



Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2022.  
ABRAGET 003/22.

## Ministério de Minas e Energia

**Assunto:** Contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública nº 118 do MME sobre Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021.

Prezados,

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar seus comentários e contribuições à Consulta Pública nº 118/2021-MME, que trata da “Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021” (doravante “proposta” ou “Proposta do MME”).

Inicialmente, a ABRAGET parabeniza este Ministério que reconheceu, em determinados trechos de sua proposta, a onerosidade indevida que recairia sobre os empreendimentos termelétricos na implantação de precificação de carbono a ser implantado no Brasil. No cenário de aplicação de um mecanismo de precificação de carbono onde façam-se escolhas entre comprar permissões (certificados) ou reduzir as emissões, tal regramento não faria sentido para as termelétricas tendo em vista que a decisão de geração de energia não está sob a gerência dos empreendimentos termelétricos: no desenho atual do setor elétrico, o despacho é centralizado e fica sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS) e as situações de escassez hídrica tais como a observada nos anos de 2014, 2015 e, novamente, em 2021 provocam um intenso aumento do despacho dos empreendimentos elétricos ordenados pelo ONS.

Nesse sentido, o presente documento registra as contribuições da ABRAGET que visam reforçar justamente esse aspecto: a diretriz prevista no art. 4º da Lei da 14.120/2012 prevê que o Poder Concedente deverá observar também outros dois pilares além dos benefícios ambientais: a garantia de suprimento e a competitividade.

Com esse objetivo, a ABRAGET propõe a implantação de um indicador para o acompanhamento dos três pilares previstos no art. 4º da Lei da 14.120/2012: i) benefícios ambientais; ii) garantia de suprimento e iii) competitividade.

A proposição desse indicador baseada no trinômio supracitado advém do aprendizado com fatos recentes da experiência internacional. Na presente contribuição, a ABRAGET relata situações em que movimentos visando uma transição energética mais acelerada comprometeram a confiabilidade de sistemas elétricos em outros mercados de energia. Embora o desejo de uma transição energética acelerada seja compreensível e bem-intencionado, tais motivadores aplicados de forma isolada aumentaram os eventos de falha nesses sistemas elétricos, e conseqüente, o incremento da probabilidade de desabastecimento. Tais efeitos trouxeram acréscimo de custos evitáveis que recaíram sobre os consumidores finais de energia elétrica.

Adicionalmente, a ABRAGET relata movimentos recentes da experiência internacional nos mercados de energia mais avançados: a ascensão e consolidação de políticas relacionadas ao *Capture Carbon Utilisation and Storage* (CCUS). Como será apresentado em detalhes ao longo desse texto de contribuição, a implantação do CCUS tem se revelado como a estratégia para viabilizar uma transição energética com uma relação *ganha-ganha* entre as fontes renováveis intermitentes e a confiabilidade do sistema elétrico.

Por fim, a ABRAGET ressaltar que se caracteriza como uma associação que tem como prioridade contribuir para a segurança energética e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) e coloca-se à disposição para um debate franco e aberto, pautado por aspectos técnicos e pelas melhores práticas internacionais.

## **1. Ciclos viciosos que refletem negativamente na confiabilidade de sistemas elétricos**

A ABRAGET considera extremamente felizes e adequadas as afirmações expostas nos itens 73 a 75 da Nota Técnica “*Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021*” elaborada pelo MME e objeto dessa Consulta Pública. Em síntese, esses itens apontam para alertas importantes:

- I. Um mecanismo de precificação de carbono onde processos produtivos fazem escolhas entre comprar permissões (certificados) ou reduzir as emissões não fariam sentido para as termelétricas tendo em vista que a decisão de geração de energia não está sob sua gerência dos empreendimentos termelétricos;
- II. No desenho atual do setor elétrico, o despacho é centralizado e fica sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS) e as situações de escassez hídrica tais como a observada nos anos de 2014, 2015 e, novamente, em 2021 provocam um intenso aumento do despacho dos empreendimentos elétricos ordenados pelo ONS.

Tais observações vão ao encontro das preocupações da ABRAGET com relação ao ciclo vicioso que tem sido constatado na experiência internacional em mercados que adotaram metas agressivas de descarbonização sem analisar previamente os desdobramentos para a confiabilidade sistêmica.

Ao longo dessa seção do texto de contribuição, a ABRAGET vai relatar os elementos deflagradores desse ciclo vicioso de prejuízo à confiabilidade em sistemas elétricos que implantaram uma transição energética açodada.

Naturalmente, os fatores que compõem esse ciclo vicioso à confiabilidade de sistemas elétricos e as suas circunstâncias podem se alterar, mas de maneira geral, segue um processo semelhante ao ilustrado nas figuras 1 e 2 abaixo.

A experiência internacional sinaliza que o referido ciclo vicioso se inicia com o estabelecimento de metas agressivas de descarbonização e a recomendação de desativação de empreendimentos termelétricos com base em critérios otimistas de possibilidade de contingências e sem análise prévia dos rebatimentos à confiabilidade sistêmica.

Por exemplo, a Alemanha e Califórnia estabeleceram metas de descarbonização agressivas as quais incensaram políticas de desativação de empreendimentos termelétricos ou a sua inviabilização econômica. Na sequência, esses empreendimentos termelétricos foram substituídos por fontes renováveis intermitentes. Posteriormente ocorreram eventos extremos que levaram ao aumento de interrupções de fornecimento. Embora sempre haja argumentos afirmando que tais eventos extremos tenham sido “*tempestades perfeitas*”, na verdade, a redução da flexibilidade operacional advinda da retirada de fontes despacháveis aumentaram a vulnerabilidade e os prejuízos econômicos e sociais aos consumidores de energia elétrica diante a tais eventos. Na figura 1 abaixo são ilustradas as metas de descarbonização de Alemanha e Califórnia, os eventos extremos, as consequências e o aprendizado obtido por esses mercados. No item 1.1 serão fornecidos mais detalhes sobre essa dinâmica na Alemanha e Califórnia.

Figura 1 – metas de descarbonização vs inviabilização econômica ou desativação de termelétricas vis a vis ao aprendizado nesses mercados

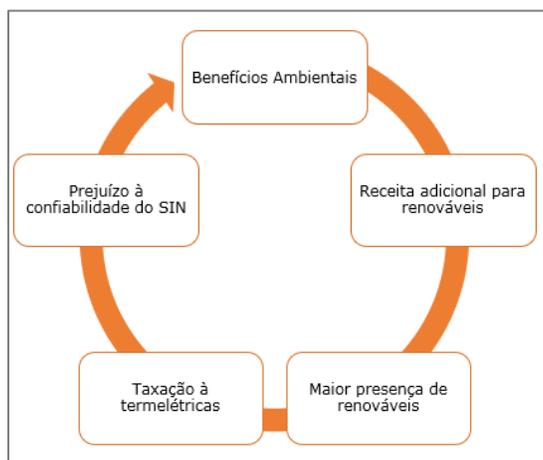
| País vs ações   | Metas agressivas de redução CO2               | Erros   |                                |  |   | Aprendizado         |  |
|---|---|---|--------------------------------|--|---|---------------------|--|
|   |   | Desativação de fontes despacháveis sem análise do impacto na confiabilidade | Substituição por intermitentes | Perda da competitividade de fontes despacháveis. | Redução da confiabilidade de suprimento | Reestruturação      | Crítérios pior cenário   |
|  | 35% 2020<br>60% 2050                          | 17 nucleares<br>20 GW   | Eólicas<br>Solar               | Não conseguem participar da formação de preço    | Congestionamento de LTs                 | Reserva Estratégica | Pior inverno, ausência de importação, frustração DR, variabilidade de eólicas. |
|  | 33% 2020<br>50% 2025<br>60% 2030<br>100% 2045 | Previsto 11 GW<br>Realizado 6 GW<br>Faltam 5 GW                             | Eólicas<br>Solar               | Não conseguem participar da formação de preço    | Série de desligamentos                  | ?                   | ?  |

Por sua vez, situação semelhante supracitada para Alemanha e Califórnia poderá ocorrer no SIN como resultante da regulamentação do art. 4º da Lei nº 14.120/2021 atualmente em discussão nessa Consulta Pública, conforme será exposto a seguir.

O Plano Nacional de Energia 2050 considera que a demanda crescerá entre 2,2 e 3,3 vezes o consumo atual no Brasil. Até lá, o Plano estima que essa demanda será atendida de forma majoritária pelas fontes eólica e solar que poderão alcançar uma participação de até 50% da matriz elétrica nacional. Embora as fontes eólica e solar sejam imbatíveis em termos de preços ofertados no mercado, tal preço não incorpora os investimentos necessários para prover fontes de energia de “backup”, despacháveis pelo ONS, para prover confiabilidade ao sistema elétrico vis a vis ao aumento da intermitência na produção de energia proveniente das fontes eólica e solar.

Naturalmente, embora os objetivos do Plano e da regulamentação do 4º da Lei nº 14.120/2021 sejam louváveis – prover crescimento da expansão das fontes eólica e solar bem como manter um fluxo de receita adicional às fontes renováveis em substituição ao subsídio da redução da TUSD e TUST – tais objetivos serão deflagradores de um ciclo vicioso no Sistema Interligado Nacional (SIN) caso os aspectos relacionados à confiabilidade não sejam observados, conforme ilustrado na figura 2 abaixo.

Figura 2 – ciclo vicioso de prejuízo à confiabilidade do SIN



O ciclo vicioso de prejuízo à confiabilidade citado na figura 2 acima ocorrem devido ao fato de que alguns serviços voltados para prover confiabilidade ao sistema elétrico só podem ser oferecidos pela fonte termelétrica.

Não por acaso, que a Agência Internacional de Energia (IEA) relembra que o artigo 6º do Acordo de Paris foi modificado para incluir a previsão do uso da tecnologia CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) como uma das vertentes tecnológicas para atingir o Net-Zero 2050. Segundo a própria IEA, a tecnologia CCUS é a *“única tecnologia disponível que pode descarbonizar tanto a geração de energia quanto os setores industriais, como cimento, aço e produção de produtos químicos, com reduções de emissões verificáveis, e ao mesmo tempo, prover confiabilidade da rede elétrica”*<sup>1</sup>.

Embora sejam previstos cronogramas de descomissionamento de usinas termelétricas devido aos compromissos de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, segundo a EIA cerca de 40% das termelétricas existentes precisarão continuar em operação até o ano de 2050 para manter a confiabilidade da rede elétrica, principalmente tendo em vista a crescente penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos.

Na opinião da AIE, a implantação de CCUS é a única alternativa para manter esses ativos em operação. Além disso, na visão da Agência, o CCUS é uma alternativa mais econômica para os governos evitarem o pagamento de indenizações aos proprietários das termelétricas a carvão.

Por exemplo, na Alemanha, o plano é aposentar 40 GW de termelétricas a carvão até 2038. E estima-se que as indenizações aos proprietários das termelétricas poderiam alcançar 40 bilhões de Euros.

Posteriormente no item 4 do presente texto de contribuição, o CCUS é abordado em detalhes.

---

<sup>1</sup> Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage . CCUS in clean energy transitions, 2020. IEA.

## **2. Detalhes sobre os ciclos viciosos vistos nos sistemas elétricos da California e Alemanha.**

Nessa seção, a ABRAGET detalha contingências nos sistemas elétricos da California e Alemanha advindos da retirada ou inviabilização econômica de termelétricas.

### 2.1 – California

No dia 03/09/2020, os jornais anunciaram que governador da California abrandou as regras de poluição do ar para permitir o uso de geradores portáteis ou motores de navio movidos a combustíveis fósseis para aumentar a geração de energia elétrica<sup>2</sup>.

A manchete, embora verídica, parece ter saído da seção de anedotas tendo em vista que a California persegue metas agressivas de penetração de energia renovável no mundo: 33% até 2020; 50% em 2025; 60% em 2030 até alcançar a totalidade do fornecimento por fontes renováveis no ano de 2045.

A sugestão dada pelas autoridades locais para que as pessoas utilizassem geradores portáteis teve o objetivo de evitar que a série de blecautes no estado ocorrida entre os dias 14/08 e 19/08/2020 voltasse a acontecer no feriado prolongado do dia do trabalhador.

