

---

# Uma estrela para a transição energética da China

---

Cinco regras de ouro para uma transformação  
eficiente do sistema elétrico da China

---

**IMPULSE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Uma estrela para a transição energética da China

---

## EDITORIAL

---

### IMPULSE

Uma estrela para a transição energética da China

Cinco regras de ouro para uma transformação eficiente do sistema elétrico da China

### ESTUDO POR:

Agora Energiewende  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2  
10178 Berlim | Alemanha

China National Renewable Energy Center  
(CNREC)

### AUTORES:

Shuwei Zhang  
shuwei.zhang@agora-energiewende.de

Yongqiang Zhao  
zhaoyongqiang@cnrec.org.cn

Markus Steigenberger  
markus.steigenberger@agora-energiewende.de

### COM CONTRIBUIÇÕES DE:

Mara Marthe Kleiner  
Thomas Kouroughli  
Christian Redl

Revisão: WordSolid, Berlim  
Layout: UKEX GRAPHIC  
Imagem de capa: [unsplash.com/AlexandreValdivia](https://unsplash.com/AlexandreValdivia)  
Tradução para Português: Bráullio de Souza

**144/06-I-2018/EN**

Publicação: outubro 2018

### AGRADECIMENTOS

Agradecemos a GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH) pelo seu apoio financeiro e aconselhamento durante todo o processo.

Agradecimentos especiais por revisar este relatório:

**Wang Zhongying,**

CNREC & Energy Research Institute (ERI)

**Anders Hove,**

GIZ China

*A Agora Energiewende é uma iniciativa conjunta da Fundação Mercator e da European Climate Foundation. A cooperação da Agora Energiewende e do Centro Nacional de Energia Renovável da China é gentilmente apoiada pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) em nome do governo alemão.*

Supported by:



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Energy

on the basis of a decision  
by the German Bundestag



Esta publicação está disponível  
para *download* sob este código QR.

Citar como:

Agora Energiewende (2018): *A Star for China's Energy Transition: Five Golden Rules for an Efficient Transformation of China's Energy System.*

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

---

# Prefácio

---

Queridos leitores,

A China tornou-se um dos principais países do mundo no combate às mudanças climáticas. Ela assumiu uma postura proativa nas negociações climáticas da ONU e agora lidera o mundo no setor de energia renovável. Ao mesmo tempo, a China continua a lutar com a própria poluição do ar e as emissões de gases de efeito estufa. Enquanto as emissões chinesas diminuíram nos últimos anos, elas começaram a subir novamente em 2017.

Um dos maiores projetos de energia limpa da China é a transformação de seu setor elétrico. O governo pretende aumentar a participação de eletricidade com base em combustíveis não fósseis em seu sistema elétrico para 50% até o ano 2030. De acordo com nossos cálculos (e com os de outros), essa meta é ambiciosa, mas viável. Apesar das conquistas dos últimos anos,

desafios significativos permanecem, especialmente no que diz respeito à reestruturação do sistema elétrico.

Este relatório aborda alguns desses desafios detalhadamente. Baseia-se nas lições (positivas e negativas) que aprendemos na Europa nas últimas décadas. O principal *insight* oferecido pelo relatório é que uma perspectiva holística é necessária para assegurar a compatibilidade entre os instrumentos de política. Nós resumimos nossas descobertas em Cinco Regras de Ouro.

Espero que você considere este relatório estimulante e que ajude a catalisar as mudanças políticas necessárias para uma transição bem-sucedida de energia limpa na China.

Sinceramente,

Dr Patrick Graichen

Diretor Executivo da Agora Energiewende

## Resumo das principais descobertas:

1

**Para alcançar uma participação de 50% de eletricidade limpa até 2030 a um custo mínimo, a China precisa adicionar cerca de 35 GW de energia eólica e 65 GW de energia solar por ano entre 2020 e 2030.** Isso estaria praticamente alinhado com os níveis de implantação mais rápidos vistos em anos anteriores. Com um rápido declínio nos custos das tecnologias, a energia eólica e a energia solar podem servir como substitutos para novas usinas nucleares e hidrelétricas, que os planos atuais preveem crescer a um ritmo irrealista.

2

**A "flexibilidade" precisará se tornar a nova palavra de ordem no sistema elétrico da China, já que em 2030 cerca de 25% da energia elétrica virá de fontes renováveis variáveis.** Reestruturar o sistema elétrico será essencial para mantê-lo confiável e econômico. Tecnologias de carga de base inflexíveis e o despacho em grande escala não baseado em ordem de mérito são incompatíveis com um sistema que é cada vez mais dominado por tecnologias de geração de eletricidade dependentes do clima.

3

**A China já iniciou uma série de reformas importantes, mas os desafios fundamentais ainda estão por vir.** Reformas políticas recentes avançaram na direção certa, à medida que a China iniciou projetos-piloto para o comércio de emissões, revisou seu esquema de remuneração de energias renováveis e reconheceu a necessidade de criar um mercado à vista de eletricidade. No entanto, os desafios fundamentais ainda precisam ser resolvidos. Estes incluem excesso de capacidade em ativos movidos a carvão, um sistema de despacho inflexível e falta de transparência e acessibilidade de dados para os participantes do mercado.

4

**Cinco Regras de Ouro ajudarão a construir um regime de política consistente e garantirão a confiabilidade do sistema e a rentabilidade.** A China tem a oportunidade de saltar para um modelo de sistema elétrico liderado por fontes renováveis que garanta rentabilidade e confiabilidade. As Cinco Regras de Ouro que desenvolvemos neste documento ajudarão os formuladores de políticas a ver os diversos instrumentos de políticas e os mercados setoriais emergentes de forma pragmática e coerente, levando em conta as interdependências e evitando inconsistências:

**Regra de Ouro 1:** Utilizar eficientemente a capacidade de geração existente através da implementação de mercados de curto prazo.

**Regra de Ouro 2:** Incentivar a flexibilidade para garantir a confiabilidade e adequação do sistema.

**Regra de Ouro 3:** Fornecer receitas estáveis para novos investimentos em fontes renováveis.

**Regra de Ouro 4:** Gerenciar o declínio do carvão e suas consequências estruturais.

**Regra de Ouro 5:** Reconhecer o papel central da transparência e da acessibilidade aos dados.

---



---

# Conteúdo

---

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Introdução</b>   | <b>9</b>  |
| <b>Contexto: esclarecendo as metas climáticas e energéticas da China</b>  | <b>11</b> |
| <b>1. Transições energéticas lideradas por fontes renováveis: teoria perfeita e prática imperfeita</b>                                      | <b>17</b> |
| 1.1. Teoria perfeita simplificada de EOM e ETS  | 17        |
| 1.2. Deficiências dos EOM e ETS existentes no mundo real  | 20        |
| 1.3. Complexidade adicional no sistema Chinês   | 23        |
| <b>2. Cinco Regras de Ouro para a Transição do Mercado Chinês de Energia</b>  | <b>29</b> |
| <b>Regra de Ouro 1</b>   Utilizar a capacidade de geração existente de forma eficiente por meio da implementação de mercados de curto prazo | 30        |
| <b>Regra de Ouro 2</b>   Incentivar a flexibilidade para garantir a confiabilidade e a adequação do sistema                                 | 33        |
| <b>Regra de Ouro 3</b>   Fornecer receitas estáveis para novos investimentos em fontes renováveis   | 35        |
| <b>Regra de Ouro 4</b>   Gerenciar o declínio do carvão e suas consequências estruturais  | 37        |
| <b>Regra de Ouro 5</b>   Reconhecer o papel geral da transparência e da acessibilidade aos dados  | 39        |
| <b>Conclusões</b>   | <b>41</b> |
| <b>Referências</b>  | <b>43</b> |

