



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO



PNE 2050

PLANO NACIONAL DE ENERGIA



VERSÃO PARA
CONSULTA PÚBLICA



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL

Hidreletricidade

Historicamente, a hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando, quase 2/3 da capacidade instalada do parque gerador nacional em outubro de 2019. Essa fonte renovável, associada às outras fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica e biomassa), permitiu que o Brasil tivesse papel de destaque no cenário internacional, uma vez que possui uma das matrizes com o maior nível de participação de energia renovável do mundo (cerca de 3/4 da matriz elétrica). Além da alta participação de renováveis, o sistema apresenta ainda baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE), característica que distingue o sistema elétrico brasileiro da média mundial.

Para manter a elevada participação de fontes renováveis e as baixas emissões no longo prazo, o aproveitamento hidrelétrico ainda representa um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no sistema interligado nacional, trazendo diversos benefícios à matriz elétrica brasileira. Dentre estes, destacam-se as sinergias com outras fontes renováveis, a flexibilidade operativa e a capacidade de armazenamento de energia em seus reservatórios, que pode ser usada em horas do dia, na ausência de ventos e ou irradiação solar, aumentando a confiabilidade do suprimento de energia. Adicionalmente, os reservatórios de usinas hidrelétricas podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação.

Estimativa dos Recursos

No PNE 2030, foi indicado um potencial hidrelétrico brasileiro de 251 GW, composto por aquele já aproveitado até então (78 GW), aquele inventariado (126 GW) e o estimado (47 GW). Desde então, parte do potencial inventariado foi construída ou está em construção e parte do potencial estimado foi inventariado.

Sendo assim, para fins de cômputo do potencial hidrelétrico brasileiro para o PNE 2050, foi atualizado o potencial aproveitado e optou-se por considerar somente o potencial inventariado, composto pelos aproveitamentos selecionados nos estudos de inventários hidrelétricos aprovados pela Aneel (referência: julho de 2017), devido à disponibilidade e confiabilidade de informações acerca dos aproveitamentos.

O resultado do levantamento indicou um potencial hidrelétrico de 176 GW, sendo 108 GW em operação e construção até 2019 e 68 GW de potencial hidrelétrico inventariado (ver Tabela 5). Neste montante, portanto, estão incluídas as UHEs e os projetos hidrelétricos menores de 30 MW que se encontravam com estudos de inventário concluídos e aprovados pela Aneel. Os aproveitamentos estão distribuídos por praticamente todas as regiões hidrográficas do Brasil (ver Figura 25), no entanto, merece destaque o fato de a maior parte dos grandes projetos inventariados se concentrar nas regiões hidrográficas Amazônica e do Tocantins-Araguaia.

Destaca-se que o potencial hidrelétrico inventariado é composto por diversos estudos de inventários hidrelétricos realizados no Brasil ao longo dos últimos anos, podendo parte das características desses aproveitamentos estarem desatualizadas. A atualização de estudos de inventários mais antigos promoveria uma melhor acurácia nos valores do potencial hidrelétrico brasileiro, ou seja, as novas condições socioambientais, tecnológicas, orçamentárias podem compor uma nova solução ótima para diversas bacias hidrográficas refinando esse valor potencial

Tabela 5. Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo

<i>Etapa</i>	<i>UHEs (GW)</i>	<i>Projetos de até 30 MW (GW)</i>	<i>Total (GW)</i>	<i>Participação (%)</i>
<i>Operação e construção⁽¹⁾</i>	102	6	108	62%
<i>Potencial hidrelétrico inventariado</i>	52	16	68	38%
<i>Potencial hidrelétrico do PNE 2050</i>	154	22	176	100%

Notas: (1) Considera apenas 50% da potência de Itaipu (usina binacional).

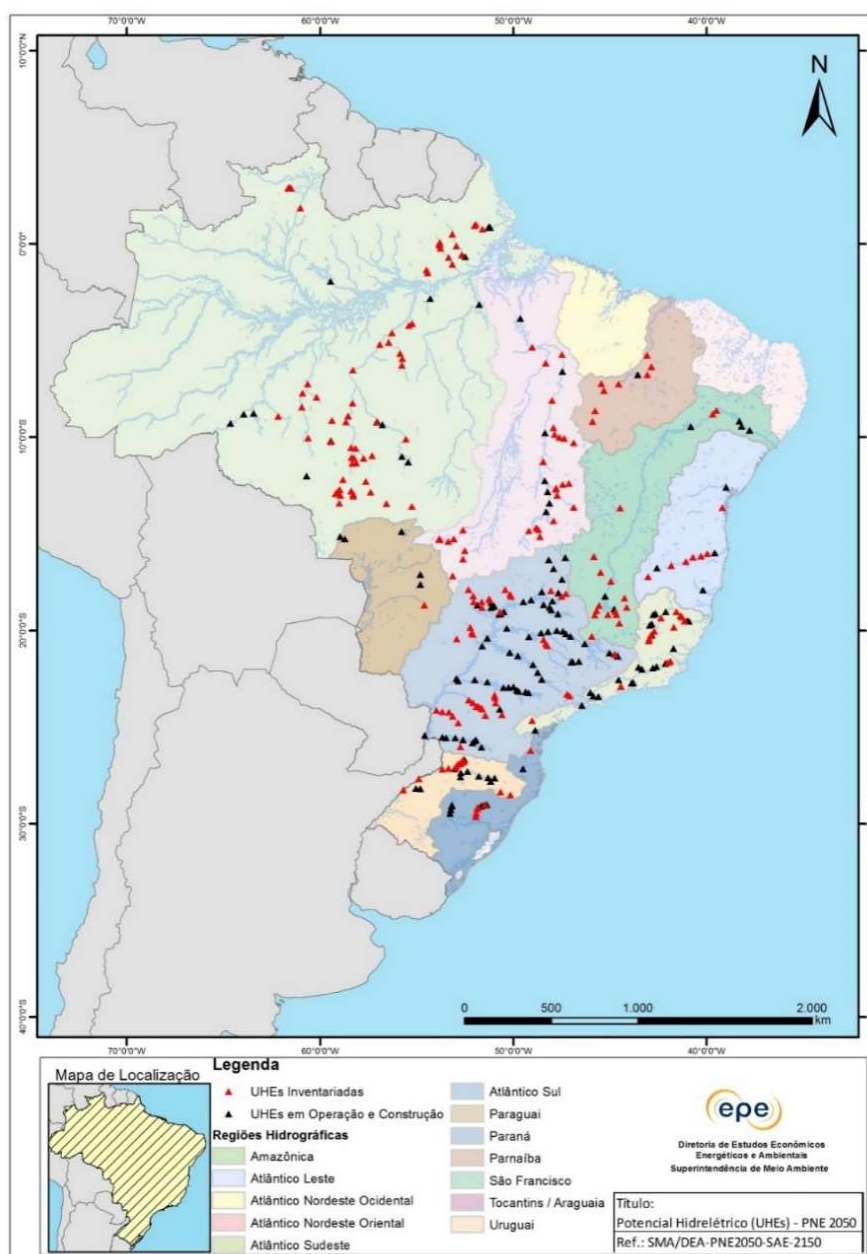


Figura 25 - Distribuição do potencial hidrelétrico (UHEs) do PNE 2050 por região hidrográfica

Perspectivas Tecnológicas

Mesmo com mais de um século de experiência na implantação e operação de usinas hidrelétricas pelo mundo, o desenvolvimento tecnológico desta fonte continua ativo, com diversas iniciativas pulverizadas ao longo da cadeia produtiva, visando a redução de custos, o aumento da disponibilidade e da vida útil, a melhoria do desempenho, o aprimoramento das ferramentas e métodos de projeto, de simulação e de predição do comportamento, o aumento da confiabilidade, a melhoria nos sistemas de medição, a melhoria no monitoramento e diagnóstico de falhas e de anomalias operacionais, a redução dos prazos de fabricação, construção e montagem, a redução de impactos ambientais, entre outras linhas de desenvolvimento.

Embora o parque hidrelétrico brasileiro no seu desenvolvimento tenha acompanhado as grandes tendências tecnológicas do setor, algumas inovações têm sido apontadas em artigos acadêmicos e publicações especializadas sobre esta fonte. Essas novas tecnologias lidam com questões desde aspectos construtivos a sistemas de monitoramento baseado em nuvens, como, por exemplo: a utilização de polímeros reforçados com fibra de carbono para reparo e reforços de tubulações, o uso de satélite para o monitoramento de emissões de gases de efeito estufa, a computação em nuvem integrando informações de situação, disponibilidade e perdas para o gerenciamento da operação das plantas ou do próprio sistema, a utilização de micro turbinas inteligentes operando serviços auxiliares em usinas existentes, o uso de sistemas de monitoramento acústico para detectar e classificar problemas mecânicos, o uso de veículos operados remotamente para inspeção subaquática de barragens, a tecnologia de construção modular de usinas para redução de custos, além de outras tecnologias digitais relacionadas à medição e ao monitoramento de dados discretos e contínuos de qualquer natureza.

Com a redução relativa da capacidade de armazenamento do sistema frente ao crescimento da demanda e a crescente penetração das fontes renováveis de geração variável não controlável como a eólica e a fotovoltaica, a possibilidade de flexibilidade operacional das hidrelétricas vem ganhando importância no sistema elétrico brasileiro. Ainda, mudanças regulatórias e operativas no sistema elétrico brasileiro podem favorecer o desenvolvimento de tecnologias já utilizadas em outros países, como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), trazendo como vantagens: a proximidade com centros de carga, a possibilidade de reservatórios menores e, em alguns casos, com um ou ambos reservatórios fora do curso d'água (UHR circuito semiaberto ou fechado, respectivamente).

