



# VALOR DA FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS COM UMA ALTA PARTICIPAÇÃO DE HIDRELÉTRICAS: O CASO DO BRASIL

O Brasil é um país privilegiado por ter os excelentes recursos hídricos disponíveis, o que permite ao país uma menor dependência de combustíveis fósseis para a geração de energia. No entanto, o sistema é altamente dependente do clima porque a maioria da demanda do sistema é suprida com a geração hidrelétrica. Uma vez que o país, como o resto do mundo, procura adicionar mais energia eólica e solar, a dependência climática do sistema energético apenas continuará a aumentar. Este estudo busca discutir uma forma ideal de equilibrar o sistema elétrico; verificando a necessidade de nova geração flexível para manter a confiabilidade, equilibrar grande quantidade de energias renováveis e também reduzir emissões de carbono.

## ÍNDICE

<b>RESUMO EXECUTIVO</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>4</b>
<b>OBJETIVOS DO ESTUDO</b>	<b>7</b>
<b>CENÁRIOS ESTUDADOS</b>	<b>8</b>
<b>RESULTADOS E COMENTÁRIOS</b>	<b>9</b>
Otimização da Capacidade do Sistema de 2020 a 2027	9
Comparação de Tecnologias Flexíveis	10
Comparação com Tecnologia Térmica	13
<b>RESUMO E RECOMENDAÇÕES FINAIS</b>	<b>16</b>
Recomendações de Políticas Públicas	16
<b>APÊNDICE</b>	<b>20</b>
Software de Simulação Energética PLEXOS®	20
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>23</b>

# RESUMO EXECUTIVO

Um modelo de otimização de expansão do sistema elétrico brasileiro de longo prazo, otimizado de 2020 a 2027, enfatiza a necessidade de se adicionar recursos flexíveis ao sistema energético do país para gerenciar toda a incerteza climática potencial. Esta conclusão é muito semelhante àquela da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) no âmbito do Plano Decenal 2018, com ambos os modelos esperando tirar vantagem dos preços competitivos de energia renovável enquanto acrescenta capacidade de geração flexível (Flexibilidade) para ajudar a equilibrar o sistema de modo eficiente.

**Usinas de geração flexíveis permitiriam ao Brasil a minimização de utilização de combustíveis fósseis e diminuiriam o custo da eletricidade.**

Ao comparar as opções tecnológicas para fornecer a flexibilidade necessária, RICE (Motores a Combustão Interna) são um complemento excelente para o sistema elétrico brasileiro que dependerá cada vez mais da intermitência de renováveis. Esta tecnologia permite que o Brasil minimize o uso de combustíveis fósseis e, conseqüentemente os custos de energia elétrica, e continue a descarbonizar e acrescentar mais energia eólica e solar em seu mix de geração. Isso também diminuirá os riscos de períodos de energia não servida quando da ocorrência de períodos de secas inesperados. Motores de combustão interna possibilitariam a adição futura de energia eólica e solar porque as características da sua tecnologia são ideais para equilibrar e minimizar a geração intermitente enquanto garantem que capacidade firme está disponível para manter a segurança do fornecimento em todos os cenários. Adicionando mais flexibilidade, o sistema elétrico se torna mais amigável para energia renovável intermitente em larga escala.

Outro desafio que precisa ser resolvido em sistemas majoritariamente hidrotérmicos, é como encorajar a aquisição de flexibilidade para momentos de baixa geração renovável, incluindo hídrica. A criação de um mercado de flexibilidade deveria ser considerada como uma recomendação de política pública. Um mercado com definições claras para o processo de aquisição da quantidade adequada de flexibilidade a nível sistêmico deveria ser contemplado nos quais seus custos são pagos por todos os agentes do sistema. Em sistemas hídricos, a aquisição de flexibilidade pode ser vista como uma apólice de seguro do sistema: se tudo acontecer de acordo com as expectativas positivas, ou seja, se houver recursos renováveis suficientes para atender a demanda com energia barata e renovável, então, o custo deste seguro é muito baixo em comparação com o benefício de ter o sistema funcionando em recursos renováveis de baixo custo. Se o pior cenário se materializar, o mercado será operado de modo ideal usando os recursos flexíveis instalados para essa aplicação, economizando os custos excessivos de blackouts ou fontes mais caras de flexibilidade.

Ao mesmo tempo, uma nova métrica de aquisição de flexibilidade deve ser criada. Flexibilidade não pode ser precificada usando os mesmos termos da aquisição de energia, porque sua energia pode, em anos chuvosos, não ser necessária para a rede, desencorajando investimentos pelos agentes do mercado. Como mostrado nos resultados do estudo, como os benefícios econômicos de incrementar a flexibilidade do sistema serão obtidos a nível do sistema, em sistemas com alta participação hídrica, a aquisição deste novo atributo deveria ser encorajada pelo planejador de longo prazo do sistema, usando novas ferramentas para realizar esta tarefa e deve ser contratada com contratos de longo prazo. Isso reduziria os riscos para o investidor e aumentaria a capacidade de financiamento do projeto.



Como a adição de flexibilidade em um sistema reduz os custos e riscos operacionais totais, é necessário que o processo de aquisição apure o valor da flexibilidade observando os custos evitados de eletricidade quando este recurso é adicionado ao sistema.

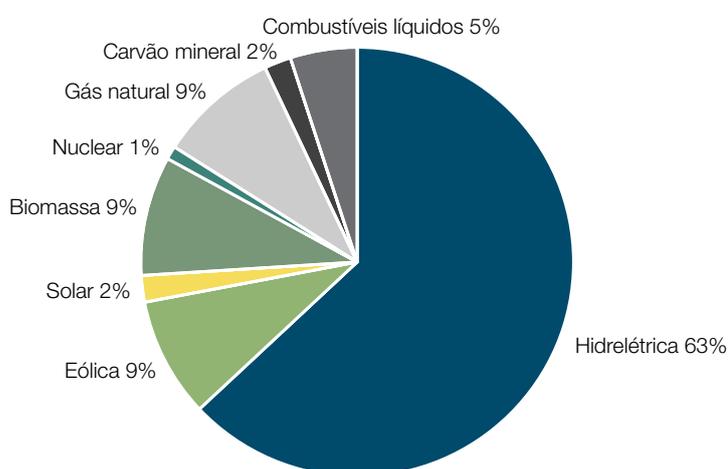
O presente estudo sugere uma forma apropriada de se estimar a economia nos custos de operação do sistema quando flexibilidade é adicionada: uma simulação futura da rede para um ano completo, em granularidade temporal sub-horária para cada recurso flexível disponível. Fazendo este exercício, é possível compreender como ativos flexíveis devem operar no sistema, bem como o valor de cada tecnologia flexível para cada cenário hídrico, considerando todos os seus custos (CAPEX e OPEX) e seus benefícios estimados no nível do sistema. O custo evitado de operação para cada opção de flexibilidade pode ser usado na criação de uma nova métrica para adquirir esta flexibilidade, comparando custos fixos para cada opção com seus custos evitados para o sistema de energia.

Usando um modelo de otimização capaz de realizar esta tarefa é crucial, destacando a necessidade de novas ferramentas que podem avaliar o verdadeiro valor da flexibilidade, principalmente na escala do curto prazo, quando os impactos da energia eólica e solar são relevantes. Então, vale a pena observar quanto maior a granularidade da simulação, maior a precisão dos resultados obtidos da operação do sistema.

# INTRODUÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Poucos países no mundo desfrutam da mesma disponibilidade de recursos naturais como o Brasil. Com várias bacias hidrográficas, a hidroeletricidade é a principal fonte de geração de energia do país. De acordo com dados recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil atualmente tem aproximadamente 172GW de capacidade de geração instalada, dos quais mais de 63%, ou 109GW, é de capacidade hidroelétrica (ANEEL, 2020)

Recursos de geração térmicos têm um papel significativo no sistema de energia brasileiro, para complementar a geração hídrica. Energia eólica e solar são formas mais novas de energia renovável que continuam a crescer no sistema brasileiro. A importância do vento aumentou na última década e é esperado a desempenhar um papel fundamental no futuro, principalmente na região nordeste do país que oferece grande potencial eólico, o que ficou evidente após uma mostra positiva nos últimos leilões de nova energia dos países. Energia solar fotovoltaica, a qual tem uma pequena participação no momento, também está mostrando enorme potencial porque os preços estão caindo, e se tornando extremamente competitiva.

