (-) Dificuldade na comprovação de garantias (especialmente para contratos no ACL) (-) Alta concorrência pelos fundos atuais (-) Requerimento de conteúdo nacional (-) Dependência das políticas de incentivo do governo	(+) Domínio dos financiamentos com condições imbatíveis (-) Dependência das políticas de incentivo do governo (-) Assimetria na oferta de fundos para as diferentes fontes (ex: maior presença de fundos multi-setoriais e regionais focados em eólica / solar)

Pior — Condições de financiamento **Melhor +**

Fonte: A.T. Kearney

Dentre estes fundos, PCHs acessam linhas de financiamento subsidiadas e debentures na modalidade *Project Finance*

3 Principais instrumentos utilizados por PCHs

		Finem (BNDES) – Geração	FCO (Banco do Brasil)	Debêntures de infraestrutura
Quem pode solicitar?		• Empresa sediada no país ou órgãos públicos para implantação ou ampliação de empreendimentos destinados à geração, à partir de renováveis e termelétricas a gás natural em ciclo combinado	• Empresário (FCO Empresarial) ou Produtos Rural (FCO Rural) que desenvolva atividades na região Centro-Oeste	• Projetos de investimento desenvolvidos nos segmentos de (...), energia, desde que integrem o Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) ou sejam considerados prioritários pelo ministério setorial (MME), nos termos do Decreto nº 8.874/16
O que pode ser financiado?		• Estudos e projetos; Obras civis; Montagens e instalações; Móveis e utensílios; Treinamento; Despesas pré-operacionais; Máquinas e equipamentos nacionais credenciados e Máquinas e equipamentos importados sem similar nacional	• Para setor de energia: todos os bens e serviços necessários à implantação, ampliação, modernização e reforma, capital de giro e aquisição de insumos	• Projeto até Operação – Ministro afirmou maior intenção de alocar debêntures para os financiamentos depois da fase inicial da obra (três ou cinco anos)
Garantias		• Garantias reais (ex: hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis, etc) – PPAs (Power Purchasing Agreement) como principal garantia para o segmento de PCH/CGH no momento pré-operacional: comprovação dos fluxos de caixa esperados durante o contrato • Pessoais (ex: fiança ou aval), definidas na análise da operação		
Taxa de juros	**Critério**	• Variável se for direto vs. indireto e a depender do risco do cliente – TLP + remuneração banco + taxa de risco de crédito	• Variável de acordo com o porte do cliente (micro, pequeno, médio ou grande)	• Variável de acordo com o risco do projeto e do empreendedor – Taxa de juros ~ (NTNB + spread de risco (5-10 p.p)
Taxa de juros	**Total (para PCHs)**	• **~ 7,80 – 13,20% a.a.**	• **6,75 – 10,00 % a.a.** – Bônus de adimplência de 15% sobre os juros	• ~ **10 – 15 % a.a.** – Isenção de impostos sobre rendimentos para PF
Participação no investimento		• **70%** (exceto Solar = 80%), observando ICSD[2] entre 1,2 – 1,3	• **70 – 100 %** (porte do beneficiário, tipologia do município e localização do empreendimento)	• Até 100% do projeto, embora não seja comum
Prazos		• Amortização: até **24 anos** • Carência: até **6 meses**	• Amortização: até **20 anos** • Carência: até **10 anos**	• **10 – 15 anos** (poucos casos acima de 20 anos)

2. ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.

Fonte: A.T. Kearney

Para garantir financiamento diversificado e de baixo custo, elencamos as principais barreiras que precisam ser superadas

3 Principais barreiras para o financiamento de geração

Barreiras ao financiamento privado, por bancos comerciais ou via mercado de capitais	• Dificuldade de competir com as taxas do BNDES, baixa maturidade de modelos de captação no mercado de capitais nacional (debêntures e debêntures de infraestrutura)
Barreiras ao financiamento público subsidiado	• Alta concorrência pelos fundos disponíveis, com assimetria de oferta entre fundos de desenvolvimento para as diferentes fontes • Necessidade de conteúdo nacional e baixa atuação de organismos multilaterais e bancos de desenvolvimento de outros países
Barreiras à captação no mercado externo	• Risco cambial, custo de hedge e baixo conhecimento de instrumentos de captação internacional (debêntures em mercados internacionais, green bonds)
Barreiras à comprovação de garantias	• Dificuldade de comparação de garantias (ex: fluxos de caixa futuros robustos), especialmente para contratos no mercado livre (contratos no ACL com períodos mais curtos)

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Além das opções existentes, fundos temáticos e instrumentos financeiros (*greenbonds*) podem ser explorados pelo segmento

3.1 Acessar novas alternativas de financiamento

		Oportunidade para PCH/CGH
3.1.1 Organismos multilaterais e fundos temáticos	• Fundos temáticos e órgãos multilaterais (ex: IFC, BID, AFD, USAID, EIB, KfW, GEF, CTF, GCF, etc) fomentam projetos através de apoio direto ou indireto • No Brasil, até hoje, estes organismos não tiveram papel ativo relevante em financiar diretamente projetos de energia renovável, preferindo fechar parcerias com o BNDES • Casos recentes de utilização desses organismos por empreendimentos eólicos e solares junto à Corporação Financeira Internacional (IFC) e Banco Intramericano de Desenvolvimento (BID), por exemplo	**Desenvolver parceria diretamente com estes organismos com linhas de financiamento ativas junto aos bancos brasileiros, por exemplo**
3.1.2 Instrumentos financeiros exclusivos para energia renovável (ex: *green bonds*)	• Greenbonds: títulos de renda fixa usados para captar recursos com o propósito de implantar ou refinanciar projetos e compra de ativos capazes de trazer benefícios ao meio ambiente ou ainda contribuir para amenizar os efeitos das mudanças climáticas – Ainda pouco explorado pelas PCHs no Brasil: BNDES como primeiro branco brasileiro a emitir green bonds no exterior (R$ ~ 4 Bi contratados para projetos de energia eólica) • YieldCos: estrutura societária para financiar energia renovável (mais aplicável para empresas já em operação, especialmente comum na Europa / EUA - vantagem fiscal)	**Acessar capital terceiro via *green bonds* para projetos de PCH/CGH (elegível, porém pouco explorado dentro dos standards do Climate Bonds Initiative – ONG Internacional)**

Fonte: A.T. Kearney; Itaú BBA; IFC; BID; Climate Bonds Initiative

Embora possuam menor atuação, instituições como o IFC e o IDB atuam no financiamento de projetos eólicos e fotovoltaicos

3.1.1 Organismos multilaterais e fundos temáticos

	Corporação Financeira Internacional (IFC)	Banco Intramericano de Desenvolvimento (IDB)
Itens financiáveis	• Projetos de infraestrutura, incluindo energia	
Custo indicativo	• Taxa de mercado (Libor+ ou CDI+)	• Taxa de mercado (Libor+ ou CDI+)
Prazo (anos)	• 12 – 15	• Até 18
Participação máxima	• 25 – 50% – Pode ser ampliada via cofinanciamento (A/B Loan ou Parallel Loan)	• Até 25% – Pode ser ampliada via cofinanciamento (A/B Loan ou Parallel Loan)
Amortização	• Customizada com carência ajustável	
Índice de cobertura do serviço da dívida	• 1,30x	• 1,00 ou 1,20x
Benefícios	• Sem restrição de itens financiáveis • Customização do pagamento • Isenção de impostos • Participação do órgão traz um selo de qualidade para o projeto e mitiga risco político e ambiental, capacitando a mobilização de recursos adicionais ao financiamento	
Desvantagens	• Processo de due diligence intenso e longo • Requerimentos socioambientais acima da legislação brasileira, o que, para os projetos de energias alternativas, não são empecilho	
Exemplo de projetos e fontes privilegiadas	• 300 MW de energia eólica na BA, PE e RN (USD 200 MM para Enel Green Power + USD 400 MM em linha de financiamento junto ao Banco Itaú para renováveis)	• Responsável por executar o *Clean Technology Fund* (CTF) que disponibilizou USD 24 MM para projetos fotovoltaicos na América Latina, por exemplo

Instituições multilaterais e fundos ativos em projetos no setor de energia renovável (mas com menor atuação no Brasil)

Fonte: A.T. Kearney; Itaú BBA; IFC; BID

Embora projetos de PCH/CGH sejam elegíveis a acessar *green bonds*, este instrumento ainda é pouco acessado no Brasil

3.1.2 Instrumentos financeiros – Modalidades de *Green Bonds*

Green Bonds

Green "use of proceeds" bond

- **Destinados a projetos verdes**
- **Garantia:** mesma garantia do emissor; assim, se aplica o mesmo rating de crédito das outras dívidas (ex: EIB Climate Awareness Bond)

Green "use of proceeds" revenue bond

- **Destinados a projetos verdes**
- **Garantia:** Fluxos de receitas dos emissores garantem a dívida (ex. Hawaii State, garantido pelo fluxo de receita da concessionária).

Green project bond

- **Atribuídos a projetos verdes subjacentes específicos**
- **Garantia:** Apenas os ativos e o balanço do projeto servem de garantia (ex. Alta Wind Holdings).

Green securitized bond

- **Opções: (i) destinados a projetos verdes; (ii) direcionados para projetos verdes subjacentes**
- **Garantia:** Grupo de projetos previamente agrupados (ex. SolarCity leasing solar residencial).

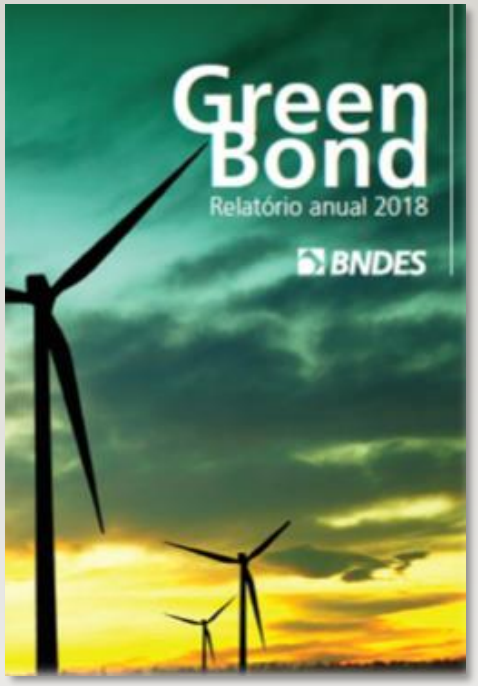
"Projetos verdes"

- Solar, Eólica, Geotérmica, Transporte de Baixo-Carbono, Bioenergia, Eficiência Energética, Água, Outros Renováveis, Agricultura e Silvicultura, Gestão de Resíduos, Edifícios Verdes, Resiliência da Infraestrutura

Fonte: A.T. Kearney; Climate Bonds Initiative

Em 2017, BNDES emitiu green bond no mercado global e os recursos foram vinculados a 08 complexos eólicos

3.1.2 Instrumentos financeiros – *Green Bonds* BNDES



BNDES foi a primeira instituição brasileira a emitir Green Bond no Mercado Global (Bolsa de Luxemburgo).

Projetos beneficiados	Capacidade instalada (MW)	Valor contratado (R$ MM)
UEE Calango 6	84	274,9
UEE Atlantic 2 (Morrinhos)	180	494,2
UEE Brazil Energy (Guirapá I)	170,2	390,9
UEE Contour Picos 2 (Chapada do Piauí II)	172,4	575,1
UEE Rio Energy 1 (Itarema)	207	652,5
UEE Santa Vitória do Palmar	207	679,4
UEE São Clemente	216,1	658,3
UEE Servtec 2 (Bons Ventos da Serra 2)	86,1	225,5
Valor total contratado		**3.950.889.852,00**

"Recursos foram vinculados a 9 complexos eólicos com 1,3 GW, que devem evitar 412,6 mil toneladas de CO2" – apresentação Joaquim Levy (BNDES),em maio/2019

Fonte: A.T. Kearney; BNDES

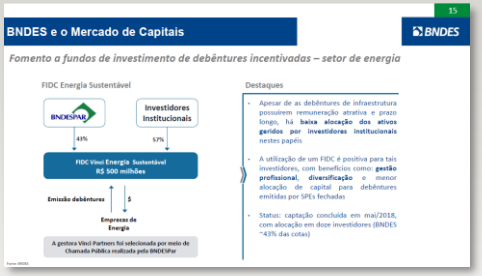
ABEEÓLICA atua em parceria com o BNDES para desenvolver alternativas de financiamento atrativas aos projetos de eólicas

3.1 Acessar novas alternativas de financiamento – Benchmark

Parceria ABEEÓLICA <> BNDES

Parceria da Energia Eólica e do BNDES na Captação de Recursos - variedade de instrumentos e modalidades

Emissão de títulos verdes para financiamento de projetos eólicos – “BNDES tomou o risco cambial em seu balanço e abriu precedentes para emissões futuras”



Fomento a fundos de investimento de debêntures incentivadas – parceria com a gestora Vinci Partners

Desenvolvimento de novos instrumentos no mercado de capitais – FIDC para securitização da carteira

Fonte: A.T. Kearney; BNDES

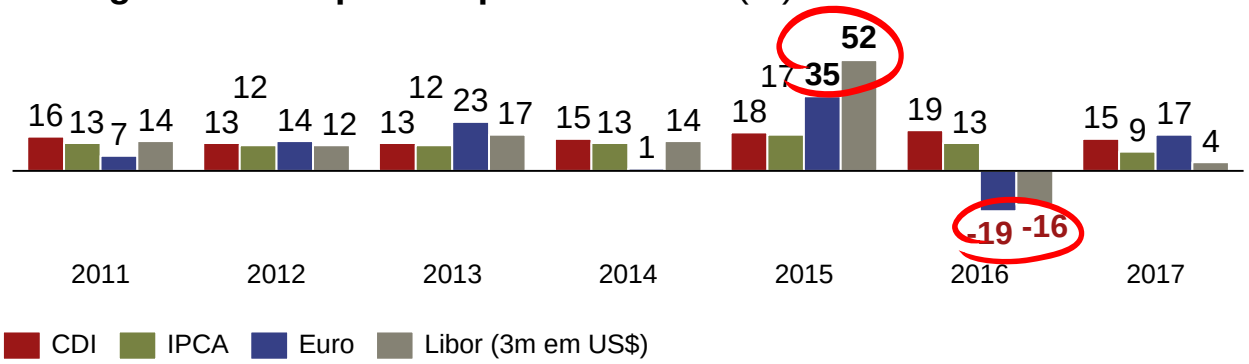
ATKearney

Embora a captação em moeda estrangeira possa apresentar juros mais baixos, o risco cambial pode ser muito impactante

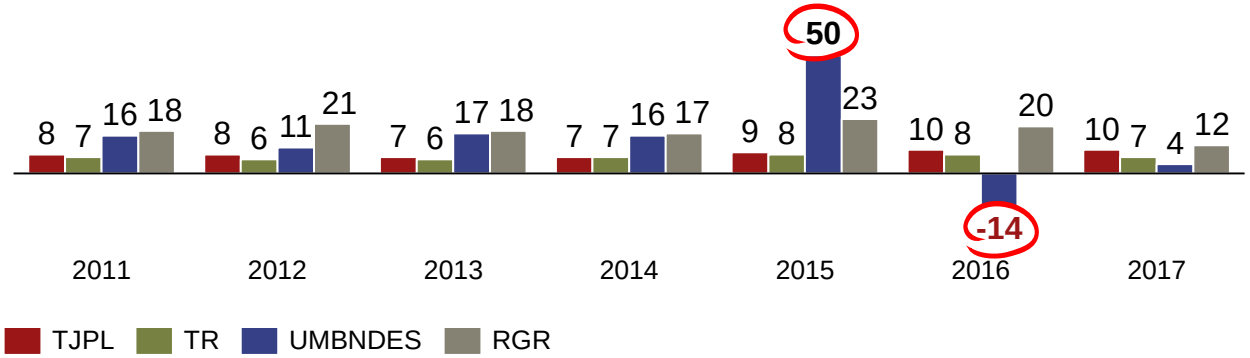
3.2 Acessar fontes de financiamento externas

Custo nominal do portfólio de financiamentos[1]

Encargo de dívida privada por indexador (%)



Encargo de dívida de fontes oficiais por indexador (%)



Comentários

- Comparativamente, em média, os financiamentos de fontes oficiais a moedas nacionais apresentam custo nominal menor que fontes privadas
- Na comparação entre indexação a moedas estrangeiras vs. moedas nacionais, o risco cambial assumido em determinados momentos pode ser muito impactante, como nos anos de 2015 e 2016, por exemplo

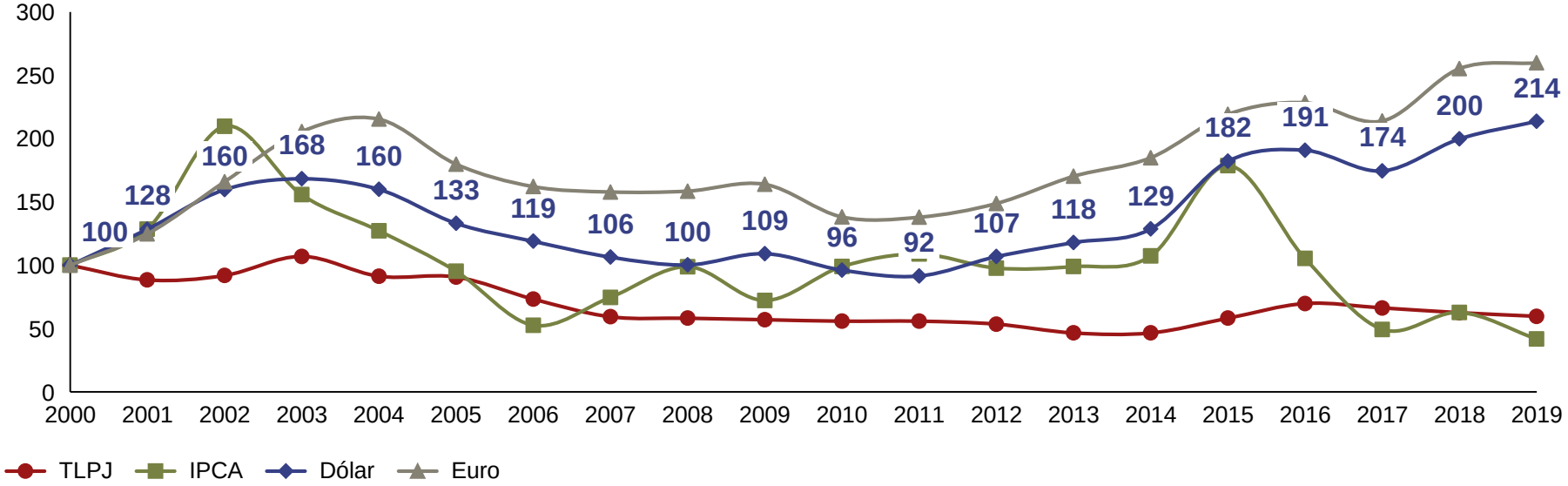
1. Balanços de empresas dos seguintes grupos: Cemig, Cesp, Copel, CPFL, CTEEP, Duke, Eletrobras, EDP, Energisa, Engie e Taesa
Fonte: A.T. Kearney; Instituto Acende Brasil

ATKearney

Altos custos de hedge e maior estabilidade dos financiamentos públicos tornam financiamentos externos menos competitivos

3.2 Acessar fontes de financiamento externas

Indicadores indexados à base 100



Comentá-rios

- Maior estabilidade da TLPJ (taxa de juros de longo prazo), muito utilizada em empréstimos do BNDES vs. financiamentos indexados à inflação brasileira e/ou moeda estrangeira
- Tendência de redução da taxa de juros brasileira considerando o cenário político-econômico atual: IPCA acumulado de 2019 em ~ 2,5% (menor patamar desde os anos 1980)
- Risco cambial torna necessário o *hedge* dos financiamentos: alto custo (estimados em 10 – 15% do valor coberto e diretamente dependente da volatilidade recente da taxa de câmbio), além de não oferecer uma proteção completa (timing da contratação vs. *timing* dos pagamentos)

Fonte: A.T. Kearney; Ipeadata

O BNDES está evoluindo em soluções para o ACL com o lançamento recente do “Preço suporte” e foco em eólicas

3.3 Soluções para financiar projetos no ACL – BNDES

2014 – 2017 (Abraceel)

Garantias rolantes

- **Garantias rolantes = PPA firme** (03 – 05 anos) **+ Fiança bancária rolante + PPA de suporte** (restante da dívida)
  - **Pool de comercializadoras:** transacionam a energia e oferecem um PPA de suporte para o projeto
  - **Empreendedor:** substituição do PPA de suporte com poucos compradores e apresentação ao BNDES em janelas de oportunidade (1 – 2 anos antes do término do PPA firme)
  - **BNDES:** avaliação do rating das contrapartes (pool de comercializadoras): tempo de atuação, patrimônio líquido e adimplência

2018 (Abraceel)

PLD suporte

- PLD Suporte = **Expectativa de Preço da Energia Não Contratada no Longo Prazo**
  - **R$ 90/MWh**
  - **ICSD: 1,3x**
  - **Alavancagem na metodologia SAC puro** e sem cesta de mitigantes apresentada ao financiador
- Projetos no BNDES com PLD Suporte:
  - 13 Projetos em Análise
  - 2,7 GW em capacidade
  - 818 MW em Eólicas
- Alterações recentes para atendimento a quem aposta no mercado de curto prazo

2019

Preço suporte

- Aprimoramento do PLD Suporte (ainda vigente)
- **Preço Suporte = Diferentes Patamares de Preço** (com marcos para sua mudança) **para a energia não comercializada pelo investidor**
  - Patamar inicial: **R$ 130/MWh** com alterações no 6º e 11º ano (– R$ 10/MWh por ano)
  - **Alavancagem na metodologia (i) SAC** = rolagem de >= 75% da capacidade de geração na partida e 50% a partir do 10º ano de geração ou
  - **(ii) IPCA capitalizado** = rolagem de >= 75% para todo o período de amortização

Fonte: A.T. Kearney; BNDES; América Energia

ATKearney

O desafio de falta de isonomia fiscal nas PCH/CGH poderá ser endereçado através de 3 possíveis iniciativas

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (4/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
4. Promover maior isonomia entre as várias fontes	**4.1** Eliminar os incentivos nos encargos setoriais e tributos concedidos para as diversas fontes	Sim	• Isonomia das fontes • Alinhado com a vontade do Governo	• Resistência de alguns players e stakeholders	Alta
	4.2 Reduzir a tributação incidente sobre os equipamentos das PCHs	Não	• Isonomia das fontes	• Contrário à sinalização política desse Governo	Média
	4.3 Eliminar os incentivos fiscais advindos de programas de incentivo ao desenvolvimento regional (SUDAM e SUDENE)	Sim	• Isonomia das fontes	• Dependência do poder regional de cada Estado	Baixa

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Em cenário de isonomia, a retirada dos incentivos geraria mais ~R$ 17,60/MWh p/ PCHs vs. ~R$ 18,20/MWh p/ eólicas, por ex.

4.1 Incentivos nos encargos do setor de energia elétrica

R$/MWh

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural	Premissas
CFURH							Não quantificado (n/a ao perfil)
RGR							Não quantificado (n/a ao perfil)
TFSEE							Não quantificado (n/a ao perfil)
UBP		+ 1,50					**1,35 R$/MWh**
P&D		+ 1,80	+ 3,80	+ 2,70	+ 2,60		**1% da Receita Líquida**
Contribuição ONS		0					**R$ 0,04/kW-ano**
Contribuição CCEE							Não quantificado (n/a ao perfil)
TUSD/TUST		+ 14,20	+ 14,40	+ 21,90	+ 15,50		**R$ 9.794/MW-mês**
Impacto		**+ 17,60**	**+ 18,20**	**+ 24,60**	**+ 18,10**		

Consideradas nas simulações de custo real das fontes

1. Para o cálculo do P&D, utiliza-se as simulações do estudo PSR ponderadas pelo mix de submercados dos leilões dos últimos 5 anos (a partir de 2015) e pelo LCOE aqui considerado

Fonte: A.T. Kearney; ANEEL; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

ATKearney

Em um cenário de isonomia, a retirada dos incentivos geraria mais ~R$ 43/MWh p/ PCHs vs. ~R$ 64/MWh p/ eólicas, por ex.