No primeiro dia de interrupção de fornecimento, cerca de 500 mil pessoas ficaram sem energia na região norte e outras 250 mil na região sul do estado da California. E como as falhas de fornecimento se estenderam nos dias seguintes, as estimativas preliminares é de que cerca de 3,3 milhões de pessoas tenham ficado sem energia elétrica. Na figura 3 abaixo é apresentado um mapa das localidades dos casos de interrupção de fornecimento<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> <https://www.sacbee.com/news/weather-news/article245491480.html>

<sup>3</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=9efKWDXrxgY>

Figura 3 – regiões na Califórnia afetadas



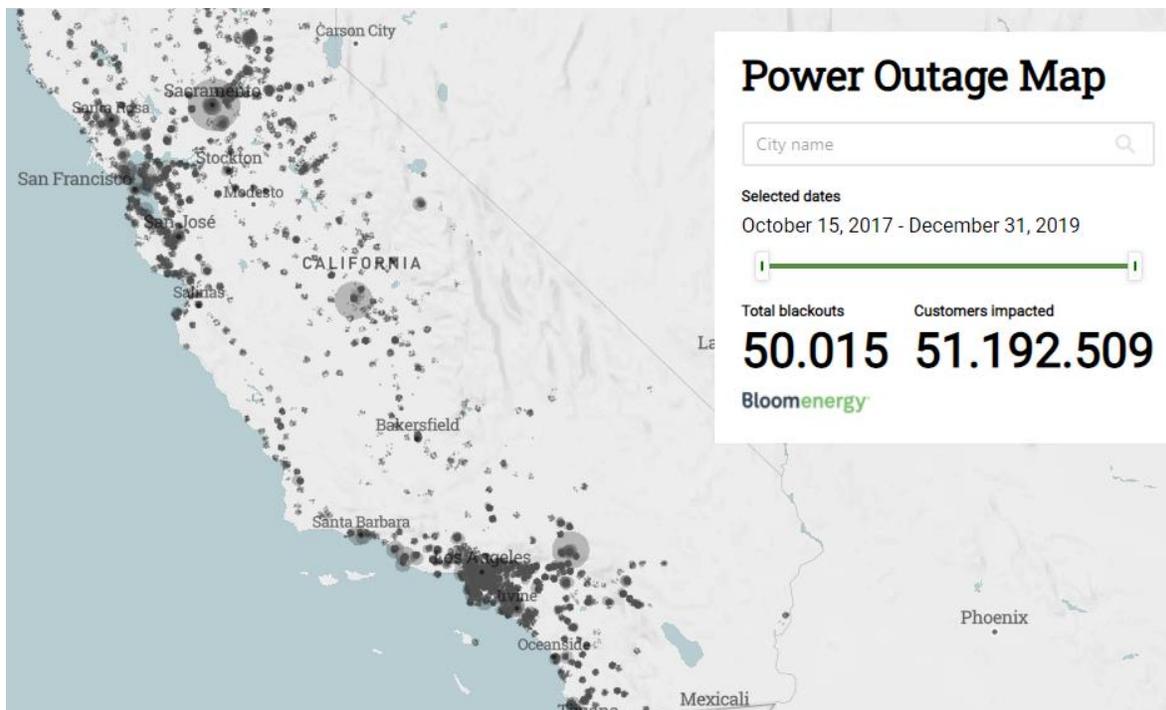
O operador do sistema da Califórnia (CAISO) temia que os desligamentos voltassem no feriado prolongado do Dia do Trabalhador, entre os dias 4 e 7/9/2020, e estabeleceu o Estágio 2 de Emergência - apenas um nível antes de implementar cortes de energia em todo o estado - pois havia uma expectativa de um déficit entre geração e consumo de 4.400 megawatts. Por meio de um grande esforço de coordenação com agentes de geração, transmissão e consumidores que reduziram o consumo nos horários críticos, a Califórnia esquivou-se de mais um blecaute [3].

O que nos desperta mais atenção nesses eventos é que a Califórnia, assim como os demais estados norte-americanos, adota o critério de suprimento denominado de “1 em 10”, ou seja, o sistema elétrico é planejado para ter folgas na geração e transmissão para que ocorra, no máximo, o equivalente a 1 dia (24 horas) de blecautes ao longo de 10 anos.

Porém, não é isso que tem sido percebido: desde o ano de 2017 tem sido constatado um aumento das interrupções conforme poderá ser verificado no link do mapa interativo abaixo<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> <https://www.bloomenergy.com/bloom-energy-outage-map>

Figura 4 – Mapa de interrupções na Califórnia

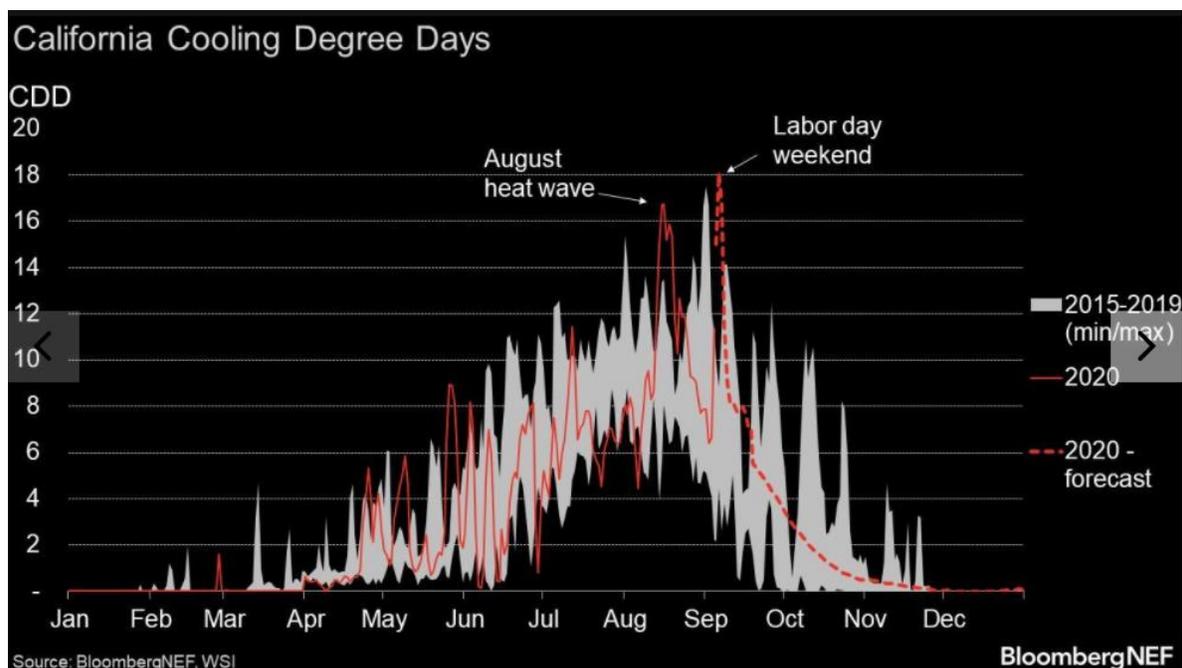


Os números consolidados com os desligamentos ocorridos em 14/08 a 19/08/2021 e somados aos eventos passados desde 2017, violaram o critério “1 em 10” em menos de 4 anos o que deveria ocorrer no máximo, ao longo de uma década.

É público e notório que a Califórnia passou por momentos inusitados cujos modelos de previsão de consumo e geração não são capazes de prever: os incêndios, as ondas de calor e a mudança no padrão de consumo de eletricidade provocado pela pandemia (mais pessoas em casa por mais tempo) trazem desafios para a operação do sistema. Foi justamente o que ocorreu no dia 14/08/2020, quando a temperatura se realizou acima do previsto para o dia conforme pode ser visto na figura 5 abaixo<sup>5</sup>:

<sup>5</sup> <https://finance.yahoo.com/news/california-blackout-risk-rising-record-213737225.html>

Figura 5 – Temperatura prevista pela CAISO para o dia 14/08/2020



Então, face aos fatos até então elencados, poderíamos depreender que os blecautes foram causados por uma “tempestade perfeita”? Em outras palavras, as ondas de calor, os incendios, a mudança no padrão de consumo de energia elétrica foram as únicas causas dos blecautes?

Para responder essa pergunta, analisamos o histórico de operação no dia do desligamento e o planejamento da transmissão da CAISO dos últimos 5 anos<sup>6</sup> para averiguar se houve de fato uma tempestade perfeita ou se essa foi agravada por um erro de planejamento do sistema elétrico californiano.

Iniciemos com a reconstituição dos eventos que precederam o desligamento de 14/08. A tabela 1 abaixo ilustra os horários e os principais eventos e ações da CAISO.

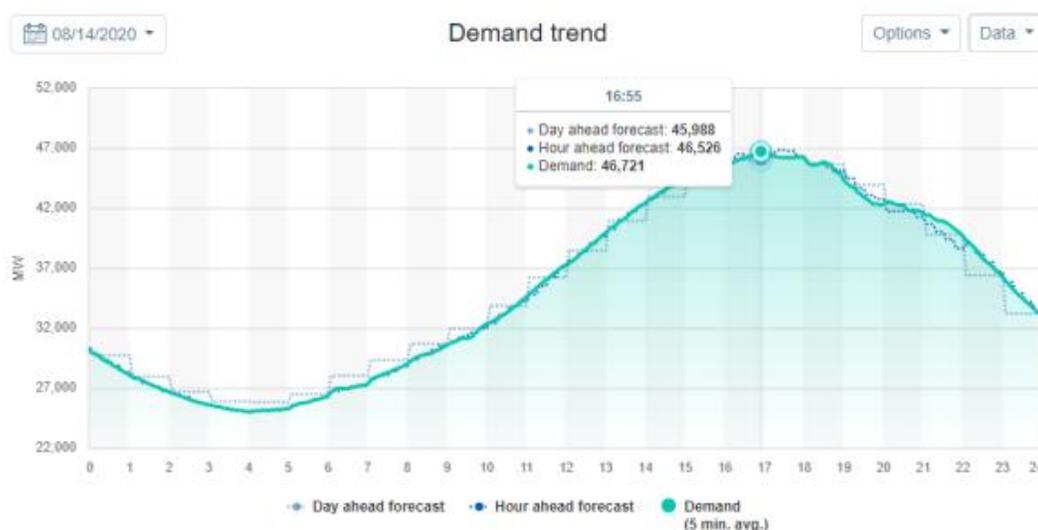
<sup>6</sup> <https://www.caiso.com/Documents/SupplementalSensitivityAnalysis-Risksofearlyeconomicretirementofgasfleet.pdf>

Tabela 1 – Ações da CAISO que antecederam a interrupção<sup>7</sup>

| Dia e horário | Eventos   |
|---------------|---|
| 12/08         | Foram restritas as paradas para manutenção para aumentar a disponibilidade de unidades geradoras para os dias seguinte                      |
| 13/08         | Alerta para a possibilidade de insuficiência de geração entre as 18h e 20h de 14/08   |
| 14/08 9h      | Alerta de flexibilidade – os consumidores participantes de programa de resposta da demanda deveriam ficar de prontidão para reduzir consumo |
| 14/08 14:56h  | Perda de 475 MW de geração  |
| 14/08 14:58h  | Despachadas reservas de contingência para compensar a perda de geração  |
| 14/08 15:20h  | Alerta de Estágio 2 – quando existe a possibilidade de desligamento   |
| 14/08 17:15h  | Despachados 800 MW de resposta da demanda (ordem para consumidores reduzirem carga)   |
| 14/08 18:36h  | Incapacidade de manter a carga e a obrigação de reserva de contingência - ordenou 500 MW de rejeição de carga <u>pro-rata às utilities.</u> |
| 14/08 18:36h  | Estágio 3 – realizado interrupções de carga   |
| 14/08 18:46h  | Ordenados mais 500 MW de rejeição de carga  |
| 14/08 19:56h  | Com a redução do consumo ao nível capaz de ser atendido, a CAISO autoriza o restabelecimento.   |

A CAISO utiliza previsões de temperatura para estimar a carga no dia seguinte. E as atualiza a cada uma hora ao longo da operação em tempo real. A demanda de pico em 14/08 ocorreu às 17:55 em 46.721 MWh. A previsão feita no dia anterior para esse horário foi de 45,988 MW e atualizada na hora anterior para 46.526 MW. A figura 6 abaixo ilustra essa dinâmica.

Figura 6 – Previsão de temperaturas vs previsão de demanda para 14/08/2020

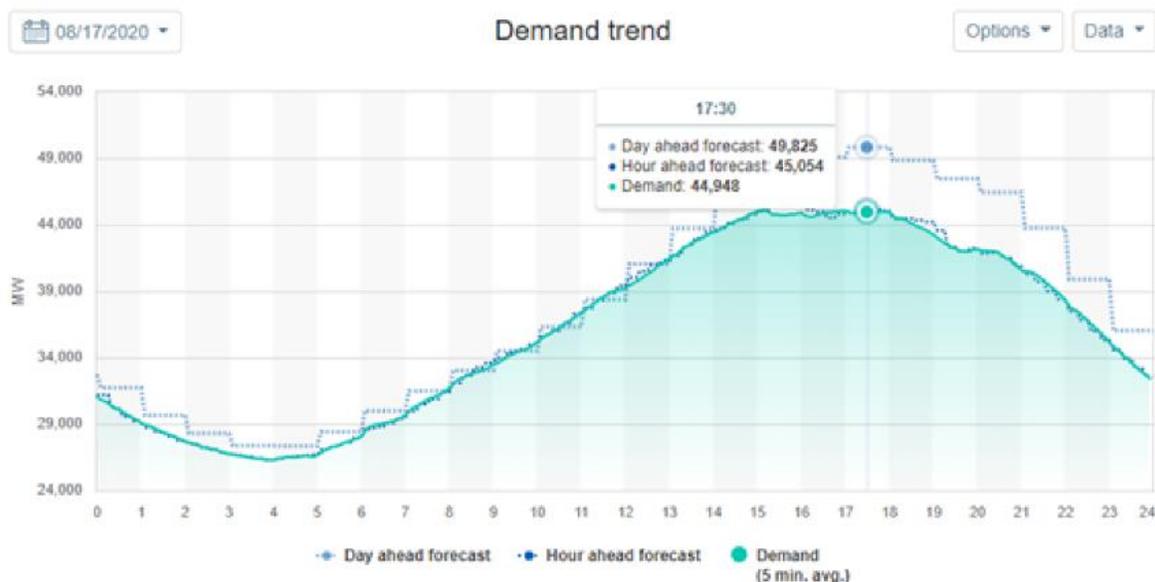


<sup>7</sup> <https://www.powermag.com/california-blackouts-bring-calls-for-investigation/>

Do quadro anterior exposto, podemos depreender que provavelmente o ordenamento de redução de 800 MW por meio de resposta da demanda não tenha se verificado (diante ao elevado calor, os consumidores negaram-se reduzir o consumo) e a reserva de contingência despachada horas antes não foi capaz de manter a demanda.