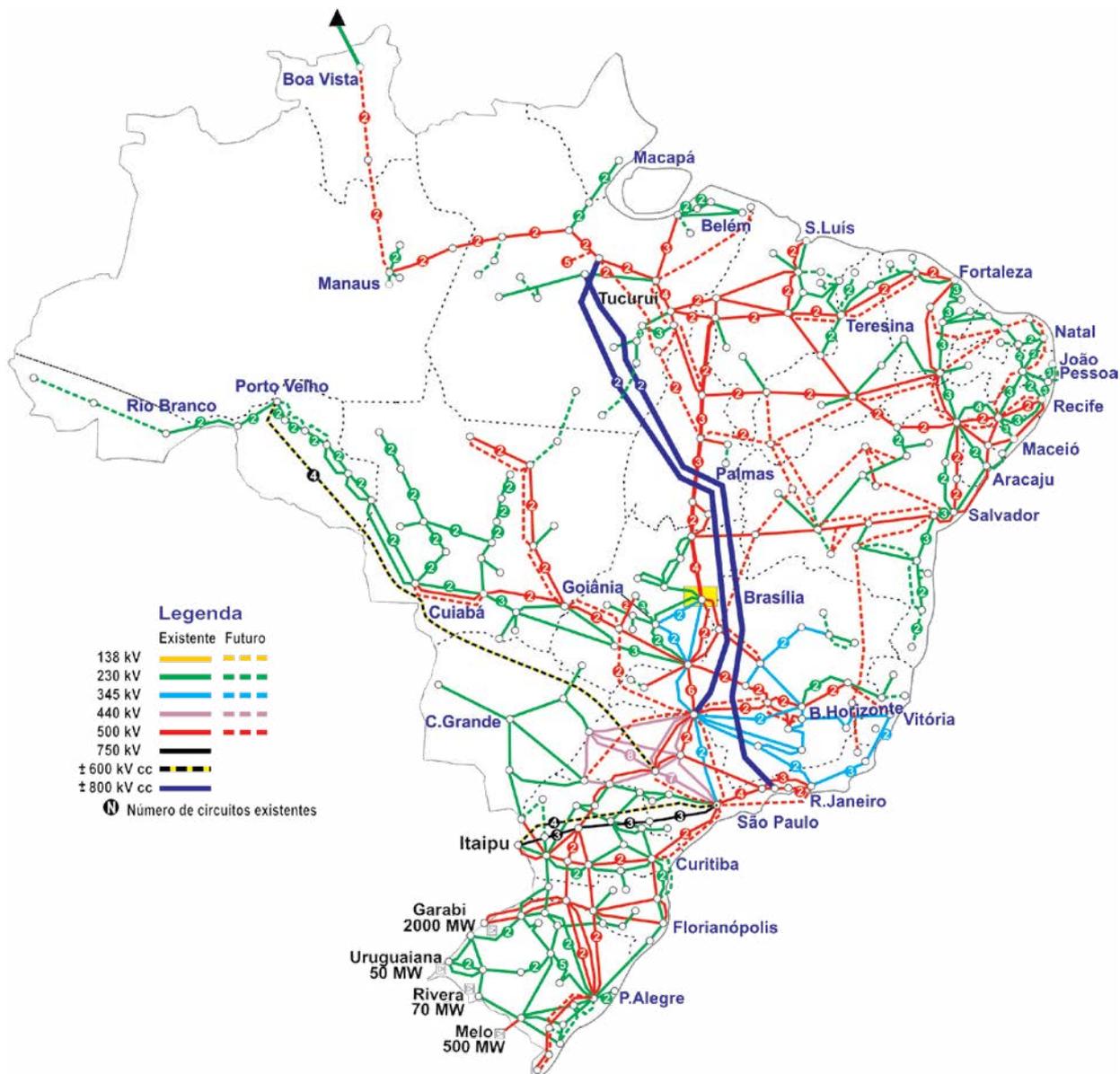


**Figura 1. Capacidade de geração de energia por tipo de combustível (ANEEL, 2020)**

**A efetiva geração de energia das usinas hidrelétricas é diretamente dependente das estações chuvosas.**

Apesar de haver uma grande base instalada de energia hídrica, a geração de energia dos recursos hídricos depende diretamente da estação de chuvas. Em anos com boa hidrologia (precipitação acima da média), pode-se contar com recursos hídricos e eles podem gerar a maior parte da eletricidade do país. O oposto é verdadeiro em anos com chuvas desfavoráveis. O perfil de geração de usinas termelétricas é oposto ao perfil hídrico, já que períodos de precipitação abaixo da média resultam em mais dependência de usinas térmicas.

Outra característica do sistema elétrico brasileiro é a grande rede de transmissão. O sistema interconectado nacional (SIN) cobre a maior parte do país e conecta todas as capitais de estado, excluindo a cidade de Boa Vista. O país pode ser dividido em cinco grandes regiões elétricas, quatro das quais são interconectadas formando o SIN, Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte (N) e Nordeste (NE). O SIN conecta mais de 99% da população brasileira sendo o 1% restante formado por pequenas cidades no interior da região Norte, onde a interconexão se torna cara e a geração de eletricidade local é baseada em fonte térmica a diesel.



**Figura 2. Rede Interconectada Planejada Brasileira (Fonte: ONS, 2020)**

A principal vantagem de se operar um sistema de transmissão sofisticado é capturar e equilibrar a sazonalidade de cada região. Por exemplo, quando a estação de chuvas termina na região sudeste, ela começa nas regiões norte e sul. A produção eólica na região nordeste e a disponibilidade de biomassa na região sudeste são maiores em meses secos. Dessa forma, torna-se possível tirar o máximo do potencial natural de cada região, otimizando a geração de energia de fontes renováveis de baixo custo transmitindo grandes blocos de energia entre as diferentes regiões do Brasil.

Para o futuro, o planejamento de longo prazo do sistema elétrico brasileiro indica um crescimento limitado em novas usinas hídricas e um grande crescimento de capacidade eólica e solar com uma redução da participação da fonte hídrica na matriz (Ministério de Minas e Energia, 2018)<sup>1</sup>. Como espera-se que o consumo continue a crescer, outro efeito colateral é a redução da capacidade de armazenamento relativa do sistema hídrico (mesma capacidade de armazenamento para atender uma demanda mais alta). Durante os anos de seca, principalmente, o sistema terá flexibilidade extremamente limitada das usinas hídricas, porque sua capacidade de equilibrar variabilidade de curto prazo é limitada pela disponibilidade de água nas represas e pelas restrições de fluxos de água dos rios. Este caminho, para mais intermitência na geração com menos flexibilidade hídrica, começa a aumentar a necessidade de se examinar se a rede futura será capaz de tratar da intermitência gerada por quantidades substanciais de geração renovável.

**Ao se integrar grandes quantidades de geração intermitente em um sistema elétrico, o atributo flexibilidade deve ser avaliado em nível sistêmico.**

Ao discutir a flexibilidade do sistema, deve-se considerar a habilidade de uma rede responder rapidamente a flutuação na carga e em geração intermitente. Ao integrar grande escala de recursos renováveis variáveis na rede, flexibilidade deve ser tratada em nível sistêmico, porque a flexibilidade do sistema é uma combinação: (i) da flexibilidade de cada grupo gerador instalado na rede, (ii) de como as fontes renováveis estão correlacionadas umas com as outras e (iii) do nível de disponibilidade de transmissão na rede. No entanto, flexibilidade é um termo que deve ser usado para definir a habilidade de uma carteira de geração de energia para fornecer Energia, Balanceamento e Energia Crítica de modo eficiente e com bom custo-benefício em resposta a quaisquer mudanças na rede.

Tipicamente, um sistema de energia hidrotérmica é aquele com pelo menos uma participação moderada de geração hídrica que é então utilizada com capacidade térmica. Usinas térmicas são usadas para equilibrar variações entre estações chuvosas. Geração hídrica acumulável pode armazenar água em um reservatório e liberá-la quando o sistema elétrico precisar de mais geração. No caso do sistema brasileiro, há aproximadamente 290GM-mês de capacidade de armazenamento equivalente instalada para atender a rede com flexibilidade. Usinas hídricas com reservatório são tipicamente ativos mais flexíveis, na ausência de restrições ambientais. Estas usinas são livremente despachadas para equilibrar o sistema enquanto também podem prestar serviços acessórios, como regulação da frequência.

Apesar de muitas usinas hídricas serem acumuláveis, flexíveis e terem baixo custo operacional, seu potencial e desempenho podem ser limitados por algumas razões:

- Em primeiro lugar, a geração hídrica não é tecnologia que possa ser escalonada de forma simples porque ela requer local específico com recursos hídricos disponíveis e/ou quedas d'água. Por exemplo, no Brasil, há um número limitado de locais disponíveis para nova capacidade hídrica, a qual agora está concentrada na floresta tropical da Amazônia.
- Em segundo lugar, a geração hídrica varia de ano para ano e de estação para estação, e esta variação pode ser radicalmente diferente e correlacionada com fenômenos ambientais, como o El Niño e La Niña, por exemplo.
- Em terceiro lugar, o rio onde a usina hídrica está localizada normalmente presta outros serviços para a sociedade além da geração de energia, como fornecimento de água para consumo humano e irrigação. Estas restrições tipicamente limitam variações de fluxo nos rios e fluxos máximos e mínimos permitidos.
- Por fim, os rios muitas vezes podem ter várias usinas hídricas, ou seja, as usinas são em cascata. Usinas em cascata tornam sua operação mais desafiadora porque há atrasos nos fluxos de água. Por exemplo, quando a água é liberada da usina a montante, ela pode demorar várias horas ou mesmo dias para chegar na próxima usina. E se a próxima usina for a fio de água sem armazenamento, a água liberada aumenta a geração da usina a fio de água com atraso.