Desafios Principais

1. *Melhor compreensão e esclarecimento do papel da geração hidrelétrica e dos reservatórios no futuro do sistema elétrico brasileiro*

O planejamento do sistema elétrico se desdobra em distintas dimensões – técnica/tecnológica, econômica, social, cultural, ambiental, política – que se inserem em contextos amplos e interligados a outras políticas públicas, como a ambiental e a indígena, por exemplo. Portanto, as melhores escolhas para o País devem representar uma conciliação dessas distintas dimensões, por vezes conflitantes.

Com a inserção cada vez maior de fontes de energia renováveis não controláveis, como as fontes eólica e solar, de natureza intermitente, a operação das usinas hidrelétricas tem sido modificada e sua importância para a operação e segurança do sistema tem aumentado. Ao contrário dessas outras fontes menos controláveis, as hidrelétricas, mesmo as usinas a fio d'água, possuem um certo grau de gestão dos recursos e, consequentemente, a possibilidade de atendimento aos requisitos de capacidade, flexibilidade, e diversos serviços ancilares. Algumas hidrelétricas ainda possuem reservatórios de regularização, com maior capacidade de armazenamento do recurso, e funcionam como baterias do sistema pois podem armazenar água nos momentos de elevada oferta de baixo custo e turbinar quando houver necessidade para o sistema, contribuindo para otimização do uso dos recursos e dos custos de operação.

Entretanto, deve-se considerar o baixo crescimento da capacidade de armazenamento por hidrelétricas nos últimos anos e o fato de que a maior parte do potencial inventariado ainda não explorado está na Amazônia, região mais sensível do ponto de vista socioambiental e que pode enfrentar mais dificuldades para a expansão de novos empreendimentos. Vale ressaltar que estes empreendimentos da Amazônia apresentam significativa capacidade de geração de energia com características hidrológicas bem marcadas, mas que podem trazer benefícios para o SIN decorrentes da complementaridade entre regimes hidrológicos das demais regiões.

Economicamente, destacam-se ainda discussões no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro para novo modelo de mercado, em que outros serviços, além do atendimento ao requisito de energia do sistema, possam compor a remuneração dos geradores. Essa condição pode proporcionar novos modelos de negócios e alavancar o desenvolvimento de novos projetos.

As questões socioambientais, que serão exploradas no próximo item, também representam importante desafio para o setor, especialmente devido à localização da maior parte do potencial estar na Amazônia, que é uma região de alta sensibilidade.

Dessa forma, para o planejador é importante avaliar diferentes cenários de desenvolvimento do parque hidrelétrico nacional, considerando as distintas dimensões, de modo a compreender os benefícios e impactos para o sistema e o meio ambiente de cada nível de inserção das hidrelétricas, proporcionando mais elementos para a tomada de decisão.

2. Complexidade socioambiental para a expansão hidrelétrica

O potencial hidrelétrico inventariado se localiza predominantemente em áreas de alta sensibilidade socioambiental, sobretudo na região Amazônica, que tem metade de sua extensão coberta por áreas legalmente protegidas. A sensibilidade socioambiental de uma região é refletida, dentre outras razões, nas políticas de proteção ambiental, nos conflitos sociais existentes e nas discussões acerca da implantação de UHEs.

No levantamento realizado (Figura 26), verificou-se que 77% do potencial hidrelétrico inventariado apresenta algum tipo de sobreposição a áreas legalmente protegidas do território nacional, como terras indígenas (TI), territórios quilombolas (TQ) ou unidades de conservação (UC).

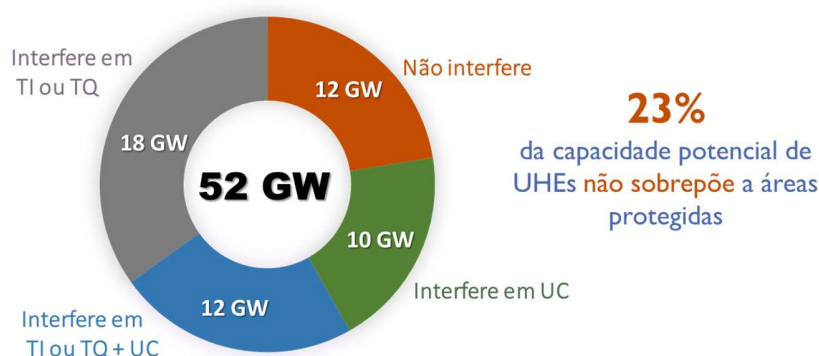


Figura 26 - Potencial Hidrelétrico Inventariado e Interferência em Áreas Protegidas

Em relação às UHEs que se sobrepõem a unidades de conservação, há incertezas associadas aos encaminhamentos desses projetos uma vez que são encontradas dificuldades de se conciliar os propósitos de uma UC com a expansão de oferta de energia.

Já quanto às UHEs que se sobrepõem a terras indígenas, além da diversidade sociocultural, do conflito de interesses e do diálogo com esses povos, são observados desafios jurídicos e políticos tanto na dificuldade de regulamentação dos dispositivos legais e normativos referentes à exploração dos recursos hídricos nessas áreas (artigo 231 da Constituição Federal - CF), quanto nas incertezas acerca dos mecanismos de consulta previstos em acordos internacionais (Convenção n. 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT). Como as comunidades quilombolas também são contempladas na Convenção, as UHEs que sobrepõem a territórios quilombolas foram colocadas no mesmo grupo, apesar de não ser necessária a regulamentação do artigo 231 da CF para exploração dos recursos hídricos em territórios quilombolas.

É muito importante envidar esforços para o estabelecimento de diretrizes formais para orientar a construção de diálogo participativo com a sociedade civil, povos indígenas e tradicionais, considerando a continentalidade de seu território e a complexidade da diversidade cultural, social e ambiental, além dos conflitos de interesses sociais e políticos.

Para mediar a solução, essa gama de elementos observados apresenta um arcabouço jurídico peculiar e específico, que se reflete em desafio a ser perseguido pelo Governo para que possam ser aplicados procedimentos legalmente exigidos, especialmente para os mecanismos de consulta a povos indígenas e comunidades tradicionais, diretamente afetadas.

Ao longo dos anos, a construção de empreendimentos hidrelétricos suscitou questionamentos de grupos da sociedade civil, dada a preocupação relativa à dimensão de impactos sociais e ambientais. Estes fatos contribuíram para um incremento das múltiplas intervenções judiciais com reflexo na dinâmica do processo de licenciamento ambiental, cujo cenário atual reforça que a expansão hidrelétrica no longo prazo precede de articulações institucionais, a participação da sociedade desde as etapas iniciais do planejamento energético e, quando necessário, aperfeiçoamentos de atos normativos.

3. *Modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas*

Do atual montante de mais de 100 GW instalado, estima-se como conjunto de usinas elegíveis à modernização (repotenciação) cerca de 50 GW, distribuídos em 51 usinas em todos os subsistemas. O incremento de capacidade por meio de ações de recapacitação (com ampliação estimada de 5% a 20% na potência instalada) e ganhos de eficiência (por melhor engenharia de projeto e de recuperação da capacidade de geração) incrementariam a geração hidráulica com efeitos econômicos positivos para todo o sistema. No mundo, é observada também a modernização de hidrelétricas para se incrementar ainda mais as condições de flexibilidade na operação (aumento do número de paradas e partidas, rampa de geração mais rápida, entre outros), tendo em vista os efeitos da maior participação de fontes não controláveis nas matrizes elétricas.

Os estudos realizados pela EPE até o momento indicam que parte do potencial de ações de modernização pode não se viabilizar somente através dos ganhos de energia firme, mas que há outros ganhos que poderiam ser capturados (reserva de potência, por exemplo), o que vem sendo discutido no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro.

Outro fator que merece atenção é o acúmulo de sedimentos nos reservatórios hidrelétricos, que pode levar à redução gradual da capacidade de armazenamento energético. A avaliação desse processo de assoreamento tem regulamentação prevista pela ANEEL desde 2010 como premissa relevante para o melhor gerenciamento dos sedimentos e dos recursos hídricos que poderão ser otimizados considerando novas tecnologias ou melhores práticas de controle disponíveis.

4. *Atualização do potencial hidrelétrico brasileiro*

O potencial hidrelétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e socioambiental adotadas na época em que os estudos são realizados. Assim, seu valor pode variar, já que as tecnologias estão em constante evolução e os parâmetros usados para a avaliação do potencial se modificam ao longo do tempo.

A nova configuração da matriz elétrica brasileira pode, ainda, impactar a forma de valoração dos benefícios das hidrelétricas, influenciando a definição das concepções construtivas e das características técnicas. Conhecendo melhor o papel das UHEs para o setor elétrico, os serviços prestados e seus atributos de flexibilidade, faz-se necessário aprimorar as metodologias e ferramentas de avaliação desse potencial, tanto do ponto de vista de capacidade quanto de atualização dos custos.

Nesse sentido, a atualização de estudos de inventários mais antigos promoveria uma melhor acurácia nos valores do potencial hidrelétrico brasileiro, ou seja, as novas condições socioambientais, tecnológicas, orçamentárias podem compor uma nova solução ótima para diversas bacias hidrográficas refinando esse valor potencial.

Embora desde 2016 haja previsão legal para destinação dos recursos da Conta Reserva Global de Reversão ao custeio dos estudos de inventário e viabilidade, foi observada uma redução de atividades de investidores tradicionais para a elaboração desses estudos. A forma de ressarcimento dos custos dos estudos após a outorga do empreendimento possivelmente representa uma barreira para o desenvolvimento de novos estudos, tendo em vista os riscos associados à dinâmica do setor e o longo prazo para sua execução, incluindo a possibilidade de arquivamento dos estudos, dentre outros desafios para a conclusão dos estudos.

5. Vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas

Outro foco de discussão, pela grande incerteza que traz ao planejamento da expansão hidrelétrica, é a influência das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às possíveis alterações de vazões. A variabilidade das vazões naturais é indutora de impacto sobre a geração de energia, principalmente hidrelétrica. Estudos disponíveis até o momento apontam possível redução na precipitação de algumas regiões o que pode trazer efeitos negativos para a geração do parque instalado e para a viabilidade econômica de usinas futuras.