---



---

# Índice de figuras e tabelas

---

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 1:</b> Geração de FER fora do total de eletricidade, alinhando-se com a NDC e metas domésticas  | 13 |
| <b>Figura 2:</b> <i>Curtailment</i> de energia eólica e solar fotovoltaica (2011-2017)  | 15 |
| <b>Figura 3:</b> Geração eólica e solar para metas robustas em face de múltiplas incertezas (2020-2030)   | 16 |
| <b>Figura 4:</b> Preços de escassez em ambientes de EOM teóricos facilitam a recuperação de custos para todas as usinas   | 18 |
| <b>Figura 5:</b> Um limite de emissão obrigatório desencadeia medidas de redução de emissões. O custo da “redução marginal” necessário para atingir o limite estabelece o preço dos certificados do ETS | 20 |
| <b>Figura 6:</b> O paradigma de despacho conflitante com o perfil da curva de carga (residual) com alto nível de renováveis   | 24 |
| <b>Figura 7:</b> Operação típica do sistema elétrico da China   | 25 |
| <b>Figura 8:</b> Unidades de base a carvão construídas nos últimos quinze anos dominam o sistema de energia na China  | 26 |
| <b>Figura 9:</b> A estrela da China: cinco regras para a integração das fontes renováveis e novos investimentos na China  | 29 |
| <b>Figura 10:</b> Ilustração de como o despacho baseado na ordem de mérito garante eficiência a curto prazo   | 30 |
| <b>Figura 11:</b> Sequência de transações baseadas no mercado em um típico sistema de energia liberalizado  | 33 |
| <b>Figura 12:</b> Os custos das fontes renováveis e seu valor de mercado com e sem precificação de carbono  | 36 |
| <b>Figura 13:</b> A estrela da China: cinco regras para a integração das fontes renováveis e novos investimentos na China   | 41 |

---

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabela 1:</b> Principais configurações de economia e energia para os cenários | 13 |
|--|----|

|   |    |
|---|----|
| <b>Tabela 2:</b> Capacidades históricas de geração de energia não fóssil e projeções para 2020 e 2030 | 14 |
|---|----|

---



---

## Introdução

---

As fontes eólica e solar têm crescido a um ritmo forte nos últimos anos na China, que agora enfrenta novos desafios para a transição para a energia limpa. Já não basta simplesmente construir capacidade adicional. A China também precisa analisar os vários elementos de seu sistema energético de uma perspectiva holística.

Isso parece uma afirmação óbvia, mas adotar uma perspectiva integrada é difícil, como mostram as experiências na Alemanha e em outros lugares. Considere por um momento os vários instrumentos de política que foram promulgados na Alemanha ao longo dos anos, sem pensar seriamente em sua interação mútua. Podem ter havido boas razões para cada decisão, mas o resultado geral foi ineficiente. Para dar apenas um exemplo: apesar do rápido crescimento da energia renovável nos últimos anos, as emissões de gases de efeito estufa da Alemanha não diminuíram. Medidas políticas inconsistentes são a causa: especificamente, o fracasso do esquema europeu de comércio de emissões e a falta de instrumentos adicionais para reduzir a produção de energia intensiva em carbono.

Por conseguinte, há alguns anos que argumentamos que uma perspectiva pan-europeia é essencial. Claramente, precisamos de um conjunto coerente de políticas de financiamento de energia renovável, desenho de mercado e redução de ativos de alto carbono.<sup>1</sup>

Curiosamente, tanto a China como a Europa implementam uma combinação similar de instrumentos de política, incluindo:

- esquemas de remuneração para fontes renováveis (instrumentos voluntários e obrigatórios);
- mercados de carbono, especialmente os programas-piloto de comércio de emissões; e
- um modelo de mercado de eletricidade sob demanda, que ainda está em desenvolvimento na China.

Os desafios que surgem na China são semelhantes aos encontrados na Alemanha e na Europa. Nós nos reunimos com nosso parceiro chinês CNREC (China National Renewable Energy Centre) e discutimos como o sistema elétrico chinês pode ser transformado de forma integrada. Obviamente, muitas particularidades chinesas precisam ser levadas em conta. Mas a necessidade de considerar diferentes instrumentos de política de maneira coerente e integrada permanece a mesma.

Este relatório é o resultado dessas discussões. Ele fornece uma perspectiva de alto nível sobre como os diferentes instrumentos de políticas e mercados interagem e podem contribuir para um sistema de energia futuro mais eficiente e confiável na China. Ao fazê-lo, defendemos uma perspectiva pragmática que não se atenha à teoria econômica de livros didáticos, mas reconheça a experiência do mundo real. Esta análise pretende focar o debate sobre as principais questões e implicações que os formuladores de políticas precisam ter em mente ao conceber os futuros mercados e regulamentações.

---

1 Agora Energiewende (2016a).



## Contexto: esclarecendo as metas climáticas e energéticas da China

Na Conferência Climática de Paris, em dezembro de 2015, a China se uniu a outras nações para endossar uma meta global legalmente obrigatória para manter o aquecimento global “bem abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais”, bem como “esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais”<sup>2</sup>

Cumprir o acordo de Paris exigirá, entre outras questões, que o setor elétrico global seja completamente descarbonizado até 2050.<sup>3</sup> O setor elétrico deve necessariamente liderar os esforços de descarbonização, porque já temos tecnologias rentáveis para tornar este setor carbono zero. Isso contrasta fortemente com outros setores, como a agricultura e a indústria, cujos desenvolvimentos tecnológicos não são igualmente avançados e nos quais os cortes de emissões podem não ocorrer tão rapidamente. Para alcançar a plena descarbonização do setor elétrico até 2050, cerca de 50% do processo precisaria ser concluído até 2030. Essa meta intermediária requer grandes investimentos em tecnologias de zero carbono nos próximos quinze anos para substituir os ativos de combustíveis fósseis e permitir cortes acentuados nas emissões de curto prazo. Isso exige o esforço coletivo de todos os países – ricos e pobres – para realizar uma transformação fundamental dos setores elétricos em todo o mundo.

Dados o tamanho e a intensidade de emissões do setor elétrico da China, bem como a necessidade de ação rápida até 2030, o país precisa empreender esforços domésticos significativos, independentemente de qualquer regime global de comércio ou regulamentação de emissões que possa emergir das negociações climáticas internacionais nos próximos anos.

2 Veja Paris Agreement, Article 2.1 a).

3 IPCC (2018).

Em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (Nationally Determined Contribution – NDC), a China prometeu:

- atingir o pico de emissões de dióxido de carbono por volta de 2030 e fazer os melhores esforços para chegar ao pico mais cedo;
- reduzir emissões de dióxido de carbono por unidade de PIB em 60% a 65% em relação aos níveis de 2005;
- aumentar a parcela de fontes de energia não fósseis (renováveis e nucleares) na matriz energética para cerca de 20% até 2030; e
- aumentar o volume de reserva florestal em cerca de 4,5 bilhões de metros cúbicos em relação aos níveis de 2005.