4.2 Incentivos nos tributos – Renováveis

R$/MWh

	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa
ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) [1]	-	+ 7,70	+ 12,80	-
IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) [1]	+ 1,60	+ 5,50	+ 5,40	+ 5,10
II (Imposto de Importação)	-	+ 4,30	+1,10	-
Lucro Presumido	0 a + 41,60 [2]	+ 46,00	+ 49,90	+ 20,50
Impacto (R$/MWh)	**+ 1,60 a + 43,20**	**+ 63,60**	**+ 69,20**	**+ 25,60**

1. Não são consideradas isenções estaduais
2. Um cenário desconsidera o Lucro Presumido como incentivo para as PCHs
3. Para o cálculo do ICMS, utiliza-se as simulações do estudo PSR ponderadas pelo mix de submercados dos leilões dos últimos 5 anos (a partir de 2015) e pelo perfil de usina (CAPEX e fator de capacidade) aqui considerado

Fonte: A.T. Kearney; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

O desafio de reconhecimento de atributos poderá ser endereçado através de 2 possíveis iniciativas

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (5/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
5. Prover remunera-ção adicional pelos atributos únicos das PCH/CGH	**5.1** Garantir remuneração adicional do lastro dado os atributos - despachável, próximo ao ponto de demanda (ex: taxa de desconto social)	Não	• Reconhecimento de atributos passíveis de quantificação • Alinhamento de competitividade das fontes	• Baixa inclinação do governo para concessão de novos benefícios • Incentivo atual na TUSD/TUST já deveria remunerar flexibilidade	Média
	5.2 Considerar um fator locacional na determinação da TUST/TUSD	Sim	• Reconhecimento de atributos passíveis de quantificação • Alinhamento de competitividade das fontes	• Fator locacional parcialmente considerado • Complexidade na quantificação do benefício	Média

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Existem duas alternativas para melhorar a rentabilidade do ativo, valorizando a longa vida útil

Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (6/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
6. Reconhecer e valorar a vida útil real das usinas hidrelétricas	**6.1** Aprovar a possibilidade de autorização perpétua das outorgas	Não	• Ajuda a equacionar o retorno do capital investido • Maior incentivo para investimentos na manutenção das condições do ativo bem como sua segurança	• VPL é mais impactado pelos fluxos nos primeiros anos • Investidores atualmente já consideram uma renovação (nova regulação) • Ativo deixa de ser um bem reversível à União	Baixa
	6.2 Garantir remuneração ao final da outorga indenizando os ativos hídricos não amortizados	Não	• Ajuda a equacionar o retorno do capital investido • Mantem benefício atual de reversão do bem à União	• VPL é mais impactado pelos fluxos nos primeiros anos • Nos casos em que há uma renovação da outorga, parcela do ativo não amortizada é menor	Baixa

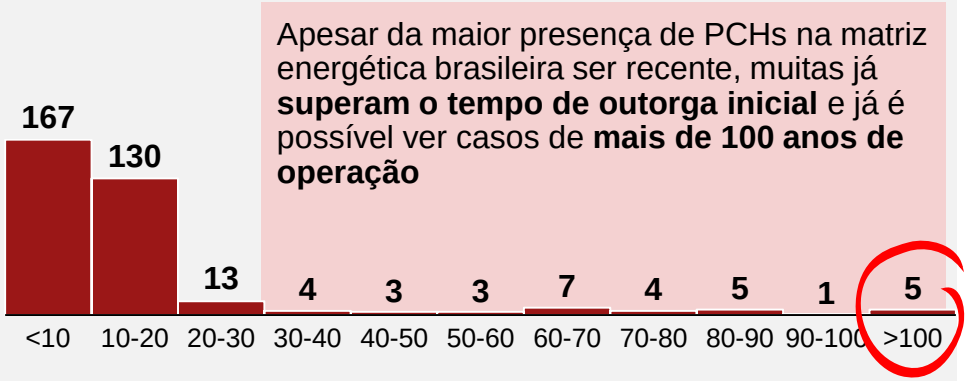
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Estudos americanos estimam uma vida útil de 100 anos p/ hídricas e no Brasil já há PCHs operando há mais que isso

6 Vida útil

PCHs em funcionamento na matriz brasileira
2019, # de usinas por tempo de operação (em anos)



	EUA (NREL - 2017)		Brasil (2019)
	Vida útil estimada	Tempo médio de acordos de compra de energia	Tempo de contrato
Hidro.	100 anos	15 – 25 anos	30 anos
Eólica	25 anos		20 anos
Solar	30 anos		20 anos
Biomassa	45 anos		25 anos
Gás	55 anos		25 anos

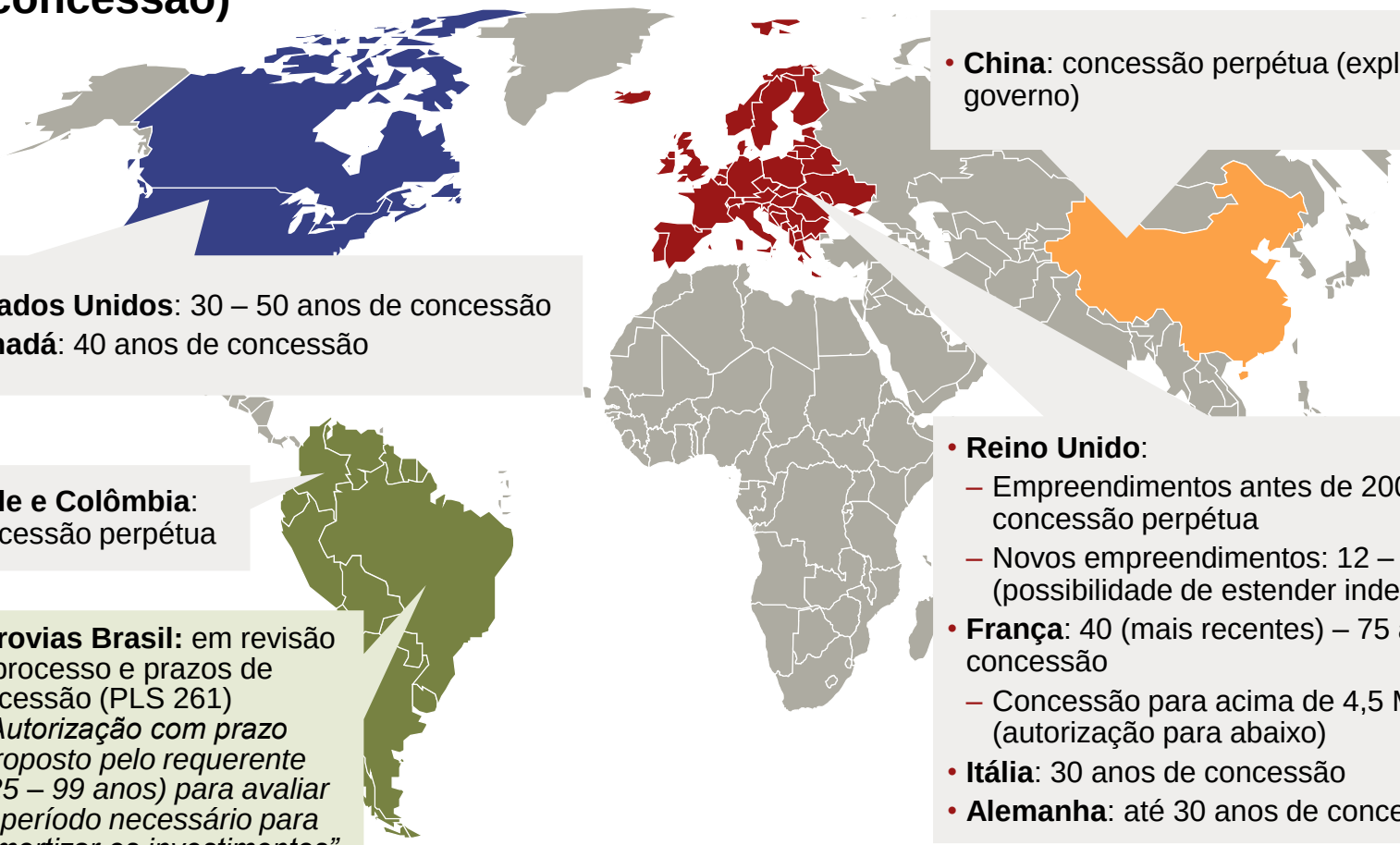
Lab. Nacional de Energia Renovável (EUA)

- **A vida útil real** de usinas geradoras, para algumas fontes, **é superior ao tempo de depreciação** considerado em avaliações de investimentos **e ao tempo dos contratos de concessão**
  - Pode ser necessário reinvestir para a conservação da usina até o final da vida útil ("repotenciação"), o que pode até aumentar sua capacidade instalada
  - Há valores residuais e adicionais de receita a serem considerados na avaliação de investimentos em geração

1. Em estimativas conservadores, o valor adicional pode ser desconsiderado
Fonte: A.T. Kearney; "Estimating the Impact of Residual Value for Electricity Generation Plants on Capital Recovery, Levelized Cost of Energy, and Cost to Consumers" – US National Renewable Energy Laboratory; ANEEL (Dados BIG)

Em geral, o período de concessão é >= 30 anos e países como Chile, Colômbia e China possuem outorga perpétua

6.1 Benchmarking internacional – Tempo de outorga (autorização ou concessão)



- **China**: concessão perpétua (explorada pelo governo)

- **Estados Unidos**: 30 – 50 anos de concessão
- **Canadá**: 40 anos de concessão

- **Chile e Colômbia**: concessão perpétua

- **Ferrovias Brasil:** em revisão do processo e prazos de concessão (PLS 261)
  - *"Autorização com prazo proposto pelo requerente (25 – 99 anos) para avaliar o período necessário para amortizar os investimentos"*

- **Reino Unido**:
  - Empreendimentos antes de 2003: concessão perpétua
  - Novos empreendimentos: 12 – 24 (possibilidade de estender indefinidamente)
- **França**: 40 (mais recentes) – 75 anos de concessão
  - Concessão para acima de 4,5 MW (autorização para abaixo)
- **Itália**: 30 anos de concessão
- **Alemanha**: até 30 anos de concessão

Fonte: Pesquisas secundárias; Entrevistas no Setor; Análises A.T. Kearney

As incertezas geradas por temas regulatórios poderão ser endereçadas através de 3 possíveis iniciativas

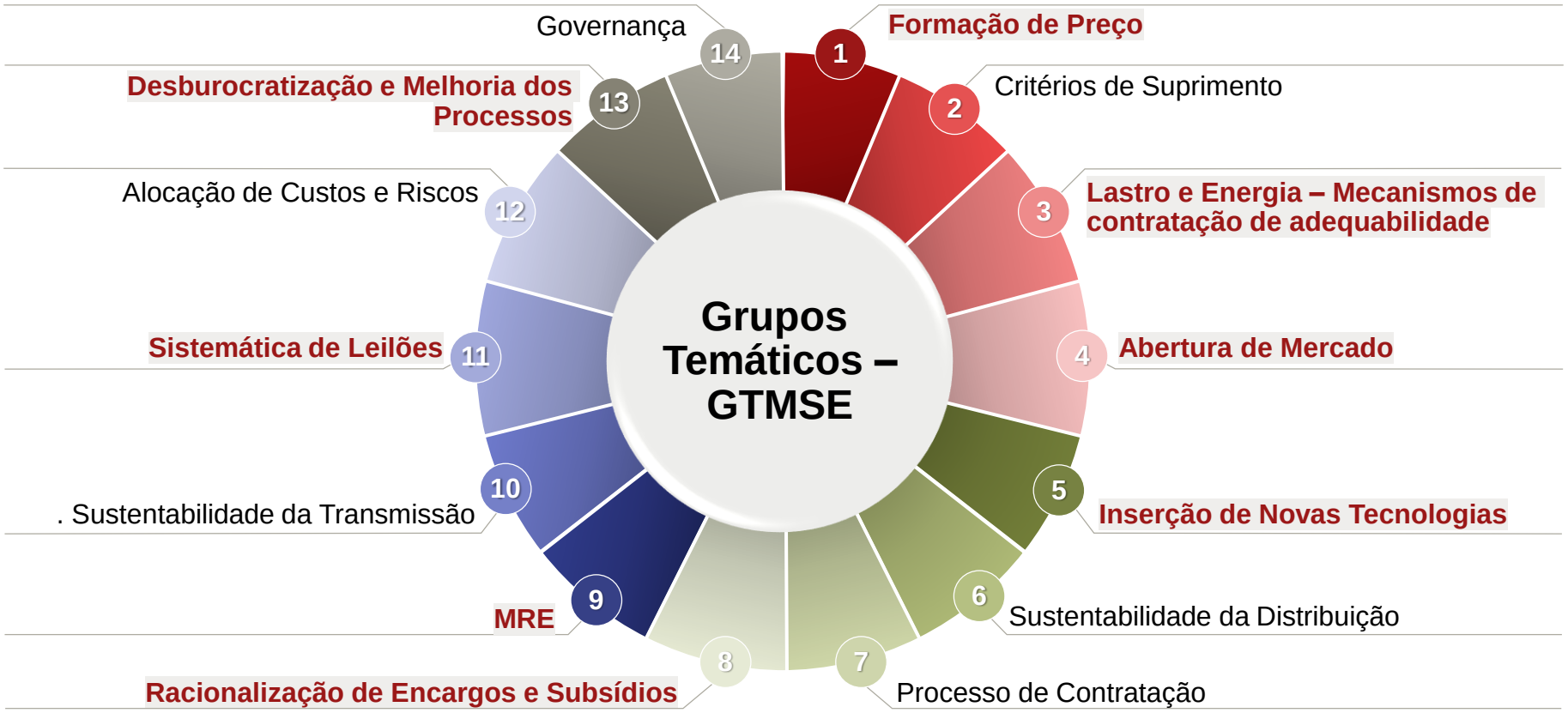
Iniciativas de transformação do segmento de PCH/CGH (7/7)

	Iniciativas	Plano anterior?	Prós	Contras	Prioridade
7. Fomentar mudanças regulatórias estruturan-tes no modelo setorial atual	**7.1** Introduzir novas formas de leilão alinhados com as necessidades do sistema (por fonte; região; contratação separada de lastro e energia)	Parcial	• Maior controle sobre a matriz energética • Maior isonomia de competição entre fontes • Alinhada à tendência no setor de crescimento do mercado livre	• Complexidade das mudanças • Complexidade de operacionalização	Alta
	7.2 Implementar PLD horário	Sim	• Maior rentabilidade das PCHs por maior facilidade em despachar em horário de pico	• Complexidade de operacionalização • PCHs também não conseguem fazer 100% de despacho	Média
	7.3 Revisão estruturante do GSF e MRE para garantir maior estabilidade do sistema (ex: revisão das Garantias Físicas para PCHs)	Não	• Maior estabilidade e previsibilidade para os investidores	• Complexidade das mudanças • Impacto da revisão do cálculo das garantias para algumas PCHs	Média

Fonte: A.T. Kearney

O GTMSE trabalhou em 14 grupos temáticos, cujas diretrizes serão implementadas via planos de ação específicos por tema

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE



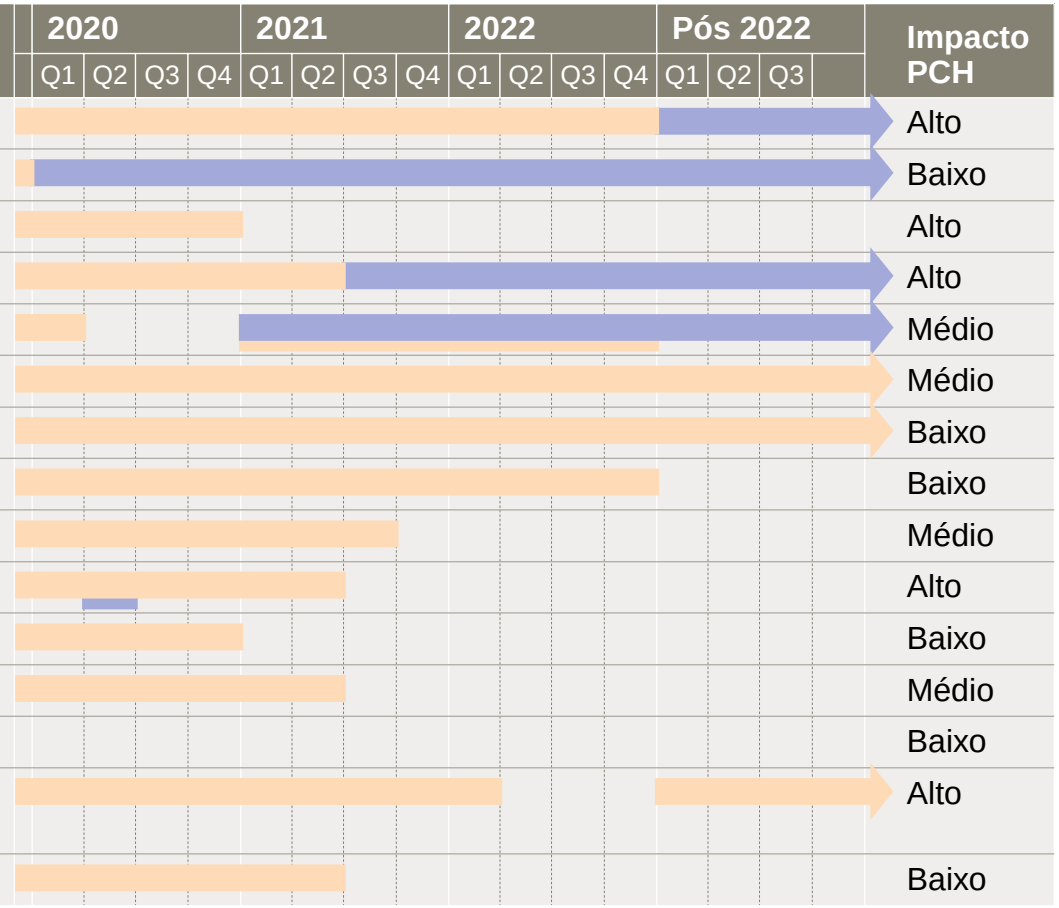
xx: *temas foco para o segmento de PCH/CGH*

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

O Plano de Ação prevê um cronograma com ~ 90 ações entre as diversas frentes de atuação do GTMSE até pós 2022

7 Cronograma de implementação



Temas	Impacto PCH
1. Formação de Preço	Alto
2. Critérios de Suprimento	Baixo
Medidas de Transição (Lastro e Energia)	Alto
3. Lastro e Energia	Alto
4. Abertura de Mercado	Médio
5. Inserção de Novas Tecnologias	Médio
6. Sustentabilidade da Distribuição	Baixo
7. Processo de Contratação	Baixo
8. Racionalização de Encargos e Subsídios	Médio
9. MRE	Alto
10. Sustentabilidade da Transmissão	Baixo
11. Sistemática de Leilões	Médio
12. Alocação de Custos e Riscos	Baixo
13. Desburocratização e Melhoria dos Processos 14. Governança	Alto
Integração Gás	Baixo

Contemplado nas demais frentes de atuação

Estudo/Avaliação Implementação

Fonte: A.T. Kearney; MME

Enquanto novos mecanismos não entram em vigor (pós 2022), pode-se contribuir ao aperfeiçoamento dos modelos atuais

7.1 Grupos Temáticos – Formação de preço

Exemplo

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Aperfeiçoamento dos mecanismos de aferição de preço
  - Modelo atual por custos (CMO – custo marginal de operação) vs.
  - Modelos de formação de preço por oferta (ou híbridos entre custo e oferta)

Impacto – PCHs

(+) Potencial benefício PLD horário (despacháveis)
- PLD horário oficial com DESSEM à partir de jan/2021

(+) Eficiência econômica aos preços, mediante interação mais dinâmica e descentralizada entre os agentes

(+) Melhor captura da percepção de risco dos agentes

(+/-) Poder de mercado

(+/-) Maior volatilidade de renda das usinas

(-) Previsibilidade

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022

Relatório inicial com apontamentos a serem estudados do Modelo por Oferta vs. Modelo Atual

Testes

Análise Impacto Regulatório

Decisão

Aprimoramento da Governança da Formação de Preço do Setor Elétrico: Implantação do Comitê Técnico de Governança do PMO e do cálculo do PLD

Ano sombra

Início do preço por oferta

Aperfeiçoamento dos modelos computacionais aplicados à otimização dos usos recursos eletroenergéticos; definição de preços; estudos; testes; validação

Fonte: A.T. Kearney; MME

A formação de preço por oferta e separação de lastro e energia são medidas benéficas ao segmento de PCH/CGH

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (1/6)

Exemplo

	Iniciativas	Impactos para PCHs
1. Formação de Preço	• Aperfeiçoamento dos mecanismos de aferição de preço – Modelo atual por custos (CMO – custo marginal de operação) vs. – Modelos de formação de preço por oferta (ou híbridos entre custo e oferta)	(+) Potencial benefício PLD horário (despacháveis) – PLD horário oficial com DESSEM à partir de jan/2021 (+) Eficiência econômica aos preços, mediante interação mais dinâmica e descentralizada entre os agentes (+) Melhor captura da percepção de risco dos agentes (+/-) Poder de mercado (+/-) Maior volatilidade de renda das usinas (-) Previsibilidade
2. Critérios de Suprimento	• Revisão dos critérios de garantia de suprimento – Critério econômico – CVaR Conditional Value-at-Risk (CMO) – Critérios de Segurança – conjugação de CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida) e LOLP – Lost of Load Probability	(+/-) Efeitos devem ser percebidos na operação e formação de preço somente quando o sistema planejado, com base nesses critérios, se tornar realidade
3. Lastro e Energia	• Implantação de mecanismos de contratação de capacidade, separando-se a comercialização de energia e de lastro • Definição de medidas transitórias que podem ser exploradas pelo segmento (ex: contratação de capacidade com o menor legado crítico possível)	(+) Maior isonomia na alocação dos custos de segurança de suprimento e atendimento de capacidade (+) PCH como fonte não intermitente, banca a própria sazonalidade (+) Medidas de transição podem beneficiar o segmento de PCH/CGH (leilão específico por fonte) (+/-) Indefinição sobre mecanismos a serem implementados (metodologia em discussão)

Fonte: A.T. Kearney; MME

Novas tecnologias em discussão tem potencial impacto positivo para PCHs, como regulamentação de híbridas e reversíveis

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (2/6)

	Iniciativas	Impactos para PCHs
4. Abertura de Mercado	• Redução dos limites de acesso ao mercado livre de maneira gradual e lenta para valores de demanda menores que 1.000 kW – Apenas após aprimoramentos de preços e no funcionamento do mercado de curto prazo e/ ou concomitantemente, à separação do lastro e energia	(-) Potencial redução de demanda para PCH/CGH (consumidores com carga entre 500 kW – 2.500 kW podem aderir ao mercado livre desde que contratem fontes incentivadas) (+/-) Indefinições e dependência de aprimoramento na formação de mercado e/ou separação do lastro e energia
5. Inserção de Novas Tecnologias	• Implementação de novas tecnologias, sem barreiras e subsídios implícitos a tecnologias específicas	(+) Algumas tecnologias, em avaliação, com potencial impacto positivo para o segmento de PCH – Principais de interesse de PCH em pauta: Usinas Híbridas, Armazenamento & Usinas Reversíveis, Mercado de Serviços Ancilares, etc
6. Sustentabilidade da Distribuição	• Adoção de tarifa binômia para BT e avaliação da sinalização locacional para consumidores e horária para os consumidores livres ou que gerem a própria energia; • Separação da comercialização de energia elétrica e dos serviços de distribuição; • Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga • Aprimoramento da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A – CVA”	n/a (maior impacto para as distribuidoras)