Tendo em vista a importância das hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro, é evidente a necessidade de se aprofundar nas ameaças que atuam sobre as usinas e suas vulnerabilidades individuais e sistêmicas. Ressalta-se a importância de se considerar medidas de adaptação da operação e do planejamento de forma a construir um portfólio de geração resiliente às alterações climáticas, como, por exemplo, com a ampliação da capacidade de armazenamento das hidrelétricas.

6. Expansão da integração energética na América do Sul por meio de UHEs

Os países fronteiriços do Brasil, sobretudo Bolívia, Peru, Paraguai e Argentina, possuem um significativo potencial hidrelétrico estimado que dependem de acordos internacionais para a consolidação de um projeto de integração energética regional.

A integração energética na América do Sul por meio de UHEs pode se dar por dois caminhos: aproveitamentos binacionais, a exemplo da hidrelétrica de Itaipu, construídos de forma comum ou mesmo livremente financiados, porém com comercialização para os usuários finais bem definidas; ou por exportação-importação, via conexão entre os sistemas elétricos, com consequente necessidade de coordenação operativa mútua, harmonização regulatória, normas técnicas comuns, compromissos contratuais a cumprir e mecanismos de solução de controvérsias.

Para evoluir nessa direção, é necessário realizar um esforço de articulação e envolvimento dos governos para alinhamento dos objetivos e avançar nas discussões sobre os aspectos regulatórios, os modelos comerciais e as questões de governança a fim de tornar a integração possível no horizonte no plano nacional.

Sob o ponto de vista técnico-econômico e socioambiental, a viabilidade da implementação dos projetos hidrelétricos em estudo, especialmente localizados na fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, devem considerar os elevados investimentos para a construção de infraestrutura de transmissão até os principais centros de carga do Brasil.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das hidrelétricas ilustram os seguintes aspectos no horizonte do PNE 2050:

1. Qual o efeito da restrição de expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas na evolução da matriz elétrica?
2. Qual o efeito das mudanças climáticas sobre a geração hidrelétrica?
3. Qual a real competitividade das PCHs?
4. Qual a competitividade relativa da modernização do parque hidrelétrico?
5. Qual impacto uma maior integração hidrelétrica com países da América do Sul pode ter na matriz elétrica?
6. Qual o papel que o parque hidrelétrico pode ter em um sistema elétrico com maior parcela de tecnologias de geração com pouca despachabilidade?

A primeira questão aborda diretamente uma das questões de interesse para o planejador do setor no desenho da sua estratégia de longo prazo, conforme lista na página 11, por conta do potencial inventariado ainda disponível e não utilizado e os significativos desdobramentos sobre a evolução da matriz elétrica da expansão hidrelétrica. As demais questões tratam de outros aspectos considerados nos desafios ou que ajudam a dar uma visão mais abrangente das perspectivas da evolução da geração hidrelétrica no horizonte do PNE 2050.

1. Restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas

De modo a aprofundar o desafio da complexidade ambiental e seus efeitos sobre a expansão são comparados quatro casos seguintes: (1) todo o potencial inventariado ofertado; (2) restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas (UC e TI); (3) restrição à expansão de UHEs com interferência em UC; (4) restrição à expansão de UHEs com interferência em TI (a partir deste ponto, quando houver menção ao potencial em TI, este engloba as UHEs com interferência em TQ). Esta análise é feita no contexto do cenário **Desafio da Expansão** em que a demanda de energia elétrica em 2050 é 3 vezes maior do que no ano base.

1.1 Todo Potencial: Todo potencial inventariado disponível ofertado

Neste caso, foi ofertado todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW. Ressalta-se que, para que essa expansão aconteça, é necessário que a perspectiva atual de evolução futura de custos se confirme e haja encaminhamento nas tratativas para a exploração do potencial das UHEs que interferem em áreas protegidas.

Um primeiro resultado a se destacar é que, frente à perspectiva dos custos das diferentes tecnologias e fontes, nem todo o potencial hidrelétrico inventariado disponível deverá ser utilizado. Em outras palavras, caso as perspectivas de custos das demais fontes e tecnologias se confirmem, parte desse potencial hidrelétrico deve continuar intocado para fins de geração de energia elétrica, mesmo considerando uma expansão estritamente pelo mérito econômico dos projetos. Além disso, há fatores relacionados à aceitabilidade social de novos empreendimentos hidrelétricos que acabam criando barreiras a essa expansão da capacidade, mesmo que haja competitividade dos projetos. Esses fatores já são atualmente percebidos em diversos projetos em desenvolvimento. Nesses casos, há que se pensar, sob a ótica da política energética, em novos instrumentos de negociação sobre a alocação dos custos e benefícios dos novos projetos hidrelétricos, visando a destravar a sua viabilização.

Adicionalmente, mesmo em um cenário com elevação significativa da demanda de energia elétrica no horizonte analisado, como o potencial inventariado disponível das UHEs é relativamente pequeno, a fonte reduz sua participação relativa na matriz elétrica no horizonte até 2050. Em termos de capacidade instalada, sua participação relativa cairia pela metade (de 64% em 2015 para 31% em 2050), compensada por uma expansão na participação relativa das renováveis não-hídricas (biomassa e eólica, solar) de cerca de 15% para 45%, cuja baixa despachabilidade enseja também uma expansão de complementação de potência de mais de 60 GW no horizonte.

1.2 Exceto UC e TI: Restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas (UC e TI)

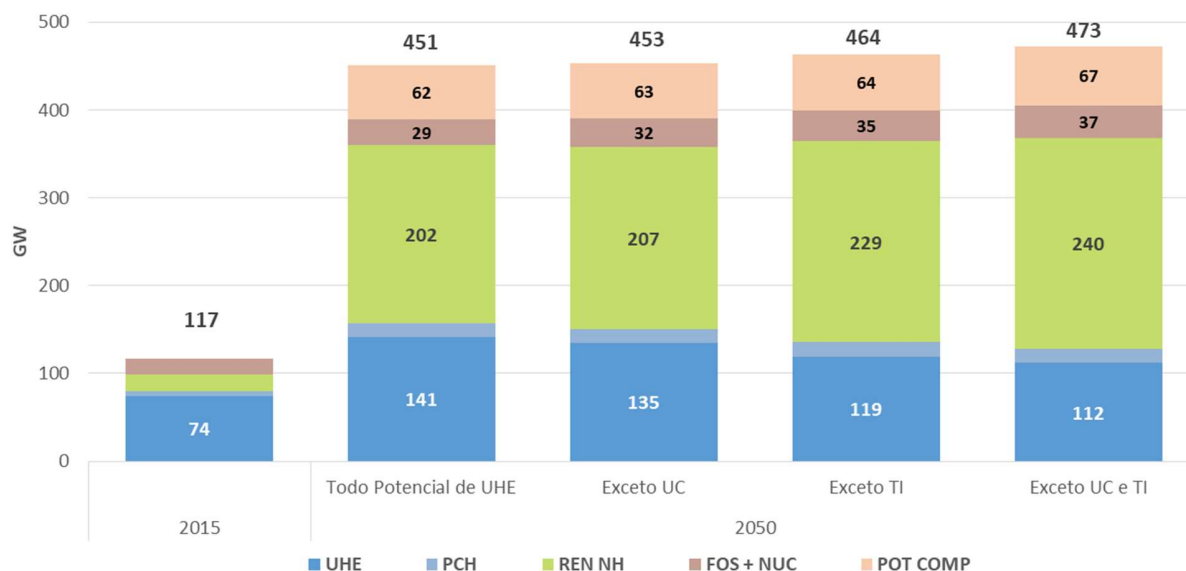
Dado o desafio da implantação de UHEs que interferem em áreas protegidas, optou-se, no outro extremo, por simular o caso em que nenhum projeto de UHE com interferência em áreas protegidas é disponibilizado. Como resultado, o acréscimo de capacidade das UHEs selecionadas cai quase 30 GW em 2050 em relação ao caso em que todo o potencial inventariado é disponibilizado (Figura 27). Esta solução requer maior expansão de todo o conjunto restante de fontes, especialmente centrada em renováveis não hídricas, cuja participação relativa na capacidade instalada total sobe para mais de 50%. Com isso, aumenta-se também a necessidade de potência complementar para 67 GW. Ressalta-se ainda o aumento adicional 8 GW do conjunto de termelétricas a combustíveis fósseis e nucleares (de 29 GW para 37 GW) em relação ao caso em que todo o potencial inventariado está disponível. No fim, há uma expansão adicional de mais de 20 GW quando apenas as UHEs sem interferência em áreas protegidas estão disponíveis na cesta de expansão.

1.3 Exceto UC: Restrição à expansão de UHEs com interferência em UC

Ao avaliar a restrição à expansão de UHEs com interferência em UC, (ou seja, contando-se na cesta de expansão com o conjunto de UHEs sem interferência e o potencial de UHEs com interferência apenas em TIs), observa-se que o resultado não fica muito distante da expansão em que apenas o potencial hidrelétrico sem interferência é disponibilizado. Ou seja, boa parte da diferença entre as expansões em que todo o potencial inventariado disponível é ofertado e aquele em que apenas o potencial sem interferência é considerado corresponde ao conjunto com interferência em terras indígenas e quilombolas (TI) que representa grande parte do potencial disponível. Além disso, a redução na expansão hidrelétrica é bem menor (6 GW) em relação ao caso com todo o potencial inventariado disponível.

1.4 Exceto TI: Restrição à expansão de UHEs com interferência em TI

Como visto no caso anterior, a restrição à expansão em TI, mas não em UC, aproxima a solução deste caso àquele do caso em que apenas as UHEs que não apresentam interferência são consideradas na cesta de expansão. As UHEs em áreas com interferência em TI consideradas apresentam características que as tornam mais competitivas do que aquelas em áreas com interferências em UCs. No entanto, ao analisar o conjunto de UHEs, observou-se que não há relação entre o tipo de interferência (UC ou TI) e o custo de investimento da usina. A diferença refletida no resultado se deu em função de outras características específicas do grupo de usinas.