Durante períodos secos e anos secos, geração térmica ou outro tipo de geração deve complementar a geração hídrica. Períodos secos resultam em baixo nível de água nos reservatórios. Nesse caso, as usinas não podem gerar sua potência nominal e, dessa forma, elas fornecem menos flexibilidade para suportar o sistema durante períodos de pico de demanda. Períodos chuvosos, ao contrário, resultam em altos influxos nos rios. Essa massa de água pode incrementar o risco de vertimento. Derramamento ou desvio de fluxos não é desejado porque representam energia gratuita sendo desperdiçada. Períodos chuvosos também limita a flexibilidade de geração hídrica, pois a mesma precisa produzir para evitar vertimentos.

Conforme a quantidade de energia renovável (RE) aumenta, sistemas elétricos enfrentam novos desafios não apenas na manutenção da confiabilidade e resiliência do sistema, mas também no balanceamento das variações na geração renovável e na demanda, principalmente em períodos mais curtos de tempo como minutos e horas. Sem planejamento adequado e detalhado, o custo geral de geração pode aumentar apesar da adição de energia renovável barata. Isso é verdadeiro porque a frota de energia térmica instalada no sistema não é flexível suficiente para lidar com intermitência no curto prazo da recém-chegada capacidade eólica e solar. Apenas com novas ferramentas e metodologias de planejamento avançadas, associadas com a tecnologia de balanceamento apropriada e armazenamento de energia, pode-se medir se altos níveis de utilização de RE podem ser obtidos em uma rede enquanto se reduz o custo de geração geral.

Em resumo, geração térmica flexível e dinâmica é necessária mesmo em sistemas hídricos:

- para equilíbrio sazonal de geração hídrica
- para equilibrar variabilidade hídrica anual
- para ajudar no balanceamento em tempo real e energia eólica e solar
- para fornecer capacidade de ponta e acompanhamento de carga
- para fornecer reserva rápida do sistema de forma a cobrir erros de previsão de eólica e solar
- para garantir adequação do sistema (margem de reserva de capacidade).

## OBJETIVOS DO ESTUDO

O objetivo deste trabalho é estudar a expansão ideal da matriz em um sistema de base hídrica, como o Brasil, considerando a inserção massiva de geração renovável intermitente nos próximos anos. Outro objetivo do estudo é estimar a eficiência e confiabilidade da energia hídrica como um compensador do sistema quando quantidades substanciais de capacidade eólica e solar são introduzidas no sistema elétrico. Recurso hídrico é um ativo flexível que pode ajudar sistemas elétricos com a intermitência de energia renovável, mas isso é apenas verdadeiro quando quantidade adequada de água estiver disponível e estocada especificamente para esse fim. Adicionalmente, o estudo objetiva enfatizar o papel de flexibilidade térmica de baixo custo e rápido acionamento no futuro sistema elétrico brasileiro com mais geração eólica e solar, sugerindo aprimoramentos regulatórios para permitir uma integração regular e eficiente de altas participações de recursos renováveis, tratando do seu principal impacto. Para observar isso, dois casos foram estudados:

- Uma otimização da expansão do sistema no longo prazo, de 2020 a 2027, com o software de otimização Plexos, da Energy Exemplar®
- Uma comparação detalhada de diferentes opções de tecnologias flexíveis no ano de 2027 usando o modelo de despacho no curto prazo preciso do Plexos.

O estudo do sistema elétrico foi conduzido utilizando o modelo de simulação PLEXOS®. O Plexos é um software desenvolvido pela empresa Energy Exemplar e tem uma robusta capacidade de simulação entre sistemas elétricos, água e gás focando no controle total do usuário, transparência e precisão através de várias restrições

e incertezas. Este software é amplamente utilizado por operadores de sistemas elétricos, distribuidoras de energia e consultores para análise de sistemas, bem como planejamento e otimização do despacho. Detalhes relacionados a modelagem são dados na próxima seção e no apêndice deste trabalho.

## CENÁRIOS ESTUDADOS

A primeira parte dos resultados, intitulada “Otimização do Planejamento da Capacidade do Sistema de 2020 a 2027”, envolve um modelo de expansão de capacidade de geração no longo prazo para o Brasil, otimizado de 2020 a 2027. O modelo Plexos é solicitado a encontrar os custos mais baixos de geração de eletricidade selecionando de modo ideal a adição da capacidade de geração para satisfazer adequadamente a demanda de eletricidade em diferentes condições de hidrologia e de despacho ideal dos ativos. O modelo inclui três hidrologias: 1) média de longo prazo, 2) seca (15% abaixo da média) e 3) chuvosa (13% acima da média). A capacidade de geração ideal é capaz de atender a demanda ao custo mais baixo, ao longo do período estudado. Os custos relatados incluem (1) Custos de capital (CapEx), (2) Custos de operação e manutenção fixos (FO&M), (3) Custos operacionais (OpEx), como custos de combustível e de partidas e paradas.

O Plexos pode adicionar energia eólica, energia solar fotovoltaica, turbinas a gás de ciclo combinado, turbinas a gás de ciclo aberto (industriais e aeroderivadas) e motores de combustão interna ao sistema elétrico a qualquer momento durante o período do estudo, desde que eles façam sentido econômico. As hipóteses de custos de investimento para as tecnologias são dadas no Apêndice, na Tabela 5 e na Figura 8. Outras tecnologias, quais sejam, biomassa, nuclear, hídrica de pequena e grande escala, são adicionadas conforme PDE2027<sup>1</sup>. Além disso, também seguindo o PDE2027, a expansão da energia eólica e solar é limitada anualmente no modelo de expansão.

O PDE2027 foi utilizado com uma referência para determinar o plano de expansão no longo prazo ótimo para o Brasil. Com isso em mente, comparando-se os resultados do PDE com o modelo Plexos de otimização no longo prazo, deve haver a validação para a estimativa realizada atualmente da EPE. Ao final desta seção, a capacidade ideal determinada e desenvolvida pela simulação do Plexos e a desenvolvida pela EPE para o período até o ano de 2027 serão comparadas.

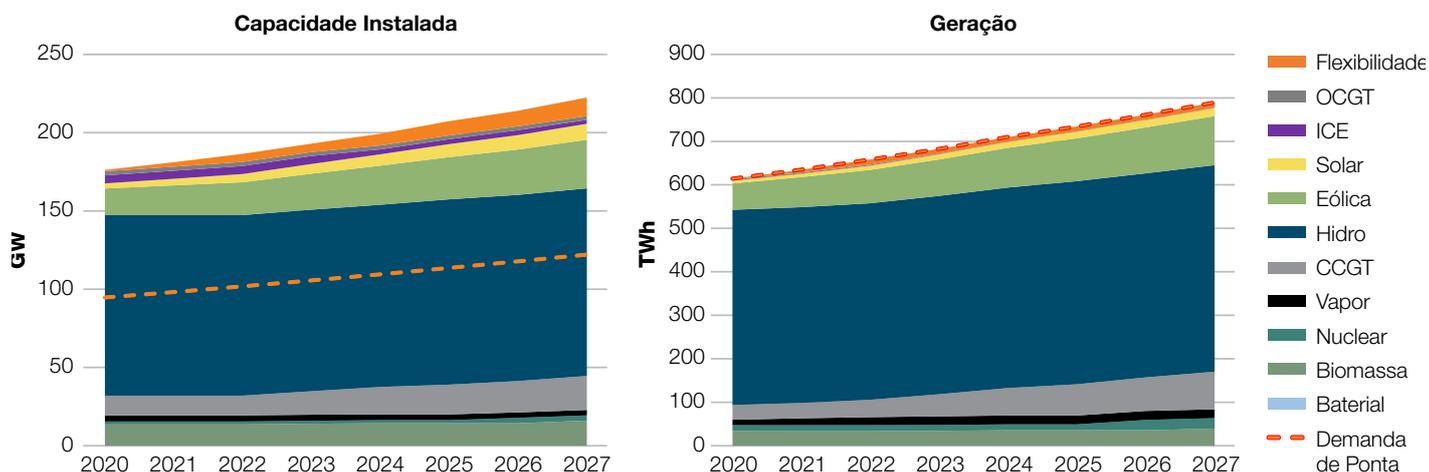
Na segunda parte deste estudo, intitulada “Comparação de Tecnologias Flexíveis”, o ano de 2027 é estudado com maior detalhamento de resolução através de um modelo de otimização de despacho no curto prazo. O modelo no curto prazo otimiza a operação do sistema em base horária, ao longo do ano, considerando a capacidade instalada, usando todas as restrições técnicas na vida real que tecnologias diferentes têm (como hora de início e custos de partida, vazões mínimas e máximas de água, entre outras). O objetivo desta seção é determinar a tecnologia flexível ideal para o sistema de energia em 2027. Nesta parte, a matriz de capacidade para 2027 é tirada do PDE2027.