Fonte: A.T. Kearney; MME

Racionalizar encargos e subsídios pode gerar prejuízos ao segmento e soluções estruturais ao MRE ainda não são claras

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (3/6)

	Iniciativas	Impactos para PCHs
7. Processo de Contratação	• Criação de um agente centralizador de contratos, "Centralizador", no contexto de uma Liquidação Financeira Centralizada no ACR	n/a (maior impacto para as distribuidoras)
8. Racionalização de Encargos e Subsídios	• Extinção do subsídio p/ Fontes Incentivadas para novas outorgas e não continuidade para renovação de outorgas • Extinção dos descontos aplicados na TUSD e TUST para os consumidores de fontes incentivadas • Outros (em avaliação): Tarifa Social de Energia Elétrica aos cadastrados do Bolsa Família; ESS e EER; TFSEE; CFURH; P&D e EFIC	(-) Menores incentivos para o segmento de PCH/CGH (ex: impacto de ~ R$ 14,20 MWh com eliminação do desconto TUST)
9. MRE	• Solução estrutural para o MRE baseado em 03 pilares: – Sanear o MRE de fatores estranhos ao risco hidrológico – Aprimoramento do funcionamento do próprio mecanismo – Elaboração de mecanismo voluntário de proteção financeira (hedge) para as usinas do MRE a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no mercado de curto prazo	(+) Maior estabilidade e previsibilidade para os investidores (-) Complexidade das mudanças (-) Impacto da revisão do cálculo das garantias para algumas PCHs

Fonte: A.T. Kearney; MME

O tema de novas sistemáticas de leilões é uma oportunidade para PCHs neste período de transição e no novo modelo

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (4/6)

	Iniciativas	Impactos para PCHs
10. Sustenta-bilidade da Transmissão	• Dois principais temas foco – Quantitativo das instalações da transmissão em final de vida útil no SIN: 96.000 equipamentos com vida útil esgotada até 2022 (investimento ~ R$ 21 Bi) – Simplificação da liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST): pleito das associações	n/a (maior impacto para transmissoras)
11. Sistemática de Leilões	• Contratação do empreendimento marginal dos leilões de energia nova (LEN) • Adoção da margem de escoamento com critério de seleção nos LEN A-6 • Revisão dos produtos negociados e modelos de contratos nos LEN • Aprimoramento da metodologia de cálculo e revisão da TUST • Alterações nos leilões de energia existente de forma a viabilizar a modernização do parque termelétrico • Realização de estudos sobre eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias para a realização de leilões durante o período de transição e no novo modelo	**(+)** Discussão de eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias nesse período de transição *Menção de Domingos Romeu da possibilidade de implementação de leilões específicos por fonte (ex: PCH/CGH)*

Fonte: A.T. Kearney; MME

A avaliação das distorções no mercado deverá ser realizada de maneira integrada com a implementação das demais ações

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (5/6)

	Iniciativas	Impactos para PCHs
12. Alocação de Custos e Riscos	• Avaliação dos principais pontos de ineficiência na cadeia produtiva do setor • Preços distorcidos e não críveis (dificultam a previsibilidade de gestão pelos agentes de mercado e financiabilidade dos projetos) • Expansão da confiabilidade do sistema e garantia do suprimento baseados no mercado regulado; • Subsídios e sinais econômicos inadequados que distorcem a avalição dos agentes quanto as decisões de migração para o mercado livre; e • Alocação excessiva de custos as tarifas de distribuição e aos consumidores cativos)	(+) correção de distorções de mercado, especialmente no ambiente de contratação regulado, onde há maior penetração do segmento de PCH/CGH

Não foi aberta uma frente de atuação no Plano de Ação, visto que a eficiência deve ser perseguida ao longo da implementação da Modernização

Fonte: A.T. Kearney; MME

As iniciativas de desburocratização e governança podem gerar eficiência ao setor com impacto positivo aos agentes geradores

7 Grupos Temáticos – Relatório final GTMSE (6/6)

	Iniciativas	Impactos para PCHs
13. Desburocratização e Melhoria dos Processos	• Simplificação, exclusão ou aprimoramento de processos e atividades do SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) com foco em: – Outorgas de geração – Alterações de características técnicas (ACT) – Exigências nos leilões de geração e de transmissão • As principais sugestões foram relacionadas à maior digitalização e integração digital entre instituições no processo de outorga e à padronização de processos para projetos do ACL e ACR, além de aprimoramentos no processo de habilitação técnica para leilões de geração e melhorias relacionadas às outorgas de transmissão	(+) Maior desburocratização e melhoria dos processos para todos os agentes do SEB, em especial geradores (+) Oportunidade de inserir questões ambientais relativa que afetam o segmento
14. Governança	• O trabalho contemplou a governança nos seguintes temas: – Políticas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética; – A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP); – Escolhas estratégicas para a definição da matriz elétrica e energética; política tarifária; – Superposições ou lacunas de competência entre instituições do setor; comunicação setorial; – Proposição de uma governança para o acompanhamento da implementação do Plano de Ação da Modernização do setor elétrico	(+) Maior transparência e previsibilidade nas decisões que afetam os agentes setores, incluso o segmento de PCH/CGH (+) Possibilidade de influir a maior inclusão do segmento de PCH nas escolhas estratégicas para a definição da matriz elétrica

Fonte: A.T. Kearney; MME

Os novos critérios de garantia serão aplicados já em 2020, com baixa visão dos efeitos enquanto não entrarem em operação

7.2 Grupos Temáticos – Critério de suprimento

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Revisão dos critérios de garantia de suprimento
  - Critério econômico – CVaR Conditional Value-at-Risk (CMO)
  - Critérios de Segurança – conjugação de CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida) e LOLP – Lost of Load Probability

Impacto – PCHs

(+/-) Efeitos devem ser percebidos na operação e formação de preço somente quando o sistema planejado, com base nesses critérios, se tornar realidade

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Realização de CP para divulgar (i) a sugestão de parâ-metros, (ii) estudos de caso evidenciando a factibilidade de operacionalização dos processos dado o critério proposto e (iii) avaliação impacto							
Apresentação da proposta final na Reunião do CNPE em dez/2019							
	Início da aplicação dos novos critérios de suprimento no planejamento						

Fonte: A.T. Kearney; MME

A separação de lastro/energia está prevista para jun/2021, com medidas transitórias que também podem beneficiar PCH/CGHs

7.3 Grupos Temáticos – Lastro e Energia

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Implantação de mecanismos de contratação de capacidade, separando-se a comercialização de energia e de lastro

Impacto – PCHs

(+) Maior isonomia na alocação dos custos de segurança de suprimento e atendimento de capacidade

(+) PCH não intermitente, banca a própria sazonalidade

(+) Medidas de transição podem beneficiar o segmento de PCH/CGH (leilão específico por fonte)

(+/-) Proposta ainda em discussão

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Medidas de Transição							
Contratação de Capacidade com menor legado crítico possível							
Modelo de contratação: estudar necessidade de eventuais ajustes na regulamentação do Leilão de Reserva para contratação de Potência							
Estudar critério de seleção que privilegie potência e não energia							
Fontes fortemente candidatas: Termelétrica Flexível vs. Aumento potência UHE							
Lastro e Energia							
Publicação de Relatório de análise das contribuições da Consulta Pública nº 83/2019							
	Definição sobre o mecanismo de adequabilidade que será utilizado no Brasil						
	Desenvolvimento conceitual da implementação de Lastro						
	Metodologias de cálculo de Lastro, aderentes as contribuições dos empreendimentos para a adequação do suprimento						
	Pontos adicionais e de integração com outros grupos, que interferem na metodologia						
	Metodologia de aferição e penalidade de Lastro: Estabelecer os procedimentos para aferição da entrega de Lastro e a lógica de cálculo de penalidades quando necessário						
			Critério para revisão de Lastro				
	Estudos para Transição dos Contratos Legados				Roadshow com Bancos		
	Financiabilidade (Incluindo tratativas com instituições financeira e mercado de capitais)						
Frentes legais e Regulatórias					NOVO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO		

Menção de Domingos Romeu da possibilidade de implementação de leilões específicos por fonte (ex: PCH/CGH)

Fonte: A.T. Kearney; MME

A abertura de mercado abaixo de 1,5 MW será em 2021, com potencial redução da demanda para as fontes incentivadas

7.4 Grupos Temáticos – Abertura do mercado

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Redução dos limites de acesso ao mercado livre para valores de demanda menores que 1.000 kW (após aprimoramentos de preços e no funcionamento do mercado de curto prazo e/ ou concomitantemente, à separação do lastro e energia)

Impacto – PCHs

(-) Potencial redução de demanda para PCH/CGH (consumidores com carga entre 500 kW – 2.500 kW podem aderir ao mercado livre desde que contratem fontes incentivadas)

(-) Dependência das fontes renováveis de incentivos

(+/-) Indefinições e dependência de aprimoramento na formação de mercado e/ou separação do lastro e energia

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022

Abertura do Mercado

Análise das contribuições da CP MME nº 77/2019 sobre a redução dos limites para os consumidores livre

Decisão

Abertura do mercado abaixo de 1MW deve acontecer após aprimoramentos na formação de preços, ou concomitantemente, à separação de lastro e energia

1,5 MW

1,0 MW

0,5 MW

Realização de estudos para permitir a abertura inferior a 500 kW

Realização de estudos sobre a periodicidade das liquidação, garantias financeiras e bolsa de energia e clearing house (necessário realizar tratativas com a CVM)

Conclusão de estudo pela ANEEL e CCEE sobre abertura do mercado para carga inferior a 500kW a partir de 2026

Estudos para flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga pelo Consumidor Livre

Projeto de Lei do Senado que também dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico (em tramitação)

PLS 232/2016

0,3 MW

Grupo A

Comercializador Varejista para consumidores com carga inferior a 500 kW

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

Novas tecnologias em discussão tem potencial impacto positivo para PCHs, como regulamentação de híbridas e reversíveis

7.5 Grupos Temáticos – Inserção de Novas Tecnologias

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Implementação de novas tecnologias, sem barreiras e subsídios implícitos a tecnologias específicas

Impacto – PCHs

(+) Algumas tecnologias, em avaliação, com potencial impacto positivo para o segmento de PCH (ex: estudos de usinas híbridas até 2020 e estudo de reversíveis entre 2019 até pós 2022)

(+) Oportunidade da ABRAGEL em liderar temas de novas tecnologias de interesse ao segmento de PCH/CGH

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Usinas Hibridas: adequações regulatórias; procedimentos de rede; cálculo GF							
Armazenamento: Estudar instrumento regulatório para permitir a inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis							
Legislação neutra à tecnologia: Eliminação de barreiras legais e regulatórias e de subsídios implícitos a tecnologias específicas							
Estudar Leilões de Eficiência Energética: avaliar revisão Decreto nº 5.163/2004							
Projetos de P&D e Pilotos para Novas Tecnologias							
Mercado de Serviços Ancilares: estudar a criação de um mercado competitivo de serviços ancilares							
Estudar Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR)							
Recursos Energéticos Distribuídos (RED): aplicação de tarifas multipartes para todos consumidores							

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

Há diversas iniciativas em estudo sobre Sustentabilidade da Distribuição, com baixo impacto evidente para PCHs/CGHs

7.6 Grupos Temáticos – Sustentabilidade da Distribuição

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Adoção de tarifa binômia para BT e avaliação da sinalização locacional para consumidores e horária para os consumidores livres ou que gerem a própria energia;
- Separação da comercialização de energia elétrica e dos serviços de distribuição;
- Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga
- Aprimoramento da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A – CVA"

Impacto – PCHs

n/a (maior impacto para as distribuidoras)

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Estudos para adoção da tarifa binômia							
					Estudos para flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% de carga		
	Estudos para flexibilização do portfólio de contratos						
	Estudos para aprimoramento da CVA						
					Estudos para separação do core business da distribuidora: atividade "fio" de atividade "comercialização"		
Implementação da politica que sustente a universalização do acesso em regiões remotas							

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

A criação de um agente centralizador de contratos para liquidações financeiras no ACR deve ser estudada até 2022

7.7 Grupos Temáticos – Processo de Contratação

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas	Impacto – PCHs
• Criação de um agente centralizador de contratos, “Centralizador”, no contexto de uma Liquidação Financeira Centralizada no ACR	n/a (maior impacto para as distribuidoras)

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Estudos de impacto tributário (consulta CONFAZ)							
Tratamentos dos contratos legados							
Tratamento para novos contratos							
Estudos do PMIX							
					Alinhamento com mercado de capitais		
					Alinhamento c/ desenvolvedores de sistemas		
						Decisão	

Fonte: A.T. Kearney; MME

A racionalização de encargos e subsídios está em discussão com foco em fontes incentivadas e incentivos TUST/TUSD

7.8 Grupos Temáticos – Racionalização de Encargos e Subsídios

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Extinção do subsídio de Fontes Incentivadas para novas outorgas e não continuidade p/ renovação de outorgas
- Extinção dos descontos aplicados na TUSD e TUST para os consumidores de fontes incentivadas
- Outros (em avaliação): Tarifa Social de Energia Elétrica aos cadastrados do Bolsa Família; ESS e EER; TFSEE; CFURH; P&D e EFIC

Impacto – PCHs

(-) Menores incentivos para o segmento de PCH/CGH (ex: impacto de ~ R$ 13,5 MWh com eliminação do desconto TUST)

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Entrega da contribuição ao PLS nº 232/2016 para o fim dos subsídios TUST/TUSD							
Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (AP ANEEL nº 1/2019)							
	Implementação do plano apresentado pela CP nº 45/2018, com ajuste das contribuições já encaminhadas aos projetos de lei do congresso						
		Estudo de plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono					
	Realização de CP p/ ajuste ao decreto no 5.163/2004, no que se refere ao pagamento de encargos pelo consume líquido, por autoprodutor						
Estudos para racionalização da tributação de encargos setoriais							
		Estudo para otimização do uso de outros encargos não tratados na CP nº 45/2018					

Fonte: A.T. Kearney; MME

A revisão das GFs deve ser concluídas até 2020 e outras três pilares de soluções estruturais serão avaliados até 2021

7.9 Grupos Temáticos – MRE

Estudo / Avaliação | Implementação

Saneamento

- **Deslocamento hidráulico**: Restrições elétricas; Importação sem substituição; Reserva operativa; Inflexibilidade acima da GF
- **Transmissão**: Constrained-off hidráulico
- **Energia de Reserva**: Incorporação gradual do lastro do sistema
- **Indisponibilidades**: Revisão da REN 614/14

Aprimoramentos

- **Sazonalização das GFs**: Estabelecimento de limites; Eliminar dupla sazonalização
- **Incentivo à melhoria de performance**: Bônus para aumento de disponibilidade
- **Usinas não despachadas (AP24/17)**: Mecanismos de redução da GF para MRE
- **Remuneração das alocações**: Aumento TEO, etc

Hedge

- **Oferecer instrumento voluntário de promoção**: Leilões anuais dos resultados financeiros da energia de reserva no MCP

Impacto – PCHs

- (+) Maior estabilidade e previsibilidade para os investidores
- (-) Complexidade das mudanças
- (-) Impacto da revisão do cálculo das garantias para algumas PCHs

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022

- Publicação de Relatório de análise das contribui-ções da CP nº 85/2019 (revisão de garantia física das usinas centraliza-damente despachadas)
- Apresentação de proposta para opção de revisão das Garantias Físicas além do limite
- Revisão das GFs além do limite (geradores que aceitarem a proposta do MME)
- Avaliação das restrições elétricas, importação de energia sem garantia física e inflexibilidade térmica declarada (Audiência Pública ANEEL nº 83/2017)
- Avaliação da importação sem substituição de usinas termelétricas (AP ANEEL nº 32/2019)
- Apresentação e avaliação de propostas de tratamento da geração classificada como reserva operativa
- Definição do tratamento da geração termelétrica inflexível que excede o montante estabelecido na GF, proposição de mecanismos para incentivar a melhoria da performance do MRE e revisão do Anexo I da REN 614/2014
- Avaliação sobre o constrained-off de usinas hidrelétricas
- Avaliação sobre a sazonalição de garantia física de usinas hidrelétricas

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

As alternativas para os equipamentos em final de vida útil e simplificação dos EUST devem ser avaliadas até final de 2020

7.10 Grupos Temáticos – Sustentabilidade da Transmissão

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Instalações da transmissão em final de vida útil: avaliação da viabilidade de proposição de linhas de financiamento para modernização dos equipamentos
- Simplificação da liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST): avaliação e deliberação, pela ANEEL, do EUST proposto, além das medidas relacionadas aos ativos de transmissão em fim de vida útil para induzir a máxima disponibilidade das instalações de transmissão

Impacto – PCHs

n/a (maior impacto para transmissoras)

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Realização de Tomada de Subsídios (CP) pela ANEEL sobre liquidação centralizada das transmissoras							
Avaliação de Nota Técnica que contribuirá para a mitigação das incertezas das transmissoras com relação à remuneração de seus investimentos (AP ANEEL nº 41/2017)							
Avaliação da viabilidade de proposição de linhas de financiamento para a modernização dos equipamentos de transmissão em fim de vida útil junto a instituições financeira							

Fonte: A.T. Kearney; MME

Ajustes de curto prazo no modelo atual de leilão e novas sistemáticas podem ser influenciados pelo segmento de PCH

7.11 Grupos Temáticos – Sistemática de Leilões

Estudo / Avaliação | Implementação

Iniciativas

- Contratação do empreendimento marginal dos leilões de energia nova (LEN)
- Adoção da margem de escoamento com critério de seleção nos LEN A-6
- Revisão dos produtos negociados e modelos de contratos nos LEN
- Aprimoramento da metodologia de cálculo e revisão da TUST
- Alterações nos leilões de energia existente de forma a viabilizar a modernização do parque termelétrico
- Realização de estudos sobre eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias para a realização de leilões durante o período de transição e no novo modelo

Impacto – PCHs

(+) Discussão de eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias nesse período de transição

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Ajuste de curto prazo do modelo atual: Implementar melhorias nas regras e sistemática dos leilões cujas alterações não demandem modificações relevantes nos normativos e sejam possíveis de implantação no curto prazo							
	Novas sistemáticas alinhadas ao modelo de transição e ao novo modelo de mercado						

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

A avaliação das distorções no mercado deverá ser realizada de maneira integrada com a implementação das demais ações

7.12 Grupos Temáticos – Alocação de Custos e Riscos

Preparação | Implementação

Iniciativas

- Avaliação dos principais pontos de ineficiência na cadeia produtiva do setor
- **Preços distorcidos e não críveis (dificultam a previsibilidade de gestão pelos agentes de mercado e financiabilidade dos projetos)**
- **Expansão da confiabilidade do sistema e garantia do suprimento baseados no mercado regulado;**
- **Subsídios e sinais econômicos inadequados que distorcem a avalição dos agentes quanto as decisões de migração para o mercado livre; e**
- **Alocação excessiva de custos as tarifas de distribuição e aos consumidores cativos)**

Impacto – PCHs

(+) correção de distorções de mercado, especialmente no ambiente de contratação regulado, onde há maior penetração do segmento de PCH/CGH

Não foi aberta uma frente de atuação no Plano de Ação, visto que a eficiência deve ser perseguidas ao longo da implementação da Modernização

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

As iniciativas de desburocratização e governança podem gerar eficiência ao setor com impacto positivo aos agentes geradores

7 Grupos Temáticos – (7.13) Desburocratização e Melhoria dos Processos ; (7.14) Governança

7.13 Iniciativas

- Simplificação, exclusão ou aprimoramento de processos e atividades do SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) com foco em:
  - **Outorgas de geração;**
  - **Alterações de características técnicas (ACT);**
  - **Exigências nos leilões de geração e de transmissão.**
- As principais sugestões foram relacionadas à maior digitalização e integração digital entre instituições no processo de outorga e à padronização de processos para projetos do ACL e ACR, além de aprimoramentos no processo de habilitação técnica para leilões de geração e melhorias relativas às outorgas de transmissão

Impacto – PCHs

(+) Maior desburocratização e melhoria dos processos para todos os agentes do SEB, em especial geradores

(+) Oportunidade de inserir questões ambientais relativa que afetam o segmento

7.14 Iniciativas

- Avaliação governança nos seguintes temas:
  - Políticas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética;
  - A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP);
  - Escolhas estratégicas para a definição da matriz elétrica e energética; política tarifária;
  - Superposições ou lacunas de competência entre instituições do setor; comunicação setorial;
  - **Proposição de uma governança para o acompanhamento da implementação do Plano de Ação da Modernização do setor elétrico**

Impacto – PCHs

(+) Maior transparência e previsibilidade nas decisões que afetam os agentes setores, incluso o segmento de PCH/CGH

(+) Possibilidade de influir a maior inclusão do segmento de PCH nas escolhas estratégicas para a definição da matriz elétrica

Fonte: A.T. Kearney; MME

(7.13) Desburocratização e Melhoria dos Processos ; (7. 14) Governança

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022

Estudo / Avaliação | Implementação

- Outorgas de geração: Analisar e revisar os processos referentes a emissão
- Outorga de Transmissão: Revisão do processo
- Habilitação técnica nos leilões de energia: identificação de melhorias
- Padronização alteração das características técnicas
- Publicação de portaria de criação do Comitê de Monitoramento da MSE
- Publicação de portaria interministerial para governança de P, D & I
- Publicação de portaria sobre periodicidade do PNE
- Elaboração da política de pesquisa, desenvolvimento e inovação
- Elaboração da política de escolhas estratégicas que impactam as matrizes elétrica e energética brasileira
- Aperfeiçoamento da governança da CPAMP
- Desenvolvimento da governança da política tarifária
- Mapeamento e eventuais ajustes das competências das instituições setoriais

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

Foi também definida uma frente de atuação para endereçar o Novo Mercado de Gás, com 06 ações previstas até jun/2021

7.10 Grupos Temáticos – Integração Gás (Energia Elétrica – Novo Mercado de Gás)

Estudo / Avaliação | Implementação

Curto prazo	Médio prazo				Longo prazo		
4º TRI – 2019	1º TRI – 2020	2º TRI – 2020	3º TRI – 2020	4º TRI – 2020	2021	2022	Pós 2022
Atualização dos diagnósticos e recomendações do relatório do SCT8 (Programa Gás p/ Crescer)							
Análise dos documentos de Planejamento Energético							
Levantamento de modelos de negócios de UTEs a gás natural já implantadas ou em implantação							
Levantamento de custos e riscos da interface dos dois setores							
	Implementação de recomendações do relatório do SCT8 que tenham sido validadas						
			Eliminar barreiras ao desenvolvimento de modelos de negócio de UTEs a gás natural				

Fonte: A.T. Kearney; MME

ATKearney

A racionalização de encargos e subsídios, abertura de mercado e lastro e energia previstas até 2021 possuem comando legal

Necessidade de comando legal

2020	2021	2022	Além 2022
Racionalização de Encargos e Subsídios • Foco inicial nos subsídios concedidos via CDE (CP MME nº 45/2018)	**Abertura de Mercado** • Realização de estudos para permitir a abertura inferior a 500 kW • Estudos para flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga pelo Consumidor Livre **Lastro e Energia** • Autorização para separação contratual de lastro e energia • Criação e rateio do encargo do Lastro • Tratativa para os contratos legados	**Governança** • Mapeamento e eventuais ajustes das competências das instituições setoriais	**Sustentabilidade da Distribuição** • Decisão sobre a flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga • Decisão sobre a separação do core business da distribuidora

1. Apresentação Comitê de Implementação da Modernização (CMI) - MME em 12/12/2019
Fonte: A.T. Kearney; MME

Agenda

- Desafios à competitividade e expansão de PCH/CGH
- Iniciativas de transformação de PCH/CGH
- Benchmarking nacional e internacional para algumas iniciativas
- **Simulações das iniciativas no preço das fontes**
- Quantificação dos benefícios para o país

Avaliamos o impacto das 7 diretrizes estratégicas alavancando nossos modelos e estimativas de mercado