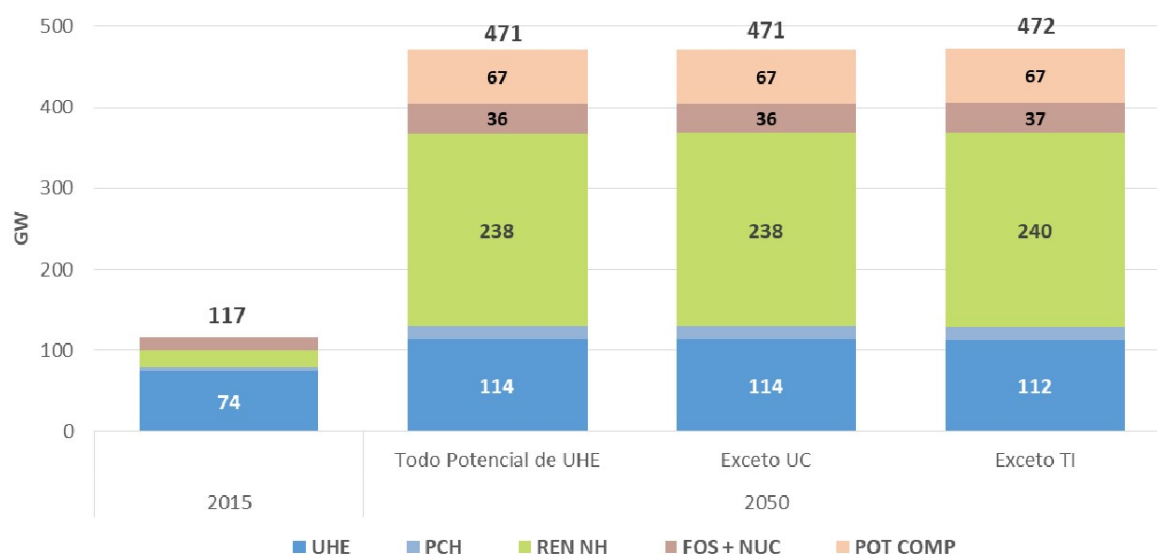


Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC: Exclui expansão em UHEs com interferência em Unidades de Conservação	Exceto TI: Exclui expansão em UHEs com interferência em Terras Indígenas (inclui Quilombolas)	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	726	737	742

Figura 27 - Casos comparados relativos à complexidade socioambiental das UHEs

1.5 Efeito da incerteza de custos das UHEs em áreas com interferência

Como vários projetos em áreas de interferência necessitam de uma atualização dos seus custos, foi feito um exercício hipotético em que somente os projetos em área de interferência tiveram seu CAPEX dobrado. O resultado (Figura 28) sugere que este significativo acréscimo de CAPEX afeta o resultado da competitividade das UHEs em áreas com interferência, equivalendo à evolução da matriz elétrica em que a expansão conta apenas com a cesta de projetos de UHEs que não interferem em áreas de proteção. Em outras palavras, é necessário avaliar a competitividade dos projetos de UHEs em áreas de interferência (ou seja, revisar os custos destes projetos), para os quais os estudos de viabilidade e inventários precisam ser equacionados nestas áreas.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW com CAPEX dobrado nas UHEs com interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC: Exclui expansão em UHEs com interferência em Unidades de Conservação	Exceto TI: Exclui expansão em UHEs com interferência em Terras Indígenas (inclui Quilombolas)
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	741	742	741

Figura 28 - Casos comparados com dobro de custos nas UHEs com interferência em áreas protegidas

1.6 Entrada das UHEs com interferência somente após 2040

De modo a analisar o impacto que uma discussão mais estendida dos benefícios e custos das UHEs com interferência pode ter sobre a evolução do sistema, foi conduzido um exercício em que a entrada das UHEs com interferência ocorre somente após 2040 (Figura 29). Em termos comparativos, há uma redução de 6 GW na potência de instalada de UHE em 2050, mostrando que a competitividade relativa destes projetos decresce no tempo. A postergação da entrada de UHEs a partir de 2040 resulta em uma solução com valor presente do custo total da geração centralizada maior. Interessante notar que a substituição das hidrelétricas postergadas, como apontado anteriormente, é feita por um conjunto de fontes: na simulação, com expansão de renováveis não hídricas e termelétricas a combustíveis fósseis.

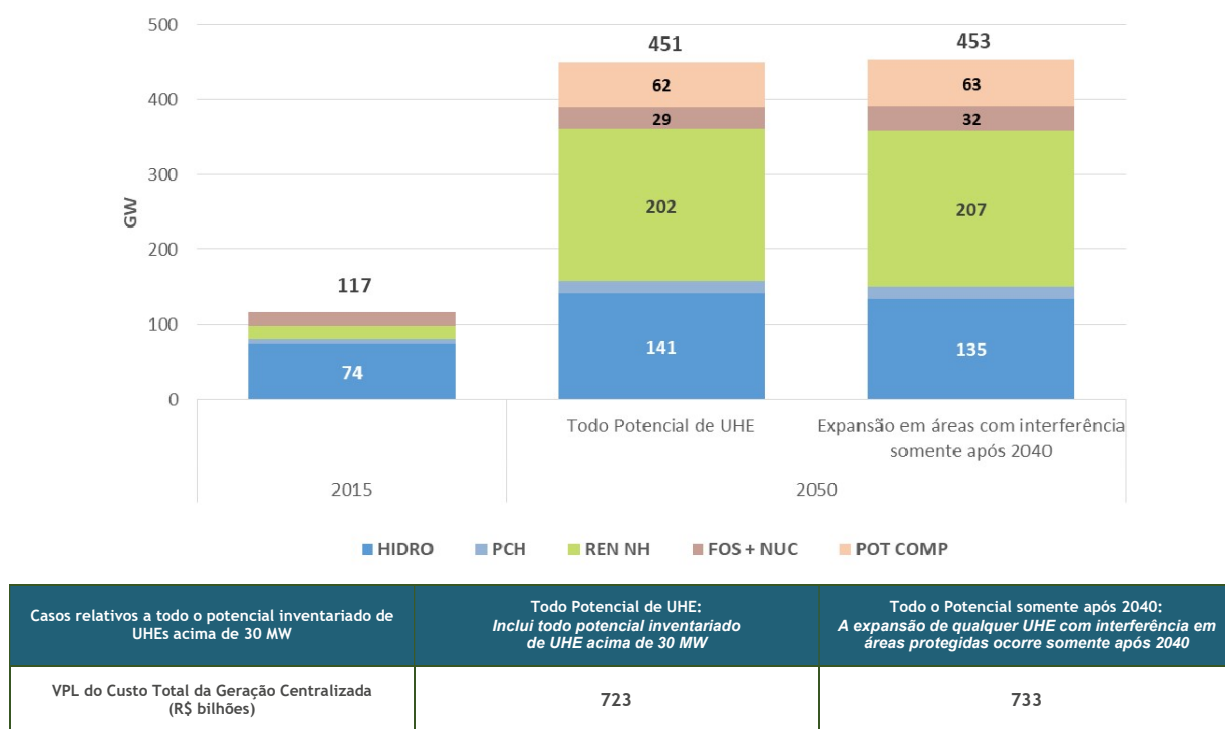


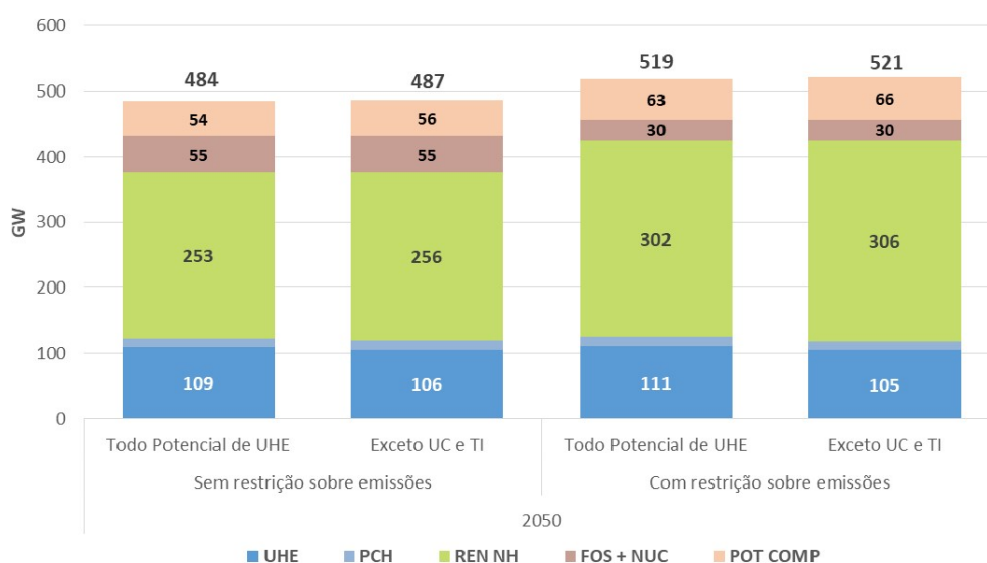
Figura 29 - Avaliação da postergação da entrada das UHEs com interferência somente após 2040

2. Considerações sobre os impactos das mudanças climáticas

A partir dos dados de estudo Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de Eletricidade (LIMA et al., 2014), os impactos das mudanças climáticas sobre geração hidrelétrica foram representados por uma redução na energia média e crítica das usinas dos subsistemas Norte e Nordeste na faixa de 15% para o parque existente e 25% para o parque futuro, onde os modelos climáticos tendem a concordar com uma maior redução na precipitação. De modo conservador, foi considerado que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permanecem inalterados, sem redução, pois, na realidade, os modelos climáticos apontam, no horizonte de longo prazo, aumento da vazão no Sul e sinais divergentes ou neutros na região Sudeste.