Após alguns dias, em 17/08, ocorreu o inverso: a previsão feita no dia anterior sugeria que a demanda máxima seria de 49.825 MW às 17:30h, porém, a previsão feita na hora anterior foi de 45,054 MW e demanda realizou-se em 44.948 MW. A figura 7 abaixo ilustra essa dinâmica.

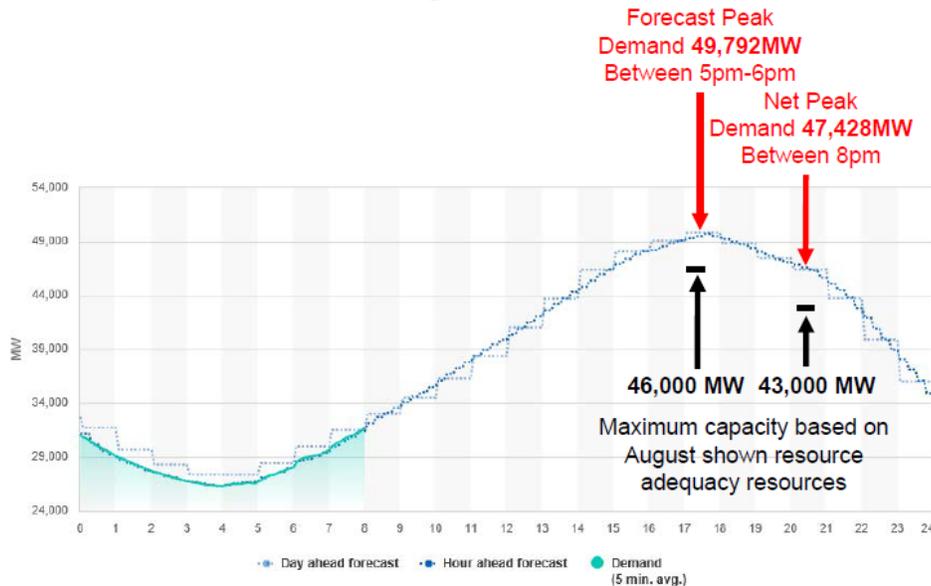
Figura 7 – Previsão de temperaturas vs previsão de demanda para 17/08/2020



A CAISO expôs em conferência que se de fato a demanda máxima tivesse se verificado no patamar de 49.000 MW não teria capacidade de atender considerando os recursos de geração disponíveis no momento (46.000 MW) como pode ser verificado na figura 8 abaixo.

Figura 8 – Previsão de temperaturas vs previsão de demanda para 17/08/2020

### Forecast demand for August 17, 2020



Cabe ressaltar que os períodos de demanda máxima costumam ocorrer no verão. A CAISO considera no seu planejamento o *summer peak load* de anos anteriores. A primeira pergunta que podemos fazer é se a demanda máxima verificada nos blecautes de 2020 foi muito diferente do *summer peak load* consideradas no planejamento da CAISO nos anos anteriores.

Como pode ser percebido na tabela abaixo, a demanda de pico antes dos blecautes não foram as maiores já registradas em anos anteriores e consideradas no planejamento.

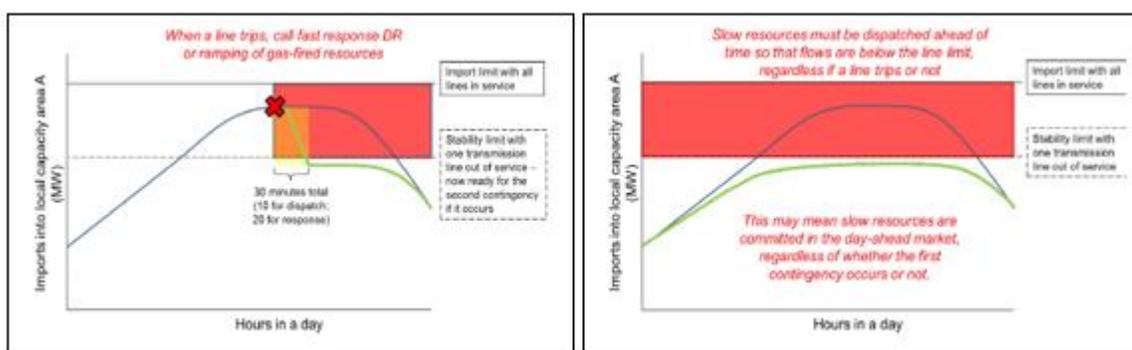
Tabela 2 – Summer Peak Load previsto no planejamento da transmissão da CAISO

| Summer peak load | Planejamento da Transmissão CAISO |                           |                           |                           |                           |
|------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
|                  | 2016                              | 2017                      | 2018                      | 2019                      | 2020                      |
| CAISO            | 46.193 MW<br>27/07 16:55h         | 50.116 MW<br>01/09 15:38h | 46.424 MW<br>25/07 17:27h | 44.301 MW<br>15/08 17:50h | 46.721 MW<br>14/08 16:55h |

Outro aspecto importante lembrar é o papel do mecanismo de resposta da demanda (DR) à disposição da CAISO que conta com cerca de 1 GW de DR “rápida” que é despachada dentro de 30 minutos e outros 800 MW de DR “lenta” cuja resposta demora mais que 30 minutos.

A DR “rápida” permite ao operador o tempo necessário para avaliar e re-despachar recursos para efetivamente reposicione o sistema dentro de 30 minutos após a primeira contingência. Não encontramos no histórico se o mecanismo de reação da demanda foi acionado na eventos de demanda máxima supracitados. Sabemos somente que no desligamento de 14/08, os 800 MW de DR “rápida” foram despachados, mal tal ação não foi suficiente para permitir a CAISO a recomposição da geração em tempo hábil.

Figura 9 – DR rápida utilizada pela CAISO mas não foi suficiente

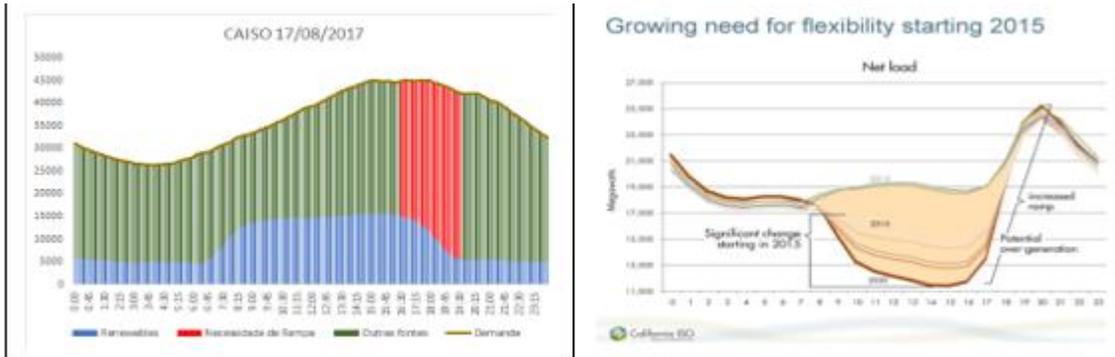


Retornando à análise do histórico de demandas máximas ocorridas na CAISO, um aspecto nos desperta a atenção: o final do período da tarde tem se apresentado como um período crítico para a CAISO. Esse desafio operativo é um fenômeno relativamente novo e foi inicialmente constatado justamente na Califórnia devido à forte penetração de fortes renováveis intermitentes.

Isso se deve ao fato de a produção eólica cair rapidamente nas últimas três horas antes do fim do período da tarde, e a partir de então surge uma necessidade urgente de rampa – a necessidade de fontes de geração despacháveis (termelétricas de partida rápida) que compensem, com confiabilidade, a queda de produção da fonte solar. Elaboramos o gráfico abaixo à esquerda a partir dos dados de geração e demanda da CAISO do dia 17/08 apresentado anteriormente. Repare como a produção de energia pela fonte solar cai rapidamente no fim da tarde e exige uma retomada íngreme de geração entre 13.000 e 15.000 MW.

Tal fenômeno tem sido denominado como *duck curve* (curva do pato) O gráfico do lado direito representa a evolução da *duck curve* apresentada pela CAISO entre os anos 2015 e 2020

Figura 10 – Evolução da *duck curve* apresentada pela CAISO entre os anos 2015 e 2020



Se o fenômeno da *duck curve* já era conhecido pelo CAISO desde o ano de 2015, e conseqüentemente, desde então já havia a percepção da necessidade de fontes despacháveis para compensar o rápido decréscimo de produção da fonte solar no fim da tarde, o planejamento da expansão da geração e transmissão não deveria orientar o incremento de fontes despacháveis?

Antes de passarmos à análise do planejamento da expansão da geração e transmissão elaborado pela CAISO nos anos anteriores, vale à pena apurarmos o seguinte: quais foram as fontes de geração que atenderam o *summer peak load* nesses últimos anos? Consultamos o histórico de operação da CAISO e encontramos os dados dos atendimentos a demanda máxima nos anos de 2018 a 2020 conforme tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – Dados dos atendimentos a demanda máxima nos anos de 2018 a 2020

| Atendimento à demanda de pico (MW) | 2018   | 2019   | 2020   |
|------------------------------------|--------|--------|--------|
| Renováveis                         | 12.245 | 11.724 | 10.305 |
| Termelétrica Gás Natural           | 23.055 | 18.761 | 25.032 |
| Hidrelétrica                       | 4.639  | 4.920  | 3.920  |
| Importação                         | 4051   | 6.574  | 5.481  |
| Baterias                           | 33     | 1      | 33     |
| Nuclear                            | 2276   | 2.555  | 2.260  |
| Carvão                             | 23     | 7      | 13     |

Basicamente, a divisão entre as fontes de geração no atendimento à maior demanda realizada no ano foi muito parecida. Surpreende um pouco a redução da geração renovável e o aumento da geração termelétrica. Isso significa que o planejamento da CAISO incorporou mais termelétricas visando lidar com a *duck curve*?

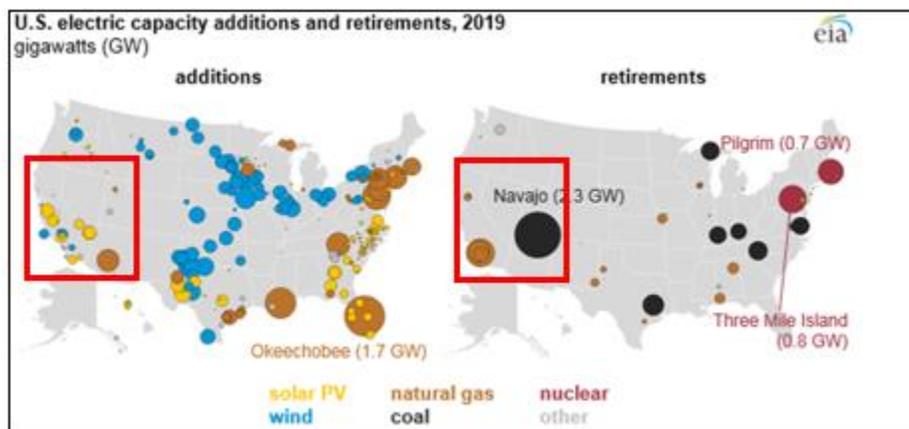
Na verdade, foi o contrário. A CAISO determinou, no ano de 2010, a desativação de 10.760 MW das seguintes termelétricas:

- i) Termelétricas que utilizam água do oceano para resfriamento (5.931 MW)
- ii) Termelétricas com mais de 40 anos de operação (2.583 MW)
- iii) Usina Nuclear de San Onofre (2.246 MW)

Daqueles 10.760 MW, 5.931 MW já foram desativados. Os 4.829 MW restantes estão previstos para serem retirados até o ano de 2024.

Cabe ressaltar que esse montante de termelétricas desmobilizadas não será repostado integralmente por fontes despacháveis. A EIA (Energy International Agency) fez um quadro comparativo entre as fontes desativadas e as substituições até o ano de 2019. Repare que próximo à região da Califórnia foram retiradas termelétricas a gás natural e de carvão e substituídas principalmente por fontes solar e eólica conforme exposto na figura 11 abaixo.

Figura 11 – Regiões da Califórnia foram retiradas termelétricas



Cabe ressaltar que a CAISO elaborou, no ano de 2016, um estudo para analisar o risco da retirada desse volume substancial de termelétricas do sistema. O referido estudo, denominado de “*Supplemental Sensitivity Analysis: Risks of early economic retirement of gas fleet*” integrou o relatório de planejamento de 2016 e desde então vem sendo revisado e citado nos relatórios posteriores<sup>8</sup>.