<sup>1</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027 pela agência de energia Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

# RESULTADOS E COMENTÁRIOS

## Otimização da Capacidade do Sistema de 2020 a 2027

Este exercício descreve os resultados para a expansão ideal no longo prazo do sistema elétrico brasileiro para os anos de 2020 a 2027. A Figura 3 exibe a capacidade instalada otimizada e a geração efetiva encontrada para cada tecnologia durante o período estudado. A Figura também apresenta a capacidade atual, acréscimos de capacidade e de ponta de carga do sistema.



**Figura 3. Capacidade instalada otimizada e a geração efetiva encontrada para cada tecnologia de 2020 a 2027**

De 2020 a 2027, a demanda anual por eletricidade aumenta de 600 TWh para aproximadamente 800 TWh. Durante todo este período, o Plexos está principalmente adicionando nova energia eólica e solar (porque estas são as opções de menor custo para energia), geração a gás flexível e algumas usinas a gás natural em baseload para o equilíbrio em anos secos. Recursos renováveis e flexibilidade são adicionados todo ano enquanto novas usinas a gás de ciclo combinado (CCGT) de baseload são adicionadas de 2023 em diante. Conforme o plano do PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia), nova capacidade hídrica, de biomassa e nuclear também são instaladas ao longo de todo o período estudado, mas não em uma quantidade significativa.

Capacidade eólica e solar são adicionadas anualmente para equiparar o crescimento contínuo de carga. Em 2027, a capacidade eólica instalada é 31 GW e a solar 10 GW, um impressionante crescimento ao longo do período de 7 anos. Devido aos custos competitivos, o modelo adiciona tanta energia renovável quanto pode a cada ano. Isso sugere que adicionar ainda mais recursos renováveis nos anos após 2027 também seria uma escolha econômica. A quantidade máxima de capacidade eólica e solar adicionadas anualmente são supostas como sendo 2 GW e 1 GW, respectivamente, seguindo o limite proposto pelo PDE2027 a partir de 2023.

Com a quantidade maior de geração renovável intermitente, um grande acréscimo de nova geração a gás flexível é necessária para equilibrar renováveis e para satisfazer a crescente demanda. Ao longo do período estudado, é necessário adicionar aproximadamente 12 GW de nova capacidade de geração flexível. A função desta capacidade flexível também é estudada e será mais detalhada na próxima seção.

O modelo acrescenta aproximadamente 9 GW de nova geração a gás na base do sistema, baseado em usinas a ciclo combinado. Este acréscimo de fósil inflexível pode ser explicado pela crescente demanda do sistema que requer capacidade firme para manter segurança de fornecimento. No entanto, deve ser mencionado que as novas usinas a gás de baseload são apenas econômicas devido aos acréscimos renováveis anuais sendo limitados no PDE2027. Permitir que o Plexos faça maior expansão da geração renovável do que a planejada pelo PDE resultaria em custo de geração mais baixo e reduziria a necessidade de novas usinas a gás natural para atendimento da carga.

Com o grande acréscimo da capacidade eólica e solar, a quantidade de usinas de base inflexíveis deveria ser limitada pois as mesmas não são capazes de prestar serviço de balanceamento eólico e solar dinâmico, de rápida partida e parada. Outra questão de adicionar muita geração inflexível é que essas usinas poderiam limitar o acréscimo de energia renovável no futuro. A capacidade resultante desenvolvida de 2020 a 2027

A Tabela 2 resume os acréscimos cumulativos (em GW) de diferentes tecnologias e compara os resultados do PDE 2027 com aquele encontrado pelo modelo de expansão Plexos.

		Até 2023	Até 2025	Até 2027
PDE 2027	Eólica	4	8	12
	Solar	2	4	6
	Flexibilidade	1	8	13
	CCGT	3	8	9
	Todos os Outros	1	4	8
Otimizado	Eólica	8	12	16
	Solar	4	6	8
	Flexibilidade	5	9	12
	CCGT	3	6	9
	Todos os Outros	1	4	8

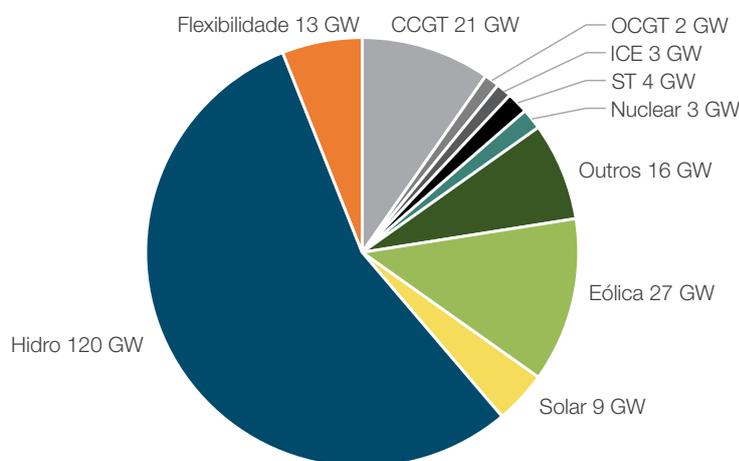
**Tabela 2. Acréscimos cumulativos, em GW, para 2027 na expansão do PDE e a expansão otimizada pelo Plexos**

Ao observar o PDE atual e o cenário otimizado simulado com o Plexos, é possível concluir que eles são notavelmente semelhantes. Ambos tiram vantagem dos preços competitivos de energia renovável e acrescentam capacidade de geração flexível (Flexibilidade) para ajustar e balancear o sistema de forma efetiva e econômica. A próxima seção detalhará os 13 GW de capacidade de Geração Flexível que o plano PDE sugere acrescentar e como estes desempenham papel fundamental de segurança sistêmica.

### Comparação de Tecnologias Flexíveis

Como visto na seção anterior, assim como a conclusão do PDE2027 da Empresa de Pesquisa Energética, o modelo no longo prazo do Plexos mostra a necessidade de instalação de nova capacidade de geração flexível. Existem diversas tecnologias que podem ser caracterizadas como “flexíveis” em termos de geração de energia.

Esta seção usará um modelo de despacho no curto prazo para o ano de 2027 para avaliar e comparar os custos totais de geração para os cenários em que cada tipo de tecnologia flexível é utilizada como referência. O objetivo é identificar qual seria a tecnologia mais econômica e para ser utilizada como a capacidade flexível de referência. A otimização é feita considerando-se três tipos diferentes hidrologia. A matriz de geração para as simulações foi retirada do PDE 2027 e é mostrada na Figura 4.



**Figura 4. Matriz de geração por tipo de tecnologia (GW) em 2027.**

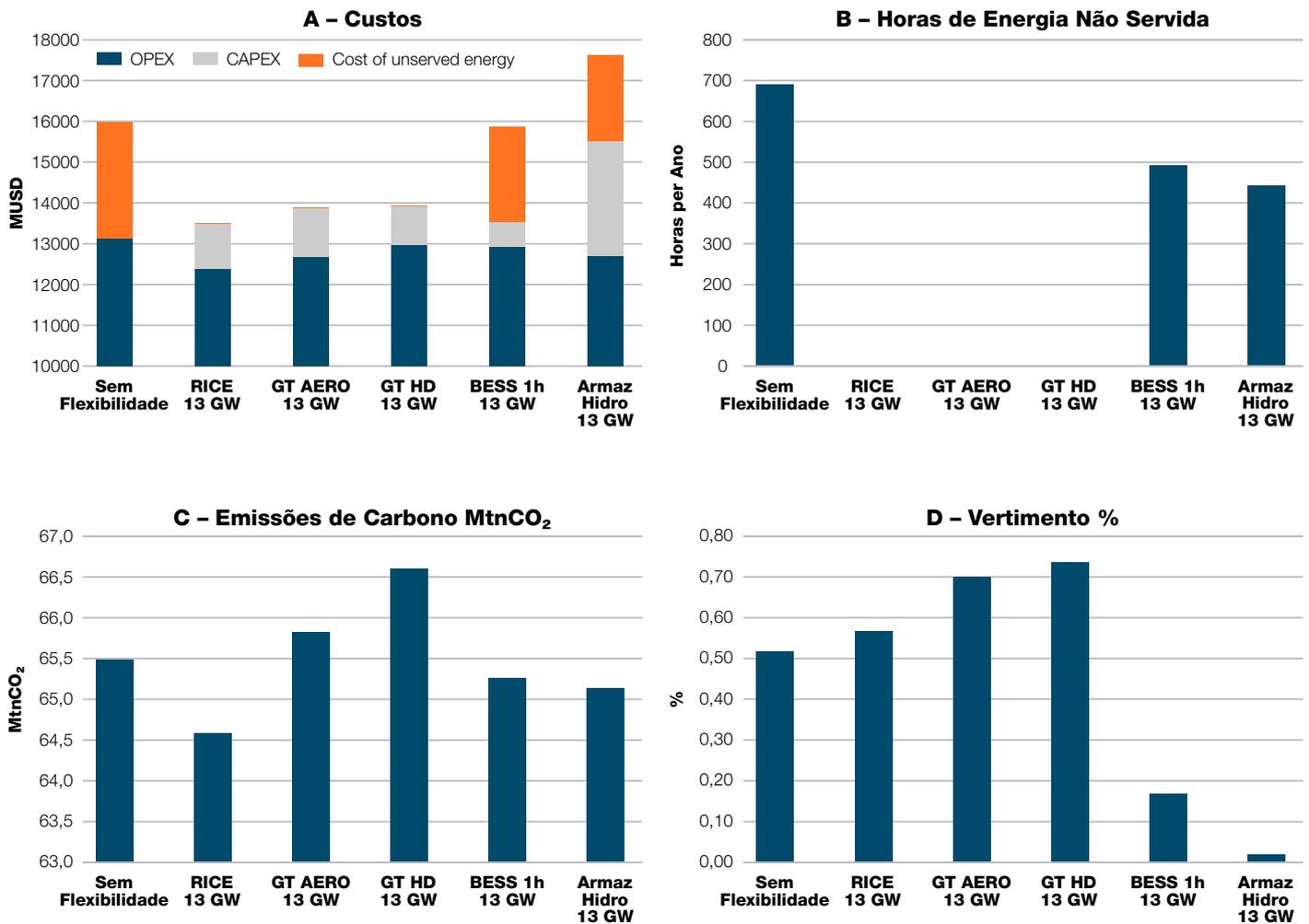
A simulação no curto prazo para 2027 é repetida seis vezes, para cada cenário mostrado na Tabela 3.