Desde a publicação de sua NDC, a China fez progressos substanciais na adoção e implementação de novas políticas de energia e meio ambiente. O consumo de carvão mantém-se relativamente uniforme desde 2013; em 2017, o governo acelerou a eliminação do aquecimento direto de carvão no setor residencial. A implantação de energia eólica e solar na China continua a liderar no mundo em termos de capacidade e produção. Somente em 2017, a China adicionou 53 GW de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (FV), quase cinco vezes mais do que foi adicionado nos Estados Unidos. Além disso, esse aumento anual é maior que os 43 GW da capacidade FV total na Alemanha.<sup>4</sup> Embora o *curtailment* de energia eólica e solar permaneça alto, ambos registraram melhora em 2017 e no início de 2018.<sup>5</sup> O

4 Em junho de 2018, no entanto, o governo chinês decidiu congelar novas instalações fotovoltaicas baseadas em subsídios e permitir cerca de 20 GW de nova capacidade para este ano.

5 NEA (2018a). Deve-se notar que a maneira de calcular a taxa de *curtailment* pode diferir de país para país. Na China, isso é indexado ao potencial de geração teórica do recurso renovável.

governo definiu um cronograma para manter o *curtailment* de energia eólica e solar abaixo de 5% em todas as províncias até 2020 e implementou várias medidas para garantir isso, incluindo obrigações renováveis provinciais, novas linhas elétricas e um sistema de monitoramento para limitar novos investimentos em regiões com alto *curtailment*.

Estímulo adicional para um sistema energético mais limpo foi desencadeado pela conscientização pública da poluição do ar e suas implicações para a saúde pública e o meio ambiente. Em 2018, a China revisou sua constituição nacional, tornando o desenvolvimento de uma "civilização ecológica" e a proteção do meio ambiente uma meta nacional fundamental.<sup>6</sup> Após o discurso do Presidente Xi Jinping em 2014, que pedia uma revolução na produção e consumo de energia, o governo publicou sua Estratégia de Revolução da Produção e Consumo de Energia de 2016 (2016–2030). A estratégia exige que a China aumente a participação da geração de eletricidade não fóssil na geração total de eletricidade para 50% até 2030, contra 28% em 2016. Este é um passo claro além da meta de 20% de energia não fóssil da NDC até 2030.

O governo chinês entende que uma transição para uma energia mais limpa, incluindo a eletrificação do transporte e da indústria, ajudaria a China a enfrentar seus desafios de poluição do ar e colocaria o crescimento futuro do país em um caminho menos intensivo em carbono. É claro que os controles de emissões no fim dos processos podem alcançar, na melhor das hipóteses, apenas metade das reduções de emissões necessárias para a China diminuir as concentrações urbanas de PM2.5 para 30 microgramas por metro cúbico ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) até 2030, que é o alvo nacional.<sup>7</sup> Mudanças na estrutura do sistema energético da China são, portanto, necessárias para atingir as metas de qualidade do ar.

Tudo isso levou a um debate fundamental sobre a transformação do sistema de energia na China. Em alguns países com mercados de energia em funcionamento e sistemas integrados de transmissão, a energia eólica e a energia solar substituíram a eletricidade a carvão, muitas vezes levando ao fechamento prematuro de usinas. O custo decrescente e a eficiência comprovada das energias eólica e solar tornam essa visão cada vez mais prática tanto para os formuladores de políticas locais como nacionais.<sup>8</sup> Os custos das energias eólica e solar caíram na medida em que se tornaram competitivos com outras formas de geração de energia em muitos lugares ao redor do mundo,<sup>9</sup> embora na China os custos relativos do carvão continuem sendo mais baratos do que outras opções a curto prazo. No cenário mais provável, que reflete as expectativas do governo e das principais indústrias, a meta da China de produzir pelo menos 20% de sua energia a partir de combustível não fóssil até 2030 se traduz em 38% de eletricidade limpa no setor elétrico.<sup>10</sup> De acordo com os planos oficiais, a energia hídrica e, em menor grau, a energia nuclear seriam os principais contribuintes, em virtude das novas instalações planejadas e do grande volume de capacidade de legado.

A participação da geração eólica e solar – conhecidas como fontes renováveis variáveis (FERV) – na combinação total de geração de eletricidade deve aumentar de 7% em 2017 para 10% até 2020, e para 15% até 2030 (Figura 1). Nesse ritmo, a China cumpriria sua meta de 20% de combustível não fóssil, com uma taxa de crescimento média do PIB de 5,3% de 2015 a 2030 (Tabela 1). A redução da intensidade de carbono da economia excederia 65% em relação a 2005, o que corresponde à meta mais elevada na NDC climática.

---

6 Xinhua Agency (2018).

7 Ma Jun (2017).

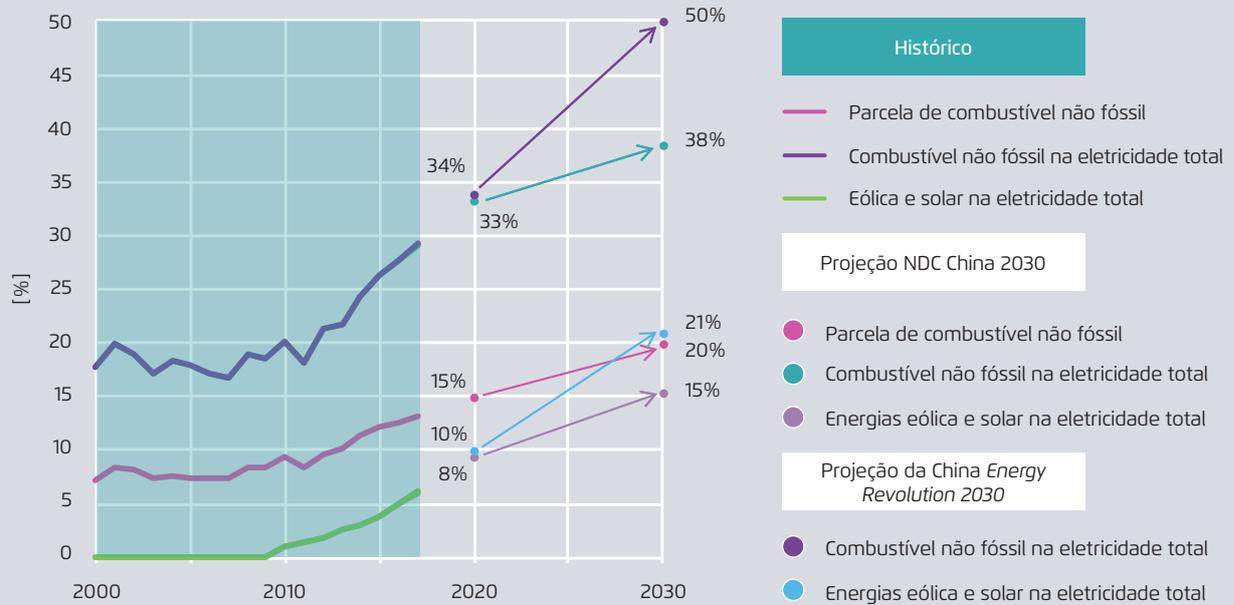
8 Wang Zhongying (2018).