Foram simulados seis cenários de retirada de termelétricas considerando montantes entre 3.900 MW e 7800 MW conforme abaixo assinalado na tabela 12.

Figura 12 – Estudo elaborado pela CAISO em 2016 sobre o risco de retirada das termelétricas

Table 6.1-5: The Six Cases of Resource Retirement Analyzed in the Study

| Retirement by Technology (MW) | Case 1        | Case 2        | Case 3        | Case 4        | Case 5        | Case 6        |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| CCGT                          | -3,739        | -4,325        | -4,325        | -5,107        | -5,107        | -5,107        |
| CHP                           | -219          | -286          | -751          | -751          | -840          | -1,138        |
| GT                            | 0             | -200          | -250          | -250          | -939          | -1,632        |
| ST                            | 0             | 0             | 0             | 0             | -10           | -10           |
| <b>Total</b>                  | <b>-3,958</b> | <b>-4,811</b> | <b>-5,325</b> | <b>-6,107</b> | <b>-6,895</b> | <b>-7,886</b> |

A conclusão do estudo foi de que a retirada de montantes acima de 2000 MW suscitaria o aumento do risco de desligamentos (figura 13 abaixo)

Figura 13 – conclusões do estudo elaborado pela CAISO em 2016 sobre o risco de retirada das termelétricas

## Summary of Findings

- The retirement of about 2,000 MW flexible resources has caused some system resource shortfalls

<sup>8</sup> <https://www.caiso.com/Documents/SupplementalSensitivityAnalysis-RisksOfEarlyEconomicRetirementOfGasFleet.pdf>

## Conclusões sobre os eventos ocorridos na Califórnia

Diante o exposto, conclui-se que os seguintes fatores abaixo influenciaram os blecautes na Califórnia:

- 1) Sem dúvida, a onda de calor que atingiu a California, os incêndios e a mudança no padrão de consumo de energia elétrica devido à pandemia trouxeram condições adversas e imprevistas à operação do sistema. No entanto, depreende-se que tais fatores não foram uma “*tempestade perfeita*” pois os desligamentos poderiam ser mitigados ou até evitados se existisse a disponibilização de recursos termelétricos despacháveis. A desmobilização de cerca de 6 GW de termelétricas não foram substituídas por fontes despacháveis em nível adequado, fato que reduziu a flexibilidade operativa da CAISO;
- 2) A forte penetração da geração solar e a redução do montante de termelétricas disponíveis, aumentou a predisposição da California importar energia de outros estados. Porém, como também houve desmobilização de usinas termelétricas gás natural e carvão nos estados vizinhos, reduziu-se a capacidade da importação atuar como um recurso de resposta rápida para evitar desligamentos na Califórnia;
- 3) A forte penetração da geração solar também reduziu a competitividade das termelétricas a gás natural e carvão. Essas usinas estão participando menos dos despachos por oferta por não conseguirem darem lances competitivos e entrarem na ordem de mérito<sup>9</sup>;
- 4) O relatório de análise de risco da desmobilização das termelétricas recomendou que a retirada dos montantes desses empreendimentos não deveria ser acima de 2000 MW a partir do ano de 2016 e desde que esse montante fosse substituído por fontes renováveis. Mesmo assim, a previsão da retirada de 4.829 MW até o ano de 2024 foram mantidas

---

<sup>9</sup> <https://californiaglobe.com/articles/too-much-green-power-worsening-blackouts/>

5) Os fatores 1) a 4) supra pressionaram o CAISO a usar o mecanismo de resposta da demanda como último recurso. No entanto, a Resposta da Demanda não é um substituto perfeito: diante ao forte calor, muito dos consumidores não reduziram o consumo de ar-condicionado no momento crucial para evitar os desligamentos;

6) O Estado da Califórnia tem metas agressivas de descarbonização: 33% até 2020; 50% em 2025; 60% em 2030 e 100% em 2045. Com base na análise do histórico de operação e relatórios de planejamento, não seria exagero afirmar que existem indícios de que a Califórnia, no empenho de cumprir as metas de descarbonização, determinou a desmobilização de termelétricas sem analisar com cuidado os cenários mais gravosos da simulação das condições operativas - quando as termelétricas teriam o papel de garantir o sistema em situações de vulnerabilidade do sistema. A incorporação de um cenário próximo ao de “tempestade perfeita” nas simulações utilizadas nos relatórios de planejamento da CAISO do ano de 2010 determinaria o descomissionamento de quase 11 GW de termelétricas?

As vantagens e os benefícios das fontes renováveis são inquestionáveis e é fundamental investir e incentivar o aumento delas na matriz energética, fazendo um correto dimensionamento da demanda em médio e longo prazos e prevendo o uso de outras fontes, especialmente a termelétrica, para garantir o equilíbrio em situações previsíveis, porém inesperadas. Aparentemente, o estado da Califórnia percebeu isso tardiamente: após os desligamentos, foi determinada a suspensão dos descomissionamento de 4 GW de termelétricas previstas para ocorrerem até o ano de 2024.

Trazendo a discussão aqui para o Brasil, um mecanismo de precificação de carbono pode resultar no desestímulo à atividade termelétrica caso criem onerosidade indevida tendo em vista que a decisão de geração de energia não está sob a gerência dos empreendimentos termelétricos e sim sob decisão do ONS. Desse modo, o ciclo vicioso relatado na Califórnia ocorreria também no Brasil advindo da regulamentação advinda dessa Consulta Pública.

## 2.2 - Alemanha

O mercado de eletricidade da Alemanha é o maior da Europa e possui o plano de transição mais ambicioso do continente. Após o acidente de Fukushima (2011), o governo alemão decidiu fechar, gradualmente, todas as 17 usinas nucleares existentes na Alemanha até o ano de 2022 e estabeleceu o Energiewend (energy transition) cuja meta é alcançar 60% de participação da energia renovável até o ano de 2050. A atual participação das renováveis é de 35% e foi alcançada após um intenso programa de subsídios às fontes renováveis distribuídas.

A partir de 2012, grande parte da redução resultante na geração das usinas nucleares foi compensada por um aumento na geração de energia renovável, principalmente no norte da Alemanha. À medida que a participação da energia renovável aumentou no sistema de eletricidade alemão, passou-se a ter uma preocupação crescente com a disponibilidade de fontes para amortecer a variabilidade de produção das fontes renováveis e garantir o suprimento de energia no período crítico do sistema (inverno).

Além disso, passaram a ser constantes o congestionamento das linhas de transmissão entre os subsistemas norte e sul alemão que provocaram redução da confiabilidade de fornecimento no atendimento ao pico de demanda.

Até o ano de 2011, a Alemanha era um dos últimos países remanescentes do desenho de mercado energy-only (preço spot como único indutor da expansão ótima da geração). Porém, devido às preocupações com a garantia de suprimento nos períodos críticos, a Alemanha decidiu implantar um mecanismo paralelo para garantir o suprimento nesses momentos de stress do seu sistema elétrico: a Reserva Estratégica. O governo alemão julgou a Reserva Estratégica como sendo a modalidade mais adequada para lidar com as tecnologias disruptivas devido a sua menor centralização das decisões quando comparada a outros mecanismos de capacidade.

Em outras palavras, a Reserva Estratégica seria mais aderente à aposta do governo alemão na evolução dos sistemas elétricos nas próximas décadas: um sistema

elétrico cada vez mais descentralizado por meio da ampliação dos prosumidores e cidades autossustentáveis atendidas integralmente por fontes renováveis.

Na Reserva Estratégica, o operador do sistema elétrico contrata uma pequena fração da capacidade de geração específica para garantir o atendimento o suprimento do sistema. E o volume contratado a título de Reserva Estratégica deixa de ser ofertado pelos proprietários das usinas no *day-ahead* (lances dados pelos proprietários em leilões diários para formação do preço spot). Em outras palavras, as usinas participantes da Reserva Estratégica passam a seguir uma ordem de despacho distinta, agora determinada pelo operador, e não mais a resultante do *day-ahead* (ordem de mérito diária baseada nos lances de preço e volume dados pelos proprietários das usinas). Adicionalmente, as regras na contratação da Reserva Estratégica exigem exclusividade, ou seja, uma vez que o proprietário da usina é contratado no regime de Reserva Estratégica, o seu empreendimento de geração não poderá mais retornar *day-ahead*.

E o motivo para tal restrição é a seguinte: para que a Reserva Estratégica seja eficaz, o preço deve ser atrativo o suficiente para incentivar o investidor a renunciar à participação do mercado spot e permanecer integralmente dedicado à Reserva Estratégica.

Cabe ressaltar que na maioria dos casos, as usinas normalmente contratadas no mecanismo de Reserva Estratégica também possuem custos variáveis de produção elevados e já despachavam com pouca frequência na ordem de mérito definida no *day-ahead*. E tendo em vista que a usina ao ser contratada na modalidade de Reserva Estratégica não será mais aceita no *day-ahead*, os proprietários consideram nos seus lances no Leilão de Reserva Estratégica todos os custos anuais de modo a cobrir os custos fixos e os custos de oportunidade que teriam no *day ahead* (mercado spot).

Desse modo, as usinas de maior custo variável e com um bom perfil para atendimento à ponta migram que não conseguem cobrir seus custos fixos no *day ahead* migram para a modalidade de contratação de Reserva Estratégica. Em outras palavras, a Reserva Estratégica fornece alternativa para que essas usinas

continuem operando, agora especificamente em tempos de escassez e necessidade de atendimento à ponta.

Conforme comentado anteriormente, no mecanismo de Reserva Estratégica o operador do sistema passa assumir o despacho das usinas e com isso passa também auferir a receita financeira avinda dessa operação. Como o despacho das usinas contratadas no regime de Reserva Estratégica ocorre em situações extremas onde equilíbrio entre demanda e oferta não pode ser encontrado no mercado spot, o operador “vende” a energia ao mercado por um preço bem acima do custo marginal de geração nos momentos de escassez.

Nesse momento, o operador do sistema auferir um elevado “lucro” pois paga às usinas participantes somente os custos de produção da usina. E o “lucro” auferido pelo operador do sistema é utilizado para reduzir os custos de contratação da Reserva Estratégica (que é feita por leilões – comentamos a seguir). Na Alemanha, a Reserva Estratégica foi inicialmente implantada na região sul (2011) e foi expandida para outras regiões do país a partir de 2014.

Desde então, foram realizados 9 leilões para contratação de Reserva Estratégica, os quais apresentaram quantidades crescentes de contratação. No ano de 2016 foram contratados cerca de 6.600 MW, volume que se manteve constante nos anos seguintes, inclusive para a previsão dos leilões previstos para os anos de 2020 a 2022. No leilão último realizado, em 2019, a contratação de Reserva Estratégica totalizou 178 milhões de Euros ao custo médio de € 27.000/MW (cerca de R\$ 153 mil/MW). Detalhes na tabela 4 abaixo

Tabela 4 – Leilões de Reserva Estratégica realizados na Alemanha entre 2011 e 2019<sup>10</sup>

| Ano                          | MW   | Custo da reserva sistema elétrico alemão (milhões de euros) | €/MW          | R\$/MW (€ = R\$ 5,69) |
|------------------------------|------|---|---------------|-----------------------|
| 2011                         | 535  | 17  | 31.589        | 179.740               |
| 2012                         | 1622 | 26  | 15.845        | 90.156                |
| 2013                         | 1572 | 56  | 35.751        | 203.421               |
| 2014                         | 2240 | 66  | 29.643        | 168.668               |
| 2015                         | 3312 | 228   | 68.810        | 391.531               |
| 2016                         | 4458 | 286   | 64.087        | 364.655               |
| 2017                         | 6609 | 483   | 73.128        | 416.096               |
| 2018                         | 6598 | 198   | 29.948        | 170.407               |
| 2019                         | 6598 | 178   | 27.008        | 153.677               |
| 2020 a 2022                  | 6600 |   |               |                       |
| <b>Soma/ média ponderada</b> |      | <b>1.538</b>  | <b>45.847</b> | <b>260.871</b>        |

A eficácia de uma Reserva Estratégica a longo prazo depende do sinal de investimento que ela fornece: quando bem projetada, a Reserva Estratégica induz picos de preços mais frequentes no mercado spot, porém, em nível de preços menores, pois são amortecidos pela Reserva Estratégica que atua como um teto de preços. Como a Reserva Estratégica não está disponível a preços normais de mercado, esses aumentos de preços spot ocorrem muito antes da escassez física. Mas para que isso funcione adequadamente, é necessário um equilíbrio fino entre o mercado Reserva Estratégica e o mercado spot.

Os dois parâmetros mais importantes na definição do volume de contratação da Reserva Estratégica pelo operador do sistema são a quantidade a ser contratada e a expectativa de preço em que a Reserva Estratégica será despachada. E conforme comentamos anteriormente, essas duas variáveis que se relacionam entre si: os despachos das usinas participantes da Reserva Estratégica (determinados pelo operador do sistema elétrico) influencia indiretamente o preço spot dado pelo day ahead (lances dos agentes de geração). Como consequência, os valores de pico de preço spot passam a ser mais frequentes, porém, em valores menores.

<sup>10</sup> Fonte: Bundesnetzagentur. Bericht. Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023. 2019.