O resultado deste exercício (Figura 30) mostra que grande parte do potencial hidrelétrico, inclusive as UHEs com interferência em áreas protegidas (UC e TI), deixa de ser economicamente viável se houver redução da energia nos patamares indicados, se aproximando da solução, em termos de potência instalada ao fim de 2050, em que apenas o potencial sem interferência é apresentado. Em consequência, há um aumento da expansão das renováveis não hídricas (e a complementação de potência decorrente), mas também das termelétricas a combustíveis fósseis, ratificando o fato de que não há uma única fonte que substitua a hidreletricidade.

No entanto, em um contexto de mudanças climáticas, é esperada que a expansão das termelétricas também seja condicionada ao controle de emissões de GEE, ampliando as perspectivas para as tecnologias com CCS. Nesse caso, a expansão termelétrica é reduzida quase à metade, o que é compensado por maior expansão das renováveis não-hídricas e, por decorrência, há aumento adicional da complementação de potência, levando a uma potência instalada total maior em cerca de 35 GW.



	Sem restrição sobre emissões: Não há qualquer restrição a expansão das termelétricas		Com restrição a emissões: Expansão das termelétricas condicionada a tecnologias que não emitam GEE	
Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	870	872	936	940

Figura 30 - Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões

3. Análise sobre a competitividade relativa da PCH

Outra questão importante diz respeito à expansão de PCH no horizonte do PNE 2050. Conforme apontado no PDE 2029, há um elenco significativo de empreendimentos de PCHs ainda não aproveitados com potencial de geração de benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (complementariedade) e capacidade de armazenamento no horizonte de curto prazo (tipicamente por algumas horas). De modo a abarcar a diversidade de projetos de PCH, foram utilizados 3 patamares de custo para representar essa diversidade nos exercícios de modelagem.

Os resultados da análise quantitativa feita para o PNE 2050 (Figura 31) sugerem que o estoque mais competitivo de PCHs (de 14 GW, conhecido em 2019) deveria se esgotar logo na primeira década do exercício, sem considerar aqui impedimentos ambientais ou sociais que porventura possam existir no futuro, bem com pressão sobre a capacidade de entrega dos fornecedores de equipamentos que possam inflacionar os preços ou atrasar cronogramas de entrada. Há um conjunto um pouco menos competitivo (de aproximadamente 2 GW) que entraria de acordo com o caso analisado, atingindo um patamar máximo de 16 GW, restando quase 5 GW de potencial não explorado até o fim do horizonte por razões da sua menor competitividade com as demais fontes disponíveis.

Ao comparar o resultado das simulações do PNE 2050 com a expansão prevista do PDE 2029 (capacidade instalada esperada de 10 GW em 2030), percebemos uma diferença de acréscimo entre os resultados em comparação com o ano base (2015): enquanto o PDE 2029 considera uma expansão de cerca de 3,6 GW até 2029 (sendo 2,1 GW de expansão indicativa) nesta base de comparação, no PNE 2050 as simulações indicariam uma expansão entre 8,5 GW a 10,5 GW, atingindo-se uma capacidade instalada total de PCH entre 14 GW e 16 GW em 2030.

A diferença pode ser explicada pela natureza dos planos e as informações incorporadas em cada exercício. Nos estudos do PDE, são levados em conta o histórico da participação da fonte nos leilões, a capacidade industrial de fornecimento de equipamentos, os potenciais de cada tecnologia, as incidências tributárias, entre outros elementos para condicionar

as diretrizes de política energética em relação à expansão da fonte. Em particular, no PDE 2029, foi considerada uma indicação de expansão de PCH com limite superior de 300 MW por ano a partir de 2023. No PNE 2050, em primeiro lugar, trabalha-se com um cenário com um crescimento mais acelerado da demanda de energia elétrica e, portanto, mais desafiador em termos de expansão da capacidade de geração. Além disso, no PNE analisa-se a competitividade relativa das fontes a partir das evoluções de custo de investimento e operação em relação ao benefício energético aportado por cada tecnologia. Essa análise comparativa entre o PNE e o PDE permite, neste caso, avaliar se a expansão mais competitiva é prontamente implementável ou se há barreiras cujos custos não estejam totalmente explicitados no problema de modo a gerar eventuais descasamentos entre as expansões do PDE e PNE. É o que parece ser o caso das PCH em relação aos riscos do negócio, tocando o financiamento, licenciamento ambiental, custos e cronograma de construção, etc.

Assim, a discrepância de resultados em relação à expansão de PCH nos dois planos no horizonte até 2030 sugere que há outros limitadores à competitividade das PCHs que não estão devidamente incorporados nos exercícios quantitativos e que, portanto, merecem uma análise mais cuidadosa para tratar adequadamente as possíveis barreiras à expansão da fonte.

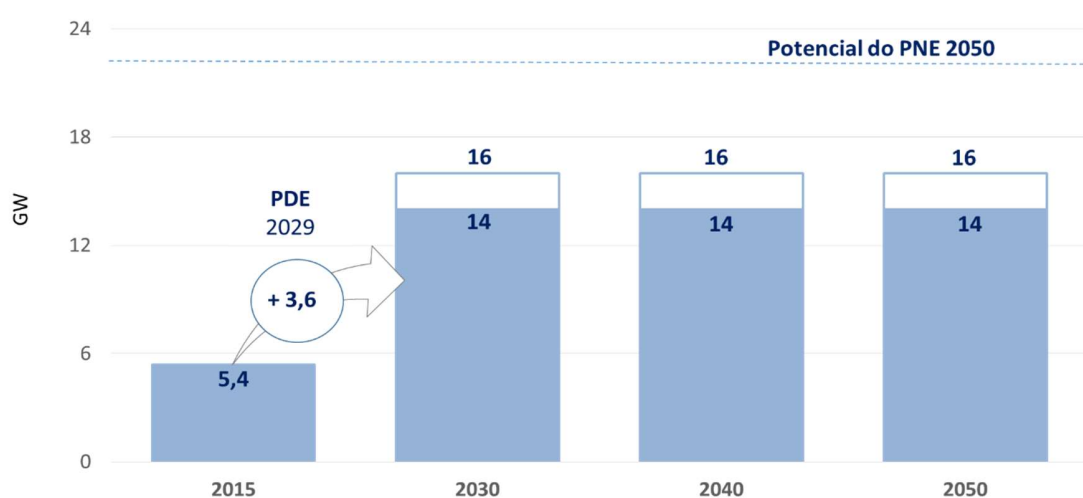


Figura 31 - Perspectiva de expansão das PCHs no PNE 2050

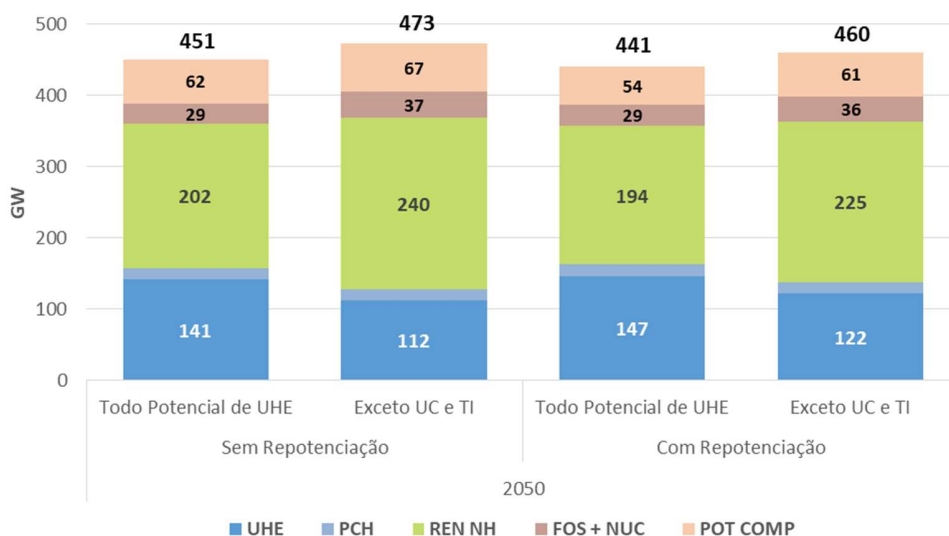
Com o objetivo de trazer maior transparência para a discussão de custos não aparentes das PCH (muito relacionados aos riscos do negócio), apresentamos um exercício adicional em que o CAPEX de todas as PCH foi duplicado. O resultado (Figura 32) indica uma expansão mais aderente à considerada no PDE 2029, sugerindo que tais “custos não aparentes” das PCH são significativos. Os motivos por trás de tais custos merecem uma análise mais cuidadosa para avaliar se há algum impeditivo regulatório ou de política energética que leva à menor competitividade da fonte. Se, como apontado na introdução, alguns desses limitadores estiverem associados às políticas energéticas ou regulatórias vigentes, faz-se necessário, desde que devidamente fundamentadas em análises consistentes de custo-benefício, sua reorientação na direção de destravar o potencial competitivo da fonte.



Figura 32 - Expansão das PCHs na hipótese de custos dobrados em relação aos valores estimados

4. Análise sobre a competitividade da modernização ou repotenciação do parque hidrelétrico

Para avaliar a competitividade da modernização (ou repotenciação) do parque hidrelétrico brasileiro, utilizou-se a base de 50 GW de potencial de 51 usinas em todos os subsistemas, com mais de 25 anos de operação e potência instalada superior a 100 MW, conforme EPE (2019). A partir da estimativa de ganhos técnicos da ordem entre 5% a 20%, o acréscimo de potência estimado seria de 2,5 GW a 10 GW a custos bastantes competitivos. Como mostra a Figura 33, a modernização do parque hidrelétrico apresenta-se como alternativa competitiva de expansão da capacidade instalada, diminuindo o valor presente líquido do custo total em relação ao caso sem repotenciação nos casos comparáveis (Todo potencial vs. Todo Potencial Exceto UC e TI), ao mesmo tempo em que se aumenta a participação de UHEs na matriz elétrica em 2050.