9 Agora Energiewende (2017a); IRENA (2018).

10 Zhang e Bauer (2014).

Geração de FER fora do total de eletricidade, alinhando-se com a NDC e metas domésticas.

Figura 1



Dados (2000-2017) de relatórios anuais do Conselho Elétrico da China (CEC) e documento oficial da China *Energy Revolution 2030*. O período de projeção (2017-2030) representa o cenário para atingir a meta de combustíveis não fósseis (seta rosa) na NDC da China. Considera o ritmo de desenvolvimento mais provável das fontes renováveis, especialmente as hidroelétricas e nucleares, cujo prazo de execução é superior a cinco anos. Detalhes podem ser encontrados em Zhang e Bauer (2013) e Wang e Zhang (2017).

Principais configurações de economia e energia para os cenários

Tabela 1

|  | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   | Projeção 2030 |
|--|--------|--------|--------|--------|---------------|
| PIB (preço de 2005, 100 milhões de yuan)   | 185896 | 317682 | 463889 | 635568 | 1009477       |
| Demanda de eletricidade (TWh)  | 2494   | 4194   | 5802   | 6830   | 8770          |
| Consumo total de energia (10000 tce)   | 261369 | 360648 | 429905 | 526347 | 555500        |
| Parcela de eletricidade não fóssil com metas de acordo com NDC                         | 18%    | 20%    | 26%    | 34%    | 38%           |
| Parcela de eólica e solar com metas de acordo com NDC                                  |        |        |        | 10%    | 15%           |
| Parcela de eólica e solar de acordo com meta nacional de 50%                           | 0%     | 1%     | 4%     | 10%    | 21%           |
| Parcela de eólica e solar com metas voltadas para desaceleração hidrelétrica e nuclear |        |        |        | 10%    | 25%           |

Fonte: Adaptado e posterior análise baseada em Zhang e Bauer (2014).

## A meta de 20% de energia não fóssil para 2030 pode ser alcançada com uma participação de 15% de energia eólica e solar na geração de eletricidade

Nesse cenário, que é amplamente consistente com o plano do governo, a capacidade eólica precisa ser ampliada em 19 GW; e a energia solar fotovoltaica, em 26 GW, anualmente entre 2020 e 2030. Como as recentes taxas de implantação ultrapassaram esses números (Tabela 2), atingir e, eventualmente, ultrapassar a meta de 2030 da NDC deve ser alcançável.

O governo chinês decidiu, portanto, seguir um caminho mais ambicioso. A Estratégia de Revolução da Produção e Consumo de Energia (2016-2030) oficial visa a 50% de eletricidade não fóssil em 2030. Esta nova meta supera significativamente a NDC e indica um acelerado desenvolvimento de energia renovável.

A meta de 50% de eletricidade de combustíveis não fósseis se traduzirá em uma participação de 21% de energia solar e eólica se as energias nuclear e hidrelétrica aumentarem de acordo com os planos oficiais (o mais alto dos números da Tabela 1), taxas de *curtail-*

*ment* de eólica e energia solar fotovoltaica puderem ser reduzidas e a intensidade energética da economia chinesa diminuir.

Mas o que aconteceria se algumas das principais premissas do governo não forem verdadeiras? Especificamente, e se:

- energias hidrelétrica e nuclear não correspondem às expectativas, e o crescimento diminuir; ou
- o *curtailment* de energia eólica e solar continuar a ocorrer nos níveis atuais; ou
- os esforços de eficiência permanecem insuficientes e a economia permanecer tão intensiva em energia quanto antes?

De acordo com as expectativas anteriores, a capacidade de energia hídrica e nuclear aumentará para 420 GW e 120 GW, respectivamente, até 2030, acima dos cerca de 340 GW e 36 GW de 2017.

Mas o ritmo do desenvolvimento de energia hidrelétrica e nuclear na China tem diminuído em virtude da redução da viabilidade econômica dos projetos e de muitos outros obstáculos. Para a energia hídrica,

Capacidades históricas de geração de energia não fóssil e projeções para 2020 e 2030

Tabela 2

|                          | 2016 (GW) | 2017 (GW) | 2020* (GW) | 2030 (GW) |
|--------------------------|-----------|-----------|------------|-----------|
| <b>Hidrelétrica</b>      | 332       | 341       | 350        | 420-450   |
| <b>Nuclear</b>           | 33        | 36        | 58         | 80-120    |
| <b>Eólica</b>            | 148       | 164       | 220        | 400-600   |
| <b>Solar FV</b>          | 78        | 130       | 200        | 450-850   |
| <b>Aquecimento Solar</b> | –         | –         | 10         | ~30       |
| <b>Biomassa</b>          | 12        | 12        | 15         | 15-100    |

\* Vários planos do governo e projeções industriais (2020-2030); estimativas dos *think tanks* afiliados ao governo, o Instituto de Engenharia e Planejamento de Energia Elétrica (EPPEI) e o Instituto de Engenharia de Energia Renovável (CREEI); e comunicação pessoal com o Centro Nacional de Energia Renovável da China (CNREC).

**Nota:** A utilização de biomassa na China é persistentemente limitada e fica atrás de outros países. A extremidade superior da hidrelétrica e nuclear corresponde aos planos do governo chinês. Em nossa opinião, a energia hidrelétrica e nuclear provavelmente parará completamente após 2020 para projetos que ainda não começaram.

isso inclui o baixo valor de mercado de novos ativos em regiões geograficamente remotas e os problemas associados com danos ecológicos e migração. Quanto à nuclear, o aumento dos custos em consequência de requisitos de segurança mais rigorosos e resistência pública tornam cada vez mais irrealista que a China cumpra sua meta de 120 GW.

O *curtailment* é outro problema grave na China (Figura 2), especialmente em áreas não costeiras, que desperdiçam até 50% da energia eólica (sem compensação). Comparações com os Estados Unidos ilustram esse ponto. Embora a capacidade eólica instalada da China fosse maior que a dos Estados Unidos em 2015 (145 GW versus 75 GW), ela gerou menos eletricidade (186 TWh versus 191 TWh).<sup>11</sup> Em 2017, a China tinha quase duas vezes mais capacidade instalada do que os Estados Unidos (164 GW versus 89 GW), mas superou a produção dos Estados Unidos por uma margem muito menor (306 TWh versus 254 TWh), o que representa uma lacuna de 50% em termos de utilização.<sup>12</sup>