Essa dinâmica leva à redução de receita das empresas de geração que participam do preço spot, e por conseguinte, reduzem o apetite por investimentos na expansão da geração para participar no day-ahead. Essa mudança nos ciclos de investimento de day-ahead para a Reserva Estratégica é um dos principais pontos de atenção nesse regime de contratação, tanto para a determinação do volume de contratação nesse regime como para evitar que novos empreendimentos em excesso sejam construídos especificamente para atender a Reserva Estratégica.

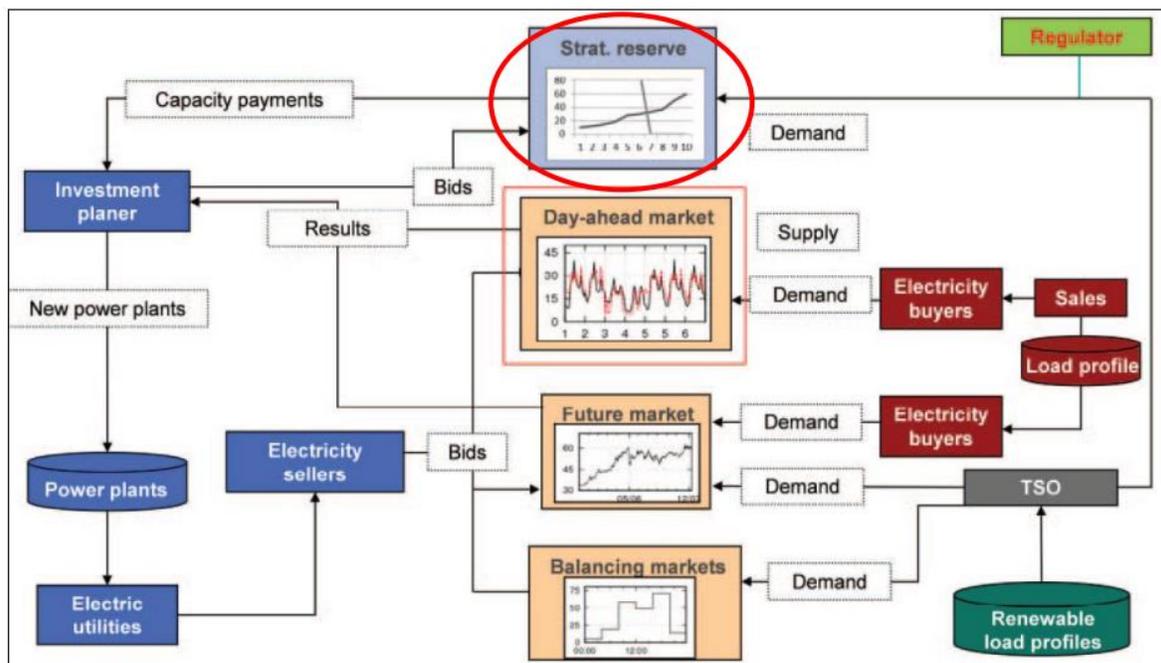
Cabe ressaltar que as regras não estabelecem limites para que novos empreendimentos sejam construídos especificamente para atender à Reserva Estratégica: as usinas existentes levam vantagem na disputa dos Leilões de Reserva Estratégica pois podem ofertar preços menores pelo fato de já terem os investimentos amortizados.

Quando bem desenhada, a Reserva Estratégica atrai “as fontes certas” para as necessidades do sistema elétrico e só será usada em situações extremas onde equilíbrio entre demanda e oferta não pode ser encontrado no mercado spot. No caso alemão, a vasta maioria das usinas contratadas na Reserva Estratégica são termelétricas que possuem tempos de aceleração inferiores a 10 horas e a quantidade a ser contratada leva em conta simulações que consideram invernos extremos que levam a picos de carga simultâneos em diferentes pontos do sistema considerando cenários de redução ou ausência de importação de energia em países vizinhos<sup>11</sup>. A figura 14 abaixo ilustra essa dinâmica.

---

<sup>11</sup> Bublitz; Renz; Keles; Genoese; Fichtner. An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany, 2015.

Figura 14 – Reserva Estratégica e demais elementos do mercado de energia da Alemanha<sup>12</sup>



### Conclusões sobre os eventos ocorridos na Alemanha

A Alemanha promoveu uma rápida transição energética e percebeu posteriormente que os requisitos para atendimento ao consumo deverão observar cada vez com mais atenção aspectos locais e que a confiabilidade e a segurança do suprimento exigem uma transição com equilíbrio entre fontes renováveis intermitentes e fontes despacháveis.

Em ambos os casos (Califórnia e Alemanha) houve um descuido em determinar o cenário crítico, o evento mais gravoso factível e realista, para o *phaseout* das termelétricas em operação. Embora digam que tenham ocorrido “tempestades perfeitas”, por outro lado podemos afirmar que as consequências dessas tempestades foram exacerbadas pela insuficiência de fontes despacháveis.

<sup>12</sup> Pradyumna; Bhagwat; de Vries. The effect of German strategic reserves on the central European electricity market. 2013

Embora a Alemanha tenha retomado a preocupação com a confiabilidade sistêmica por meio da implantação da Reserva Estratégica para a contratação de fontes despacháveis observando um critério rigoroso de pior cenário conforme foi exposto acima, a transição energética açodada ainda fragiliza o país até hoje, momento em que se encontra novamente em uma situação crítica, agora sob a sombra da tensão entre Rússia, Ucrânia e EUA<sup>13</sup>.

Alemanha e maior parte da Europa se encontram atualmente com preços de gás natural batendo recordes refletindo vários aspectos, dentre eles: i) inverno rigoroso; ii) gargalos e desarranjos de oferta e demanda no abastecimento de Gás Natural Liquefeito (GNL) devido à pandemia do coronavírus.

Tal fragilidade advém de uma dupla dependência: das fontes renováveis intermitentes e do gás natural russo. A Europa demonizou as fontes de combustíveis fósseis e apostou em uma transição energética acelerada. Basta lembrar por exemplo que no auge da empolgação, o head do *European Investment Bank* chegou anunciar que no ano de 2022 seria o último ano de financiamento de projetos de gás natural<sup>14</sup>. Tais eventos mostram hoje que a desmobilização de termelétricas foi precipitada.

---

<sup>13</sup> <https://edition.cnn.com/2022/02/01/europe/ukraine-russia-news-tuesday-intl/index.html>

<sup>14</sup> <https://www.theguardian.com/world/2021/oct/28/european-investment-bank-to-close-loophole-allowing-it-to-lend-to-oil-and-gas-firms>

### **3. Atuais fragilidades no Brasil, do seu Sistema interligado Nacional. E como as termelétricas reduzem essas fragilidades.**

O gerenciamento da geração eólica no sistema elétrico do Nordeste (NE) tornou-se um desafio urgente e importante. O índice de penetração eólica no NE no ano de 2019 foi de 52%. O índice de penetração é calculado por meio da razão entre o total gerado por usinas eólicas em um subsistema elétrico e o montante total de geração no mesmo subsistema elétrico.

Para se ter uma ideia, de quão elevada é a penetração eólica no NE, o país que lidera o ranking mundial nesse indicador é a Dinamarca (48%), seguida de Irlanda (33%), Portugal (27%), Alemanha (26%), Grã-Bretanha (22%) e EUA (7%). Em outras palavras, se o NE fosse um país, estaria liderando o ranking mundial de penetração eólica. Outro dado importante relativo ao NE é que a análise da geração eólica em perfis horários mostra que em cerca de 3% do tempo o índice de penetração foi acima de 70%, e, portanto, nesses momentos, passa-se a ser requerida ainda mais a disponibilidade de fontes de energia complementares com capacidade de modulação, tal como as hidrelétricas e termelétricas flexíveis de resposta rápida.

O Plano Decenal 2030 (PDE 2030) expõe que até o ano de 2026 a Região Nordeste (NE) contará com mais dez novas Linhas de Transmissão de 500 kV, passando das atuais sete Linhas de Transmissão para o total de dezessete conforme o documento. O referido Plano justificou que essa significativa expansão na interligação com o Nordeste era para tornar possível o aproveitamento da reserva de potência e inércia sincronizada na Região Sudeste (SE) para compensar desvios na variação de geração eólica no NE.

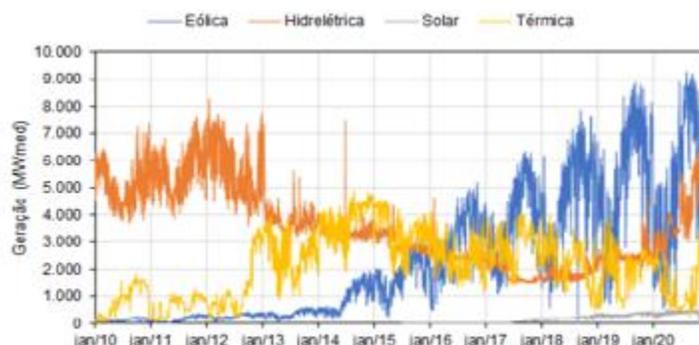
No entanto, o acréscimo massivo de Linhas de Transmissão interligando o NE não significa, necessariamente, que ocorrerá o aumento da flexibilidade operacional nesse sistema nos momentos requeridos por meio do recebimento da modulação advinda das hidrelétricas do SE.

Isso porque no período seco, há uma maior expectativa de aumento da geração eólica, em razão dos ventos favoráveis, para compensar a redução dos níveis dos reservatórios. Mas muitas vezes - e estamos observando isso frequentemente - quando chega o período úmido, há pouca água nos reservatórios em razão do atraso da estação chuvosa, e pode ocorrer momentos em que não há vento em abundância.

Em outras palavras, a premissa de que apenas um dos sistemas estaria em condições adversas: ou o SE estaria exportando para o NE em razão de elevada hidrologia, ou o NE estaria exportando para o SE em razão do excedente de geração eólica pode não acontecer. Qual teria sido a recomendação do Plano se considerasse a análise com ambos os subsistemas em situação crítica e com perturbações nas interligações? Ou seja, qual teria sido o resultado dessas simulações se os dois submercados (NE e SE) estivessem simultaneamente em condições de armazenamento adversas e severas?

A entrada significativa de geração intermitente no SIN trouxe profundas mudanças no padrão de operação das unidades geradoras, que passaram a ser acionadas com mais frequência para manter o sistema dentro de condições operacionais, seja para geração de potência ativa, seja para potência reativa. Para ilustrar estas mudanças, primeiramente, lança-se mão do subsistema Nordeste, dada a penetração significativa de geração eólica e uma crescente geração solar, como pode ser visto na Figura 14 abaixo.

Figura 14 – Geração de Energia no Nordeste por Fonte (MWm) (fonte [ONS])



Outro aspecto importante a ressaltar é que a penetração de novas tecnologias, notadamente geração intermitente e links de corrente contínua, exigem maior volume de contratação dos denominados Serviços Ancilares, os serviços prestados pelos empreendimentos de geração, distintos da produção de energia elétrica, que mantém a qualidade do fornecimento na rede. Adicionalmente, quando a geração eólica ultrapassa a carga no sistema N-NE, expõe riscos de desligamento sistêmico por sub-frequência durante contingências nas interligações. Essa é a maior evidência da mudança nos padrões operativos: a crescente necessidade de despacho de grupos geradores como compensadores síncronos.

Face ao exposto, os Leilões de Capacidade previstos pelas Leis 14.120/2021 e 13.182/2021 representam um importante avanço no marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro: antes, a declaração de necessidades partia somente das distribuidoras com base apenas no critério de energia sem considerar as necessidades de atendimento da segurança do sistema. Com o evento da pandemia e a perspectiva de abertura do mercado para a baixa tensão, as distribuidoras passaram a declarar volumes de energia cada vez menores, o que naturalmente não endereçava a cobertura dos requisitos de atendimento à segurança do SIN.

O primeiro Leilão de Capacidade sob a Lei nº 14.120, realizado em 21 de dezembro de 2021, contratou cerca de 4,7 GW. O resultado desse leilão, caracterizado como um volume bastante expressivo, se comparado aos últimos Leilões de Energia Nova, surpreendeu aqueles que não acompanham de perto os fundamentos físicos do sistema elétrico.

Porém, como exposto acima, tal montante contratado tem fundamento em necessidades reais do Sistema Interligado Nacional (SIN) de contar com fontes de geração despacháveis pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para atendimento às demandas de ponta do SIN e outros balanços elétricos, como intermitência das renováveis, falhas na transmissão ou geração e redução da capacidade disponível nas hidrelétricas com reservatório.

Embora ainda mereça aperfeiçoamentos em suas regras, o Leilão de Capacidade representa um importante avanço no marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Os ajustes para os futuros leilões são pontuais, como por exemplo, aperfeiçoamento na definição do fator  $f$ , a racionalização das penalidades (que apresentarem-se excessivas) e a consideração de um critério que premie os projetos mais localizados, que promovam eficiência na expansão na rede elétrica bem como na rede de gasodutos.

Com relação a esse último item, apesar da Nota Técnica que subsidiou a Consulta Pública MME nº 88/2019 ter mencionado que estavam em curso a análise de utilização de metodologias, que sinalizem adequadamente os benefícios locacionais do SIN para a expansão da oferta e a realização de estudos de confiabilidade composta da geração e transmissão para aferição dos resultados, esses estudos não foram apresentados até o momento pelo MME.