	Sem repotenciação		Com repotenciação: Inclui repotenciação de parte do parque hidrelétrico brasileiro	
Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	713	732

Figura 33 - Expansão com repotenciação

5. Ampliação da cesta de projetos de hidrelétricas por meio de maior integração com países da América do Sul

Além do Potencial Hidrelétrico Brasileiro de 154 GW e o potencial considerado por meio de repotenciação (10 GW), a cesta de projetos de UHEs pode ser ampliada consideravelmente por meio de Integração Energética com outros países da América do Sul: 10 GW em projetos binacionais e 24 GW em outros projetos internacionais na América do Sul, o que elevaria o potencial total para 198 GW considerado no PNE 2050 (Figura 34).

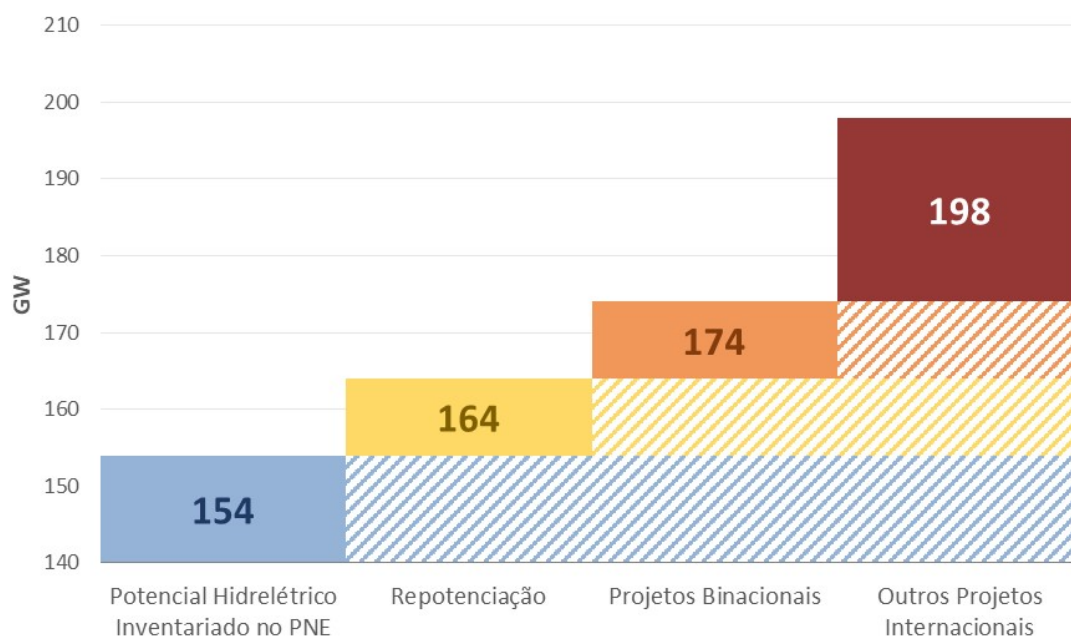


Figura 34 - Potencial Hidrelétrico incluindo repotenciação e projetos internacionais na América do Sul

Para avaliar a viabilidade da integração energética com países da América Latina, o seguinte portfólio de usinas internacionais foi adicionado (Tabela 6), levando-se em conta a disponibilidade de informações para a realização dos exercícios quantitativos. Ressalta-se que não necessariamente esse grupo de usinas tem o mesmo nível de detalhamento dos estudos de inventário brasileiro, portanto o potencial real pode variar bastante. Além disso, não foram avaliadas interferências em áreas protegidas para as usinas internacionais.

Tabela 6. Projetos internacionais

Usina	Local	Potência Instalável (MW)
La Guitarra	Peru	220
Aña Cuá	Paraguai / Argentina	270
Man 270	Peru	286
Ampliação de Yaciretá	Paraguai / Argentina	465
Tampo-Pto. Prado	Peru	620
Vizcatá	Peru	750
Cuquipampa	Peru	800
Cumba 4	Peru	825
La Balsa	Peru	915
Urub 320	Peru	942
Cachuela Esperanza	Bolívia (50 hz)	990
Panambi	Argentina / Brasil	1.050
Sumabeni	Peru	1.074
Garabi	Argentina / Brasil	1.150
Ina 200	Peru	1.355
Paquitzapango	Peru	1.379
Rentema	Peru	1.525
Itatí – Itacora	Paraguai / Argentina	1.600
Bala	Bolívia (50 hz)	1.680
Corpus Christi (Pindo-i)	Paraguai / Argentina	2.880
Río Grande	Bolívia (50 hz)	2.882
Guajará-Mirim	Bolívia (50 hz)	3.000
Pongo de Manseriche	Peru (60hz)	7.550
Total		33.998

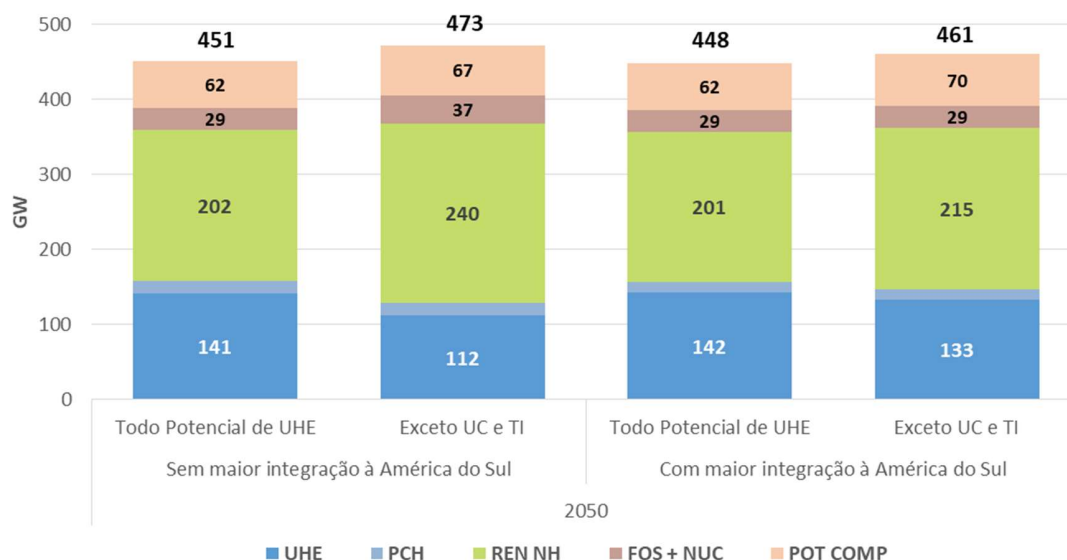
Fonte: Elaboração a partir de fontes diversas.

Por conta da dificuldade de dispor de valores efetivos dos projetos nos países vizinhos, considerou-se como parâmetro as usinas na região Norte do Brasil, em virtude da maior similaridade das condições de construção, área de desenvolvimento e de tamanho. Para avaliar sua competitividade, foram escolhidas as de custos baixos, mas adicionado o custo de transmissão até a fronteira com o Brasil. Assim, à capacidade atual de intercâmbio entre Brasil e os países fronteiriços de 7.980 MW foi oferecida a possibilidade de expansão do sistema de transmissão em até 96.000 MW adicionais.

De acordo com a Figura 35, os resultados mostram que mais de 75% do portfólio de usinas internacionais apresentado (equivalente a 26 GW) é incorporada à expansão. Em comparação com a solução sem integração com países da América do Sul, há uma diferença na configuração final, a depender se as UHEs com interferência em áreas protegidas estão à disposição para expansão. Caso estejam disponíveis, a expansão hidrelétrica aumenta marginalmente (142 GW contra 141 GW), podendo haver substituição de projetos nacionais por internacionais a depender de sua competitividade relativa.

Se, por outro lado, houver limitação da expansão de UHE em áreas com interferência em UC ou TI, as usinas hidrelétricas da América do Sul podem substituir parte desse potencial não disponível. Em relação ao caso sem integração, a potência instalada de UHE em 2050 cresce 21 GW para 133 GW. Interessante notar que esse aumento da participação de UHE ocorre em substituição a uma menor participação das fontes renováveis não-hídricas (inclui UTEs a biomassa) e das fontes

termelétricas não renováveis (exclui UTEs a biomassa), resultando em uma matriz elétrica com 12 GW a menos de capacidade instalada em 2050.



	Sem maior integração à América do Sul		Com maior integração à América do Sul: Inclui cesta de projetos internacionais conforme Tabela 6	
Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	719	730

Figura 35 - Expansão com usinas da América do Sul

Estes resultados sugerem que, se os custos das usinas hidrelétricas da América Latina estiverem nos patamares aqui considerados, em torno de R\$ 5.000/kW ou menos, elas podem ser uma estratégia alternativa à expansão de UHEs brasileiras, especialmente quando há restrição à sua expansão naqueles projetos com interferência em áreas protegidas. Por outro lado, a implantação de novos corredores de transmissão na região Amazônica traz desafios intrínsecos relacionados a dificuldades de acesso, elevados custos econômicos e impactos socioambientais que precisam ser cuidadosamente analisados.

6. Um novo papel para as hidrelétricas na operação do sistema elétrico

Desde o século passado, as hidrelétricas assumiram papel central no atendimento às crescentes necessidades de energia elétrica do Brasil, que buscou utilizar o seu farto potencial hidrelétrico, deixando apenas uma fatia minoritária para a geração termelétrica com combustíveis fósseis. No século XXI, vimos que o potencial hidrelétrico ainda inexplorado tem sido cada vez mais desafiador de se desenvolver, enquanto novas fontes e tecnologias se apresentam como alternativas competitivas e também renováveis. Os exercícios apresentados neste relatório do PNE 2050 confirmam esse prognóstico.