Comparações de opções de flexibilidade	
Cenário	Descrição
Sem Nova Flexibilidade	Sem nova flexibilidade adicionada
RICE 13 GW	Motores a Combustão Interna Recíprocos de 13 GW
GT AERO 13 GW	Turbinas a Gás Aeroderivadas GT de 13 GW
GT HD 13 GW	Turbinas a Gás de Serviço Pesado GT de 13 GW
BESS 1h 13 GW	13 GW de Sistemas de Armazenamento de Bateria de 1 hora
Armazenamento de Bomba 13 GW	13 GW e 39 GWh de Armazenamento de Bomba

**Tabela 3. Cenários estudados para comparação de flexibilidade de 2027. Tecnologias de geração térmica funcionam a gás natural.**

Os resultados e comparações para todos os seis cenários estão descritos na Figura 5.

A Figura 5-A exibe a comparação de custos totais de geração do sistema de energia para os cenários estudados (base anual). O custo total inclui o custo operacional do sistema elétrico brasileiro (combustível, custo variável de operação e manutenção, custos de partida e parada, custos de rampa) para o ano de 2027, investimento anualizado na nova capacidade flexível, bem como o custo de energia não servida, conforme as regulamentações brasileiras. Energia não servida significa que o sistema que não é capaz de fornecer eletricidade para alguns consumidores durante determinados horários – o custo para essa energia não servida é equivalente ao custo de déficit publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica.



**Figura 5. Resultados da comparação de flexibilidade de 2027, Custos totais de geração (A), Horas de energia não servidas (B), Emissões de carbono em toneladas métricas (C) e porcentagem de interrupção eólica e solar (D). Os números são uma média em diferentes cenários de hidrologias.**

O cenário de menor custo, estimado pelo modelo no curto prazo do Plexos é aquele onde 13 GW de Motores a Combustão Interna (RICE) estão instalados. A maior parcela da economia pode ser atribuída aos Custos Operacionais mais baixos (OPEX), eficiência termodinâmica especificamente mais alta e custos de partida e parada mais baixos. Turbinas a gás aeroderivadas (GT AERO) e Armazenamento hidráulico também reduzem o custo operacional do sistema, no entanto, custo geral de armazenamentos hidráulico é mais alto devido ao seu alto custo de investimento.

Sem flexibilidade térmica no sistema, a energia não servida aumenta e isso aumenta o custo total, sendo valorada ao custo de R\$5000,00/MWh, equivalentes a USD1200,00/MWh (Brazilian Regulation Agency, 2020). Horas de energia não servida, apresentadas na Figura 5-B, representam o número de horas ao ano em que o parque de geração de energia não consegue satisfazer a carga do sistema.

Opções de armazenamento ajudam o sistema a reduzir energia não servida em comparação com o cenário Sem Nova Flexibilidade, mas não trata dos problemas durante anos secos quando não há energia excedente para ser armazenada.

Emissão de carbono para os diferentes cenários é mostrada na Figura 5-C. Emissões incluem CO<sub>2</sub> emitido de toda geração a gás, carvão, óleo e diesel no sistema de energia. Ao comparar com as outras opções térmicas, o cenário RICE reduz aproximadamente 1,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, portanto, notavelmente menos combustível é queimado do que nos outros cenários. Ao comparar com ambas as opções de armazenamento, deve-se observar que as quantidades substanciais de energia não servida cortam as emissões porque a geração total do sistema é mais baixa, naturalmente reduzindo as emissões gerais.

A Figura 5-D exibe a porcentagem de energia desperdiçada. O acréscimo de ativos de armazenamento (nos cenários de armazenamento) permite o melhor armazenamento da capacidade eólica e solar, quando estas estão em excesso. Os 13 GW de armazenamento hidráulico mostra interrupção mais baixa em comparação com o armazenamento em bateria devido ao seu maior tamanho de armazenamento. Ao comparar as opções térmicas, o cenário RICE é aquele que garante menor desperdício de geração eólica e solar.

Para obter um sistema confiável e evitar quaisquer períodos de energia não servida, geração térmica é necessária no sistema elétrico. Isso garante que energia e capacidade estejam disponíveis quando geração hídrica ou eólica ou solar não está. Isso se torna especialmente importante durante anos secos quando a geração hídrica está em baixa e apenas opções de armazenamento no curto prazo estão disponíveis para suportar o sistema durante períodos mais longos de pouco sol e baixos ventos.

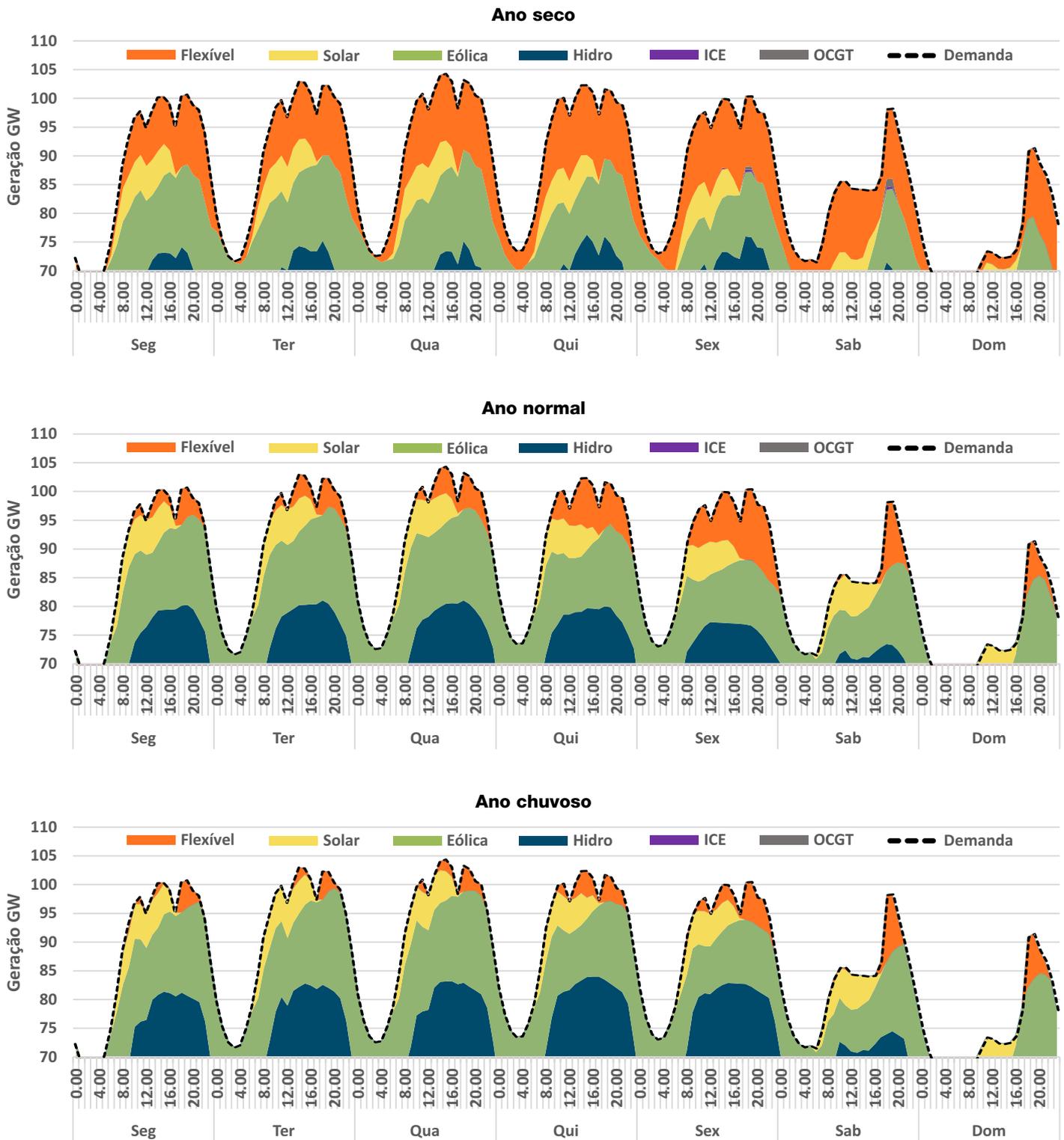
Há diferenças nos resultados entre tecnologias de geração térmica que merecem ser observadas. Instalação de motores de combustão interna para servir a capacidade flexível necessária resulta em custo total, emissões de carbono e vertimento de renováveis mais baixos em comparação com turbinas a gás aeroderivadas e turbinas a gás industrial. As opções de geração térmica serão mais detalhadas na próxima seção.