Conforme exposto nas seções precedentes, a aplicação de um mecanismo de precificação onde as indústrias devam fazer escolhas entre comprar permissões (certificados) ou reduzir as emissões não faria sentido para as termelétricas tendo em vista que a decisão de geração de energia não está sob a gerência dos empreendimentos termelétricos: no desenho atual do setor elétrico, o despacho é centralizado e fica sob a responsabilidade do ONS e as situações de escassez hídrica tais como a observada nos anos de 2014, 2015 e, novamente, em 2021 provocam um intenso aumento do despacho dos empreendimentos elétricos ordenados pelo ONS.

Em outras palavras, em situações como essas, as termelétricas seriam oneradas por ultrapassar metas estabelecidas para emissões de CO<sub>2</sub>, justamente em um momento em que estariam gerando muito acima do previsto nos seus respectivos cálculos de Garantia Física, por ordenamento do ONS, para garantir a confiabilidade de suprimento ou evitar um racionamento diante uma crise hídrica, tal qual como ocorreu no ano de 2021.

Justamente por todos os fatos apresentados nas seções precedentes deste texto de contribuição, a ABRAGET considera fundamental que a discussão da regulamentação do art. 4º da lei 14.120/2021 considere a implantação de uma política da tecnologia de Capture Utilisation and Storage (CCUS), a qual será abordada em detalhes no próximo item desta contribuição.

#### **4. Como o CCUS pode proporcionar uma relação ganha-ganha entre renováveis e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.**

CCUS é um conjunto de tecnologias que capturam até 90% do CO<sub>2</sub> em instalações industriais e de geração de energia elétrica que utiliza combustíveis fósseis. O CO<sub>2</sub> capturado poderá ser utilizado pelo próprio agente ou negociado com terceiro para aplicação em atividades de EOR (Recuperação Aprimorada de Petróleo), na produção de combustíveis sintéticos, produtos químicos e materiais de construção. Conforme a sua aplicação, a tecnologia recebe diferente terminologias: CCUS (captura, utilização e armazenamento), CCU (captura e utilização, sem armazenamento) e CCS (captura e armazenamento, sem utilização).

A experiência internacional revela que a ênfase nas políticas de precificação do carbono e planos de comércio de emissões não têm sido suficientes para induzir a redução de emissões de CO<sub>2</sub>. E especialmente políticas que preveem apenas a taxação de atividades industriais, em especial as fontes de geração despacháveis movidas à combustível fóssil, têm pouca eficácia e compromete a confiabilidade da rede elétrica.

Dessa forma, EUA e China vêm adotando um caminho próprio, paralelo a COP26, sob uma visão holística de transição energética que contempla as atividades de P&D, subsídios operacionais, incentivos fiscais, mitigações de risco e financiamento específicos para a implantação do CCUS para viabilizar uma transição energética com uma relação ganha-ganha entre as fontes renováveis intermitentes e a confiabilidade do sistema elétrico. Essa rota merece ser inserida nas discussões aqui no Brasil.

Países competem por maior espaço no mercado global e a segurança e a confiabilidade energética e elétrica é um fator fundamental para manter-se no jogo. Até o momento, as fontes renováveis intermitentes como a solar e a eólica não garante per si o nível de segurança e confiabilidade para manter o crescimento econômico figurando como fontes majoritárias. Tal condição poderia ser alterada em uma eventual evolução no campo do conhecimento da eletrônica de potência e do efeito portfólio permitindo a presença de fontes renováveis intermitentes em proporções acima de 60% da matriz elétrica, por exemplo. Mas, por ora, alguns serviços voltados para prover confiabilidade ao sistema elétrico só podem ser oferecidos por fontes despacháveis movidas a combustíveis fósseis de maneira efetiva e ao menor custo para os consumidores de energia elétrica.

Não à toa, relatórios da Agência Internacional de Energia (IEA) reconhecem a necessidade da continuidade em operação de termelétricas até o ano 2050. E depreende-se o motivo pelo qual, por exemplo, a Austrália não assinou o compromisso para eliminar o uso de carvão nas próximas décadas, assim como a China e os Estados Unidos. Em outras palavras, esses países estão adotando um caminho próprio, diferente do Acordo de Paris. Nesse acordo uma série de países anunciaram planos para alcançar o patamar zero de emissões líquidas de CO<sub>2</sub>, o denominado Net Zero 2050.

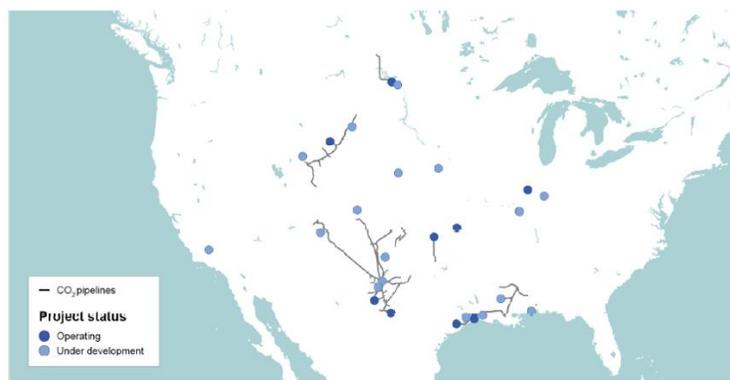
Porém, lembrando a fragilidade advinda da dupla dependência da Europa citado nas sessões precedentes nesse texto de contribuição (de fontes intermitentes e do gás natural russo), EUA e China parecem justamente fugir desse cenário adotando um trajeto diferente do traçado pela COP26.

A experiência internacional revela que a ênfase nas políticas de precificação do carbono e planos de comércio de emissões não têm sido suficientes para induzir a redução de emissões de CO<sub>2</sub>. E especialmente políticas que preveem apenas a taxaço de atividades industriais, em especial as fontes de geração despacháveis movidas à combustível fóssil, têm pouca eficácia e compromete a confiabilidade da rede elétrica.

Dessa forma, EUA e China vêm adotando um caminho próprio, paralelo a COP26, sob uma visão holística de transição energética que contempla as atividades de P&D, subsídios operacionais, incentivos fiscais, mitigações de risco e financiamento específicos para a implantação do CCUS para viabilizar uma transição energética com uma relação ganha-ganha entre as fontes renováveis intermitentes e a confiabilidade do sistema elétrico. Essa rota merece ser inserida nas discussões aqui no Brasil.

Em outras palavras, face todo o exposto, a inserção do CCUS visam justamente reverter a tendência de ciclo vicioso abordado no item 1 desse texto de contribuição. Nesse sentido, nas próximas sessões deste texto de contribuição, a ABRAGET apresentará detalhes sobre a experiência internacional em transição energética considerando a tecnologia CCUS, para ao final, fazer proposição de política no Brasil tendo como primeiro passo a implantação de um projeto piloto que englobe todas as etapas da cadeia do CCUS (captura, transporte e utilização).

Figura x – Projetos próximos a infraestrutura única proporciona ganho de escala



## 5. Transição Energética com o CCUS e a experiência internacional.

Basicamente, existem três maneiras de capturar as emissões de CO2 por meio da tecnologia CCUS:

1) Pós-combustão: consiste em capturar o CO<sub>2</sub> após a queima do combustível fóssil, usando um solvente como filtro. É o método mais interessante para a China porque pode ser adaptado às usinas existentes. A pós-combustão pode reduzir até 90% das emissões de uma usina, porém, exige volume de investimento muito maior em comparação com as demais alternativas;

2) Pré-combustão: captura o CO<sub>2</sub> antes que o combustível fóssil seja queimado usando uma reação química em um conversor catalítico. É tão eficaz quanto a captura pós-combustão e possui custo menor, porém, não pode ser adaptado em instalações mais antigas;

3) Combustão de oxí-combustível: usa oxigênio para queimar o combustível fóssil e prender o vapor rico em CO<sub>2</sub> que sai do processo. É bastante semelhante à pré-combustão, exceto que o uso de oxigênio (o que torna o processo mais caro).

A figura 15 abaixo ilustra a disposição dos equipamentos CCS pós-combustão dentro da instalação da termelétrica Petra Nova implantada pela NRG, localizada no estado do Texas, EUA.

Figura 15 – Termelétrica Petra Nova implantada pela NRG, localizada Texas, EUA.



Por ora, os investimentos para implantação do CCUS são elevados, mas a experiência internacional sinaliza que esses custos cairão de forma exponencial – similar ao que ocorreu com as fontes solar e eólica.

A título de exercício considerando os custos atuais, uma termelétrica ciclo combinado de 500 MW, o investimento em uma planta de CCUS seria na ordem de

US\$ 1,5 bilhão, cerca de 50% o investimento da própria termelétrica (US\$ 1,73 bilhão). O custo anual para remunerar esse investimento e para cobrir o custo de operação da planta de CCUS seria de cerca de US\$ 279 milhões. Com isso, preço do Carbono precisaria ser superior a US\$ 275,75 (fato que seria improvável nos próximos anos).

Na tabela 5 abaixo encontram-se os parâmetros e premissas para a estimativa acima de investimento de uma planta de CCUS em uma termelétrica de 500 MW.

Tabela 5 – premissas e fontes utilizadas no cálculo do valor do investimento

| Parâmetros                     | Valor                     | Fonte   |
|--------------------------------|---------------------------|---|
| Investimento em planta de CCUS | US\$ 3 milhões/MW         | <a href="https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2107/2107.09127.pdf">https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2107/2107.09127.pdf</a>             |
| Emissão de CO2                 | 1005g/ kWh                | <a href="https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&amp;t=11">https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&amp;t=11</a>               |
| Custo de captura de CO2        | 30 US\$/ton               | <a href="https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions">https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions</a> |
| Custo de estoque CO2           | 10 US\$/ton               | <a href="https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions">https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions</a> |
| Capex UTE Gás natural CC       | R\$ 3400/kW a R\$ 5900/kW | PDE 2030  |
| O&M [R\$/kW/ano]               | 80 (UTE) + 80 (Regas)     | PDE 2030  |
| CVU                            | R\$ 268/MWh a R\$ 347/MWh | PDE 2030  |
| Garantia Física                | 259 MWm a 293 MWm         | Estimativa com base no CMOs do deck A-5 2021  |
| Receita termelétrica           | R\$ 365/MWh               | Preço Teto Leilão A-5 2021  |
| Dolar                          | R\$ 5,17                  | Cotação 08/09/2021  |
| Taxa mínima de atratividade    | 8% ano                    | Premissa  |
| Taxa de recuperação CO2        | 90%                       | Premissa  |

Porém, os custos de produção do CCUS tendem a cair substancialmente com a adoção da tecnologia pela China (país com maior quantidade de emissões de Co2 no mundo). O CCUS é uma tecnologia que ainda se encontra em fase inicial e atualmente encontra as seguintes barreiras para passar ao estágio de disseminação: i) elevado custo de implantação (até 50% do valor do investimento da termelétrica); ii) dificuldade de financiamento e elevação do consumo interno da usina de até 50%, fato que reduz a energia injetada na rede elétrica pelo empreendimento.

Porém, o custo de produção do CCUS poderá cair principalmente se a China adotar a tecnologia (mais detalhes abaixo). A primeira indagação que poderíamos fazer é: se o CCUS é tão relevante assim para que as metas de descarbonização sejam atendidas, o que a China – o país com maior quantidade de emissões de CO2 no mundo – está fazendo com relação ao CCUS?

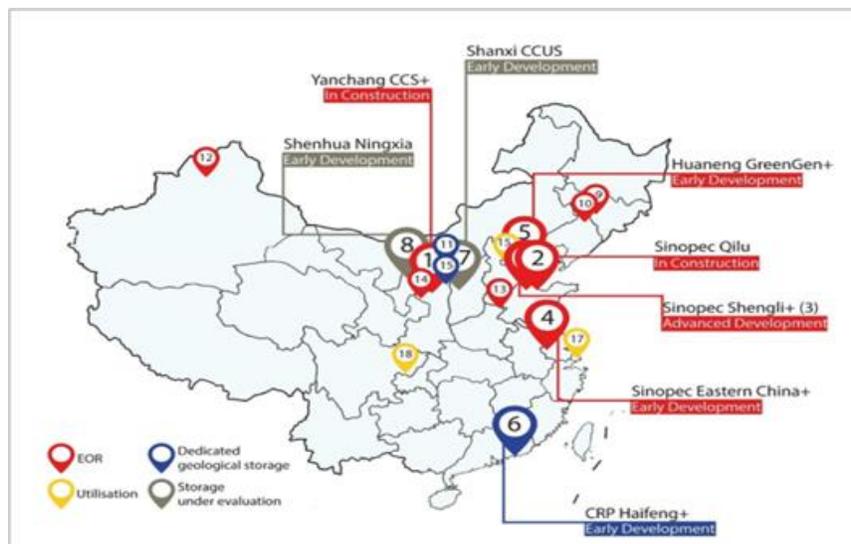
Na tabela abaixo 6 , listamos os projetos de CCUS em operação e previstos na China.