Hipóteses testadas

	Hipótese	Descrição	Fontes
LCOE	Preço de venda - último leilão	• Preço médio de cada fonte - leilões de energia nova do último ano (2019)	Todas
	(7) ACL	• ACL vs. ACR – Preço ACL = curva *forward* de longo prazo (até 2024): R$ 204/MWh (incentivada 50%) e R$ 169/MWh (convencional)	Todas
	(6) Vida útil do ativo	• Vida útil alargada do ativo (100 vs. 60 anos) • Custo adicional de gestão dos ativos (R$ 18/MWh)	PCH
Preço real	(1) Licenciamento ambiental	• Redução de 6 para 4 anos de tempo entre a Licença Prévia e o início da operação	PCH
	(2) Redução e rentabilização do Capex	• Aumento de 5% no FC (56 – 61%) • 5% de redução de CAPEX • Redução de 7 meses no tempo de instalação/obra	PCH
	(3) Financiamento subsidiado	• Eliminação de incentivos em financiamento (fundos subsidiados)	Todas
	(4) Isonomia de encargos e tributos	• Impacto de incentivos em encargos – UBP, P&D, TUST/TUSD e ONS	Todas
		• Impacto de incentivos tributários – ICMS (subsídio renováveis), Lucro Presumido (vs. Lucro Real), IPI e II	Todas
	(5) Atributos de Geração	• Custos de infraestrutura (rede de transmissão; perdas; suporte de reativo; reserva probabilística; equilíbrio de frequência)	Todas
		• Serviços de geração (modulação/sazonalização; robustez; confiabilidade)	Todas
		• Emissão de CO2 (US$/ton) – R$	Todas

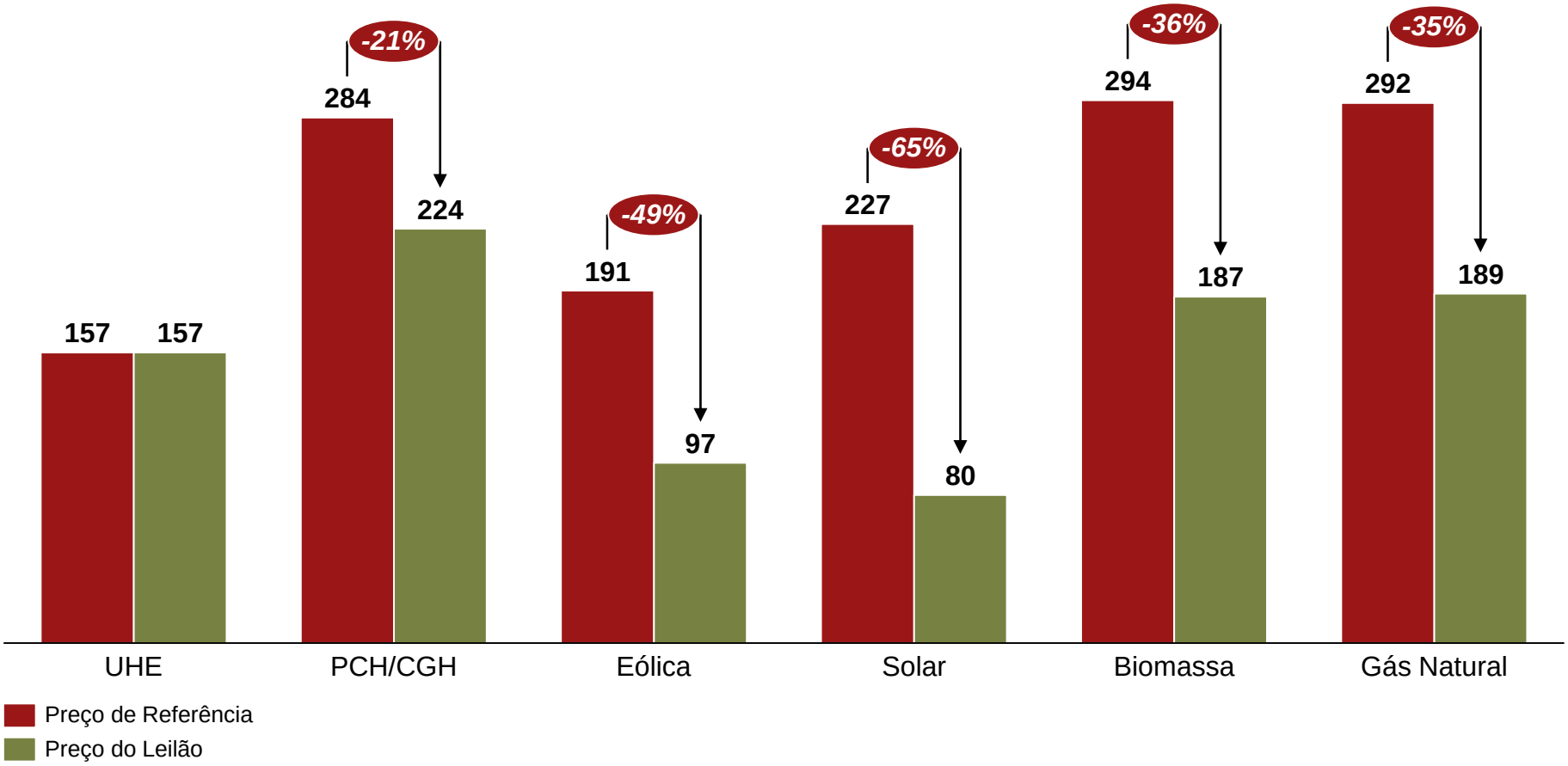
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Utilizamos o preço médio dos leilões de 2019, o qual está abaixo do preço de referência, especialmente p/ solar e eólica

Premissas – Preço dos Leilões (29º e 30º Leilões de Energia Nova)[1]

R$/MWh



1. Considera-se Térmica a Gás Natural e Biomassa a Bagaço de Cana, perfis que foram vendidos nos leilões do último ano
Fonte: A.T. Kearney; CCEE (publicação mensal de consolidação dos resultados de leilões)

ATKearney

Para a simulação das hipóteses, consideramos o perfil de uma PCH média dos dois últimos leilões (FC, potência instalada, etc.)

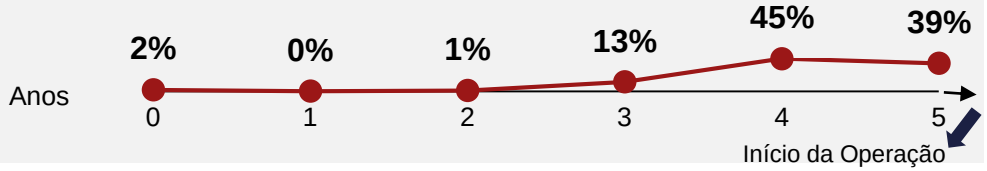
Premissas consideradas para simulação

PCH média

Fator de Capacidade (%)	56%	**Preço do Leilão** (R$/MWh)	224
Potência Instalada (MW)	11,6	**CAPEX**[1] (R$/kWinst.)	6.625
Vida Útil[2] (anos)	60	**OPEX** (R$/kWano)	113
Tempo de Concessão (anos)	30		

Curva de Investimentos[3] (% do CAPEX)

Obras	0%	0%	0%	3%	20%	14%
Equipamentos	0%	0%	0%	2%	16%	11%
Desenvolvimento	2%	0%	0%	0%	0%	0%
Meio Ambiente	0%	0%	1%	7%	5%	3%
Outros	0%	0%	1%	1%	4%	10%



1. Considera 70% do capital próprio financiado pelo BNDES-Finame.
2. Considera valor residual após final do tempo de concessão, como ativo não foi completamente depreciado, e capital de reinvestimento (R$ 18/MWh)
3. Considera o desembolso de todo o capital próprio antes do capital de terceiros

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Para as outras fontes, também utilizamos perfis de uma usina média de acordo com os leilões do último ano

Premissas – Demais fontes (29º e 30º Leilões de Energia Nova)

	UHE	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural
Potência (MW)	89	24,2	43,2	35,9	244,7
Fator de Capacidade (%)	63%	47%	31%	43%	95%
CAPEX (R$/kWinst.)	6.337	4.422	4.088	3.386	2.763
Tempo de outorga [1] (anos)	30	20	20	25	25
LCOE (R$/MWh)	157	97	80	187	189

1. Considera os tempos de outorga praticados nos últimos leilões (29º e 30º Leilão de Energia Nova – 2019)
Fonte: A.T. Kearney

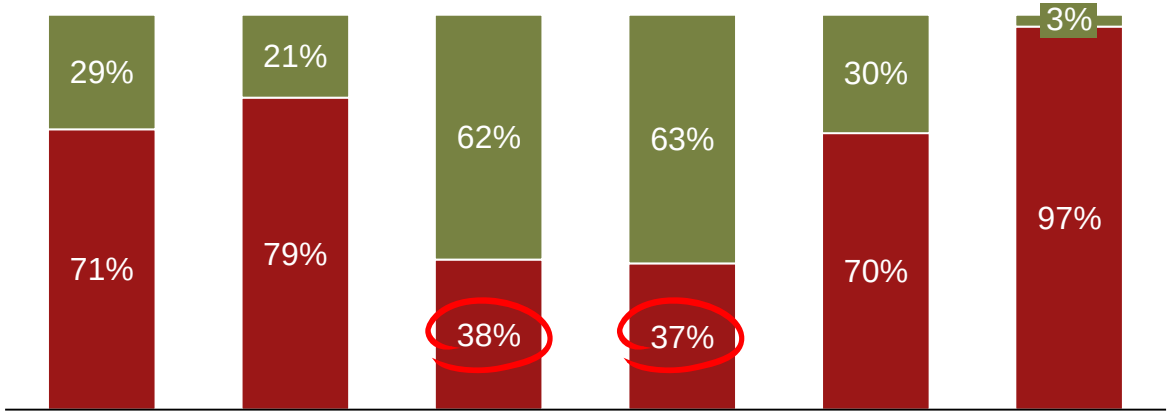
ATKearney

Considerando a proporção e preço pelo qual a energia é comercializada no ACL, estimamos o preço final real por fonte

7 Premissas – ACL

Total de energia negociada[1] – 10^6 MW-médio

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural
Preço final (R$/MWh)	160	220	165	160	192	188
Preço ACR (R$/MWh)	157	224	97	80	187	189
Preço ACL (R$/MWh)	169	204	204	204	204	169
	30	51	93	39	24	153



ACL ACR

Premissas – ACL

- Preço ACL = curva forward longo prazo Dcide (semana 08/01/2020)
  - Convencional trimestre: R$ 205/MWh
  - **Convencional longo prazo: R$ 169/MWh**
  - Incentivada a 50% trimestre: R$ 248/MWh
  - **Incentivada a 50% longo prazo: R$ 204/MWh**
  - PLD = R$ 369/MWh

1. Considera, em relação às fontes vendidas no 29º e no 30º LEN, qual a proporção já vendida em leilões (incluindo leilões anteriores) em relação à garantia física. O restante é alocado no ACR

Fonte: A.T. Kearney; Dcide (empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica)

ATKearney

Revisamos a vida útil para 100 anos (mais próxima à realidade atual das PCHs) e consideramos dois períodos de concessão

6 Premissas – Vida útil

	A Antes	B Depois
Vida Útil (anos)	60	100
Tempo de Concessão (anos)	30	60[1]
Valor Residual	Sim	Sim
Capital de Reinvestimento (R$/MWh)	0	18

Impacto:
- R$ 5,90/MWh

Comentários

- Vida útil como tempo de depreciação do ativo
- Ao final do tempo de concessão, é considerado um valor residual (proporcional ao restante da depreciação)
- O capital de reinvestimento é considerado após o período da primeira outorga (30 anos)

1. No período da segunda outorga, considera-se o pagamento do encargo referente ao Uso do Bem Público (UBP)
2. O ajuste de vida útil, apesar de realizado apenas p/ PCH/CGH, não altera a hierarquia final de LCOE das fontes. Desconsiderando-o, o LCOE de uma PCH/CGH seria entre 251 (cenário B – enquadramento apropriado ao lucro presumido apenas do segmento PCH/CGH) – 291 (cenário A).

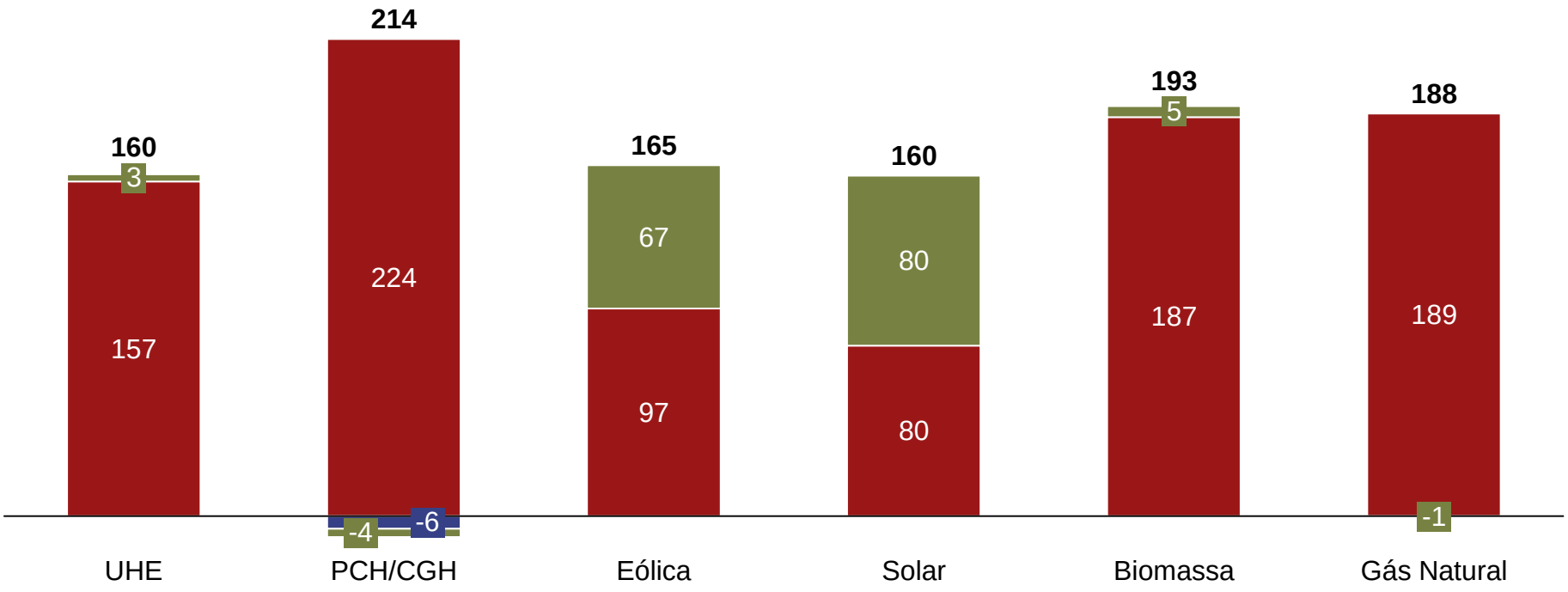
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Logo, o LCOE base para as simulações considera tanto o impacto do modelo regulatório quanto a revisão da vida útil

Premissas – LCOE por fonte

R$/MWh



Preço do Leilão (7) ACL (6) Vida Útil

LCOE é o custo da energia em que o VPL (Valor Presente Líquido) é nulo para uma taxa de desconto específica e durante um período específico

National Renewable Energy Laboratory - USA

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

A redução de 2 anos no tempo de licenciamento de PCH entre Licença Prévia e Operação geraria impacto de - R$0,50/MWh

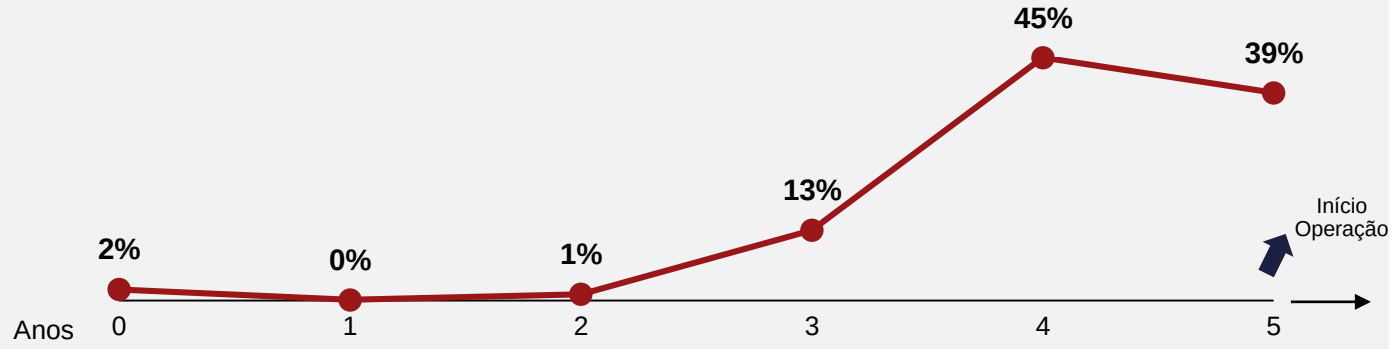
1 Premissas – Licenciamento ambiental

Curva de Desembolsos (%)

Antes

A

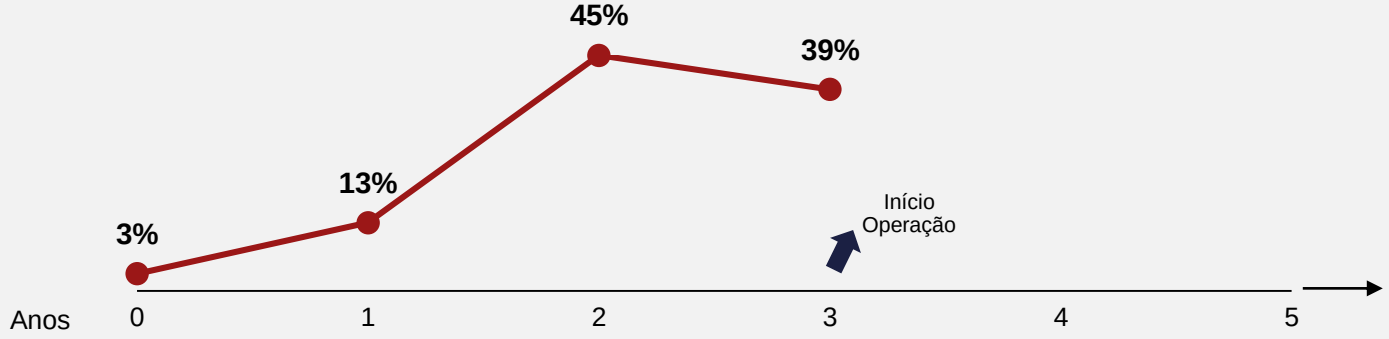
6 anos entre o início do Licenciamento e a Operação



Depois

B

4 anos entre o início do Licenciamento e a Operação



Impacto:
- R$ 0,50/MWh

1. Não considera eventuais custos extras associados à complexidade no licenciamento
Fonte: A.T. Kearney

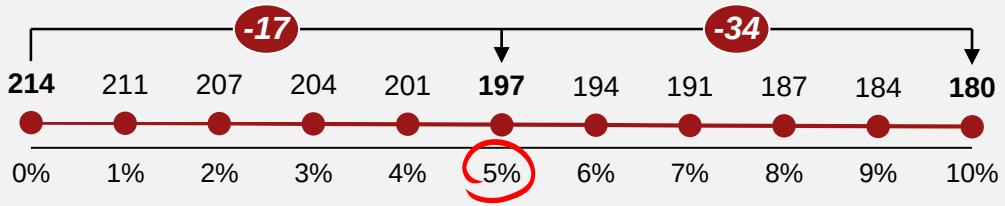
ATKearney

A redução e/ou rentabilização do CAPEX a partir da retomada do mercado de PCH poderia gerar em aprox. - R$20/MWh

2 Premissas – Redução e rentabilização do CAPEX

2.1 Aumento do fator de capacidade para maior aproveitamento hídrico

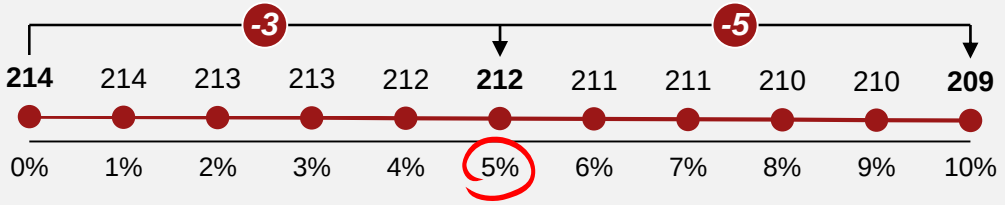
Preço de Referência (R$/MWh) vs. Aumento do Fator de Capacidade (%)



Impacto:
- R$ 16,90/MWh

2.2 Redução em CAPEX por desenvolvimento e padronização das tecnologias

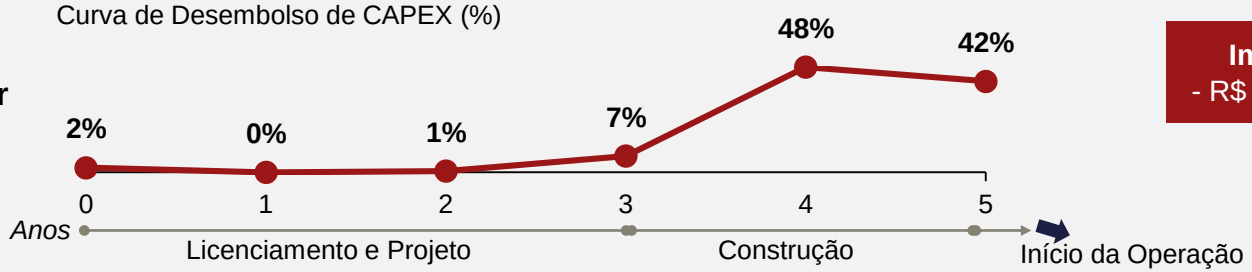
Preço de Referência (R$/MWh) vs. Redução do CAPEX (%)



Impacto:
- R$ 2,60/MWh

2.3 Redução do prazo de instalação de 29 p/ 22 meses por desenvolvimento e padronização das tecnologias

Curva de Desembolso de CAPEX (%)



Impacto:
- R$ 0,50/MWh

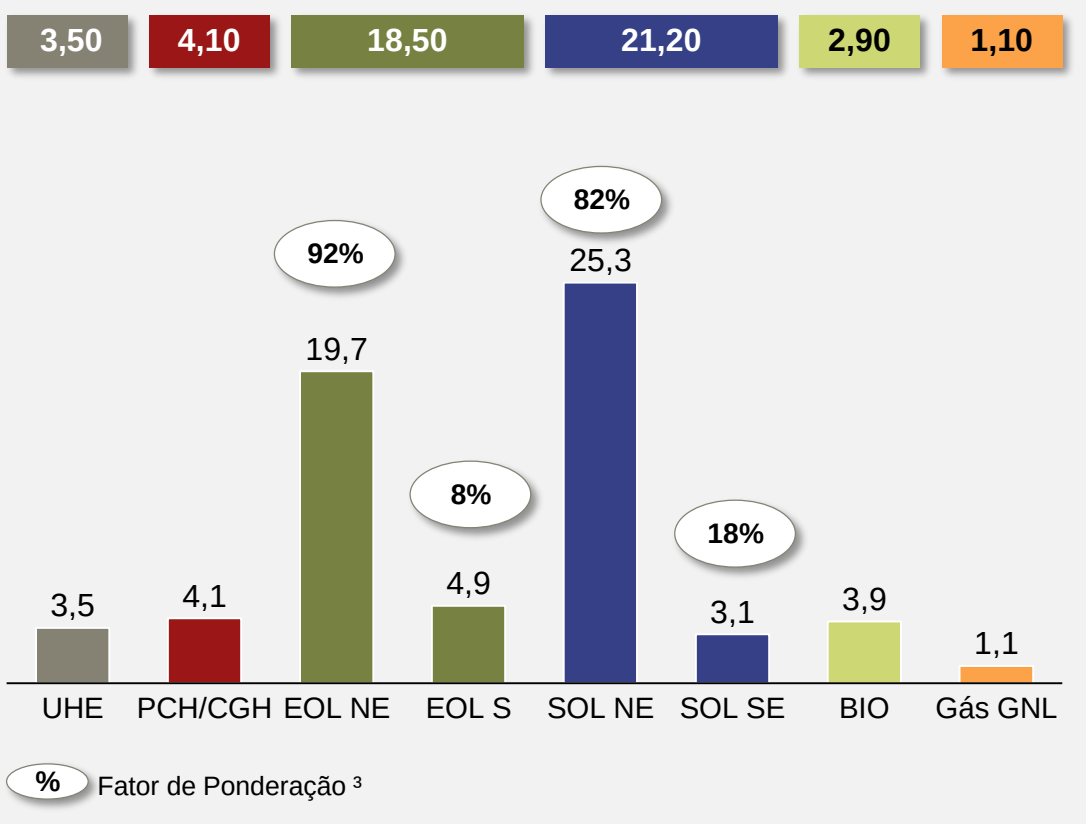
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Para o custo de financiamento, consideramos cenário padrão para todas as fontes vs. condições atuais com incentivos