11 Lu, et al. (2016).

12 Huenteler et al. (2018).

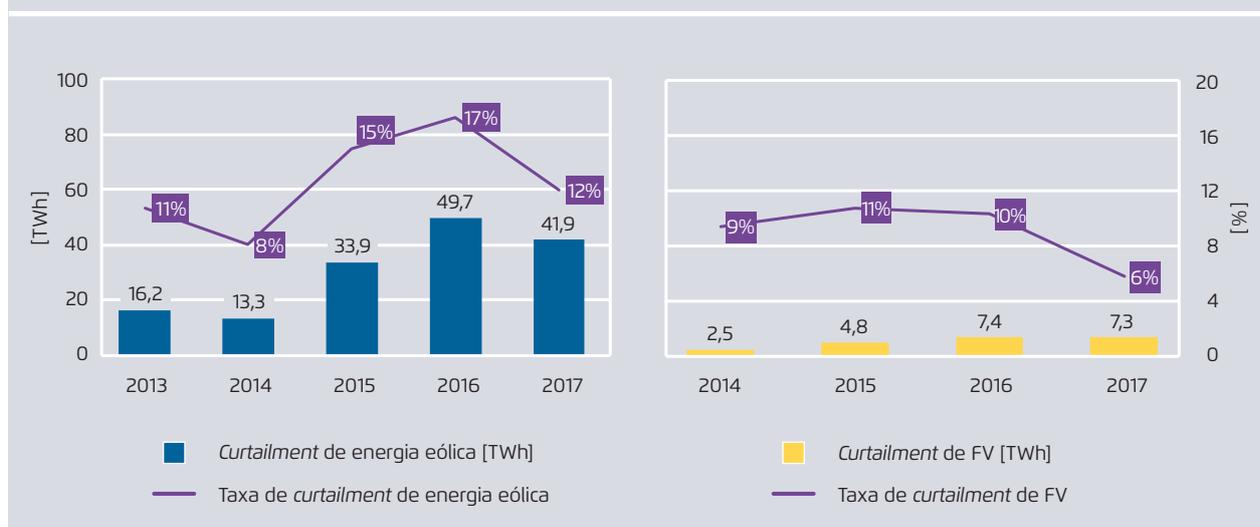
A intensidade energética é outra preocupação. O cenário da NDC resume o crescimento limitado do uso de energia de 2020 a 2030 por causa de medidas de eficiência. Mas se a elasticidade-renda da demanda de energia continua a pairar em torno de 0,5, como tem sido nos últimos trinta anos, o uso total de energia aumentaria significativamente. Nesse caso, os esforços para expandir a eletricidade baseada em combustíveis não fósseis, especialmente a eólica e solar, precisam aumentar para compensar o maior uso de energia.

Cada uma dessas questões pode ter um impacto sobre as taxas de instalação necessárias para energia renovável – ainda mais se elas forem aplicadas ao sistema elétrico da China de uma só vez.

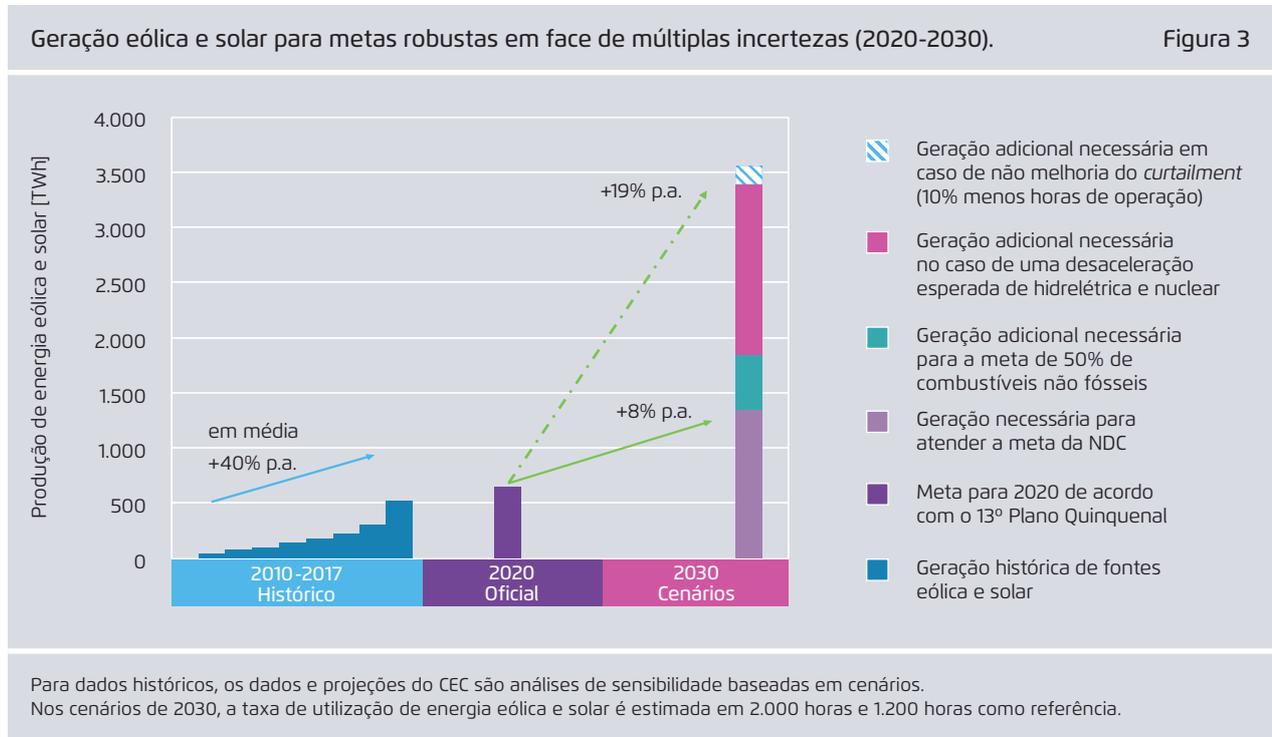
Em um cenário mais dramático, no qual o crescimento da capacidade de geração de energia hidrelétrica e nuclear desacelera fundamentalmente, o crescimento eólico e solar precisaria ser mais do que o dobro da taxa indicada no caso de referência (Figura 3). Nesse caso, atingir a meta de eletricidade de 50% de combustíveis não fósseis exigiria uma instalação anual de energia eólica e solar de mais de 35 GW, e 65 GW entre 2020 e 2030.

Curtilment de energia eólica e solar fotovoltaica (2011-2017).

Figura 2



Fonte: NEA da China; citado em GIZ (2018).



Claramente, energias eólica e solar são baratas o suficiente e provaram sua capacidade de crescer rapidamente. Entre todas as variáveis, elas são as mais confiáveis e previsíveis. Por garantia, seria aconselhável aumentar a parcela de energia eólica e solar, a fim de compensar potencial falha de entrega em outras áreas (ou seja, menor expansão da capacidade hidrelétrica ou nuclear ou demanda de energia maior do que a esperada). Estimamos que uma parcela da energia eólica e solar de cerca de 25% da geração total de eletricidade até 2030 asseguraria a realização robusta das promessas locais e globais, apesar das incertezas remanescentes.

# 1. Transições energéticas lideradas por fontes renováveis: teoria perfeita e prática imperfeita

Na Europa, os proponentes de uma abordagem harmonizada da política climática e energética da União Europeia (UE) argumentaram que a transição energética europeia deveria se basear em dois elementos principais: um Mercado Exclusivo de Energia (Energy-Only Market – EOM)<sup>13</sup> fortalecido e um esquema reforçado de Comércio de Emissões da UE (Emissions Trading Scheme – ETS). Argumenta-se que esses dois instrumentos oferecem o caminho mais econômico para a transição confiável para um sistema de energia de baixo carbono, e que instrumentos adicionais devem ser evitados ou eliminados porque distorcem o funcionamento efetivo dos mercados do EOM e de ETS.