Tabela 6 - os projetos de CCUS em operação e previstos na China

| #  | Projeto                        | Tamanho (Mt) | Operação | Industria                    |
|----|--------------------------------|--------------|----------|------------------------------|
| 1  | CNPC Jilin Project             | 0.6          | 2018     | Processamento de gás natural |
| 2  | CHNE Jingie                    | 0.1          | 2021     | Geração de Energia           |
| 3  | CNOOC Enping                   | 0.1          | 2021     | Processamento de gás natural |
| 4  | Sinopec Qilu Project           | 0.4          | 2021     | Produção química             |
| 5  | Yanchang Integrated Project    | 0.4          | 2021     | Produção química             |
| 6  | Sinopec Huadang Project        | 0.5          | 2021     | Produção química             |
| 7  | CHNE Taizhou                   | 0.5          | 2025     | Geração de Energia           |
| 8  | China Northwest Hub            | 1.5          | 2025     | Diversas indústrias          |
| 9  | CRP Haifeng Project            | 1.0          | 2030     | Geração de Energia           |
| 10 | Huaneng IGCC Project Phase III | 2.0          | 2030     | Geração de Energia           |
| 11 | Shenhua Ningxia Project        | 2.0          | 2030     | Carvão para líquidos         |
| 12 | Sinopec Shengli Project        | 1.0          | 2030     | Geração de Energia           |
| 13 | CNPC Daqing                    | 3.0          | 2030     | Diversas indústrias          |
| 14 | CNPC Changqing                 | 3.0          | 2030     | Diversas indústrias          |
| 15 | CNPC Dagang                    | 1.0          | 2030     | Diversas indústrias          |
| 16 | Shenzhen Energy                | 0.5          | 2030     | Geração de Energia           |

Por sua vez, a figura 16 abaixo ilustra a localização das plantas de CCUS citadas acima.

Figura 16 - Localização dos projetos de CCUS em operação e previstos na China



Historicamente, CCUS sempre foi objeto de atenção de empresas de óleo. Porém, mais recente, também entrou no radar de empresas de tecnologia. Por exemplo, em outubro de 2020, a Exxon Mobil e a Global Thermostat anunciaram acordo de cooperação para o aperfeiçoamento de tecnologias para extrair CO<sub>2</sub> diretamente da atmosfera.

Mais recentemente empresas de tecnologia passaram também a demonstrar interesse em tecnologias de remoção de carbono diretamente da atmosfera: Em junho de 2020, Satya Nadella, CEO da Microsoft, anunciou o aporte de US\$ 1 bilhão em um fundo de mudança climática para acelerar o desenvolvimento em tecnologias de redução e remoção de CO<sub>2</sub>.

E em março de 2021, Elon Musk, CEO da Tesla, anunciou que oferecerá o prêmio de US\$ 100 milhões para a tecnologia mais eficiente de captura de carbono<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=cxVFopLpIQY&feature=youtu.be>

Atualmente, as aplicações de CCUS voltadas para captura direta do ar e produção de eletricidade por meio de gás natural estão na fase de protótipo e de demonstração. Por si só, as políticas tecnologicamente neutras, como a precificação de carbono, não são suficientes para superar as barreiras de viabilização de tecnologias emergentes tal como a CCUS.

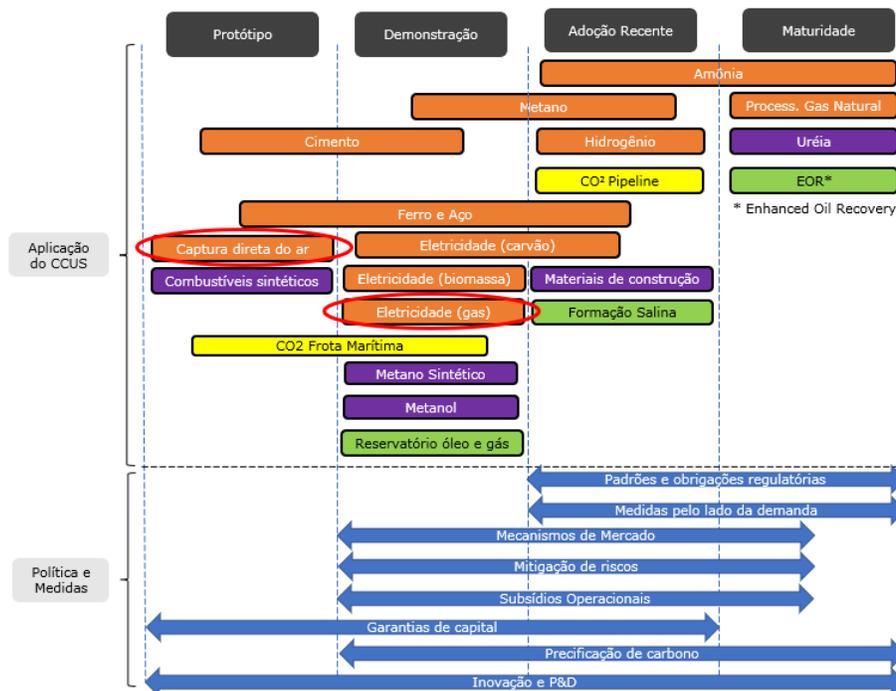
Medidas direcionadas para aplicações específicas de CCUS, tal como garantias de capital e subsídios operacionais são necessários para o investimento inicial e para impulsionar a implantação generalizada

A figura 17 abaixo ilustra uma visão geral das aplicações do CCUS e as políticas que podem ser utilizadas para viabilizá-lo

Figura 17 - visão geral das aplicações do CCUS e políticas de viabilização

Legenda

- Captura
- Transporte
- Uso de CO2
- Armazenagem de CO2



É importante se ter em mente que se atualmente o custo da energia proveniente das fontes solar e eólica são baixo é que porque passaram por um longo ciclo de pesquisa, projetos pilotos, subsídios, ganho de escala (justamente da China). A seguir exporemos detalhes como foi esse ciclo para a fonte de energia solar-fotovoltaica.

Tudo começou em 1905, quando Albert Einstein publicou o artigo sobre o efeito fotoelétrico sob o ponto de vista teórico (que lhe renderia em 1922 o prêmio Nobel de Física). Posteriormente, somente em 1953, o laboratório da Bell Labs demonstraria a experiência que comprova a tese de Einstein sobre a conversão de luz em energia. A indústria de geração de energia fotovoltaica somente iniciou de fato em 1973, quando dois cientistas que trabalharam no programa espacial americano fundaram suas respectivas empresas. A primeira introdução de células fotovoltaicas foi em calculadoras e em moradias isoladas, distantes da rede elétrica. A energia solar foi de fato catapultada a partir de 1990, quando a Alemanha criou e implantou o mecanismo de *feed in tariff* por meio de um generoso subsídio. E, a partir de 2006, a China entrou na produção de módulos fotovoltaicos – em 2010, já havia 123 centros de produção de painéis fotovoltaicos no país. Entre 2010 e 2018 a produção chinesa de painéis multiplicou por cinco. Em 2017, a China já era responsável por metade da produção de painéis fotovoltaicos no mundo e atualmente é responsável por 70% da produção mundial. Mas, nesse ínterim, ocorreu um período em que a China produzia mais do que o mercado era capaz de absorver, e algumas empresas quebraram. O Chinese Development Bank teve que aportar US\$ 47 bilhões em crédito para as empresas chinesas continuarem operando.

## 6. Políticas de financiamento de CCUS

Nas tabelas 7 e 8 abaixo são listados os principais instrumentos e políticas de desenvolvimento de CCUS nos principais mercados.

Tabela 7 - Principais instrumentos e políticas de desenvolvimento e implantação do CCUS

| Categoria                                      | Tipos  | Exemplos  |
|--|--|---|
| Apoio e suporte                                | 1. Financiamento de capital fornecido diretamente para os projetos ou por meio de programas competitivos para superar altos custos iniciais.   | <input type="checkbox"/> UK CCUS infrastructure Fund<br><input type="checkbox"/> EU Innovation Fund   |
| Subsídios Operacionais                         | 1. Créditos fiscais baseados em CO2 capturado, armazenado e usado.<br>2. Mecanismos de contratos por diferença (CFD) cobrindo os diferenciais de custo de produção e um preço de mercado.<br>3. Mecanismos de tarifa feed-in com contratos de longo prazo com agentes de geração de energia elétrica de baixo carbono<br>4. <i>Cost-plus open book</i> em que os governos reembolsam alguns custos à medida que são incorridos, reduzindo o risco para o contratante | <input type="checkbox"/> US 45Q e 48A tax credits<br><input type="checkbox"/> Netherlands' SDE++ scheme<br><input type="checkbox"/> UK power sector CfD Arrangements  |
| Precificação de carbono                        | 1. Impostos sobre carbono, que impõem uma penalidade financeira sobre as emissões<br>2. <i>Emissions Trading System</i> (ETS) envolvendo um limite nas emissões de grandes fontes estacionárias e comércio de emissões e certificados.   | <input type="checkbox"/> Norway carbon tax on offshore oil and gas<br><input type="checkbox"/> European ETS<br><input type="checkbox"/> China ETS<br><input type="checkbox"/> Canada federal Output Based Pricing System  |
| Medidas pelo lado da demanda                   | 1. Aquisição pública de edifícios com baixo teor de CO2, combustíveis e energia para transporte, incluindo aqueles produzidos com CCUS.<br>2. Ajustes de fronteira, adicionando uma tarifa de carbono sobre bens importados para evitar a concorrência daqueles com maior CO2 e um preço mais baixo.   | <input type="checkbox"/> Canadá e Holanda favorecendo materiais de baixo carbono para a construção<br><br><input type="checkbox"/> Várias jurisdições nos EUA, Canadá e EU planejam comprar Carbon Cure com CO2 reciclado ( <a href="https://www.carboncure.com/">https://www.carboncure.com/</a> ) |
| Mecanismos de mercado específicos para o CCUS. | 1. Certificados ou obrigações negociáveis que favorecem os combustíveis de baixo carbono<br>2. Unidades de armazenamento de carbono com registro de verificação que poderiam ser comprado por agentes emissores de CO2.  |   |

Tabela 8 - Principais instrumentos e políticas de desenvolvimento e implantação do CCUS (continuação)

| Categoria                         | Tipos  | Exemplos  |
|-----------------------------------|--|---|
| Padrões regulatórios e obrigações | 1. Especificações para os fabricantes para atender critérios de emissões, ou obrigar as empresas a comprarem uma participação mínima de produtos com baixo ciclo de vida Emissões de CO2<br>2. Base de ativos regulada, um modelo de investimento e recuperação por meio de um preço regulado de produtores passados aos consumidores<br>3. Padrões de emissões que estabelecem limites sobre emissões ininterruptas de CO2. | <input type="checkbox"/> EU Renewable Energy Directive II<br><input type="checkbox"/> Australia – Gorgon LNG project CCS<br><input type="checkbox"/> O mercado de energia e infraestrutura do Reino Unido UK energy emprega um modelo de base de ativos regulado<br><input type="checkbox"/> Limites na intensidade de CO2 permitida da geração de carvão e gás natural no Canadá |
| Medidas de mitigação de risco     | 1. Garantias de empréstimo<br>2. Mecanismos de compartilhamento de riscos do projeto<br>3. Transferência de responsabilidade de CO2, na qual o governo assume parte das operações (ex. armazenamento de CO2)   | <input type="checkbox"/> Legislação australiana permitindo a transferência de CO2 responsabilidade para o estado  |
| Inovação e P&D                    | 1. Financiamento para P&D seja diretamente pela administração pública, instituições de pesquisa ou indiretamente por meio de subvenções e outros tipos de subsídios para empresas privadas   | <input type="checkbox"/> Canadá / US Carbon XPRIZE • EU Horizon 2020 • Departamento de Energia dos EUA Programas de P&D CCUS  |

Por sua vez, na tabela 9 abaixo é ilustrado que a partir da década de 2010, os países pararam de praticar a taxação de carbono, e passaram adotar um conjunto de políticas (apoio e suporte, suporte operacional, requisito regulatório e apoio pelo governo). Em outras palavras, a taxação de carbono em atividade de termelétrica significa ir na contramão da experiência internacional, além de prejudicar a

confiabilidade do sistema elétrico (já comentado em detalhes nas seções precedentes deste texto de contribuição).