3 Premissas – Financiamento[1]

Impacto (R$/MWh)



Condições de financiamento

	Cenário padrão de mercado	Nordeste (BNB)	Demais sub-mercados (BNDES)	
			Solar e Biom.	Demais fontes
Taxa de juros (a.a.)	9,90%[2]	6,50%	7,37%	7,80%
Prazo de amorti-zação	24 anos	20 anos	24 anos	24 anos
Carência	6 meses	8 anos	6 meses	6 meses

1. Considera o financiamento de 70% do investimento total (exceto para a Solar, que é considerado de 80%), um ROE de 10,9% e fatores de capacidade médios dos últimos leilões (2019)
2. Considera CDI atual de 4,50% (info Toro Investimentos) + spread 4,90%
3. Ponderação pelo mix de submercados (NE vs. outros) e tipo de gás nos leilões (últimos 5 anos)

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Dentre o mapeamento de encargos do setor, as renováveis possuem maiores incentivos vs. demais fontes energéticas

4.1 Incentivos nos encargos do setor de energia elétrica

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural	Premissas
CFURH	Isenta: AP a depender da localização do	Isenta: PIE/AP e SP com Pot. <= 10 MW	n/a	n/a	n/a	n/a	Não quantificado (n/a ao perfil)
RGR	-	(n/a: Pot. <= 5 MW)	n/a	n/a	-	(n/a: Pot. <= 5 MW)	Não quantificado (n/a ao perfil)
TFSEE	-	Isenta: Pot. <= 5 MW	Isenta: Pot. <= 5 MW	Isenta: Pot. <= 5 MW	Isenta: Pot. <= 5 MW	Isenta: Pot. <= 5 MW	Não quantificado (n/a ao perfil)
UBP	-	Isenta [1]	n/a	n/a	n/a	n/a	**1,35 R$/MWh**
P&D	Isenta: AP	Isenta	Isenta	Isenta	Isenta	Isenta: cogeração qualificada, AP e PIE/SP com Pot. <= 5 MW	**1% da Receita Líquida**
Contribuição ONS	-	Isenta: Pot. > 5 MW não despachada centralmente	Isenta: Pot. <= 5 MW e Pot. > 5 MW não despachada centralmente	Isenta: Pot. <= 5 MW e Pot. > 5 MW não despachada centralmente	Isenta: Pot. <= 5 MW e Pot. > 5 MW não despachada centralmente	Isenta: Pot. <= 5 MW e Pot. > 5 MW não despachada centralmente	**R$ 0,04/kW-ano**
Contribuição CCEE	Facultativo: Pot. <= 50 MW [2]	Facultativo [2]	Facultativo: Pot. <= 50 MW [2]	Facultativo: Pot. <= 50 MW [2]	Facultativo: Pot. <= 50 MW [2]	Facultativo: Pot. <= 50 MW [2]	Não quantificado (n/a ao perfil)
TUSD/TUST	**-**	Desconto mínimo de 50%	Desconto mínimo de 50% (Pot. <= 300 MW)	Desconto mínimo de 50% (Pot. <= 300 MW)	Desconto mínimo de 50% (Pot. <= 300 MW)	**-**	**R$ 9.794/MW-mês**

Consideradas nas simulações de custo real das fontes

SP = Serviço Público; **AP** = Autoprodutor; **PIE** = Produtor Independente de Energia Elétrica; **n/a** = Não recolhe o encargo, apesar de não configurar como incentivo
1. Em situações de renovação da outorga, a isenção deixa de existir
2. Não configura como incentivo
Fonte: A.T. Kearney; ANEEL

ATKearney

Em cenário de isonomia, a retirada dos incentivos geraria mais ~R$ 17,60/MWh p/ PCHs vs. ~R$ 18,20/MWh p/ eólicas, por ex.

4.1 Incentivos nos encargos do setor de energia elétrica

R$/MWh

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural	Premissas
CFURH							Não quantificado (n/a ao perfil)
RGR							Não quantificado (n/a ao perfil)
TFSEE							Não quantificado (n/a ao perfil)
UBP		+ 1,50					**1,35 R$/MWh**
P&D		+ 1,80	+ 3,80	+ 2,70	+ 2,60		**1% da Receita Líquida**
Contribuição ONS		0					**R$ 0,04/kW-ano**
Contribuição CCEE							Não quantificado (n/a ao perfil)
TUSD/TUST		+ 14,20	+ 14,40	+ 21,90	+ 15,50		**R$ 9.794/MW-mês**
Impacto		**+ 17,60**	**+ 18,20**	**+ 24,60**	**+ 18,10**		

Consideradas nas simulações de custo real das fontes

1. Para o cálculo do P&D, utiliza-se as simulações do estudo PSR ponderadas pelo mix de submercados dos leilões dos últimos 5 anos (a partir de 2015) e pelo LCOE aqui considerado

Fonte: A.T. Kearney; ANEEL; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

ATKearney

Eólica e solar são as fontes com mais incentivos tributários, além da apropriação "indevida" do sistema de Lucro Presumido

4.2 Incentivos nos tributos – Renováveis

Alíquotas (%)

	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa
ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços)	• Todos os bens de capital **0 – 20**[2]	• Aerogeradores, torres e pás **0**	• Gerador fotovoltaico, células solares e aquecedores solares de água **0**	• Todos os bens de capital **0 – 20**[2]
IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados)	• Turbinas e geradores **0** • Equipamentos hidromecânicos **5**	• Aerogeradores, torres e pás **0**	• Gerador fotovoltaico, células solares e aquecedores solares de água **0**	• Caldeiras e turbinas à vapor **0**
II (Imposto de Importação)	• Turbinas hidráulicas **14**	• Aerogeradores, torres e pás **0 – 14**[1]	• Gerador fotovoltaico, células solares e aquecedores solares de água **0 – 10**	• Caldeiras e turbinas à vapor **14**
Lucro Presumido[3]	• IRPJ **1,2**; CSLL **1,08** • PIS **0,65**; COFINS **3**			

1. Apenas aerogeradores de potência menor ou igual a 2.640 kW estão sujeitos aos 14%
2. Varia se operação inter ou intraestadual, os estados envolvidos na operação e de acordo com alguns programas de incentivos
3. Estão sujeitos às alíquotas do Lucro Presumido qualquer tipo de empresa, mas na prática apenas usinas de pequeno porte (com faturamento menor que R$ 78 milhões por ano) tem acesso a este benefício

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Em um cenário de isonomia, a retirada dos incentivos geraria mais ~R$ 43/MWh p/ PCHs vs. ~R$ 64/MWh p/ eólicas, por ex.

4.2 Incentivos nos tributos – Renováveis

R$/MWh

	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa
ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) [1]	-	+ 7,70	+ 12,80	-
IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) [1]	+ 1,60	+ 5,50	+ 5,40	+ 5,10
II (Imposto de Importação)	-	+ 4,30	+1,10	-
Lucro Presumido	0 a + 41,60 [2]	+ 46,00	+ 49,90	+ 20,50
Impacto (R$/MWh)	**+ 1,60 a + 43,20**	**+ 63,60**	**+ 69,20**	**+ 25,60**

1. Não são consideradas isenções estaduais
2. Um cenário desconsidera o Lucro Presumido como incentivo para as PCHs
3. Para o cálculo do ICMS, utiliza-se as simulações do estudo PSR ponderadas pelo mix de submercados dos leilões dos últimos 5 anos (a partir de 2015) e pelo perfil de usina (CAPEX e fator de capacidade) aqui considerado

Fonte: A.T. Kearney; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

ATKearney

Buscamos diversas fontes para estimar os encargos e setoriais e tributos em um cenário de isonomia

4 Fontes - Encargos e tributos do setor de energia elétrica

Não exaustivo

	Fonte
CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos)	• Lei 7.990/1989, Lei 9.427/1996 e Lei 12.783/2013
RGR (Reserva Global de Reversão)	• Decreto 41.019/1957 e Lei 12.783/2013
TFSEE (Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica)	• Lei 9.427/1996, Lei 12.783/2013, Decreto 2.410/1997 e Despacho 2.695/2019 (ANEEL)
UBP (Uso do Bem Público)	• Lei 9.427/1996 e Lei 12.783/2013
P&D (Pesquisa e Desenvolvimento)	• Lei 9.991/2000 e Lei 12.212/2010
TUSD/TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)	• Resolução Homologatória 2.409/2018 (ANEEL), Resolução Homologatória 2.259/2017 (ANEEL) e Resolução Normativa 745/2016 (ANEEL)
ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços)	• Lei Complementar 87/1996 – Convênio ICMS 101/97 – (Isenção Eólica e Solar)
IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados)	• Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) – Decreto 9.020/2017
II (Imposto de Importação)	• Tarifa Externa Comum (TEC) - tarifa aduaneira utilizada pelos países do Mercosul
Contribuição ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)	• Lei 9.648/1998 e Decreto 2.335/1997
Contribuição CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)	• Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

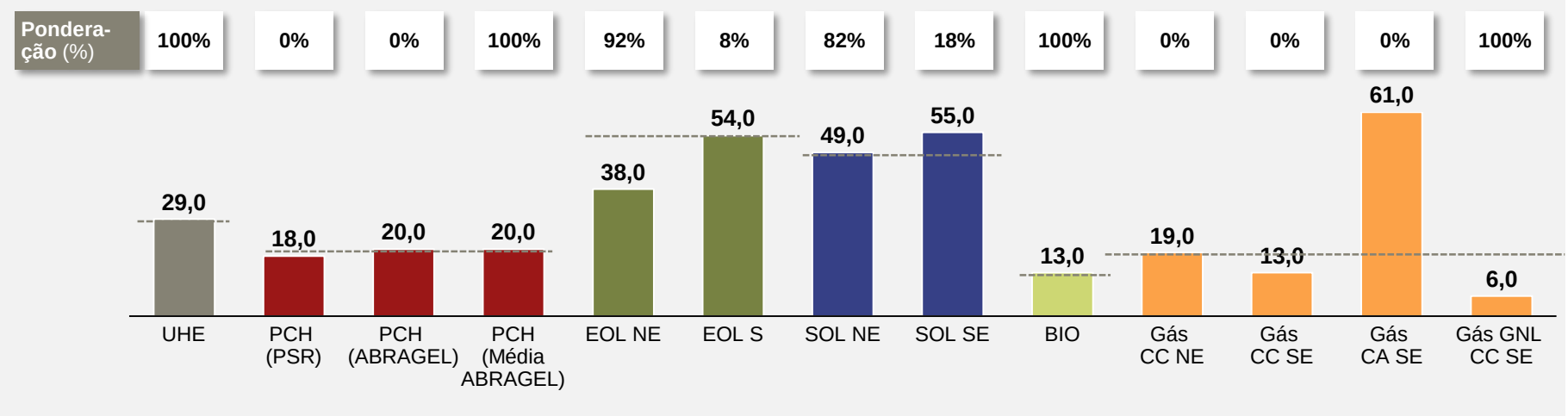
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Em relação aos custos de investimentos em infraestrutura, consideramos o impacto ponderado do estudo PSR

5.1 Premissas – Infraestrutura
Redução no LCOE (R$/MWh)

Ponderação pelo mix de submercados (NE vs. outros) e tipo de gás nos leilões (últimos 5 anos)



Impacto R$/MWh	UHE 29,00	PCH/CGH 20,00	Eólica 39,30	Solar 50,10	Biomassa 13,00	Gás Natural 6,00

Premissas

- Reserva probabilística de geração
- Equilíbrio de frequência
- Rede de transmissão
- Suporte de reativo
- Perdas

Fonte: A.T. Kearney; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

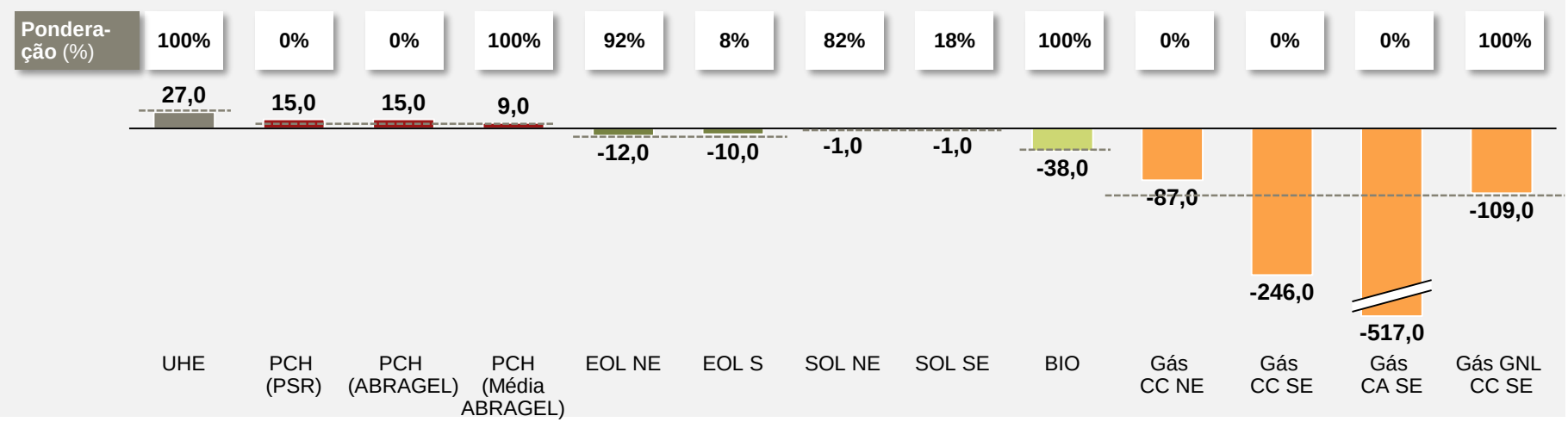
ATKearney

Em relação aos custos (promovidos ou evitados) de geração, consideramos o impacto ponderado do estudo PSR

5.2 Premissas – Serviços de Geração

Redução no LCOE (R$/MWh)

Ponderação pelo mix de submercados (NE vs. outros) e tipo de gás nos leilões (últimos 5 anos)



Impacto R$/MWh	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural
	27,00	9,00	- 11,80	- 1,00	-38,00	-109,00

Premissas

- **Serviço de modulação e sazonalização**
- **Serviço de robustez energética**
- **Serviço de confiabilidade**

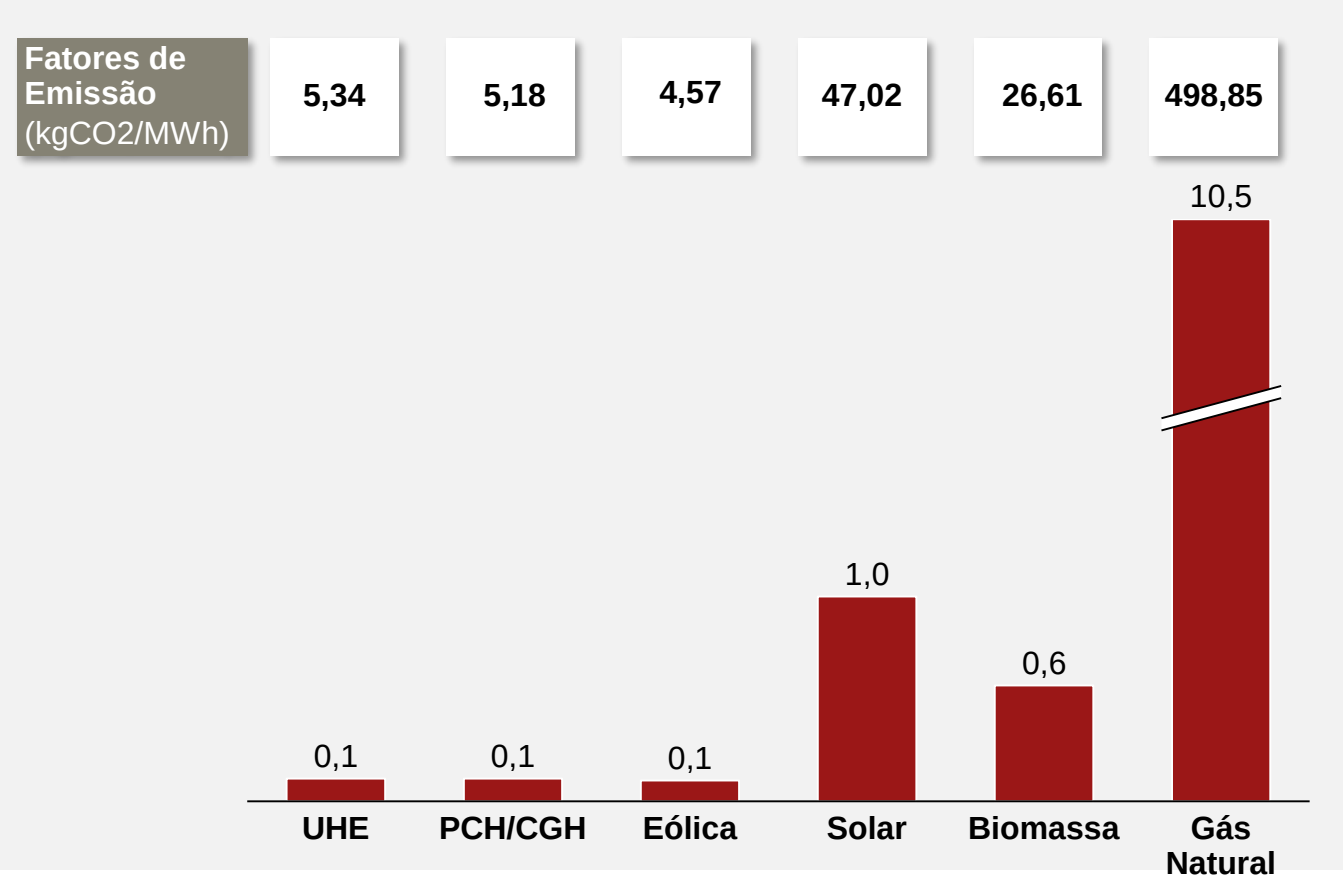
Fonte: A.T. Kearney; Estudo PSR (Atratividade de Pequenas Usinas Hidrelétricas para o Sistema Interligado Nacional)

ATKearney

Para o custo ambiental, consideramos fatores de emissão de CO2 por MWh, gerando mais ~ R$ 0,10/MWh para PCH

5.3 Premissas – Emissão de CO2

Impacto (R$/MWh)



Premissas

- Preço do Carbono:
  - **5 US$/tCO2e**
- Câmbio:
  - **4,2 R$/US$**

Fonte: A.T. Kearney; Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story, Energy (2016); Banco Mundial

ATKearney

Avaliamos diferentes fontes para entender os fatores de emissão, com impacto de R$ 0,11 – 0,25/MWh para PCH/CGH

5.3 Premissas – Emissão de Carbono

Fonte A

Metodologia de cálculo do ciclo de vida (LCA-GHG) desenvolvido com dados da *Ecoinvent*

	Fator de Emissão (kgCO2e/MWh)	Impacto (R$/MWh)
Térmica à Gás	498,85	10,48
Solar	47,02	0,99
Biomassa	26,61	0,56
UHE	5,34	0,11
PCH/CGH	5,18	0,11
Eólica	4,57	0,10

Estudo "Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story", Energy (2016)

Fonte B

Revisão da literatura de cálculo do ciclo de vida (LCA-GHG) – mais de 2 mil referências

	Fator de Emissão (kgCO2e/MWh)	Impacto (R$/MWh)
Térmica à Gás	469,0	9,85
Solar	46,0	0,97
Biomassa	37,0	0,78
Eólica	12,0	0,25
Hidrelétricas	4,0	0,08

Estudo "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation" - Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2012)

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

O estudo A calcula o impacto do ciclo de vida das fontes nas emissões de carbono, em que reajustamos a vida útil

5.3 Premissas – Emissão de Carbono

Fatores de Emissão (kgCO2e/MWh)

Fonte A	*Upstream* (Ciclo de vida de combustíveis e matérias-primas)	*Downstream* (Operação, transmissão e distribuição)	Infraestrutura (Construção e instalação das usinas e ciclo de vida dos equipamentos necessários)		Fator de Emissão Total	Tempo de vida ajustado	Novo Fator de Emissão
			Fatores ajustados pelo tempo	Tempo de vida considerado			
Térmica a Gás Natural	21,81	476,96	0,05	40	498,82	25	**498,85**
Solar Fotovoltávica	-	-	26,87	35	26,87	20	**47,02**
Térmica a Biomassa (Bagaço de Cana)	21,53	2,64	2,03	30	26,19	25	**26,61**
Hidrelétricas (>300 MW)	-	-	15,90	40	15,90	100	**6,36**
Hidrelétricas (30–300 MW)	-	-	12,85	40	12,85	100	**5,14**
Hidrelétricas (<30 MW)	-	-	12,94	40	12,94	100	**5,18**
Eólica *offshore*	-	-	4,76	20	4,76	20	**4,76**
Eólica *onshore*	-	-	4,37	20	4,37	20	**4,37**

Fonte: A.T. Kearney; Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story, Energy (2016) – LCA-GHG desenvolvido com dados da Ecoinvent e outros estudos

ATKearney

O estudo B compila a literatura relevante sobre emissões de carbono, com quantificação mín., máx. e média por fonte

5.3 Premissas – Emissão de Carbono

Fatores de Emissão (kgCO2e/MWh)

Fonte B

	Min	25º percentil	50º percentil	75º percentil	Max
Térmica a Gás Natural	290	422	**469**	548	930
Solar Fotovoltávica	5	29	**46**	80	217
Térmica a Biomassa	-633	360	**18**	37	75
Eólica	2	8	**12**	20	81
Hidrelétrica	0	3	**4**	7	43

Fonte: A.T. Kearney; Estudo “Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation” - Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

ATKearney

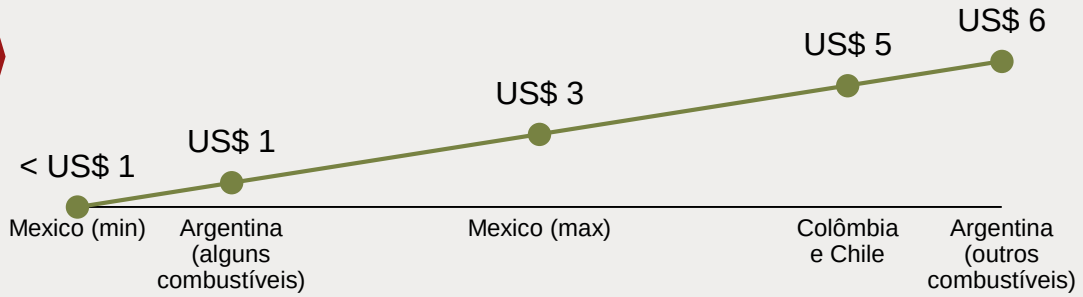
Para precificar o carbono, buscamos os preços praticados no mercado global, adotando o mais próximo ao cenário Brasil