Na América do Norte, a situação é semelhante, e alguns economistas apoiam a ideia de um imposto sobre o carbono para descarbonizar o sistema energético. De acordo com uma pesquisa recente da Universidade de Nova York,<sup>14</sup> 81% dos economistas consideram um sistema baseado em mercado – uma combinação de precificação de carbono e mercados funcionais de energia – mais eficiente, enquanto 13% preferem padrões de desempenho e outros programas regulados que priorizem combustíveis mais limpos e eficiência energética.

E na China? A China não tem experiência com mercados de energia de curto prazo,<sup>15</sup> e está apenas começando a experimentar esquemas de comércio de emissões. Mas a China está falando sobre a melhor

forma de desenhar mercados e regulamentações, a fim de facilitar a transição de energia de forma rentável. Como na Europa e nos Estados Unidos, os pontos de vista variam significativamente. Alguns estudiosos elogiam o mercado à vista como um instrumento todo-poderoso; outros tendem a priorizar negociações bilaterais de longo prazo. Alguns depositaram grandes esperanças no esquema emergente de comércio de emissões; outros apontam para os erros inerentes que levariam ao fracasso do instrumento e exploram alternativas, tais como políticas pelo lado da oferta para energia renovável e carvão.<sup>16</sup>

Nesta seção, primeiramente discutimos os fundamentos teóricos de tais visões. Mais tarde, argumentamos por que a economia pura de livros didáticos só é parcialmente verdadeira no mundo real<sup>17</sup>, e o contexto da China apenas complica o assunto. Uma abordagem holística é especialmente necessária quando se trata de integração renovável, estimulando novos investimentos, um mercado de eletricidade funcional e um sistema elétrico confiável para permitir uma transição suave para um sistema baseado em fontes renováveis.

## 1.1. Teoria perfeita simplificada de EOM e ETS

Existem muitos estudos sobre o funcionamento dos mercados exclusivos de energia (EOM) e o desenho adequado dos esquemas de comércio de emissões (ETS). Em teoria, os dois instrumentos são uma combinação perfeita. O EOM traz preços de escassez que permitem aos participantes do mercado recuperar os

13 Veja uma explicação detalhada sobre esta terminologia em [www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/.../EPRS\\_BRI\(2017\)603949\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/.../EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf)

14 Howard e Derek (2015).

15 Na China, “mercado à vista” é frequentemente usado para se referir ao mercado atacadista do dia seguinte em tempo real. Isso pode variar em comparação com o modelo de mercado na América do Norte e na Europa.

16 Veja, por exemplo, Jaccord (2017) e Mendelevitch (2017).

17 Esses pontos de vista pressupõem informação perfeita, demanda elástica de preço, concorrência perfeita e a completa internalização dos custos externos das emissões de carbono.

custos de capital dos ativos de geração e garantir a adequação do sistema a longo prazo. Um sistema de comércio de emissões aumenta desproporcionalmente o custo das tecnologias de geração intensivas em carbono, o que resulta em uma vantagem competitiva para ativos de baixo carbono e, portanto, uma internalização de externalidades negativas (ambientais).

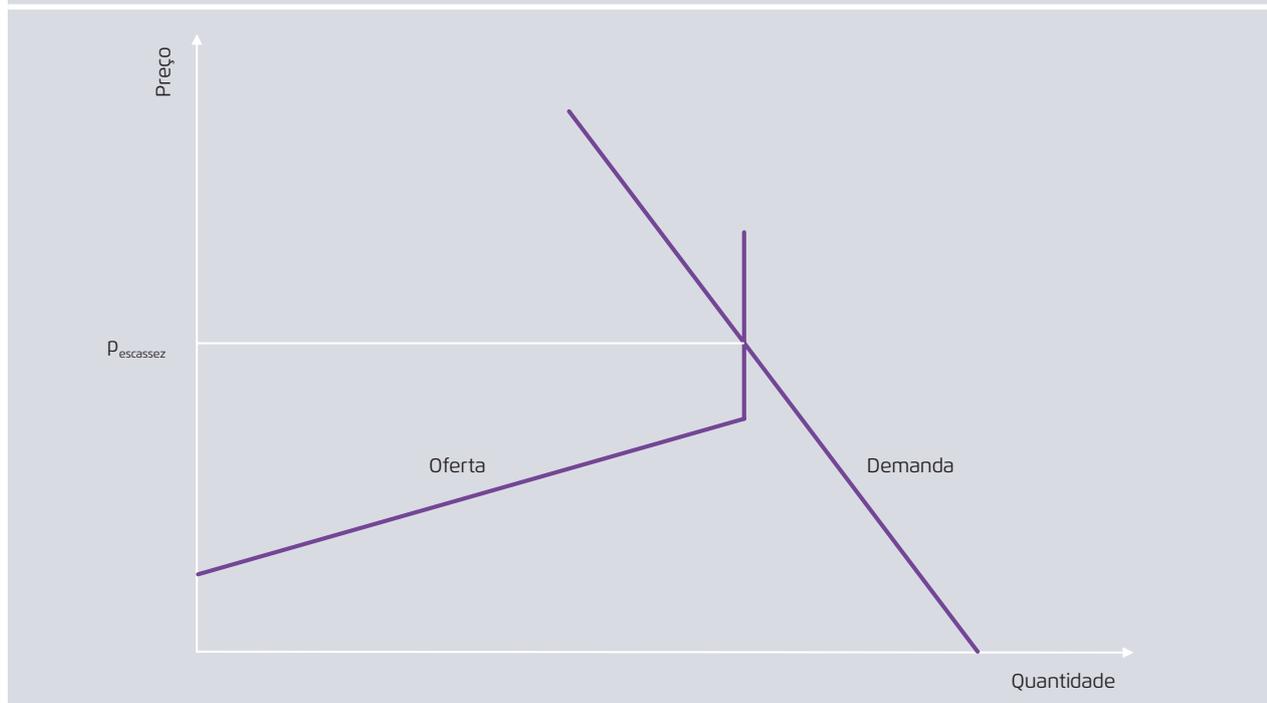
No mundo real, no entanto, políticas inadequadas podem distorcer o sistema e perturbar a teoria.<sup>18</sup> Até agora, a combinação de setores elétricos desregulados e de precificação de carbono, isto é, EOM mais ETS, não proporcionou reduções efetivas de carbono nem estimulou o investimento em um sistema diversificado de energia zero carbono do futuro. Para entender os motivos para isso, devemos antes expor as suposições da teoria subjacente.