Nesse sentido, a ampliação da oferta hidrelétrica não conseguirá acompanhar o ritmo de crescimento da demanda por energia no Brasil ao longo das próximas décadas, resultando em gradual perda de participação relativa na nossa matriz. Todavia, isso não significa perda de relevância das hidrelétricas. Pelo contrário, o parque hidrelétrico existente, com seus estoques de água nos reservatórios, conectado a um sistema de transmissão de dimensões continentais, seguirá sendo ativo extremamente valioso para a competitividade do suprimento de energia elétrica no Brasil. Isso se deve a uma razão fundamental: as hidrelétricas conferem elevada flexibilidade para a operação do sistema num contexto de significativa

expansão das fontes eólica e solar, tidas como não despacháveis. Em outras palavras, as hidrelétricas podem, dentro de certos limites, aumentar ou diminuir sua geração para ajudar a compensar a variação das outras fontes renováveis, permitindo utilizar mais eficientemente os recursos renováveis disponíveis e reduzindo a necessidade de acionamento das termelétricas fósseis.

Todavia, à medida em que as energias eólica e solar ocupam uma fatia maior da matriz elétrica brasileira, é preciso rever a forma de utilizar os reservatórios das hidrelétricas, pois a demanda por flexibilidade operativa vai aumentando significativamente. Como utilizar os reservatórios da forma mais nobre possível?

Alguns exercícios de simulação permitem sinalizar os principais efeitos dessas mudanças no médio e longo prazo.

O primeiro exercício aqui apresentado faz uso de algumas simplificações na representação do sistema para nos ajudar a entender a mudança esperada no comportamento sazonal (variações ao longo dos meses do ano) da geração hidrelétrica nas décadas futuras. Utilizando o modelo NEWAVE para realizar simulações estáticas (quando não há evolução do mercado e da expansão durante o período de estudo) e ajustadas ao critério de suprimento atual utilizando as séries históricas de afluência, foram comparados dois casos: (i) o primeiro, considerando o parque gerador atual mais a oferta contratada até 2019, e (ii) o segundo, com matriz expandida até 2050 (considerando o caso em que a oferta de hidrelétricas se restringe às que não afetem diretamente áreas legalmente protegidas). Para complementar a análise, ambos os casos também foram simulados com séries sintéticas de afluências, apresentando o mesmo padrão de resultados obtidos com uso das séries históricas. Para fins deste exercício, adotou-se o mesmo perfil da carga atual para representar o mercado consumidor futuro. Também se adotou a mesma forma da sazonalidade e de proporcionalidade das usinas renováveis futuras que a oferta informada ao Modelo de Decisão de Investimento (MDI) no estudo do PDE 2029.

Os resultados obtidos (Figuras 36 e 37) indicam que, com a maior entrada de renováveis variáveis não controláveis na matriz, o perfil sazonal de armazenamento dos reservatórios do SIN se achata, em relação ao que se observa atualmente. Enquanto a sazonalidade atual é bem marcada pelos períodos secos e chuvosos do subsistema SE/CO, o de maior capacidade de armazenamento no País, a complementariedade sazonal das demais fontes renováveis faz com que haja um aumento da oferta de energia renovável não hidrelétrica nos períodos secos. Esse aumento é de tal proporção que reduz a necessidade de consumir os estoques de água nos períodos secos para evitar consumo de combustíveis nas termelétricas, de forma que não se torna necessário reduzir tanto os níveis dos reservatórios no segundo semestre.

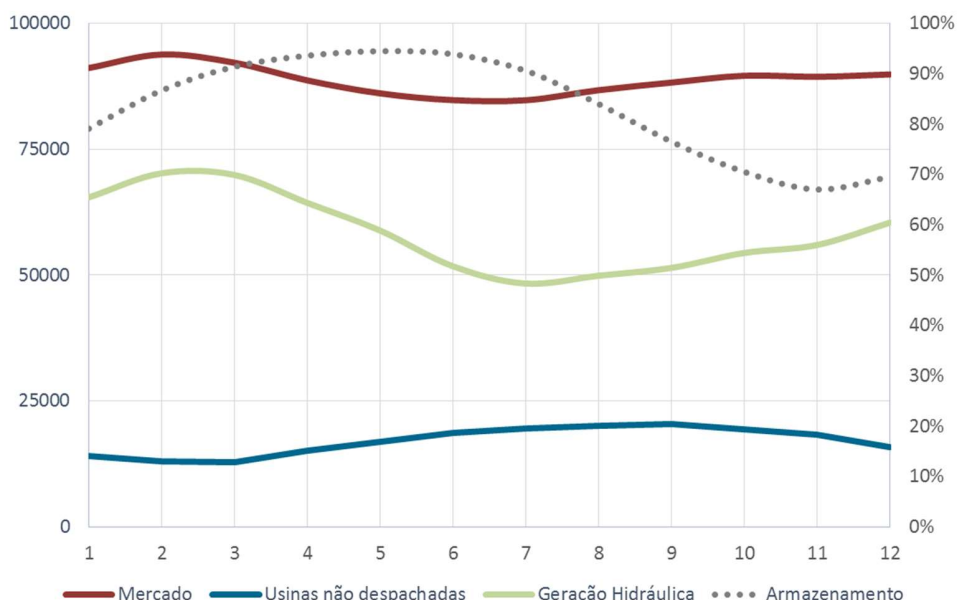


Figura 36 - Geração e armazenamento Médio: parque gerador atual mais geradoras contratadas até 2019

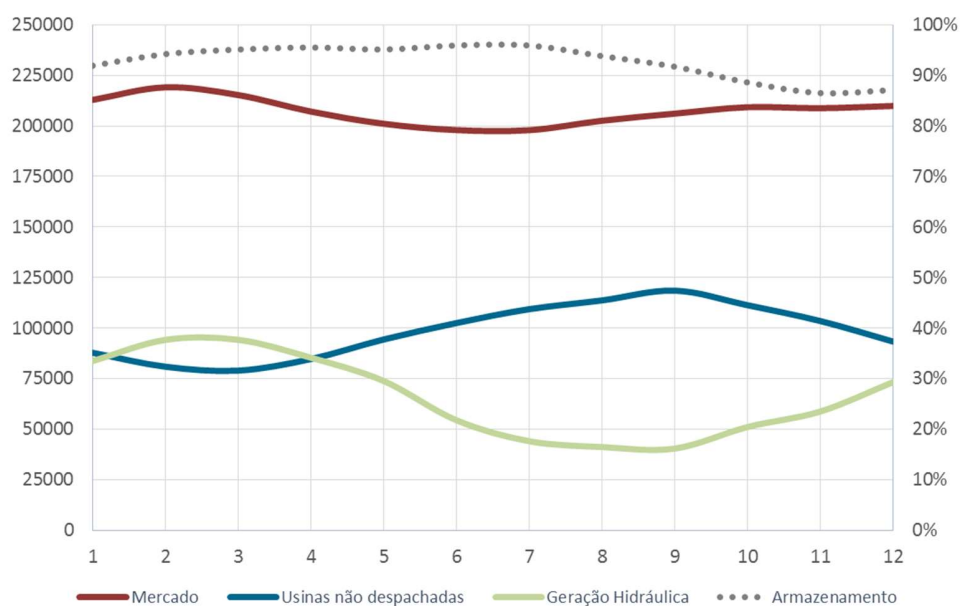


Figura 37 - Geração e armazenamento médio com grande inserção de renováveis não-controláveis

O segundo exercício aqui apresentado busca verificar o comportamento esperado das hidrelétricas numa escala de tempo mais curta, por meio de modelagem do sistema com maior refinamento (granularidade espacial e temporal). Neste caso, utilizamos a mesma metodologia empregada para avaliação de suprimento de potência no PDE 2029.

Como resultado, verifica-se que, se por um lado a variação sazonal no nível dos reservatórios deve ser menos acentuada no futuro, por outro, os estoques de água podem funcionar como um pulmão que inspira e expira ao longo dos dias, em escala de horas ou minutos, para ajudar a compensar as variações na demanda de energia e na oferta das fontes eólica e solar, presentes em larga escala na matriz futura. A preservação dos níveis dos reservatórios por mais tempo em níveis elevados disponibiliza uma queda d'água suficiente para atender ao requisito de geração nos horários mais críticos do sistema (o chamado "suprimento de potência"). O volume de água estocado nos reservatórios permite o controle da variação das vazões afluentes (respeitando as restrições hidráulicas, ambientais, de outros usos da água), provendo flexibilidade a baixo custo e permitindo uma melhor gestão do sistema. Não fossem as hidrelétricas, haveria uma pressão muito maior para a entrada de geração termelétrica flexível, encarecendo a conta final da energia.

Embora estudos mais detalhados sejam necessários para avaliar as implicações em termos de operação, os resultados claramente apontam para a necessidade de reavaliação dos atuais desenhos regulatório e de mercado atualmente vigentes. Será cada vez mais necessário que a estrutura de remuneração aos agentes dê o devido sinal para a otimização no uso dos recursos energéticos. Isso significa que o preço da energia deve refletir o seu efetivo valor (ou escassez) para o consumidor, de forma que os geradores invistam e operem as usinas da melhor forma possível (mais econômica sob a ótica sistêmica). As propostas apresentadas no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico em 2019 apontam justamente nessa direção.

Recomendações

1. Endereçar efeitos do novo papel das UHEs na operação do sistema: avanços metodológicos e desenho de mercado

Para compreender e viabilizar o novo papel das usinas hidrelétricas na operação do sistema, é necessário incorporar avanços metodológicos que permitam, já nos estudos de planejamento da expansão, obter informações suficientes sobre a operação futura. É preciso desenvolver as atuais ferramentas e métodos, considerando sempre o *trade off* entre o esforço computacional (que naturalmente tende a ser elevado para sistemas de grande porte como o brasileiro) e os detalhes que capturem as principais informações operativas.