5.3 Premissas – Emissão de Carbono

Cenário de Precificação de Carbono

A nível governamental (Mundo)

- Variação entre US$1 – 127 /tCO2e
- Mais da metade com preço **menor que US$ 10 /tCO2e**
- **Países latino-americanos** com precificação de até US$ 6/tCO2e



Empresas do setor (Brasil)

- Algumas empresas brasileiras do setor já usam precificações internas:
  - Eletrobrás US$ 5/tCO2e
  - CEMIG US$ 0,95/tCO2e

Preço escolhido:

US$ 5 /tCO2e

1. Com o câmbio de R$ 4,2 /US$, o preço do carbono é de R$ 21 /tCO2e

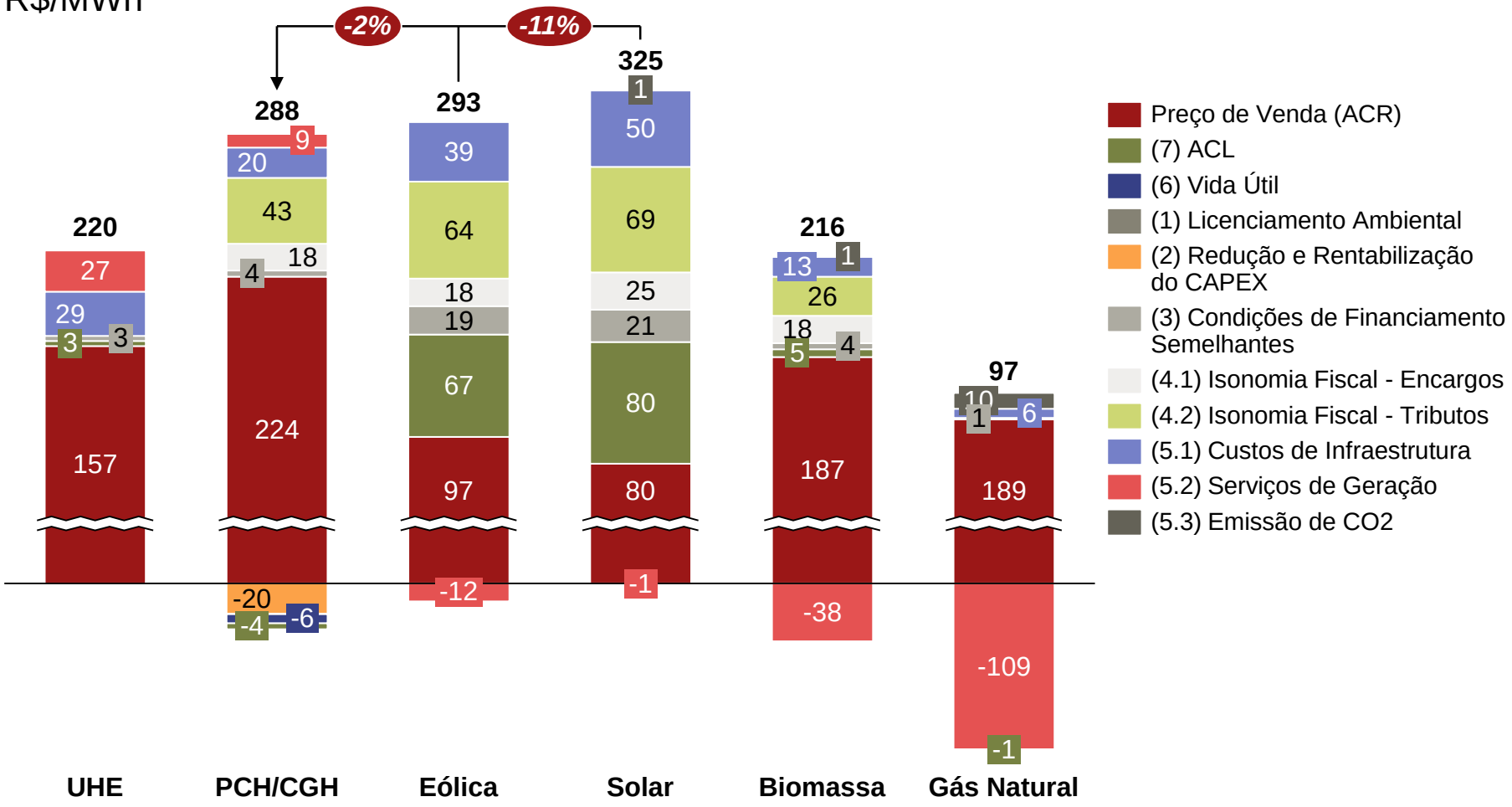
Fonte: A.T. Kearney; Estudo World Bank Group "State and Trends of Carbon Pricing 2019"; Guia CDP "Navegando por cenários de precificação de carbono"

As simulações resultam em um preço final de R$ 288/MWh p/ PCH, que é ~ 2% menor vs. eólica e ~ 11% menor vs. solar

Preço revisado – Comparação entre fontes

R$/MWh

Cenário A



Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Cenário A (retirada de Lucro Presumido para todas as fontes)

Quantificação das hipóteses por fonte

R$/MWh

Cenário A

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural
Preço de Venda (ACR)	**157**	**224**	**97**	**80**	**187**	**189**
(7) ACL	3	-4	67	80	5	-1
(6) Vida Útil	0	-6	0	0	0	0
LCOE	**160**	**214**	**165**	**160**	**192**	**188**
(1) Licenciamento Ambiental	0	-0,4	0	0	0	0
(2) Redução e Rentabilização do CAPEX	0	-20	0	0	0	0
(3) Condições de Financiamento Semelhantes	3	4	19	21	4	1
(4.1) Isonomia Fiscal – Encargos	0	18	18	25	18	0
(4.2) Isonomia Fiscal – Tributos	0	43	64	69	26	0
(5.1) Custos de Infraestrutura	29	20	39	50	13	6
(5.2) Serviços de Geração	27	9	-12	-1	-38	-109
(5.3) Emissão de CO2	0,1	0,1	0,1	1	1	10
LCOE Ajustado	**220**	**288**	**293**	**325**	**216**	**97**

Fonte: A.T. Kearney

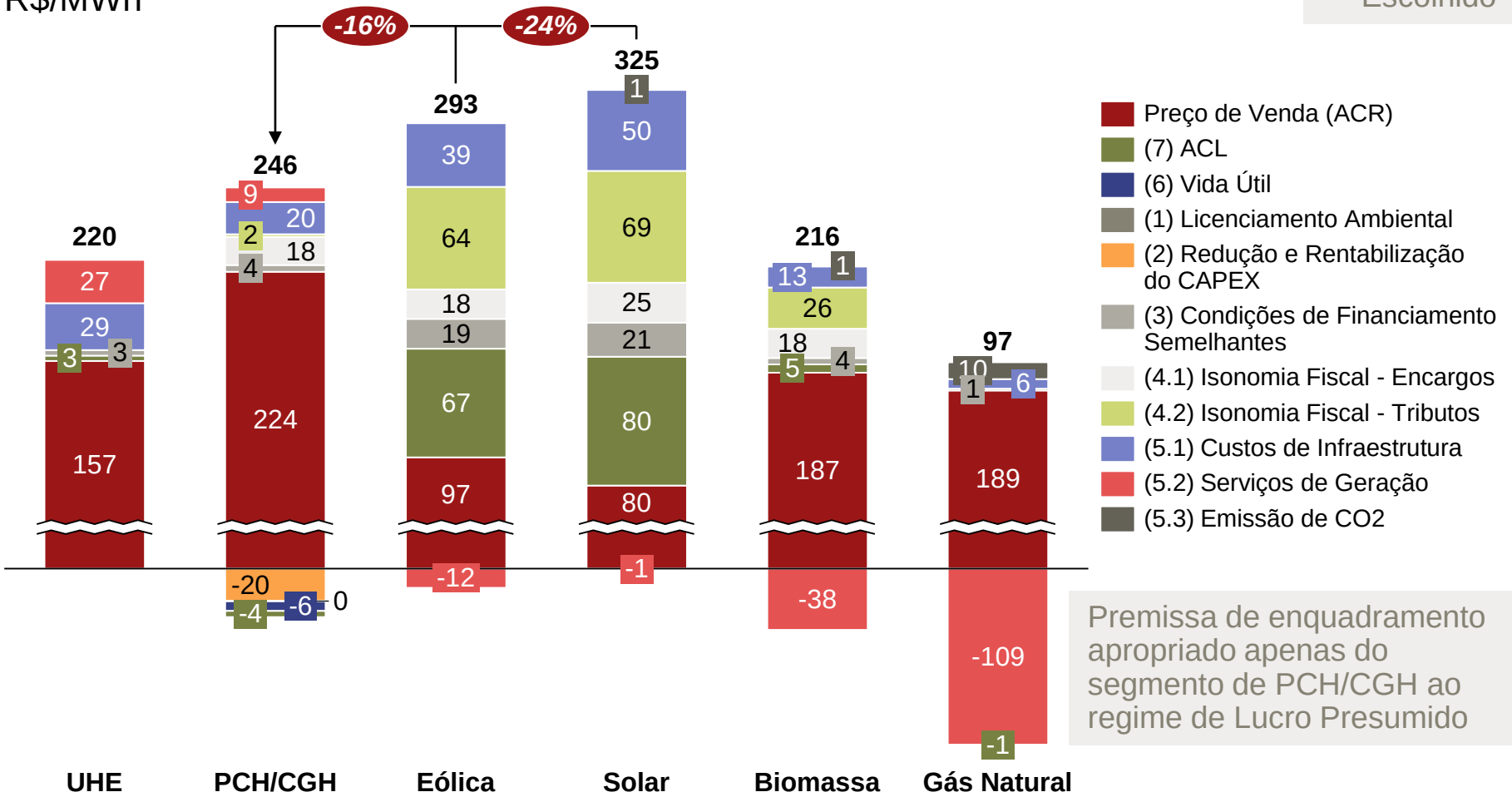
ATKearney

Se mantivermos o regime de Lucro Presumido para PCHs, estas se encontrariam ~ 16 – 24% abaixo de eólicas e solares

Preço revisado – Comparação entre fontes (com Lucro Presumido)

R$/MWh

Cenário B – Escolhido



Premissa de enquadramento apropriado apenas do segmento de PCH/CGH ao regime de Lucro Presumido

Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

Cenário B (manutenção do regime de Lucro Presumido para PCH/CGH)

Quantificação das hipóteses por fonte

R$/MWh

Cenário B – Escolhido

	UHE	PCH/CGH	Eólica	Solar	Biomassa	Gás Natural
Preço de Venda (ACR)	**157**	**224**	**97**	**80**	**187**	**189**
(7) ACL	3	-4	67	80	5	-1
(6) Vida Útil	0	-6	0	0	0	0
LCOE	**160**	**214**	**165**	**160**	**192**	**188**
(1) Licenciamento Ambiental	0	-0,4	0	0	0	0
(2) Redução e Rentabilização do CAPEX	0	-20	0	0	0	0
(3) Condições de Financiamento Semelhantes	3	4	19	21	4	1
(4.1) Isonomia Fiscal – Encargos	0	18	18	25	18	0
(4.2) Isonomia Fiscal – Tributos	0	2	64	69	26	0
(5.1) Custos de Infraestrutura	29	20	39	50	13	6
(5.2) Serviços de Geração	27	9	-12	-1	-38	-109
(5.3) Emissão de CO2	0,1	0,1	0,1	1	1	10
LCOE Ajustado	**220**	**246**	**293**	**325**	**216**	**97**

Fonte: A.T. Kearney

Agenda

- Desafios à competitividade e expansão de PCH/CGH
- Iniciativas de transformação de PCH/CGH
- Benchmarking nacional e internacional para algumas iniciativas
- Simulações das iniciativas no preço das fontes
- **Quantificação dos benefícios para o país**

As PCHs destacam-se entre as fontes renováveis por uma série de características positivas na sua geração e operação

Principais características e vantagens das PCHs

- Bem revertido para a união sem indenização (ativos com até ~ 100 anos de vida útil)
- Tecnologia e cadeia produtiva consolidada, 100% nacional
- Energia renovável não intermitente: banca a própria sazonalidade
- Geração distribuída, próxima do ponto de carga: redução de perdas no SIN e evita/posterga LT e S/E
- Despachável em curto período: horário de ponta
- Fator de capacidade médio de ~ 60%: melhor utilização da transmissão
- Dinamização dos municípios em que se instala: fomento da economia local: turismo, empregos, etc
- Baixos impactos ambientais: baixos níveis de emissão de gases em todo ciclo de vida, construção de APPs, etc

Fonte: A.T.Kearney

ATKearney

Avaliamos 07 grupos de benefícios ao país, c/ geração de receita e empregos, desenvolvimento de municípios e sustentabilidade

Benefícios socioeconômicos de empreendimentos PCH/CGH

1 **Bem da União**	• Avaliação do benefício gerado pelas hidrelétricas serem revertidas para a sociedade após o fim das outorgas
2 **Geração de receita**	• Análise da geração de receita ao país, considerando: – Receitas diretas: receita com a geração de energia (etapa de operação) – Receitas indiretas: receita obtida nos elos da cadeia, mas não diretamente relacionada à geração (estudos, equipamentos e construção civil)
3 **Geração impostos**	• Análise da geração de impostos ao país, considerando a incidência de impostos em cada uma das etapas da cadeia de valor (estudos – equipamentos & construção civil – operação)
4 **Geração de empregos** (diretos e indiretos)	• Análise comparativa entre fontes renováveis da geração de empregos em toda a cadeia de valor, a saber: estudos pré-projeto, construção civil e operação & manutenção (O&M) • Divisão do impacto em geração de empregos diretos (gerados no próprio setor-fim) e indiretos (gerados ao longo da cadeia de valor do setor-fim)
5 **Desenvolvimento dos municípios**	• Análise, através de indicadores socioeconômicos, do desenvolvimento dos municípios ao longo dos anos em que PCH/CGH foram instaladas • Indicadores considerados: – IDHM: Índice de Desenvolvimento Humano dos Municípios – Índice de Gini – IFDM: Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal – Renda per Capita
6 **Sustentabilidade**	• Índice que considera variáveis ambientais, sociais, econômicos e político-institucionais para medir os atributos de sustentabilidade de cada fonte energética
7 **Meio Ambiente e APPs**	• Construção de usinas cria APP[1] ("Áreas de Preservação Permanente"), seguindo a lei 12.651/2012 (que ampara a Resolução CONAMA 302/2002)

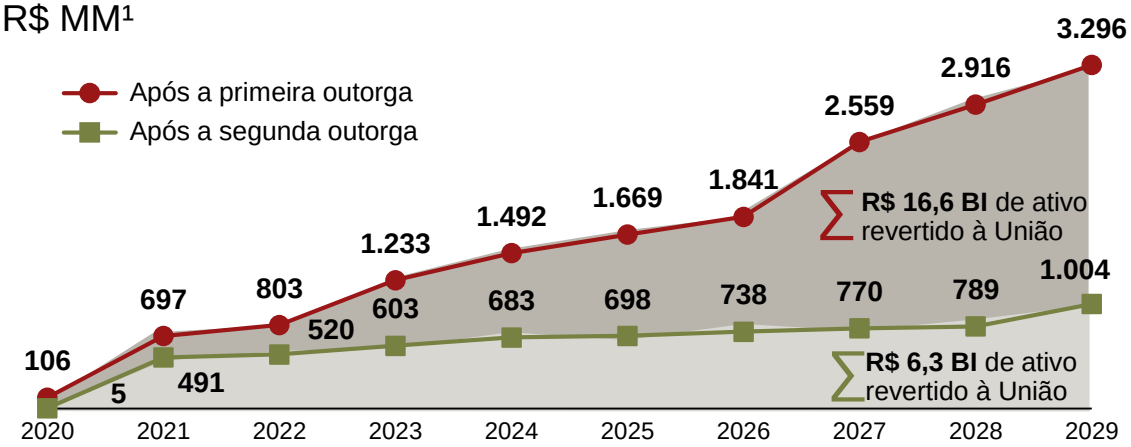
Fonte: A.T. Kearney

ATKearney

As hidrelétricas são revertidas para a sociedade após o fim das outorgas, o que só é possível devido à longa vida útil da fonte

1 Benefícios socioeconômicos – Bem da União

Estimativa do bem não-depreciado revertido à União
R$ MM[1]



Premissas de Cálculo

- Considera usinas **PCH/CGH** atualmente em operação no SIN
- **30 anos de outorga**, com a possibilidade de renovação por mais 30
- Valor revertido do bem público de ~64 R$/MWh[2] após a segunda outorga
  - Após o final da primeira outorga há ainda **70% do ativo a depreciar,** e após o final da segunda **40%,** se considerarmos uma vida útil total de 100 anos
  - Remuneração de capital próprio (ROE) de 10,9%

Reversão de Hidrelétricas

- A fonte hidrelétrica é a única com reversibilidade do bem à União hoje
  - "São **bens da União**: …VIII – os potenciais de energia hidráulica;" – Art. 20 Constituição Federal 1988
  - "**Extinta a concessão, retornam ao poder concedente todos os bens reversíveis**, direitos e privilégios transferidos ao concessionário..." – Art. 35 Lei das Concessões 8987/95
- A reversibilidade, somado à vida útil que alcança 100 anos, permite a operação de usinas por mais 70 após o final da primeira outorga
  - O National Renewable Energy Laboratory (EUA, 2017) estima a vida de usinas hidrelétricas como superior a 100 anos, além de existirem usinas na matriz brasileira que já superaram esse tempo

1. Valores nominais
2. Considera Capex médio de 7.040 R$/kW e 56% de fator de capacidade
Fonte: A.T. Kearney; ANEEL (Dados BIG); Estimating the Impact of Residual Value for Electricity Generation Plants on Capital Recovery, Levelized Cost of Energy, and Cost to Consumers" – US National Renewable Energy Laboratory

ATKearney

A receita pré-operação de energia foi calculada com base no CAPEX dos leilões entre 2014 e 2019 e na curva de desembolso

2 Geração de receita ao país – Cálculo e fontes Pré-Operação
2019

Ilustrativo

Pré-operação: estudos e construção → **Operação**

A	**Receita**	A receita advinda da pré-operação (etapas de estudo e construção) provém do **CAPEX de cada projeto** de usina entre 2014 e 2019, considerando o ano de análise (2019)
B	**Alocação nas etapas**	Para identificação de qual o % do CAPEX a ser considerado, avalia-se **o ano do leilão, o formato do leilão (e.g.: A-5), e a curva de desembolso por fonte**
C	**Exemplo**	Receita considerada para a Usina do **leilão de 2015, formato A-5,** da empresa **Atiaia**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Estudo	4%	4%	2%	0%	0%	
Construção	0%	0%	16%	37%	37%	
	▲ Leilão					

CAPEX R$ 185 MM

1. Atualizados a preços de 2019 pelo IPCA acumulado durante o período para cada ano
2. Considera ~ 3 anos de estudo e construção para Eólica e Solar e ~ 5 anos para Biomassa e PCH/CGH

Fonte: A.T. Kearney; Aneel

ATKearney

A receita da geração de energia foi calculada com base na energia gerada no país (2019) e na média dos preços de leilão

2 Geração de receita ao país – Cálculo e fontes Operação 2019

Ilustrativo

Pré-operação: estudos e construção → **Operação**

	Energia gerada (MWh)	Preço médio (R$ MWh)	Capac. Instalada (MW)	Receita gerada por MW – Operação (R$/MW)
	1	2	3	4
PCH/ CGH	27.841.812	225	5.649	1.107.272
Biomassa	59.396.671	246	14.697	993.786
Eólica	63.398.156	182	15.259	757.968
Solar	5.439.915 x	288 :	2.268 =	691.277

Considerações

1	Conversão da capacidade instalada do país em energia gerada, considerando fatores de capacidade médios das usinas novas que participaram de leilões entre 2004 e 2019 – em MWh
2	Preço médio dos leilões de energia nova entre 2004 e 2019[1] – em R$/MWh
3	Capacidade instalada atual da matriz energética brasileira (2019) por fonte, disponibilizada pela Aneel – em MW
4	Receita gerada em 2019 com a geração de energia por fonte – em R$/MW

1. Atualizados a preços de 2019 pelo IPCA acumulado durante o período para cada ano
Fonte: A.T. Kearney; Aneel

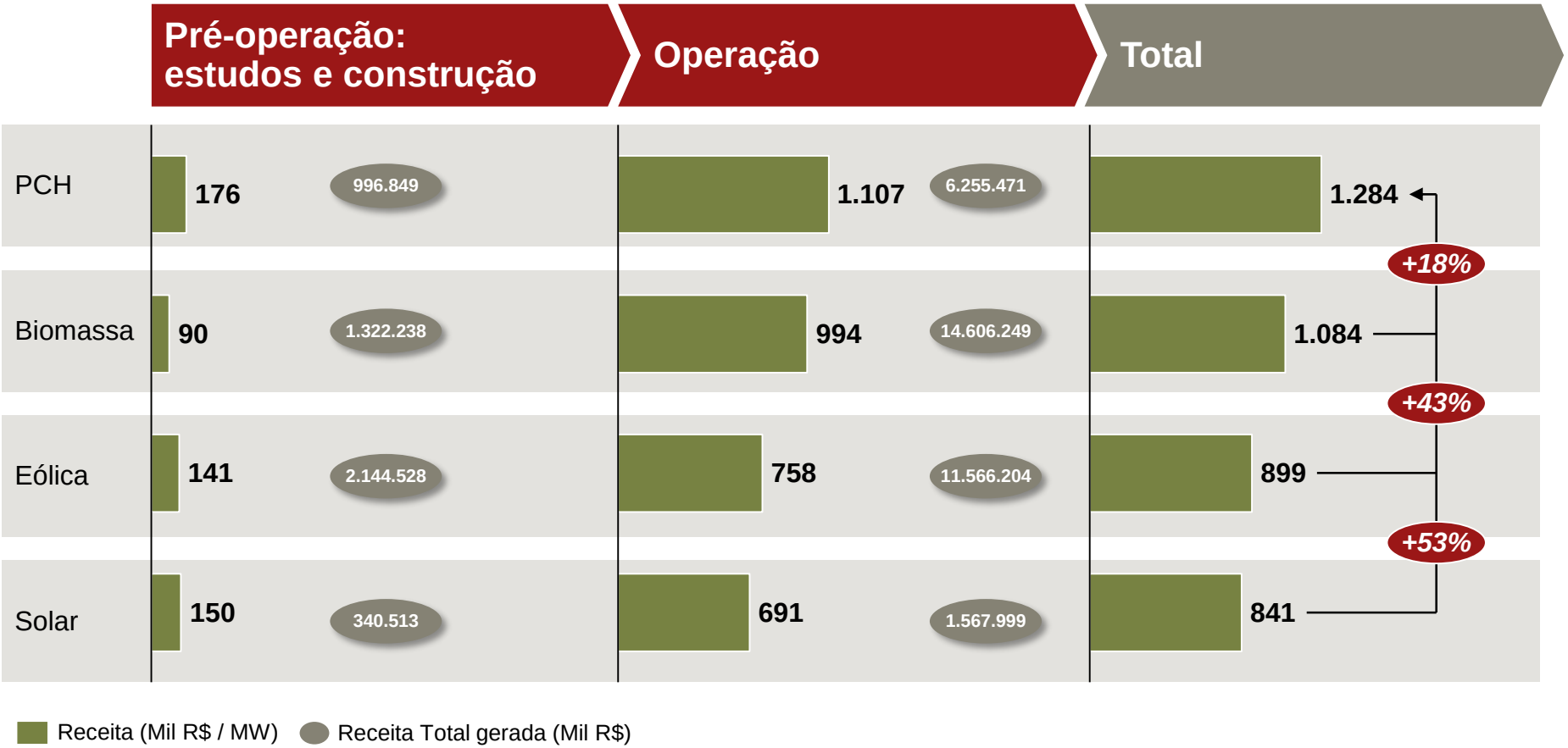
ATKearney

PCH é a fonte renovável que mais gera receita ao país: 18 – 53% a mais vs. outras consideradas (em R$/MW instalado)