### **Comparação com Tecnologia Térmica**

Esta seção detalhará as tecnologias de geração flexíveis em ciclo aberto que poderiam ser adicionadas ao sistema brasileiro. As tecnologias estudadas incluem:

- 13 GW de Motores a Combustão Interna (RICE)
- 13 GW de Turbinas a Gás Aeroderivadas GT (GT AERO)
- 13 GW de Turbinas a Gás de Serviço Pesado GT (GT HD)

O funcionamento das tecnologias de geração flexível, durante anos chuvosos, secos e normais está ilustrada na Figura 6. A semana exemplo na figura é em setembro de 2027, o qual é considerado um mês do final da estação seca quando a demanda começa a aumentar, a geração eólica ainda é alta, trata-se do final do período seco e os níveis de armazenamento de água se encontram baixos.



**Figura 6. Operação da capacidade de geração térmica durante uma semana em setembro para anos secos, normais e chuvosos. Os números apresentam apenas a parte superior do despacho de geração anual para destacar geração eólica, solar e flexível. A maioria da geração é hídrica (abaixo da marca de 70 GW no eixo Y).**

Durante anos de seca, o sistema conta com a capacidade flexível a gás natural para funcionar de modo adequado. Devido ao alto número de horas de funcionamento (fator de capacidade ~50%), a tecnologia de ciclo aberto de alta eficiência diminui os custos com combustível e resulta em custo de operação do sistema mais baixo.

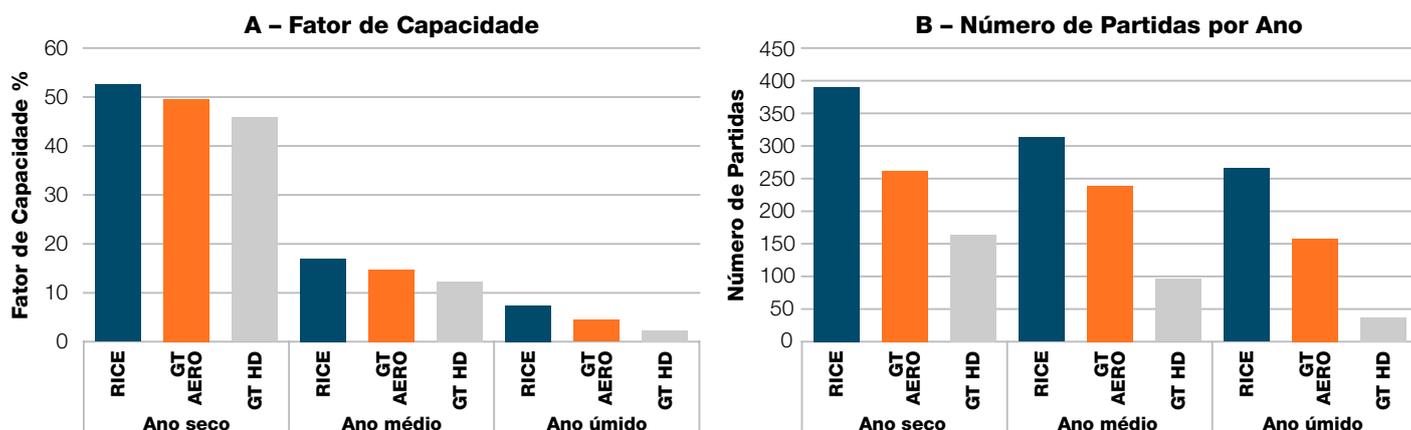
Em anos de hidrologia média, a capacidade flexível equilibra renováveis, fornece acompanhamento de carga e capacidade de ponta no curto prazo, mas as horas de

funcionamento são bastante reduzidas (fator de capacidade ~ 15%) em comparação com anos secos. Como visto na Figura 6, as usinas de geração tipicamente têm várias partidas durante o ano. Durante a semana de exemplo, a geração térmica é menor durante o fim de semana e é substituída por geração eólica e hídrica flexível, quando disponível.

Durante anos chuvosos, a capacidade é usada para picos ocasionais (fator de capacidade ~ 5%) e as usinas renováveis podem fornecer a maior parcela da energia consumida além de suprir outras necessidades sistêmicas. No entanto, é importante destacar que mesmo em anos chuvosos ainda há uma quantidade significativa de partidas e paradas para as usinas flexíveis a gás natural. O modelo utiliza motores a combustão mais do que as outras tecnologias a cada ano. Isso é devido a maior eficiência em comparação com as outras opções e custo de partida mais baixo se comparado com as turbinas a gás industriais (GT HD).

A Figura 7 resume a operação anual das três tecnologias flexíveis de ciclo aberto estudadas em diferentes anos hídricos. A Figura 7-A os fatores de capacidade enquanto a Figura 7 -B exibe as partidas anuais calculadas por unidades instaladas.

O impacto da precipitação anual sobre a utilização da capacidade flexível também é claro. Todavia, em todos os casos, chuvosos, normais ou secos, motores a combustão (RICE) têm o fator de capacidade maior e maior número de partidas, ou seja, prestam mais serviços de balanceamento para o sistema elétrico em comparação com as outras tecnologias flexíveis.



**Figuras 7. Fator de capacidade (A) e Partidas anuais por unidade de usina de energia instalada (B) para ativos de geração térmica para anos secos, normais e chuvosos.**

A Tabela 4 abaixo compara os custos em cada um dos cenários (custos médios anuais, considerando anos chuvosos, secos e normais). Os custos totais para cada cenário incluem custo de investimento anualizado na nova geração flexível e o custo operacional de todo o sistema (combustível, O&M variável e custos de partida). Com base nos resultados:

- O cenário com motores de combustão interna resultam no custo total mais baixo. A economia anual é 439 e 381 MUSD em comparação com cenários de turbina a gás industrial e turbinas a gás aeroderivadas, respectivamente.
- A economia é principalmente proveniente do custo operacional de todo o sistema - instalação de determinado tipo de tecnologia afeta a operação do restante do sistema elétrico. Tecnologias verdadeiramente flexíveis reduzem o custo do sistema no longo prazo, o que deveria ser recompensado no processo de compra de flexibilidade para um determinado sistema.

		13 GW de RICE	13 GW de GT AERO	13 GW de GT HD
<b>OPEX a nível do sistema</b>	MUSD	\$12.378	\$ 12.682	\$ 12.969
<b>Investimento em Flexibilidade</b>	MUSD	\$ 1.110	\$ 1.188	\$ 958
<b>Custo total</b>	<b>MUSD</b>	<b>\$ 13.488</b>	<b>\$ 13.869</b>	<b>\$ 13.927</b>
<b>Economia total com motores</b>	<b>MUSD</b>		<b>\$ 381</b>	<b>\$ 439</b>

**Tabela 4. Custo total e economia para operação do sistema para todas as tecnologias térmicas. Os números são uma média em diferentes hidrologias.**

## RESUMO E RECOMENDAÇÕES FINAIS

**Para balancear o sistema elétrico, nova geração a gás flexível deve ser adicionada para manter a confiabilidade e prevenir períodos de energia não servida.**

O sistema elétrico brasileiro é privilegiado por ter excelentes recursos hídricos que permitem ao país menor dependência de combustíveis fósseis. No entanto, a dependência do sistema é, ao contrário, do clima porque a maior parte do consumo é suprida com a geração hidrelétrica. Uma vez que o país, como o resto do mundo, procura descarbonizar sua matriz e adicionar mais energia eólica e solar, a dependência do sistema energético do clima apenas continuará a aumentar. Para equilibrar a rede, nova geração a gás flexível é necessária para manter a confiabilidade do sistema e evitar períodos de energia não servida.

Os resultados do modelo no longo prazo otimizado de 2020 a 2027 enfatizam a necessidade de acrescentar geração flexível ao sistema energético do país. Esta conclusão é muito semelhante àquela da EPE com ambos os modelos esperando tirar vantagem dos preços competitivos de energia renovável enquanto acrescentam capacidade de geração flexível (flexibilidade) para ajudar a equilibrar o sistema de modo eficiente.