Além disso, o desenho de mercado, na medida do possível, deve ser atualizado de modo a permitir que as usinas sejam remuneradas pelo efetivo serviço entregue, ou seja, não só pela sua produção de energia elétrica, mas também pela sua habilidade e disponibilidade para prestar outros serviços, como de flexibilidade e capacidade, permitindo que novos modelos de negócio se viabilizem.

2. *Ampliar os esforços de comunicação e diálogo com a sociedade em todas as etapas do processo*

Os resultados dos exercícios quantitativos mostram a importância do aproveitamento do potencial hidrelétrico inventariado para amparar a energia de base no Brasil com destaques para indispensável melhoria na articulação intersetorial e ampliação do diálogo social e da comunicação com os diversos atores interessados, no sentido de promover uma participação qualificada do governo, da sociedade e do setor produtivo nas diversas etapas do planejamento setorial.

É compromisso do governo brasileiro o fortalecimento da segurança jurídica para contratos e serviços. Para tanto, é de fundamental importância: contribuir para a manutenção e o aprimoramento da qualidade dos estudos de planejamento, o esforço para promover a governança, a revisão e regulamentação das normativas aplicáveis e necessárias ao desenvolvimento setorial e o fortalecimento na relação institucional dos órgãos envolvidos.

Ademais, é fundamental o disciplinamento do papel das instituições na aprovação e acompanhamento dos estudos de Inventário e de Viabilidade, bem como da forma de seu financiamento, além da definição de prioridade para quais bacias o inventário hidrelétrico poderá ser revisado e como consequência os seus estudos de viabilidade mais prementes.

3. *Promover agenda de diálogo para definir a compensação para as comunidades indígenas e os procedimentos de consulta*

Os resultados quantitativos mostram que a exploração do potencial hidrelétrico em terras indígenas ou territórios quilombolas reduziria o total de emissões do setor elétrico.

É de especial importância avançar nas tratativas intergovernamentais com vistas à regulamentação das diretrizes para consulta dos povos indígenas e comunidades tradicionais, bem como, sobre a exploração dos recursos hídricos em terras indígenas no Brasil, de forma a estabelecer as formas de compensação e da participação econômica dessas comunidades nos resultados da lavra, como prevê o artigo 231 da Constituição Federal.

4. *Ampliar a integração entre temas de energia e meio ambiente*

A interação e a elaboração de estudos que envolvam o setor elétrico e o setor ambiental na fase de planejamento de projetos hidrelétricos contribuem para a antecipação de questões e a discussão de estratégias relacionadas ao desenvolvimento dos projetos.

Nesse sentido, é necessário evoluir nas discussões sobre estudos com uma abordagem estratégica, como uma avaliação sistêmica para projetos hidrelétricos, de modo a promover uma efetiva integração entre os diferentes atores envolvidos no desenvolvimento de projetos hidrelétricos e a sistematização dos aspectos relevantes para a tomada de decisão sobre os projetos.

Além disso, é fundamental maior articulação institucional e a participação dos diversos setores da sociedade, sobretudo do setor ambiental, em todas as etapas de planejamento e não apenas no processo de licenciamento ambiental. Nesse sentido houve iniciativas do governo promovendo processos de articulação entre as pastas de energia e de meio ambiente, a partir de discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem as políticas de conservação ambiental e de geração de energia. As iniciativas já tomadas não foram atreladas a um procedimento consolidado e normatizado, o que traz inseguranças ao processo como um todo e incertezas quanto ao uso dos resultados alcançados e a continuidade dos estudos. No caso de PCHs, a maior integração com órgãos estaduais de meio ambiente pode ser um fator significativo para a maior expansão desta fonte.

5. *Aumentar a articulação entre o setor elétrico e as instituições ligadas à questão hídrica*

Os reservatórios das hidrelétricas, especialmente aqueles com capacidade de regularização de vazões, podem favorecer os usos múltiplos da água, sobretudo ao ampliar a oferta do recurso hídrico em regiões com déficit. Esse benefício é observado em alguns reservatórios existentes e poderá ocorrer em projetos futuros.

Sob essa perspectiva é necessário avançar nas avaliações sobre a evolução das demandas desses outros usos da água e nas formas de incorporá-las nos processos de planejamento do setor elétrico, identificando, de maneira objetiva, os custos e benefícios de cada um dos setores, tanto para as hidrelétricas existentes, quanto para a expansão. É necessário ter visão clara acerca das perdas energéticas resultantes das retiradas de restrições impostas e dos responsáveis por arcar com os custos de implantação e operação das diversas estruturas, como, por exemplo, eclusas para a transposição de embarcações.

Nesse sentido, é fundamental promover a articulação com a ANA, órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e demais instituições ligadas à questão hídrica, de modo a propiciar a integração entre as políticas públicas dos diversos setores, com foco na melhor utilização da água.

6. *Estimular a elaboração de Inventários Hidrelétricos Participativos*

Atualmente alguns estudos de inventário estão sendo elaborados no formato de “Inventários Hidrelétricos Participativos”. Esse formato propõe incluir os órgãos ambientais e, possivelmente, outras instituições, na fase de identificação dos aproveitamentos hidrelétricos. O primeiro estudo de inventário nesse modelo foi aprovado em 2019 para o rio Pardo, em ação integrada entre Aneel e Imasul (órgão ambiental do Mato Grosso do Sul).

A partir da interação com os órgãos ambientais na fase de planejamento, busca-se melhorar a dinâmica do processo de implantação de um projeto e, assim, antecipar questões críticas, aumentando a segurança e a previsibilidade do andamento dos empreendimentos. Cabe ressaltar que, por enquanto, o processo ocorreu apenas para inventários de PCHs. Dessa forma, é desejável estimular a utilização do formato de “Inventário Hidrelétrico Participativo” para próximos inventários hidrelétricos que venham a ser elaborados.

7. *Aprimorar regras e ações que incentivem a modernização das UHEs.*

O envelhecimento do parque e o consequente desgaste das máquinas exigirá novos investimentos, pois o funcionamento do parque instalado requer boas condições técnicas para operar. Trata-se de um problema de caráter inevitável dentro do horizonte do PNE 2050, quando todas as usinas atualmente instaladas estarão elegíveis para repotenciação e modernização.

No entanto, os resultados quantitativos sugerem que a repotenciação pode ser uma alternativa barata de recuperar e, eventualmente, aumentar a eficiência das máquinas e, consequentemente, a geração de UHEs. Portanto, deve-se direcionar esforços para estabelecer um conjunto de mecanismos de incentivo capazes de promover investimentos em repotenciação e modernização de hidrelétricas, seja durante o período de concessão, seja no momento de renovação da outorga.

8. *Rever o Manual de Inventário e as Instruções para os Estudos de Viabilidade*

A revisão do Manual de Inventário e das Instruções para Estudos de Viabilidade (EVTE) podem ajudar na redução da assimetria de informações no processo competitivo da outorga de usinas hidrelétricas, assegurando melhor qualidade dos estudos e maior transparência.

A atualização dos critérios de suprimento do sistema ensejará a necessidade de uma nova metodologia que possa identificar e sugerir novas características para os aproveitamentos na comparação de alternativas e induzir a possibilidade de novos modelos de negócio.

9. *Equacionar a viabilidade financeira dos estudos de inventário e viabilidade*

É necessário ampliar discussões para incentivar o desenvolvimento de novos estudos, passando por questões como responsabilidades (ou remuneração) pelo desenvolvimento dos estudos de inventário, de viabilidade e ambientais, alocação de riscos e atribuições do empreendedor e do Estado.

10. Melhorar a compreensão dos efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração das hidrelétricas em operação e nos potenciais de recursos inventariados.

A importância da geração hidrelétrica para o sistema elétrico brasileiro evidencia a necessidade de se aprofundar no conhecimento das consequências das alterações climáticas na operação e no planejamento da expansão da oferta, sobretudo no que tange a variação das afluências aos reservatórios das UHEs e seus desdobramentos na geração de energia e na segurança das estruturas, entre outros aspectos. Para tanto, é necessária a revisão das metodologias e processos de planejamento, de maneira a incorporar os efeitos das alterações climáticas nas análises.

11. Estruturar as bases de dados e de informações com vistas à maior integração com países da América do Sul

Para a integração energética regional baseada em UHEs é necessário retomar os estudos de inventário e potencial. Os países sul americanos ainda possuem um conjunto considerável de projetos de geração que podem contribuir para uma maior integração energética regional e se apresentam como opções de expansão dos parques geradores dos países envolvidos. Além disso, são necessários tanto a estruturação de uma base de dados com características uniformes dos países envolvidos, quanto maior acesso à informação sobre políticas setoriais e de regulação do setor em cada país.

Mapa do Caminho - Hidreletricidade

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Melhor compreensão e esclarecimento do papel da geração hídrica e dos reservatórios no futuro do sistema elétrico brasileiro	Enderregar efeitos de eventual novo papel das UHEs na operação do sistema: avanços metodológicos e desenho de mercado		
	Ampliar os esforços de comunicação e diálogo com a sociedade em todas as etapas do processo		
	Promover agenda de diálogo para definir a compensação para as comunidades indígenas e os procedimentos de consulta		
Complexidade socioambiental para a expansão hídrica	Ampliar a Integração entre temas de energia e meio ambiente		
	Aumentar a articulação entre o setor elétrico e as instituições ligadas à questão hídrica		
	Estimular a elaboração de Inventários Hidrelétricos Participativos		
Modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas	Aprimorar regras e ações que incentivem a modernização das UHEs		
	Rever o Manual de Inventário e as Instruções para os Estudos de Viabilidade		
Atualização do potencial hidrelétrico brasileiro	Equacionar a viabilidade financeira dos estudos de inventário e viabilidade		
Vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas	Melhorar a compreensão dos efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração das hidrelétricas em operação e nos potenciais de recursos inventariados.		
Expansão da integração energética na América do Sul por meio de UHEs	Estruturar as bases de dados e de informações com vistas à maior integração regional		