2 Geração de receita ao país – Resultados por fonte

2019, Mil R$/MW instalado

Visão R$ mil/MW instalado



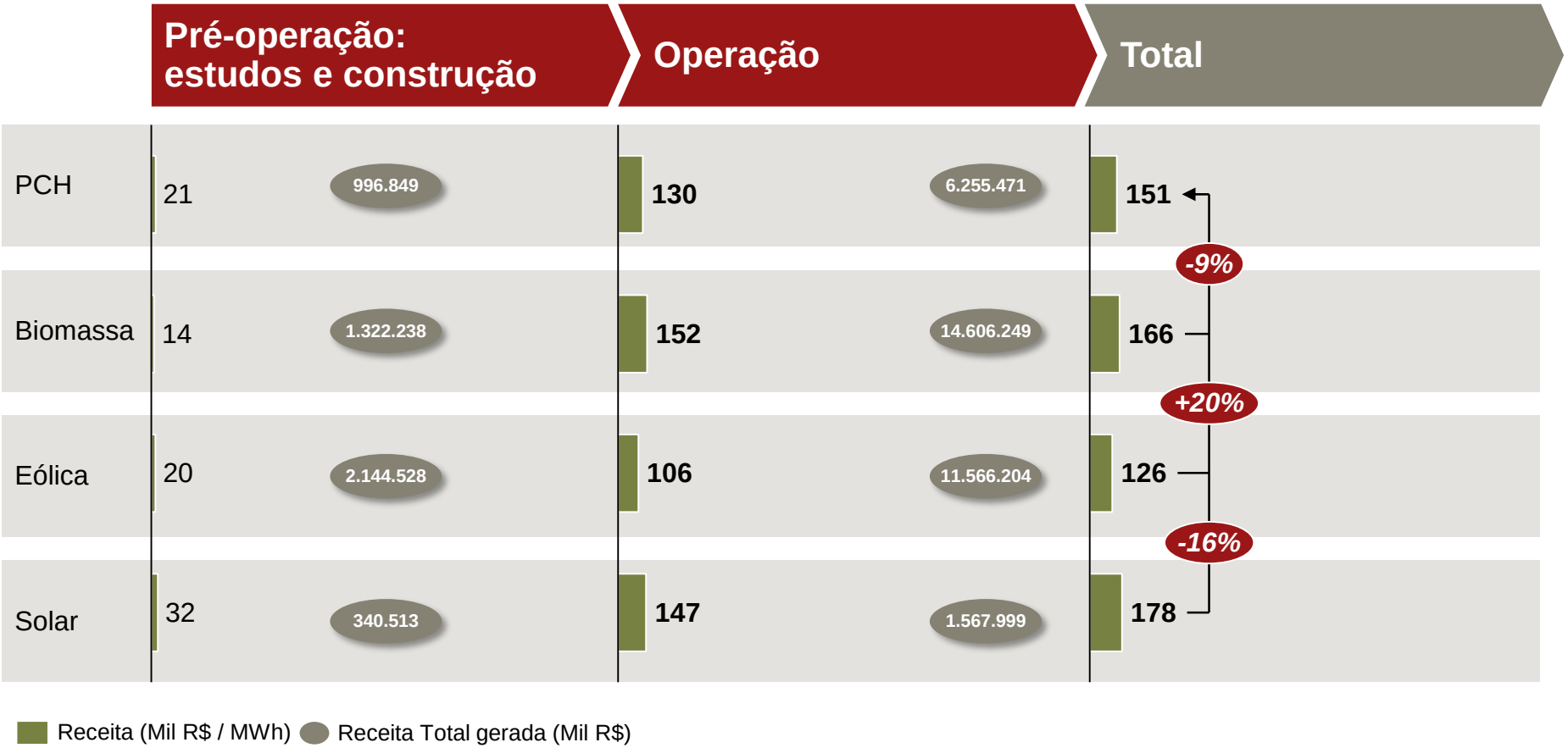
Fonte: A.T. Kearney; ANEEL

Avaliando por R$/MWh, Solar é a fonte que mais gera receita ao país, pelo menor fator de capacidade entre as renováveis

2 Geração de receita ao país – Resultados por fonte

2019, Mil R$/MWh

Visão R$ mil/MWh



Fonte: A.T. Kearney; ANEEL

Fontes eólica/solar tem isenções de impostos, o que afeta sua capacidade de geração de renda na etapa de equipamentos

3 Geração de impostos ao país – Cálculo e fontes

	Estudos	Equipamentos	Construção / Instalação	Operação[1]
PCH	• ISS: 5%	• ICMS: 0% - 20% • IPI: 0 – 5%	• ISS: 5%	• IRPJ: 1,2% • CSSL: 1,08% • PIS: 0,65% • COFINS: 3%
Biomassa	• ISS: 5%	• ICMS: 0% - 20% • IPI: 0 – 5%	• ISS: 5%	• IRPJ: 1,2% • CSSL: 1,08% • PIS: 0,65% • COFINS: 3%
Eólica	• ISS: 5%	• ICMS: 0% • IPI: 0% • II: 0-14%	• ISS: 5%	• IRPJ: 1,2% • CSSL: 1,08% • PIS: 0,65% • COFINS: 3%
Solar	• ISS: 5%	• ICMS: 0% • IPI: 0% • II: 0-10%	• ISS: 5%	• IRPJ: 1,2% • CSSL: 1,08% • PIS: 0,65% • COFINS: 3%

Isenção de impostos Sem isenção

Isenção de ICMS e IPI diminui a geração de renda ao país

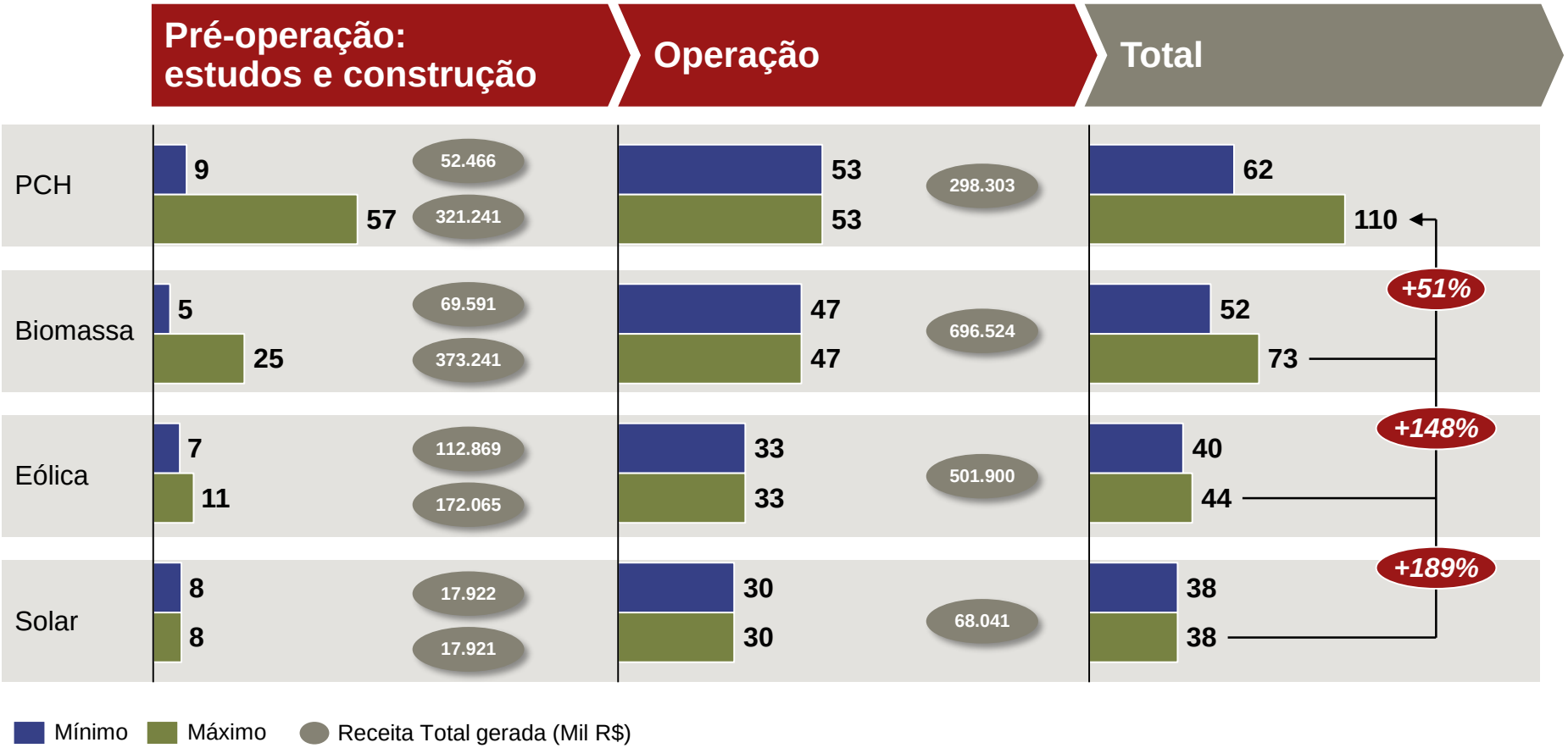
1. Considera Lucro Presumido em 100% dos casos analisados
Fonte: A.T. Kearney; Aneel

PCH é a fonte renovável que mais arrecada impostos ao país: 51 – 189% vs. outras consideradas (em R$/MW instalado)

3 Geração de impostos ao país – Resultados por fonte

2019, Mil R$/MW instalado

Visão R$ mil/MW instalado



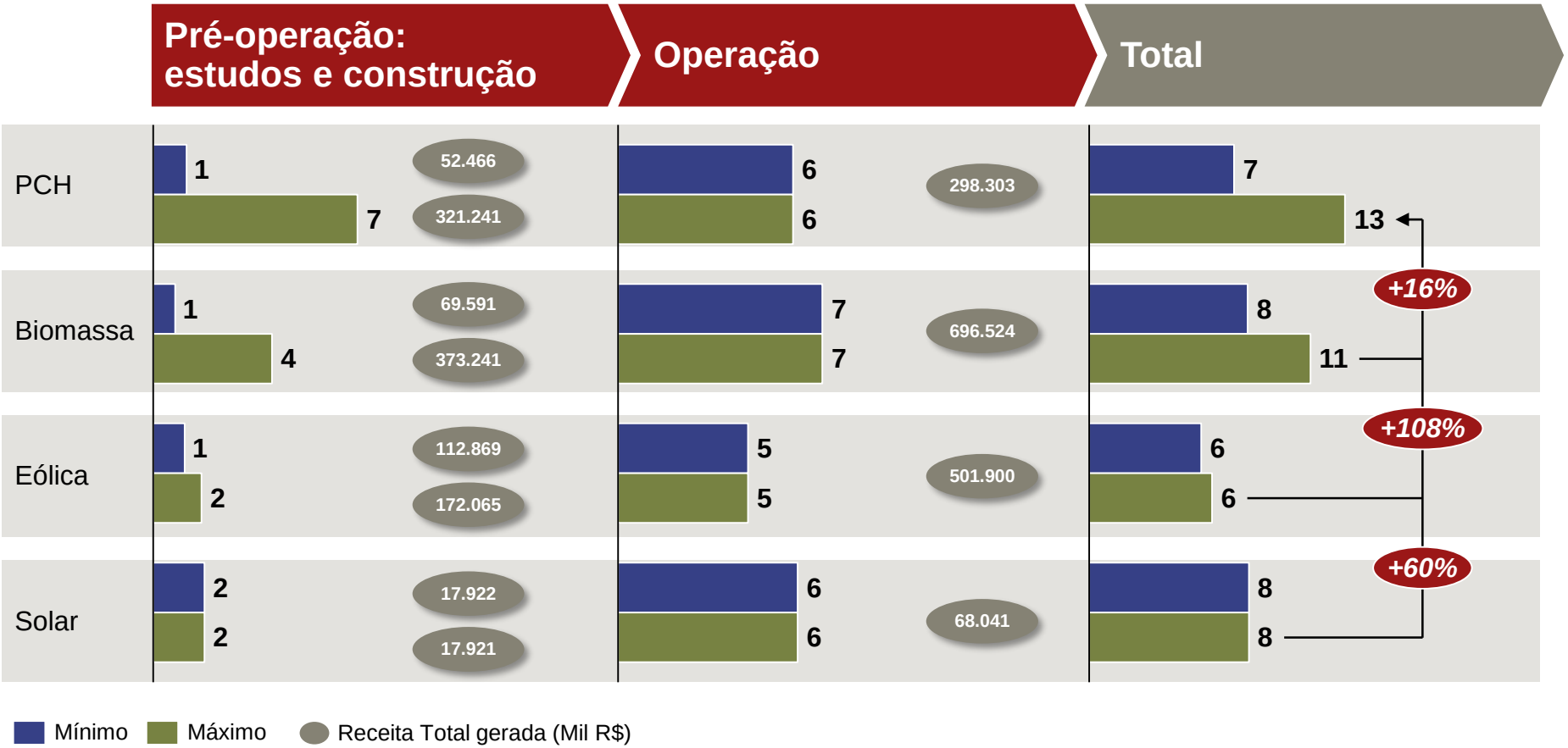
Fonte: A.T. Kearney

Em R$/MWh, PCH se mantém como fonte renovável que mais arrecada impostos ao país: 16 – 108% vs. outras consideradas

3 Geração de impostos ao país – Resultados por fonte

2019, Mil R$/MWh

Visão R$ mil/MWh



Fonte: A.T. Kearney

Segmentamos a geração de empregos em três etapas com premissas específicas mapeadas em entrevistas e estudos

4 Geração de empregos diretos e indiretos

	Estudos	Construção / Instalação	Operação e Manutenção
PCH	• Mín.: Média de amostra de projetos de PCHs existentes com dados de empregos divulgados – Usinas: Novo Horizonte, Tamboril, Recanto, Cerquinha III, Cachoeira Cinco Veados • Máx.: Entrevista com associados e estudo setorial realizado pela UNIFEI		
Solar	• Mín: IRENA – Geração de empregos no país e capacidade instalada total no ano • Máx: ABSOLAR – Estimativa realizada pela Associação acerca da geração de empregos da fonte com base em projetos existentes		
Eólica	• Mín: IRENA – Geração de empregos no país e capacidade instalada total no ano • Máx: ABEEÓLICA – Estimativa realizada pela Associação acerca da geração de empregos da fonte		
Biomassa	• Mín e Máx.: Valores mínimo e máximo de amostra de projetos de Biomassa existentes com dados de empregos divulgados		

Fonte: A.T. Kearney; UNIFEI; IRENA; ABEEÓLICA; ABSOLAR; Entrevistas com especialistas; Clippings

PCH/CGH geram pelo menos 1x a 3x mais empregos diretos e indiretos (cenário mínimo) por MW instalado ponderado no ano

4 Geração de empregos diretos e indiretos

empregos / MW instalado

Visão # empregos/MWh

Diretos | Indiretos | # Qntd. de anos em cada fase | # Qntd. de empregos / MW instalado / ano (cenário mín)

Fonte: A.T. Kearney; UNIFEI; IRENA; ABRAGEL; ABEEÓLICA; ABSOLAR; Entrevistas com especialistas; Clippings

PCH/CGH geram pelo menos 1,6x a 2,8x mais empregos diretos e indiretos (cenário mínimo) por MWh

4 Geração de empregos diretos e indiretos

empregos / MWh

Visão # empregos/MWh

		Estudos		Construção Civil		Operação e Manutenção		Total		
PCH	Min	0,18	2,6	4,92	2,4	0,08	30	5,18	0,42	
	Max	0,52		6,33		0,50		7,35		+1x / +1,6x
Solar	Min	0,21	1,3	2,98	1	0,14	20	3,33	0,27	
	Max	0,26		3,46		0,17		3,89		+2,7x / +2,8x
Eólica	Min	0,07	2	1,61	1,5	0,05	20	1,73	0,15	
	Max	0,12		1,93		0,06		2,11		+5,3x / +2,2x
Biomassa	Min	0,08	2,6	1,40	2	0,11	25	1,58	0,19	
	Max	0,08		1,61		0,11		1,80		

Diretos + Indiretos # Qntd. de anos em cada fase # Qntd. de empregos / MWh (cenário mín)

Fonte: A.T. Kearney; UNIFEI; IRENA; ABRAGEL; ABEEÓLICA; ABSOLAR; Entrevistas com especialistas; Clippings

ATKearney

No Brasil, Biocombustíveis e Hidrelétrica responderam por +90% da geração de empregos em Renováveis em 2018

4 Geração de empregos diretos e indiretos por país/região[1]

mil empregos, em 2017 e 2018

	Mundo	China	Brasil	EUA	Índia	UE
Solar	41% 4.440	71% 2.875	5% 57	28% 242	19% 136	10% 125
Biocombustíveis	29% 3.184	9% 382	74% 832	46% 397	25% 178	55% 662
Hidrelétrica	19% 2.054	8% 308	18% 203	8% 67	48% 347	6% 74
Eólica	11% 1.160	13% 510	3% 34	13% 114	8% 58	26% 314
Geotérmica	1% 94	0% 3		4% 35		2% 23
Total	100% 10.932	100% 4.078	100% 1.126	100% 855	100% 719	100% 1.198

Comentários

- No Brasil, a geração de empregos em renováveis cresceu 4,5% em 2018
- Os biocombustíveis possuem alta geração de empregos, devido à cadeia de suprimentos agrícola. Apesar da mecanização diminuir gradativamente a força de trabalho empregada com etanol, este declínio foi mais do que compensado pela expansão de operações de biodiesel
- A hidrelétrica é o segundo maior empregador do Brasil em Renováveis, seguida à distância pelas eólicas e solares, dois setores em que o emprego permaneceu semelhante a 2017

1. Por país ou região, os maiores empregadores em termos de energias renováveis foram China, União Europeia, Brasil, EUA e Índia

Fonte: Kearney; Renewables 2019 – Global Status Report (REN21)

A base de PCH/CGH operantes foi analisada com índices que refletem a evolução socioeconômica dos municípios

5 Benefícios socioeconômicos – Bases e parâmetros

Base PCH e CGH operando	• Base de dados com mapeamento de todas as usinas (PCH e CGH) disponibilizada pela Aneel • No Brasil existe 719 CGH e 425 PCH em operação • Base disponibiliza o município de localização de cada usina, a data de início da operação e a capacidade instalada de cada usina
A **IDHM**	• IDHM (Índice de Desenvolvimento Humano dos Municípios) é calculada pelo PNUD Brasil, IPEA e Fundação João Pinheiro com base nos Censos do IBGE de 1991, 2000 e 2010 • IDHM é uma medida de: – Longevidade: calculado pela expectativa de vida ao nascer – número médio de anos que população viveria a partir do nascimento considerando mesma taxa de mortalidade daquele ano – Educação: obtido pelo índice de alfabetização e nível de escolarização da população – Renda: calculado pela renda municipal per capita
B **Índice de Gini**	• Índice de Gini indica o nível de concentração de renda de uma região, que é proxy para teor de desigualdade. Varia de 0 (população apresenta a mesma renda) a 1 (renda concentrada) • Calculado através dos dados de população e renda
C **IFDM**	• IFDM (Índice Fiirjan de Desenvolvimento Municipal) analisa o desenvolvimento socioeconômico dos municípios e é calculado pela Federação das Indústrias do Rio de Janeiro • IFDM é uma medida de: – Emprego & Renda: Geração de emprego formal, geração de renda, índice Gini etc. – Educação: Atendimento à educação infantil, abandono ensino fundamental, docentes com ensino superior no ensino fundamental etc. – Saúde: Proporção de atendimento adequado pré-natal, óbitos por causas mal definidas, internação sensível à atenção básica etc.
D **PIB per Capita**	• PIB per capita é calculado pelo Produto Interno Bruto de um município pela população do município

Base de dados Indicadores

Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE; FIRJAN

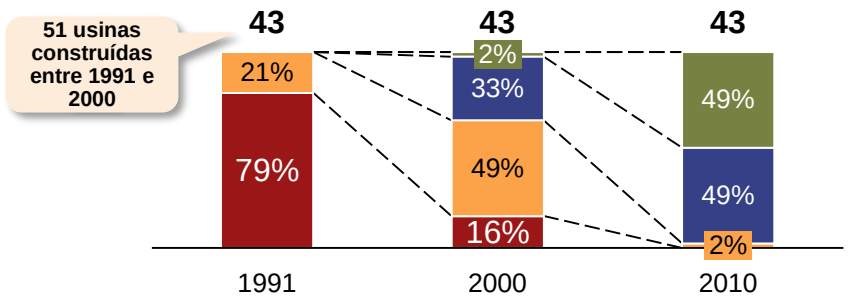
Nos últimos anos houve melhora generalizada do IDHM, com destaque para os municípios que tiveram PCH iniciando operação

5A Benefícios socioeconômicos – Análise IDHM

Evolução IDHM – Operação 1992 e 2000

Municípios com usinas que começaram a operação entre 1992 e 2000

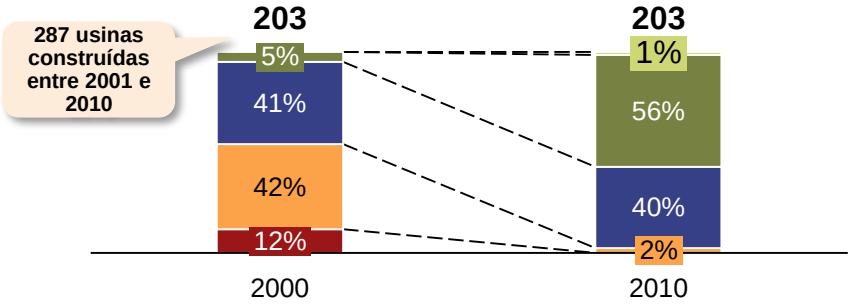
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	0%	+49 p.p	49%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[1]	0%	+35 p.p	35%



Evolução IDHM – Operação 2001 e 2010

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2001 e 2010

% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	5%	+52 p.p	57%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[1]	2%	+32 p.p	34%



Muito alto | Alto | Médio | Baixo | Muito baixo

Parâmetro	Intervalo
Muito Alto	0,80 – 1,00
Alto	0,70 – 0,79
Médio	0,60 – 0,69
Baixo	0,50 – 0,59
Muito baixo	0,00 – 0,49

Comentários:

- Entre 1991 e 2010 todos os municípios brasileiros apresentaram melhora no IDHM
- No entanto, os municípios com PCH tiveram uma melhora mais acentuada, especialmente os com usinas que começaram a operar entre 2001 e 2010 (gráfico à direita)

1. Total de outros municípios: 5.522; 2. Total de outros municípios: 5.362
Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE

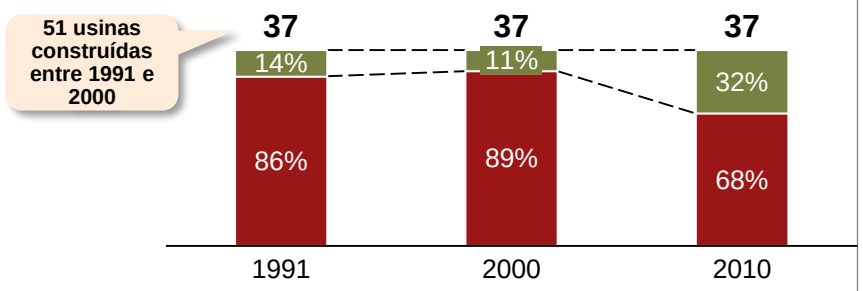
Com relação ao Índice de Gini, houve melhora significativa em todos os municípios, embora mais tímida para os com PCH