Ao comparar as opções tecnológicas para fornecer a flexibilidade necessária, RICE (Motores a Combustão Interna) são um complemento excelente para um sistema energético brasileiro que sofrerá a intermitência de renováveis. Esta tecnologia permite que o Brasil minimize os custos de eletricidade e continue a descarbonizar acrescentando mais energia eólica e solar. Isso também resolverá a questão de estações secas forçando períodos de energia não servida ou, em outras palavras, blackout. Os motores possibilitariam promover a adição futura de energia eólica e solar porque as características da sua tecnologia são ideais para balancear e minimizar os impactos da geração intermitente enquanto garantem que capacidade firme está sempre disponível para manter a segurança do fornecimento.

### Recomendações de Políticas Públicas

De acordo com a Agência Internacional de Energia (2014), as principais características de fontes solares e eólicas são:

1. custo marginal zero
2. baixa previsibilidade, o que aumenta a incerteza com relação à geração, principalmente no curto prazo; e
3. intermitência ou volatilidade na produção, causada por mudanças bruscas nas condições de ventos e sol que levam a variações significativas na curva de geração de energia.

A combinação destas características, junto com a expansão em larga escala destas fontes nos sistemas elétricos, aumenta a necessidade de flexibilidade. Em outras palavras, a integração em larga escala destas fontes nas redes elétricas desafia a operação e planejamento dos sistemas, porque requer uma transição gradativa do antigo sistema para um novo, favorável ao seu desenvolvimento. Sistemas elétricos tradicionais foram baseados em grandes usinas a vapor centralizadas usando carvão, recurso nuclear e gás como combustível, e são altamente inflexíveis. Sem flexibilidade adequada, os ativos eólicos e solares não podem ser utilizados de modo eficiente, o que já foi visto em regiões com alta penetração de renováveis como a Alemanha e a Califórnia onde a interrupção está se tornando um fenômeno cotidiano.

**Sem a quantidade adequada de flexibilidade, eólica e solar não serão utilizadas de maneira eficiente.**

Em sistemas hidrotérmicos, quando há armazenamento de energia disponível, é possível otimizar a rede com penetração relativa de energia eólica e solar usando parte da flexibilidade das usinas hidrelétricas, como pode ser observado nos resultados de anos chuvosos mostrados na Figura 5. No entanto, devido à incerteza da disponibilidade futura de chuvas, a prioridade de uso da água por outros consumidores e o impacto ambiental de operar usinas hidrelétricas para equilibrar o sistema, mesmo em sistemas hidrotérmicos, mecanismos para expandir a flexibilidade sistêmica devem ser estudados. Além disso, esse sistema deve ser desenvolvido de modo que opere confiavelmente em todas as condições climáticas, mesmo se alguns eventos climáticos com probabilidade de ocorrência excepcionalmente baixa.

Atualmente, um dos desafios a ser resolvido em sistemas de base hidrotérmica, é como encorajar a aquisição de flexibilidade para momentos de baixa geração renovável, incluindo hídrica. Como muito da flexibilidade do sistema pode ser fornecido através de armazenamento hidrelétrico, os preços de energia podem permanecer relativamente baixos por períodos prolongados de tempo, inibindo a instalação de capacidade de geração flexível por agentes do mercado. O emprego em larga escala de energia eólica e solar criará ainda mais pressão para reduzir os preços médios de energia nos mercados. No entanto, como este estudo mostra, tecnologias flexíveis são necessárias para reduzir os custos gerais do sistema e evitar risco de energia não servida durante os anos com precipitação média ou abaixo da média. Além disso, no caso de seca severa prolongada e escassez de outros recursos renováveis, a flexibilidade das usinas hidrelétricas é reduzida drasticamente e, sem tempo suficiente para a instalação de flexibilidade, o sistema sofrerá de uma escassez de recursos, principalmente durante momentos de ponta. Recomenda-se então que a aquisição da flexibilidade do sistema seja parte do planejamento de longo prazo dos sistemas hidrotérmicos.

A criação de um mercado de flexibilidade deveria ser considerada como uma recomendação de política. Um mercado com definições claras para processo de aquisição da quantidade adequada de flexibilidade no nível do sistema deve ser contemplado e no qual seus custos sejam pagos por todos os agentes do sistema. Em sistemas hídricos, a aquisição de flexibilidade pode ser vista como uma apólice de seguro do sistema: se tudo acontecer de acordo com as expectativas positivas, ou seja, houver recursos renováveis suficientes para atender a rede com energia barata e serviços de balanceamento, então, o custo deste seguro é muito baixo em comparação com o benefício de ter o sistema funcionando em recursos renováveis de baixo custo. Se o cenário de pior caso se materializar, o mercado será operado de modo ideal usando os recursos flexíveis necessários instalados para essa aplicação, economizando para o sistema os custos excessivos de blackouts ou fontes muito mais caras de flexibilidade.

Investimentos em sistemas de geração e armazenamento flexíveis devem ser incentivados apropriadamente para tornar o sistema mais amigável ao desenvolvimento renovável em larga escala. Ao adquirir energia apenas para o sistema, recomenda-se que a métrica para aquisição de energia seja adaptada para precificar os novos atributos que não eram importantes no passado, mas atualmente são fundamentais para a operação ideal. Uma escolha correta para a métrica de aquisição de energia pode ser otimizada e deve até reduzir a necessidade de flexibilidade incremental do sistema. A métrica atual usada para adquirir energia nos mercados de energia, como o LCOE (Custo Nivelado de Energia) e o ICB brasileiro (Índice Custo-Benefício), deve ser sofisticada o suficiente para precificar não apenas o custo do MWh produzidos por cada recurso, mas também sua contribuição de valor para a rede no momento em que é gerada, no curto prazo.

Ao mesmo tempo, uma nova métrica de aquisição de flexibilidade deve ser criada. Flexibilidade não pode ser precificada usando os mesmos termos da aquisição de energia, porque sua energia pode não ser necessária para a rede durante períodos prolongados de tempo. Como mostrado nos resultados do estudo, como os benefícios de incrementar a flexibilidade podem ser obtidos em um nível sistêmico, em redes com alta participação hídrica, a aquisição deste novo atributo deve ser encorajada pelo planejador no longo prazo do sistema, usando novas ferramentas para realizar esta tarefa e contratadas através de contratos de longo prazo, para reduzir os riscos do investidor em flexibilidade e aumentar a capacidade de financiamento do projeto.

Como a adição de flexibilidade em um sistema reduz os custos e riscos operacionais totais, é necessário que o processo de aquisição apure o valor da flexibilidade observando os custos evitados de eletricidade quando este recurso é adicionado ao sistema.

O presente estudo sugere uma forma apropriada de estimar as economias de custos de operação do sistema quando flexibilidade for adicionada: uma simulação futura da rede para um ano completo, em granularidade temporal sub-horária para cada fonte de flexibilidade disponível. Fazendo este exercício, é possível compreender como ativos flexíveis operam, bem como estimar o valor da cada tecnologia flexível, considerando todos os seus custos (CAPEX e OPEX) e seus benefícios. O custo



evitado de operação para cada opção de flexibilidade pode ser usado na criação de uma nova métrica para adquirir essa flexibilidade, comparando custos fixos para cada opção com seus custos evitados para o sistema.

Outra questão importante ao desenvolver o mercado de flexibilidade é como garantir que o ativo flexível será integrado à rede. Embora o uso dos ativos flexíveis possa ficar mais concentrado em determinados períodos, quando anos de seca severa ocorrem, esses ativos também devem estar disponíveis no sistema quando bons anos chuvosos acontecem. É função do planejador do sistema, ao decidir a estrutura de mercado futura, considerar a aquisição de ativos flexíveis através de contratos de longo prazo, com um fluxo de receita para os investidores mesmo durante anos em que houver uso mínimo de flexibilidade. Isso é muito importante para o financiamento desses tipos de ativos e é uma garantia que eles podem pagar por si mesmos com parte do benefício que criam para o sistema quando estiverem disponíveis.

Devido à incerteza com relação à produção eólica e solar e a disponibilidade futura de água e armazenamento para a geração de energia e serviços ancilares, o uso real dos ativos flexíveis estará em constante mudança. Como visto anteriormente, em anos com boa estação chuvosa, é possível que a rede lide com variabilidade eólica e solar usando a flexibilidade hídrica e outras fontes de flexibilidade da rede podem permanecer ociosas por períodos prolongados. No entanto, quando necessário, o perfil de despacho dos recursos térmicos flexíveis pode ser intermitente, com muitas partidas, paradas e carregamento parcial. É especialmente importante considerar esta incerteza ao adquirir flexibilidade para a rede, para evitar reivindicações futuras de agentes devido a perfil operacional incerto. O modo de operação do ativo flexível deve ser um risco do investidor em ativo flexível.