18 Agora Energiewende (2016a).

**Declaração 1: Se não forem distorcidos, os mercados exclusivos de energia fornecem receitas e incentivos suficientes para novos investimentos em todos os tipos de geração de eletricidade e tecnologias de resposta à demanda.**

A suposição de que os EOMs fornecem receitas suficientes para novos investimentos só é verdadeira sob certas condições. Primeiro, o lado da demanda tem que ser elástico em relação ao preço, ou seja, os consumidores de eletricidade devem reduzir seu consumo quando os preços nos mercados elétricos aumentarem. Uma curva de demanda elástica em relação ao preço facilita a compensação do mercado (o processo de combinar oferta e demanda) quando a oferta está saturada, levando aos chamados preços de escassez (Figura 4). Consumidores que não querem pagar o preço de compensação do mercado reduzem o consumo

Preços de escassez em ambientes de EOM teóricos facilitam a recuperação de custos para todas as usinas. Figura 4



Fonte: Agora Energiewende (2016a).

de eletricidade durante essas horas, o que evita a perda involuntária de carga (semiapagão, bleautes constantes). Os preços durante esses horários atingem níveis elevados, facilitando assim a recuperação total de custos para todas as tecnologias. Além da demanda elástica em relação ao preço, as condições de informação perfeita e concorrência perfeita devem ser satisfeitas para que um EOM forneça resultados eficientes.<sup>19</sup> Se essas condições forem atendidas, os ciclos de expansão e recessão (períodos repetidos de super e subinvestimento) podem ser evitados.

No caso teórico, o investimento em plantas chamadas "de pico" é crítico. Isso ocorre porque essas usinas operam apenas algumas horas por dia, quando o consumo é alto e a produção de energia renovável é baixa. As usinas de pico exigem altos preços de escassez durante essas horas de operação para possibilitar a recuperação do custo total (incluindo o investimento inicial).<sup>20</sup>

Sistemas elétricos com altas parcelas de energia eólica e solar representam um desafio adicional, pois a energia eólica e a energia solar fotovoltaica têm custos de investimento relativamente altos e custos operacionais muito baixos. Conhecidas como tecnologias de custo marginal zero, elas normalmente estão em operação quando os preços de eletricidade no atacado são baixos e raramente se beneficiam de preços altos. Como resultado, elas são mais vulneráveis aos preços de escassez estocásticos do que a capacidade convencional.

Em teoria, os mercados de energia não distorcidos devem assegurar a recuperação total dos custos para tecnologias renováveis, para tecnologias de baixo carbono destinadas à carga residual e para adaptações

no lado da demanda, desde que o ETS estabeleça um preço suficientemente alto nas emissões de carbono para refletir os cortes de emissões necessários.

---

**Declaração 2: Os esquemas de comércio de emissões podem incentivar uma descarbonização rentável do sistema elétrico, estabelecendo um limite vinculativo e decrescente para as emissões.**

---

O EOM é agnóstico sobre o uso de tecnologias de alto ou baixo carbono. Mas, quando combinado com um ETS, ele é projetado para orientar o investimento para opções de baixo carbono e zero carbono, desde que os custos anteriormente externalizados das emissões de carbono sejam internalizados.<sup>21</sup> O valor desse custo extra reflete o nível "socialmente responsável" de emissões de carbono que podem ser emitidas por setores econômicos que se enquadram no regime de comércio de emissões. Idealmente, esse limite é consistente com as reduções de emissão de longo prazo necessárias para atender às metas de mudanças climáticas de longo prazo.

O limite de emissões desencadeia uma escassez de licenças de emissão, que define o preço dos certificados de emissões e incentiva medidas de redução (Figura 5). O preço do certificado leva o mercado a priorizar as tecnologias de baixo carbono em relação às de alto carbono e, teoricamente, facilita uma redução rentável das emissões de CO<sub>2</sub>, uma vez que os investimentos ocorrem quando os custos marginais de redução de uma determinada quantidade de emissões são os mais baixos.

O preço do certificado orienta o despacho dos recursos existentes, favorecendo o aumento do uso de usinas de baixo carbono, enquanto incentiva o investimento em novas tecnologias de baixo carbono, bem como o

---

19 De Vries (2013).

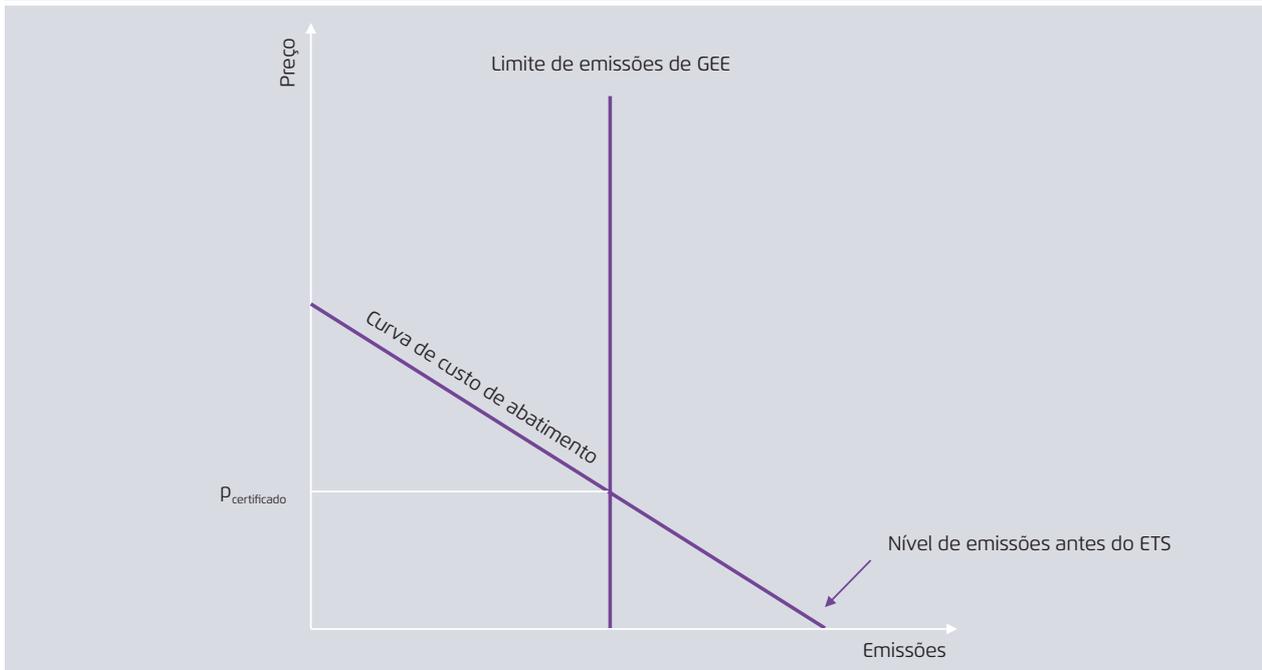
20 Deve notar-se que, neste caso, essas usinas podem manipular fortemente o mercado. Por conseguinte, o EOM tem sempre um problema de poder de mercado. Para mais, veja Cramton e Ockenfels (2012).

---

21 Esse preço pode resultar de um esquema de comércio de emissões ou de um imposto sobre o carbono. A seguir, nos referimos apenas ao ETS. Por uma questão de simplicidade, assumimos um preço uniforme de carbono para todos os setores.

Um limite de emissão obrigatório desencadeia medidas de redução de emissões. O custo da "redução marginal" necessário para atingir o limite estabelece o preço dos certificados do ETS.

Figura 5



Fonte: Agora Energiewende (2016a)

fechamento de ativos de alto carbono. Ao mesmo tempo, pode reduzir a demanda transmitindo o custo do carbono por meio do preço da eletricidade. Com efeito, o ETS deve permitir a troca de combustíveis de usinas, transformando ativos de alto carbono em ativos de baixo carbono, e de ativos emissores de carbono para fontes renováveis sem emissão de carbono para uma realização mais eficiente das metas de redução de emissões.