5B Benefícios socioeconômicos – Análise Gini

Evolução Gini – Operação 1992 e 2000

Municípios com usinas que começaram a operação entre 1992 e 2000

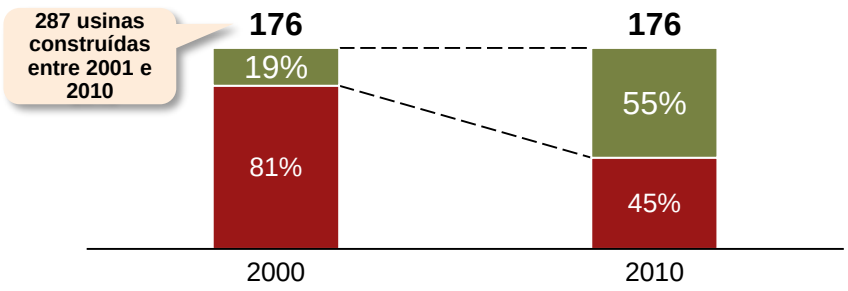
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	14%	+18 p.p	32%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[2]	19%	+29 p.p	48%



Evolução Gini – Operação 2001 e 2010

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2001 e 2010

% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	19%	+36 p.p	55%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[3]	18%	+30 p.p	48%



Baixa desigualdade Alta desigualdade

Parâmetro	Intervalo
Baixa desigualdade	0,00 – 0,49
Alta desigualdade	0,50 – 1,00

Comentários:

- Apesar da melhora generalizada no Índice de Gini entre 1991 e 2010, nos municípios que começaram a operar PCH ela foi menos acentuada, o que pode ser explicado pela menor diversidade de atividades econômicas nesses municípios, com maior concentração na PCH

1. Do total,1.074 municípios sem índice atrelado; 2. Total de outros municípios: 4.454; 3. Total de outros municípios: 4.315
Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE

ATKearney

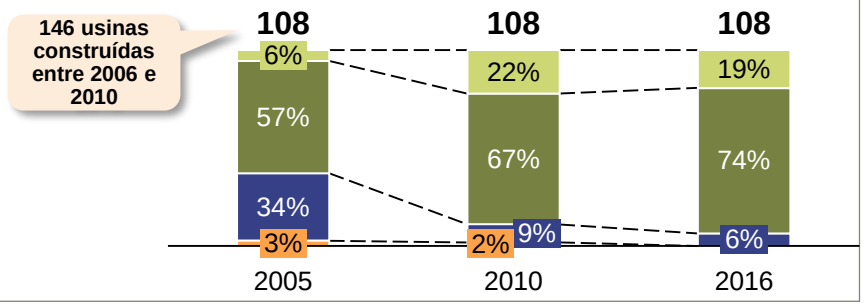
Os municípios que começaram a operar PCHs tinham patamar de IFDM mais alto, tornando mais complexo grandes incrementos

5C Benefícios socioeconômicos – Análise IFDM[1]

Evolução IFDM – Operação 2005 e 2016

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2005 e 2010

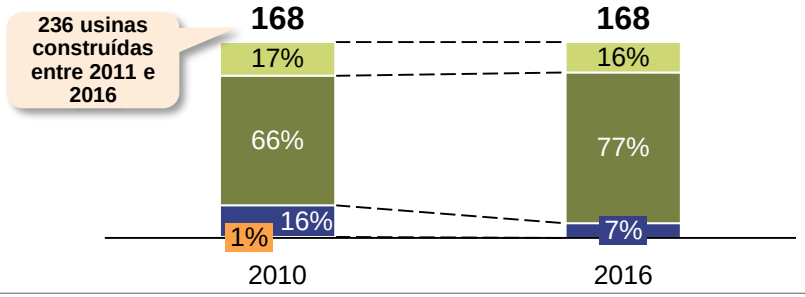
	2005		2016
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	89%	+5 p.p	94%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[2]	62%	+14 p.p	76%



Evolução IFDM – Operação 2010 e 2016

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2010 e 2016

	2010		2016
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto ou muito alto	83%	+10 p.p	93%
% outros municípios e índice alto ou muito alto[3]	62%	+14 p.p	76%



Muito alto | Alto | Médio | Baixo

Parâmetro	Intervalo
Muito Alto	0,80 – 1,00
Alto	0,60 – 0,79
Médio	0,40 – 0,59
Baixo	0,00 – 0,39

Comentários:

- Nos anos considerados todos os municípios brasileiros apresentaram melhora no IFDM
- Municípios que começaram a operar PCHs apresentam patamares mais elevados do índice desde o baseline, tornando a melhora incremental mais complexa

1. IFDM: Índice FIRJAM de Desenvolvimento Municipal,; Do total, 392 municípios sem índice atrelado 2. Total de outros municípios: 5.065;
2. Total de outros municípios: 5.005
Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE

ATKearney

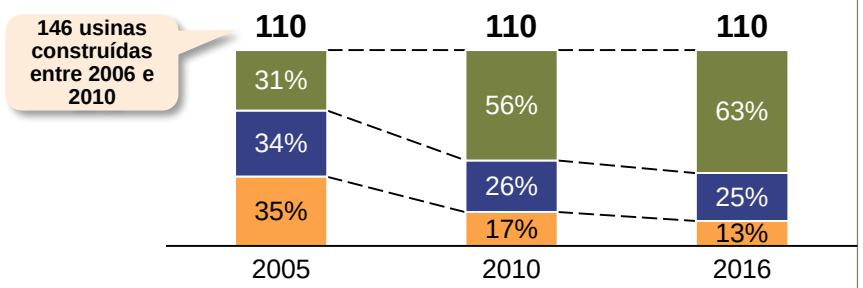
O PIB per Capita dos municípios que começaram a operar PCHs aumentou mais ou proporcionalmente ao resto dos municípios

5D Benefícios socioeconômicos – Análise PIB per Capita

Evolução PIB per Capita – Operação 2005 e 2016

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2005 e 2010

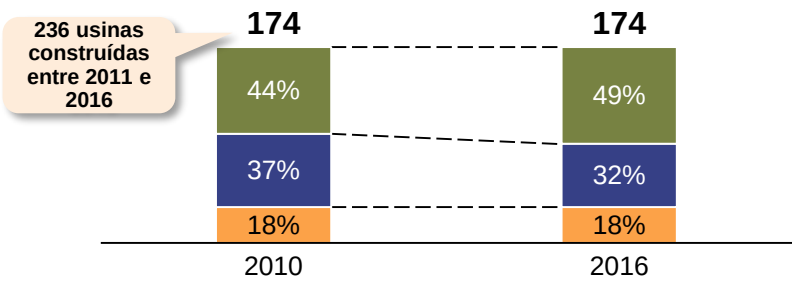
	2005		2016
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto	31%	+32 p.p →	63%
% outros municípios e índice alto[1]	11%	+15 p.p →	26%



Evolução PIB per Capita – Operação 2010 e 2016

Municípios com usinas que começaram a operação entre 2010 e 2016

	2010		2016
% municípios que começaram a operar PCH e índice alto	44%	+5 p.p →	49%
% outros municípios e índice alto[2]	22%	+4 p.p →	26%



Alto Médio Baixo

Parâmetro	Intervalo (R$ mil)
Alto	0 – 14,99
Médio	15 – 24,99
Baixo	25 - 315

Comentários:

- No período considerado, todos os municípios tiveram um incremento no PIB per Capita
- Melhora da economia entre 2005-2010 potencializou o impacto positivo de municípios com PCH construídas, enquanto desaceleração entre 2010-2016 levou todos os municípios à estagnação

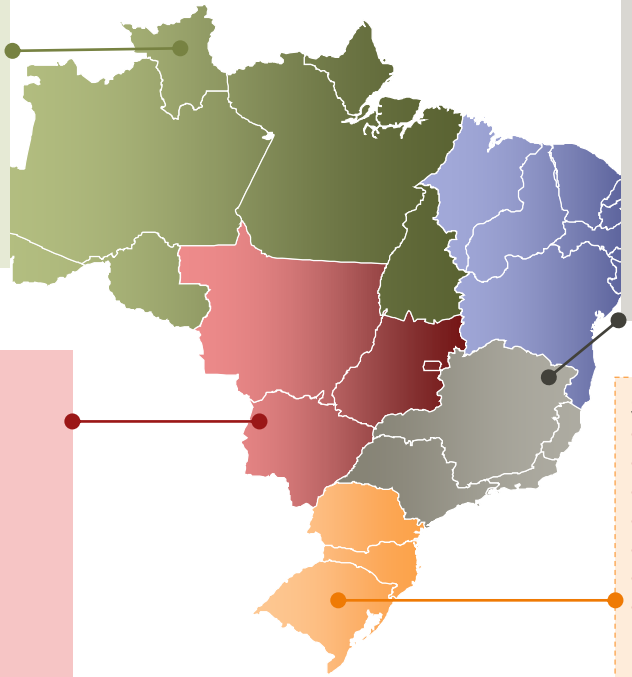
1. Total de outros municípios: 5.453; 2. Total de outros municípios: 5.389

Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE

Os casos comparam a evolução dos indicadores de municípios que começaram a operar PCH com a respectiva microrregião

5 Benefícios socioeconômicos – Cases

Norte
- Município: Mateiros
- Microrregião: Jalapão
- Estado: Tocantins
- Nome: Mateiros
- Ano Operação: 2011
- Capacidade Inst.: 900 kW (CGH)
- Índices:
  - **IDHM[1]: +116% (Microrregião: +53%)**
  - **Gini[1]: +14% (Microrregião: +10%)**
  - **IFDM[1]: +14% (Microrregião: +6%)**



Sudeste
- Município: Alvarenga
- Microrregião: Aimorés
- Estado: Minas Gerais
- Nome: Henrique Nunes Coutinho (Antiga Cachoeirão)
- Ano Construção: 2008
- Capacidade Inst.: 2,7 MW (CGH)
- Índices:
  - **IDHM[1]: +23% (Microrregião: +19%)**
  - **Gini[1]: +10% (Microrregião: +9%)**
  - **IFDM[1]: +24% (Microrregião: +8%)**

Centro-Oeste
- Município: Guarantã do Norte
- Microrregião: Colíder
- Estado: Mato Grosso
- Nome: Braço Norte IV
- Ano Operação: 2007
- Capacidade Inst.: 14 MW (CGH)
- Índices:
  - **IDHM[1]: +33% (Microrregião: +32%)**
  - **Gini[1]: +24 % (Microrregião: +9%)**
  - **IFDM[1]: +7% (Microrregião: +5%)**
- Curiosidades: Na etapa de construção, foram envolvidas, direta e indiretamente, 480 pessoas (em um município de 35 mil habitantes)

Sul
- Município: Bocaiúva do Sul
- Microrregião: Curitiba
- Estado: Paraná
- Nome: Novo Horizonte
- Ano Operação: 2011
- Capacidade Inst.: 23 MW
- Índices:
  - **IDHM[1]: +22% (Microrregião: +19%)**
  - **Gini[1]: +21% (Microrregião: +11%)**
  - **IFDM[1]: +12% (Microrregião: +1%)**
- Curiosidades: Obra teve custo de R$ 150 MM e gerou 400 empregos diretos

Caso mencionado em entrevista com associados

1. IDHM e Gini: comparação entre 2000 e 2010; IFDM: 2010 e 2016
Fonte: A.T. Kearney; Aneel; Gazeta do Povo

ATKearney

A análise é feita comparando as faixas do indicador em 2 períodos para municípios que construíram PCH e seu grupo de controle

5 Benefícios socioeconômicos – Análise por Grupos de Controle

Grupo de controle

Os 5 municípios mais próximos, dentro do mesmo estado do município de referência, em que não houve construção de PCHs no período determinado, desde que o PIB per Capita esteja entre -15% e 15% do PIB do município de referência.

Faixas de Parâmetro

As faixas são dadas de acordo com os parâmetros dos indicadores utilizados no Brasil. Exemplo: IFDM

Parâmetro	Intervalo
Muito Alto	0,80 – 1,00
Alto	0,70 – 0,79
Médio	0,60 – 0,69
Baixo	0,50 – 0,59
Muito baixo	0,00 – 0,49

	Informações
Região	Centro-Oeste
UF	Mato Grosso
Município	Campo Verde
Nome da Usina	Galheiros
Início da operação	2015

Comparação: Município vs. Grupo de Controle

	IFDM 2010	Classi-ficação	IFDM 2016	Classi-ficação	% var. 2010 - 2016
Campo Verde	0,769	Médio	0,803	Alto	+ 4%
Grupo de Controle	0,759	Médio	0,738	Médio	- 3%
Comparação					✓

Verifica-se que **houve aumento de faixa do município,** enquanto **o Grupo Controle permaneceu na mesma faixa**

✓ Município com PCHs construídas no período com performance superior ao Grupo de Controle

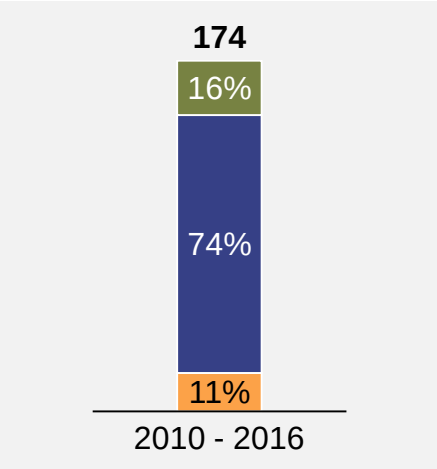
✘ Município com PCHs construídas no período com performance inferior ao Grupo de Controle

Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE; FIRJAN

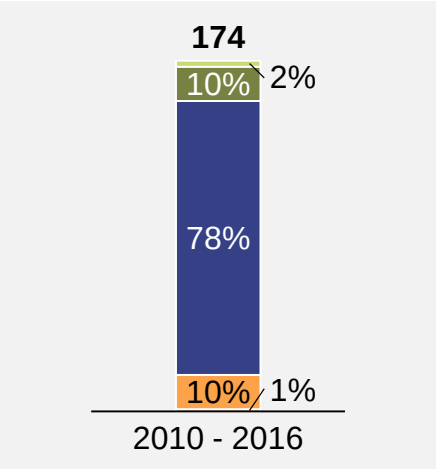
Municípios com PCH construídas performaram em linha ou acima dos grupos de controle nos indicadores socioeconômicos avaliados

5 Benefícios socioeconômicos – Análise por Grupos de Controle

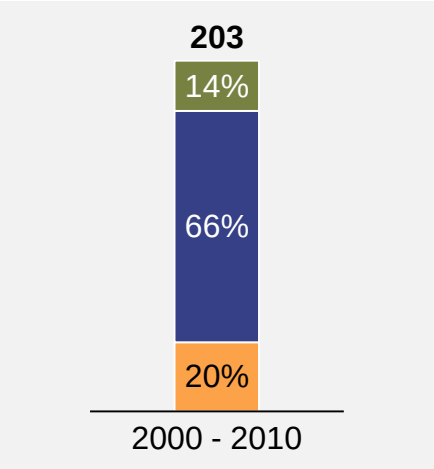
IFDM



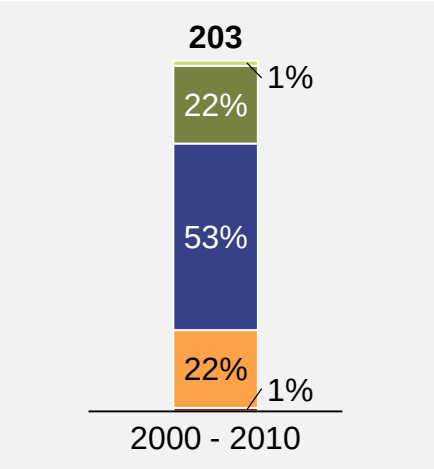
PIB per Capita



IDHM



Gini



Entre 2010 e 2016, 174 municípios tiveram 236 PCH/CGH construídas

Entre 2000 e 2010, 203 municípios tiveram 287 PCH/CGH construídas

Muito acima | Acima | Em linha | Abaixo | Muito abaixo

- Em média, os municípios com PCH construídas apresentaram melhora **superior** a seu respectivo grupo de controle, com 16% performando acima vs. 11% abaixo

- Em média, os municípios com PCH construídas apresentaram melhora **superior** ao seu respectivo grupo de controle, com 12% performando acima vs. 11% abaixo

- Apesar de 14% dos municípios com PCH construídas terem performado acima da média do respectivo grupo de controle, 20% performaram **abaixo**

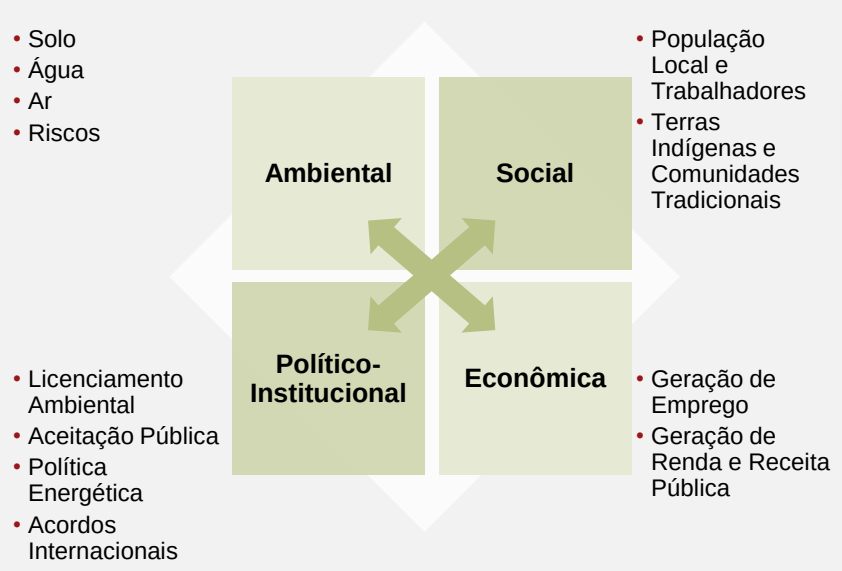
- Em média, os municípios com PCH construídas apresentaram melhora **em linha** com seu respectivo grupo de controle

Fonte: A.T. Kearney; Aneel; IBGE; FIRJAN

O indicador de sustentabilidade engloba 04 dimensões, confirmando os benefícios do segmento de PCH para o país

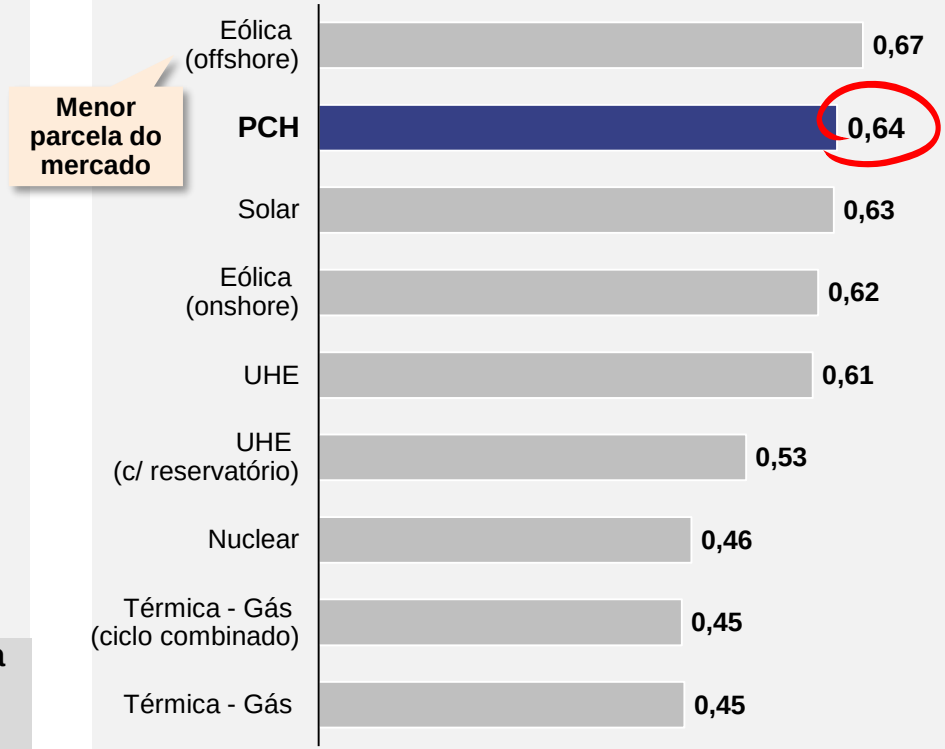
6 Indicador de Sustentabilidade

Metodologia



Projeto Sinapse: Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (financiado pela ANEEL e por oito empresas do setor)

Resultados – Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG)

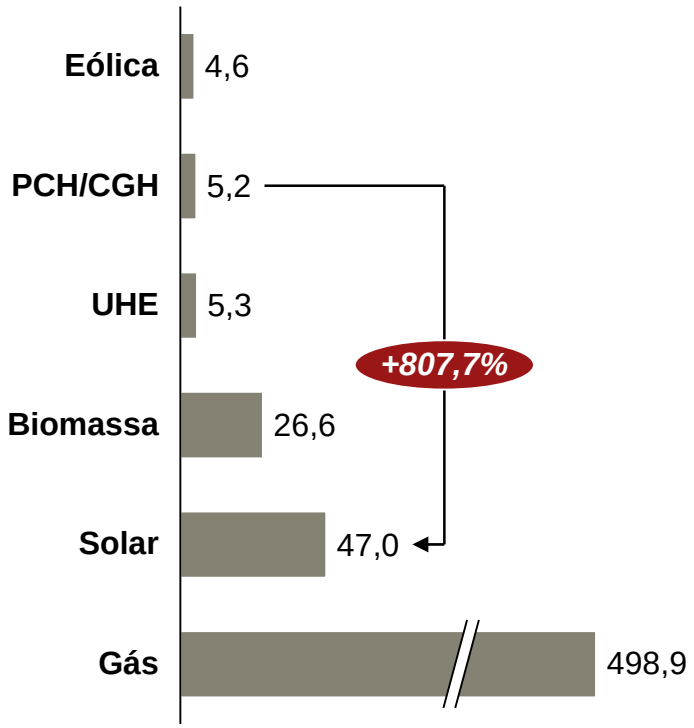


Fonte: A.T. Kearney; Projeto Sinapse – Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

Além da baixa emissão de gases, PCH/CGH agregam na construção de áreas de preservação permanentes no seu entorno

7 Construção de APPs no entorno de PCH/CGH

Emissão de gases
kgCO2/MWh



Proteção dos recursos hídricos

- Construção de usinas cria APP[1] ("Áreas de Preservação Permanente"), seguindo a lei 12.651/2012 (que ampara a Resolução CONAMA 302/2002)
  - *"Deve-se manter a APP com no mínimo 30m a partir da elevação máxima de um reservatório artificial"*
- **A construção total de APPs soma ~ 1.483 km², que é aproximadamente o tamanho do município de São Paulo (1.521 km²)**

	CGH	PCH
# usinas (Dados BIG – ANEEL)	723	422
Tamanho APP (metros) – de cada lado (x2)	30 x 2	100 x 2
Tamanho reservatório (km)	5	15
Construção total (ha)	21.690	126.600
Construção total (km²)	217	1.266

1. Art. 3º: "*II - Área de Preservação Permanente - APP: área protegida, coberta ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, facilitar o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas*"

Fonte: A.T. Kearney; Overlooked impacts of electricity expansion optimization modelling: The life cycle side of the story, Energy (2016); Banco Mundial

ATKearney

A.T. Kearney is a leading global management consulting firm with offices in 40 countries. Since 1926, we have been trusted advisors to the world's foremost organizations. A.T. Kearney is a partner-owned firm, committed to helping clients achieve immediate impact and growing advantage on their most mission-critical issues. For more information, visit www.atkearney.com.

Americas	Atlanta Bogotá	Boston Calgary	Chicago Dallas	Detroit Houston	Mexico City New York	San Francisco São Paulo	Toronto Washington, D.C.
Asia Pacific	Bangkok Beijing Brisbane	Hong Kong Jakarta Kuala Lumpur	Melbourne Mumbai New Delhi	Perth Seoul Shanghai	Singapore Sydney Tokyo		
Europe	Amsterdam Berlin Brussels Bucharest	Copenhagen Düsseldorf Lisbon Ljubljana	London Madrid Milan Moscow	Munich Oslo Paris Prague	Rome Stockholm Vienna Warsaw	Zurich	
Middle East and Africa	Abu Dhabi Doha	Dubai Istanbul	Johannesburg Riyadh				