Tabela 9 - conjunto de políticas voltadas para viabilizar e operacionalizar o CCUS

| País            | Projeto  | Atividade Econômica | Políticas de desenvolvimento de CCUS |                 |                     |                          |                  |
|-----------------|--|---------------------|--------------------------------------|-----------------|---------------------|--------------------------|------------------|
|                 |  |                     | Taxação de Carbono                   | Apoio e suporte | Suporte Operacional | Requerimento Regulatório | Empresas governo |
| EUA             | Shute Creek gas processing (1986)                          | Combustíveis        |                                      |                 |                     | X                        |                  |
| Noruega         | Sleipner CO2 storage (1996)                                | Combustíveis        | X                                    |                 |                     |                          | X                |
| Noruega         | Snohvit CO2 storage (2008)                                 | Combustíveis        | X                                    |                 |                     |                          | X                |
| EUA             | Century Plant (2010)                                       | Combustíveis        |                                      |                 | X                   |                          |                  |
| EUA             | Air Products steam methane reformer (2013)                 | Combustíveis        |                                      | X               | X                   |                          |                  |
| EUA             | Lost Cabin Gas Plant (2013)                                | Combustíveis        |                                      |                 | X                   |                          |                  |
| EUA             | Coffeyville Gasification (2013)                            | Petroquímica        |                                      |                 | X                   |                          |                  |
| Canadá          | Boundary Dam (2014)  | Energia Elétrica    |                                      | X               |                     | X                        | X                |
| Arábia Saudita  | Uthmaniyah CO2-EOR (2015)                                  | Combustíveis        |                                      |                 |                     |                          | X                |
| Canadá          | Quest (2015)   | Combustíveis        |                                      | X               | X                   |                          |                  |
| Emirados Árabes | Abu Dhabi (2016)   | Aço                 |                                      |                 |                     |                          | X                |
| EUA             | Petra Nova (2017)  | Energia Elétrica    |                                      | X               | X                   |                          |                  |
| EUA             | Illinois Industrial (2017)                                 | Combustíveis        |                                      | X               | X                   |                          |                  |
| China           | Jilin oilfield CO2-EOR (2018)                              | Combustíveis        |                                      |                 |                     |                          | X                |
| Austrália       | Gorgon CO2 Injection (2019)                                | Combustíveis        |                                      | X               |                     | X                        |                  |
| Canada          | ACTL – Agrium (2020)                                       | Petroquímica        |                                      | X               |                     |                          |                  |
| Canada          | ACTL – <a href="#">North West Sturgeon Refinery</a> (2020) | Combustíveis        |                                      | X               |                     |                          |                  |

Com relação especificamente às políticas de financiamento do CCUS, desde 2010, cerca de US\$ 15 bilhões foram investidos em 15 projetos de CCUS. A parcela por meio de financiamento público foi de US\$ 2,8 bilhões.

A tabela 10 abaixo expõe alguns exemplos bem como anúncios recentes de financiamento à tecnologia CCUS.

Tabela 10 - Principais políticas de financiamento de CCUS<sup>16</sup>

| País           | Política de Financiamento                           | Comentários   |
|----------------|---|---|
| EUA            | 45Q tax credits                                     | Essa modalidade de crédito fiscal ajudou a impulsionar o desenvolvimento de instalações de CCUS em seu setor de energia. O 45Q tax credits foi expandido e aumentado em 2018, atingindo US\$ 50 / tCO <sub>2</sub> para armazenamento geológico e US\$ 35/ tCO <sub>2</sub> para CO <sub>2</sub> usado em EOR (Enhanced Oil Recovery) (ou para outros usos benéficos). O crédito fiscal original foi limitado a 75.000 tCO <sub>2</sub> , cumulativo, e não está claro se todos os projetos elegíveis dos EUA o acessaram. A tampa foi removida em 2018.  |
| União Europeia | EU Innovation Fund                                  | Fundo para apoiar novas tecnologias de baixo teor de carbono. É financiado por meio das receitas do Sistema de Comércio de Emissões (ETS). A Noruega também está financiando o desenvolvimento de um projeto CCUS de cadeia completa - Longship -, envolvendo a captura de CO <sub>2</sub> em uma fábrica de cimento e uma planta de transformação de resíduos em energia e seu armazenamento.  |
| Holanda        | SDE+  | A Holanda está expandindo seu suporte SDE + para um conjunto mais amplo de tecnologias de energia limpa, incluindo CCUS e baixo carbono hidrogênio  |
| Reino Unido    | UK Government Public Funding                        | Desenvolvimento de hubs de CCUS em centros industriais com transporte compartilhado de CO <sub>2</sub> e infraestrutura de armazenamento. O principal benefício da abordagem hub é a possibilidade de compartilhamento de infraestrutura de transporte e armazenamento de CO <sub>2</sub> . Tal abordagem proporciona economia de escala e reduz custos unitários. Adicionalmente, em 2019, foi permitido o transporte de CO <sub>2</sub> em navios ligando o hub no Reino Unido ao hub da Noruega. Em março de 2020, UK Government investiu US\$ 995 milhões em duas estações de CCUS em termelétricas locais. |
| Austrália      | Public Funding e Clean Energy Finance Corporation's | Em maio de 2020, o governo australiano anunciou planos de reservar 10 bilhões de dólares australianos (US\$ 7,1 bilhões) para tornar o CCUS uma alternativa elegível em programas de tecnologia limpa.  |
| Noruega        | Norwegian government                                | Em setembro de 2020, o governo norueguês anunciou que proverá US\$ 1,8 bilhões de financiamento ao Projeto Longship CCS e suporte operacional por 10 anos estimado em 1 US\$ bilhão adicionais.   |

Na tabela 11 abaixo são ilustrados os projetos termelétricos nos EUA existentes ou com previsão de implantar CCUS por meio do 45Q Tax Credit.

O 45Q é um incentivo fiscal baseado em desempenho que incentiva a captura, sequestro e a utilização de carbono, parecido com o crédito fiscal de produção (PTC) utilizado pela energia eólica. O 45Q foi lançado em 2008 e vem recebendo ampliações desde então. Em 2017, o valor por tonelada de carbono capturada foi aumentado de US\$ 22,66 para US\$ 50. Uma instalação elétrica pode utilizar o crédito fiscal se remover pelo menos 500.000 toneladas de carbono da atmosfera durante o ano fiscal.

Sob o 45Q, a geração de energia ou a produção industrial gera uma compensação de passivo fiscal por tonelada de dióxido de carbono capturada. O valor do crédito por tonelada varia em função da atividade, por exemplo se a instalação sequestra o carbono em armazenamento geológico permanente ou se captura o carbono para utilização em recuperação aprimorada de petróleo (“EOR”) entre outros processos.

O primeiro empreendimento de geração a entrar em operação utilizando o 45Q foi a termelétrica Petra Nova, de 240 MW movida a gás natural, que captura aproximadamente 90% por cento (ou cerca de 1,4 milhão de toneladas) de CO<sub>2</sub>. O

<sup>16</sup> Global CCS institute (GCCSI) (2019), The Global Status of CCS 2019

CO2 capturado é comprimido e transportado por um oleoduto de 80 milhas para um campo de petróleo em operação, onde é utilizado para EOR

Tabela 11 - Principais políticas de financiamento de CCUS<sup>17</sup>

| Projeto Termelétrico               | Empresa                  | Estado | Combustível | Início de operação | Uso final    | Capacidade de Captura (Mtpa) | Custo do projeto (US\$ milhões) |
|------------------------------------|--------------------------|--------|-------------|--------------------|--------------|------------------------------|---------------------------------|
| Petra Nova Project (WA Parish)     | NRG Energy               | IL     | Carvão      | 2017               | EOR          | 1,4                          | 1.000                           |
| Prairie State Energy Campus        | Prairie State Generating | NE     | Carvão      |                    | EOR, Storage | 6                            | 2.900                           |
| Gerald Gentleman Station CC        | Nebraska Public Power    | NM     | Carvão      |                    |              | 3,8                          | 3.497                           |
| San Juan Generating Station CC     | PNM Resource             | ND     | Carvão      | 2023               |              | 6                            | 1.300                           |
| Project Tundra (Milton R Young)    | Minnkota Power           | WY     | Carvão      | 2025               |              | 3                            | 800                             |
| Dry Fork Integrated Commercial CCS | Basin Electric           | AL     | Carvão      | 2025               |              |                              | 23.59                           |
| Plant Miller                       | Southern Company         | MS     | Carvão      |                    |              |                              |                                 |
| Plant Daniel CC                    | Southern Company         | MS     | Gás Natural |                    |              |                              |                                 |
| Plant Ratcliffe                    | Southern Company         | MS     | Gás Natural |                    |              |                              |                                 |
| Mustang Station CC                 | Golden Spread            | TX     | Gás Natural |                    |              |                              |                                 |
| Cal Capture (ELK Hills)            | California Resource      | CA     | Gás Natural | 2024               |              | 1,4                          |                                 |

A experiência internacional tem revelado que a ênfase nas políticas de precificação do carbono ou esquemas de comércio de emissões – não tem sido suficiente para induzir a redução de emissões. E especialmente políticas que preveem apenas a taxação de atividades industriais, em especial as termelétricas, tem pouca eficácia e compromete a confiabilidade do setor elétrico.

Conforme exposto ao longo dessa contribuição, é necessária uma abordagem holística considerando várias frentes como atividades de P&D, subsídios operacionais, mitigações de risco e financiamento específicos para a implantação do CCUS

Ao longo do referido artigo foram expostas diversas políticas de financiamento pelos governos e organismos internacionais. Tais políticas são importantes face às incertezas na precificação do carbono e dos esquemas de comércio de emissões.

Nesse caso, qual deveria ser o “mix”, a proporção de políticas a serem adotadas?

Para responder essa pergunta, pesquisadores da *Chongqing Technology and Business University*, elaboraram um modelo econômico-financeiro baseado na metodologia de opções reais por meio de árvores binomiais incorporando incertezas

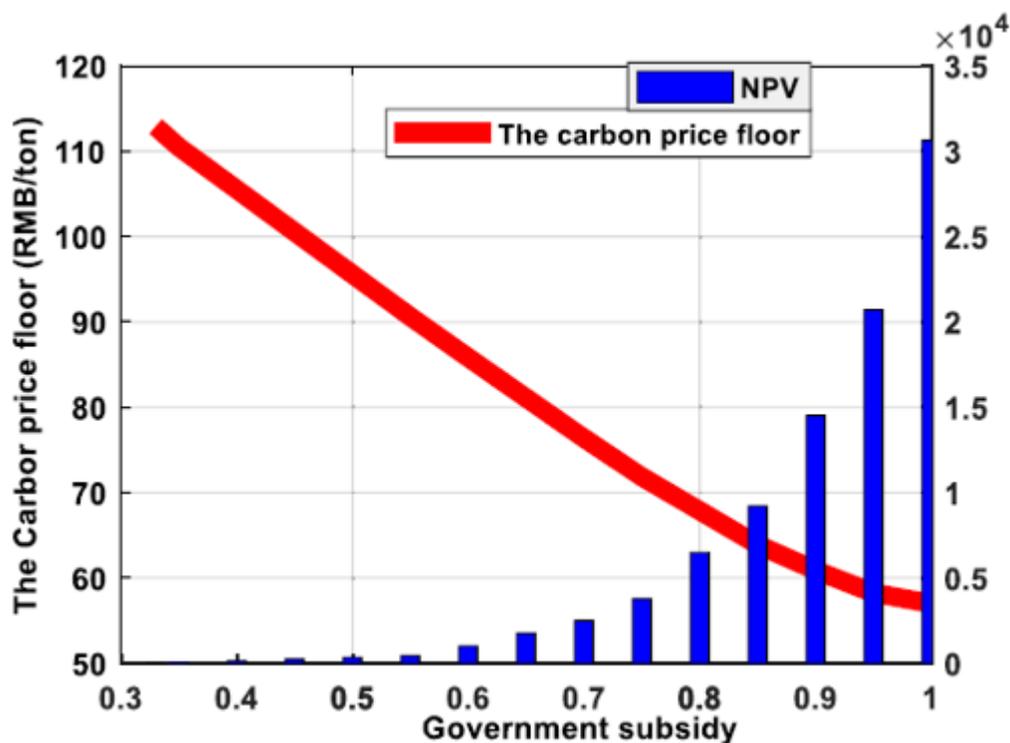
<sup>17</sup> <https://www.evainc.com/energy-blog/45q-the-carbon-capture-tax-credit/>

como o preço do carbono, subsídio governamental, progresso tecnológico e taxas de utilização de dióxido de carbono. Com base nesses parâmetros, os pesquisadores chegaram as seguintes conclusões:

- a) Se o subsídio for muito baixo, não importa quão alto for o preço do carbono, as empresas não investirão;
- b) É necessário o mínimo de 33% de apoio governamental para que a precificação de CO<sub>2</sub> comece a fazer efeito e incentivar o investimento imediato em usinas termelétricas com CCUS.

A figura 18 abaixo ilustra o resultado da pesquisa supracitada.

Figura 18 – volume ótimo de apoio do governo para o CCUS



A pesquisa supracitada é importante pois os atuais preços do mercado de carbono estão abaixo do que deveriam ser para as políticas de descarbonização estarem alinhados com os acordos de Paris. Ou seja, a perspectiva é que o preço deveria subir bastante para atender as metas do Acordo de Paris.





para não ficarem reféns de fragilidades advindas de uma transição energética açodada, tal como se tem visto na Europa: A União Europeia está revisando seu posicionamento: agora afirmam que os empreendimentos termelétricos gás natural e nuclear são “investimentos verdes”<sup>18</sup>

Por fim, a ABRAGET sintetiza a seguir os seus pleitos a esse MME:

1 – Criação, estabelecimento e monitoramento de um indicador que englobe os três pilares previstos no art. 4º da lei 14.120. Ou seja, a proposta do MME cita somente os benefícios ambientais de forma isolada. Então, é necessário inserir um indicador que englobe os outros dois parâmetros (segurança e de competitividade) no acompanhamento do desempenho da confiabilidade sistêmica;

2 - Implantação pelo Poder Concedente de política que englobe os recursos de P&D e outras formas de financiamento (interno ou externo) para a impulsionar o desenvolvimento de projetos-pilotos de CCUS que englobe todos os elos da cadeia no mesmo projeto (captura, armazenamento e transporte).

No momento não temos comentários adicionais. Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



**Xisto Vieira Filho**

Presidente

---

<sup>18</sup> <https://www.capitalreset.com/ue-define-que-gas-natural-e-energia-nuclear-sao-investimentos-verdes/>