Usando um modelo de otimização capaz de realizar esta tarefa é crucial, destacando a necessidade de novas ferramentas que podem avaliar o verdadeiro valor da flexibilidade, principalmente na escala do curto prazo, quando os impactos da energia eólica e solar são mais altos. Então, vale a pena observar quanto maior a granularidade da simulação, maior a precisão dos resultados obtidos da operação do sistema.



# APÊNDICE

## Software de Simulação Energética PLEXOS®

O Plexos é um software de simulação para estudar e despachar um sistema elétrico. O software usa técnicas de otimização de base matemática para representar de modo realista a operação de um sistema na vida real.

O modelo Plexos utiliza a combinação de dados do sistema elétrico e formulação matemática avançada, que captura as características do sistema estudado. A Figura 1 mostra os dados do sistema elétrico usados em um modelo. Estes dados, combinados com a formulação matemática, quando simulados no modelo Plexos, representam o sistema com cada um dos seus detalhes técnico-econômicos. Os recursos do modelo de formulação, como as características de usinas de geração (por exemplo, eficiências, recursos dinâmicos), os nós e linhas da rede de transmissão, requisitos de serviços ancilares e balanceamento da oferta e demanda.

O modelo já alimentado de dados é simulado em um solucionador que produz os resultados mostrados na Figura. O solucionador otimiza o sistema elétrico. Em um modelo de expansão no longo prazo, o objetivo da otimização é encontrar os acréscimos de capacidade de geração ideais (custo mais baixo) para suprir a demanda de eletricidade futura. Em um modelo no curto prazo, o objetivo é minimizar o custo operacional do sistema para o período do estudo. Devido à natureza complexa do modelo de otimização da capacidade do sistema elétrico, algumas simplificações e restrições são tipicamente necessários. Mas, vale mencionar que essas simplificações não devem impactar os resultados finais, o que significa que todas as restrições precisam ser cuidadosamente investigadas e escolhidas.



Figura 8. Software de modelagem do sistema elétrico Plexos.

## Informações do Modelo

O modelo de expansão usado neste estudo é baseado no despacho cronológico real com dados horários para a carga, geração eólica e solar, para o horizonte de oito anos. Esta abordagem fornece o quadro mais preciso do despacho real do sistema e fornece análise precisa de custos, uso de combustível, emissões e confiabilidade do sistema. Para cada tecnologia térmica, diversas características como tamanho da usina, carga estável mínima, eficiência em carga parcial, VO&M, FO&M, custo de partida e custo de investimentos estão incluídos.

Uma vez que o sistema brasileiro depende de geração hídrica em larga escala, o despacho de outros tipos de geração depende altamente da geração hídrica disponível: a geração térmica obtém altos fatores de capacidade em anos de seca (baixa precipitação e, portanto, baixos influxos) considerando que a geração hídrica é suficiente quando os influxos são altos. Devido a esta variabilidade ano a ano, a expansão da capacidade resultaria em resultados diferentes dependendo do ano hídrico. Para resolver este problema, o planejamento no longo prazo é utilizado um modelo de expansão estocástico, o qual resolve vários anos hídricos simultaneamente e encontra a matriz de capacidade ideal considerando diferentes hidrologias. Neste estudo, três hidrologias para anos secos (15% abaixo da média no longo prazo), médios e chuvosos no longo prazo (13% acima da média no longo prazo) são usadas no modelo de expansão.

A geração hídrica é representada por dez usinas hidrelétricas agregadas, cada uma com seus reservatórios, influxos e geradores. A agregação é baseada em bacias hidrográficas porque os padrões de influxo variam de área para área. Cada grande rio tem várias usinas hídricas em cascata, das quais o despacho e energia disponível dependem das outras usinas no rio. A flexibilidade da usina é limitada, por exemplo, por causa de atrasos do fluxo do rio entre as usinas e possíveis restrições ambientais.

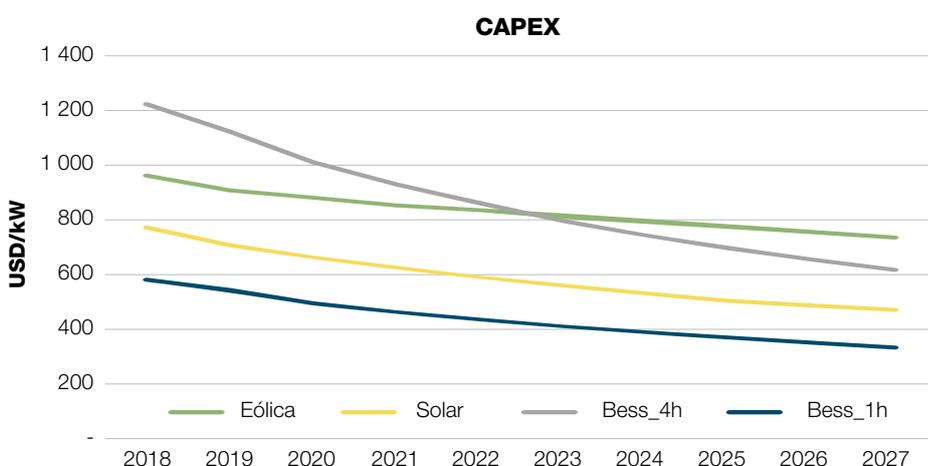
O modelo de despacho no curto prazo desenvolvido no topo do modelo de expansão é mais granular. O modelo de despacho é operado com resolução de uma hora e com decisões de compromisso integral da unidade e despacho econômico, o que melhor captura a variabilidade de carga líquida e inflexibilidades do sistema.

O modelo também inclui reservas operacionais necessárias do sistema para manter o equilíbrio e confiabilidade do sistema. Reservas girantes são incluídas junto com o requisito de reserva futura adicional para o equilíbrio de capacidade eólica e solar fotovoltaica devido a erros de previsão do tempo.

Armazenamento em bateria e armazenamento em hidrelétrica reversível são supostos como tendo eficiência bidirecional de 85% e 75%, respectivamente.

	Taxa de Calor, GJ/MWh	Taxa de VO&M \$/MWh	FO&M \$/kW,a	CAPEX \$/kW
ICE NOVO (18V50SG)	7,82	5	15	600
OCGT HD	9,73	3	15	500
OCGT AERO	9,0	4	15	650
CCGT	6,55	3	15	900
Armazenamento em Bomba	-	-	15,9	1700

**Tabela 5. Parâmetros de tecnologia de geração usados para este estudo.**



**Figura 9. Curvas de aprendizagem sobre capacidade eólica, solar e armazenamento observadas para este estudo.**

Combustível	Preço 2017 (\$/GJ)	Preço 2027 (\$/GJ)
GÁS	8,4	12,7
DIESEL	25,6	41,50
CARVÃO	4,9	4,9
ÓLEO	17,1	27,7
URÂNIO	0,66	0,66

**Tabela 6. Preços de combustível observados para os cenários estudados.**

# BIBLIOGRAFIA

ANEEL. (2020). Retrieved from <https://www.aneel.gov.br/siga>

Brazilian Regulation Agency, A. (2020). Brazilian Regulation Agency. Retrieved from [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/metodologia\\_de\\_precos?\\_afLoop=21122114596958&\\_adf.ctrl-state=voquzkwx\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D21122114596958%26\\_adf.ctrl-state%3Dvoquzkwx\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=21122114596958&_adf.ctrl-state=voquzkwx_1#!%40%40%3F_afLoop%3D21122114596958%26_adf.ctrl-state%3Dvoquzkwx_5)

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. (2018). Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE. Retrieved from <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia>

## **SOBRE WÄRTSILÄ ENERGY**

**O Wärtsilä Energy lidera a transição para um futuro 100% de energia renovável. Ajudamos nossos clientes a descobrir o valor da transição energética, otimizando seus sistemas de energia e protegendo seus ativos à prova de futuro. Nossa oferta inclui usinas flexíveis, sistemas de gerenciamento e armazenamento energia, bem como serviços de ciclo de vida que garantem maior eficiência e desempenho garantido. A Wärtsilä forneceu 72 GW de capacidade instalada em 180 países ao redor do mundo.**



**[wartsila.com/energy/](https://www.wartsila.com/energy/)**

© 2021 Wärtsilä Corporation – Todos os direitos reservados.

Nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida ou copiada de qualquer forma ou por qualquer meio (eletrônico, mecânico, gráfico, fotocópia, registro, gravação, ou outro sistemas de recuperação de informações) sem a permissão prévia por escrito do detentor dos direitos autorais. Nem a Wärtsilä Finland Oy, nem qualquer outra empresa do Grupo Wärtsilä, faz qualquer representação ou garantia (expressa ou implícita) nesta publicação e nem a Wärtsilä Finland Oy, nem qualquer outra empresa do Grupo Wärtsilä, assume qualquer responsabilidade pela correção, erros ou omissões das informações aqui contidas. As informações nesta publicação estão sujeitas a alterações sem aviso prévio. Nenhuma responsabilidade, seja direta, indireta, especial, incidental ou consequente, é assumida com relação às informações aqui contidas. Esta publicação tem fins meramente informativos.