Como o EOM, o caso teórico do ETS se baseia na segurança dos agentes do mercado. Eles devem ter confiança na estabilidade da estrutura regulatória e na redução progressiva e confiável do limite de emissões por um período de vários anos a várias décadas

## 1.2. Deficiências dos EOM e ETS existentes no mundo real

Em nossa opinião, confiar em soluções derivadas da teoria econômica básica quase certamente faria

com que os esforços de descarbonização fossem insuficientes, não apenas na China, mas em todo o mundo. Existem pelo menos quatro razões:

- **Os preços de licenças de ETS altos o suficiente para incentivar o investimento em tecnologias de carbono zero são irrealistas e seriam inaceitáveis para muitas partes interessadas.**
- **Incertezas e riscos dificultam os tipos certos de investimentos futuros.**
- **Risco regulatório:** os políticos não querem assumir a responsabilidade pelo risco de interrupções ao implementar redes de segurança.
- **Custos das renováveis:** o valor de mercado das fontes renováveis tende a diminuir à medida que a parcela de energia renovável na matriz aumenta (efeito de canibalização).<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Hirth (2016).

A seguir, analisamos esses quatro elementos em mais detalhes.

---

Os preços das licenças de ETS altos o suficiente para incentivar o investimento em tecnologias de carbono zero são irrealistas e seriam inaceitáveis para muitas partes interessadas.

---

Para muitos observadores, as negociações políticas em torno do ETS europeu durante os últimos vinte anos têm provocado reflexões. Embora todos pareçam gostar da pureza teórica do instrumento, a prática da vida real apresentou um quadro muito diferente. Políticos evitam estabelecer fortes limites de emissões, temendo mudanças abruptas e o impacto sobre a indústria europeia. Desde o início, a alocação generosa de permissões de emissão e várias brechas paralisaram o instrumento e levaram a níveis de preços insignificantes.

A experiência na América do Norte (por exemplo, RGGI) e na Coreia do Sul não foi muito diferente da Europa ou dos projetos-piloto da China. Frustrados com essa falha política em muitos lugares, os tomadores de decisão desistiram de uma solução "exclusivamente ETS" e introduziram instrumentos adicionais, como os níveis mínimos de preço do carbono empregados na Califórnia, em Quebec (Canadá) e outros lugares.<sup>23</sup>

Na Europa, as reformas mais recentes parecem ter afetado o preço. Em setembro de 2018, o preço do ETS EU atingiu o valor mais alto em dez anos de cerca de 25 EUR por tonelada. Isso ainda está longe do nível socialmente ótimo, na faixa de 60 a 80 euros a curto prazo e maior futuramente. Resta saber se esse desenvolvimento perdurará a longo prazo.

---

Incerteza e riscos dificultam os tipos corretos de investimentos futuros

---

O investimento orientado por EOM e ETS negligencia uma característica importante dos mercados da vida real: a incerteza. Um grau de incerteza é dado em qualquer mercado. Dependendo de sua natureza, a incerteza pode ser um obstáculo em mercados que supostamente ajudam a cumprir metas políticas – como é o caso dos mercados de energia e carbono em sistemas liberalizados. A incerteza se traduz em risco na medida em que o impacto econômico de eventos incertos possa ser calculado. A gestão de risco é uma atividade econômica básica. Do ponto de vista dos participantes do mercado, há riscos que podem ser protegidos dentro da estrutura de mercado existente e outros que não podem ser protegidos (por exemplo, mudanças futuras nas regras do mercado) ou apenas a custos proibitivos.

Para tecnologias convencionais, as incertezas e os riscos relacionados aos preços do mercado atacadista são de importância fundamental. A natureza estocástica dos eventos de escassez é indiscutivelmente a fonte mais crítica de risco de investimento.

O fato de os eventos de escassez serem estocásticos (ocorrem ocasionalmente quando a demanda é alta e a alimentação por FERv é baixa) implica que o custo total de um investimento em capacidade convencional pode não ser totalmente recuperado durante a vida útil da usina, se o número de eventos reais de escassez (e picos de preços) for menor do que o esperado.

O risco de recuperação parcial de custos torna-se maior quanto menor o número de horas operacionais esperadas (plantas de pico são um caso típico). Uma vez tomada uma decisão de investimento, vários anos podem passar até que ela se torne operacional, e as condições de mercado podem mudar nesse meio tempo. Como resultado, os investidores em usinas de médio e grande portes aplicam *top-ups* – ou seja, prêmios de risco – à sua avaliação de investimento como uma proteção contra preços menores no atacado e capacidade reduzida. Em concordância, os custos de financiamento aumentam de maneira proporcional à incerteza.

---

<sup>23</sup> Worldbank e Ecofys (2018).

A evolução dos preços dos combustíveis e a evolução dos futuros preços dos certificados do ETS constituem outra fonte de risco, mas já são uma parte intrínseca do risco do preço da eletricidade. Isso porque as usinas a combustíveis fósseis tipicamente estabelecem preços no mercado atacadista e os operadores das usinas convencionais podem, assim, empregar atividades de gerenciamento de riscos (como a compra de derivativos de energia primária e contratos a prazo para permissões de CO<sub>2</sub> e a venda de derivativos de contratos a prazo para eletricidade).

Embora os instrumentos de cobertura de risco (futuros, *forwards*, opções) estejam disponíveis para reduzir os riscos de mercado, eles podem não aliviar totalmente a incerteza. Por exemplo, os mercados de longo prazo disponíveis para cobertura de risco são tipicamente não integrados.<sup>24</sup> Assim, um mercado exclusivo de energia simplesmente teórico nem sempre pode garantir capacidade suficiente, pois o risco de mercado não pode ser alocado de maneira ótima entre os participantes do mercado. Capacidades menores do que ótimas têm como consequência preços altos, aumentando a probabilidade de excesso de investimentos – conhecido como ciclos de expansão e quebra – e não podem facilitar totalmente uma mudança para uma matriz elétrica mais flexível e menos intensiva em carbono.

Incertezas em relação aos níveis futuros de preços e situações de preços de escassez também são afetadas por um conjunto mais amplo de riscos políticos e regulatórios. Os riscos políticos podem assumir muitas formas. Um risco é a implementação de limites de preço para proteger os consumidores de preços excessivamente altos e voláteis e para mitigar o poder de mercado de atores-chave. Outra é que os investidores não podem antecipar futuros ajustes de desenho de mercado que afetam a distribuição de preços. Da mesma forma, a remoção ativa da capacidade inflexível de base afeta o investimento em tecnologias eficientes e flexíveis.

---

24 A integralidade do mercado é a medida em que o conjunto completo de mercados a prazo e à vista e ferramentas de gerenciamento de risco estão disponíveis para cada produto. Mercados incompletos não maximizam a eficiência (Stiglitz, 2001).

As tecnologias de capital intensivo, como energia solar fotovoltaica e eólica, são mais vulneráveis ao risco e à incerteza do que o investimento em capacidade a combustíveis fósseis e, portanto, mais propensas a sofrer altos prêmios de risco quando as condições do mercado são as mesmas. As tecnologias de alto custo de capital dependem de fluxos de receita estáveis da venda de eletricidade no mercado. Mesmo pequenos aumentos nos prêmios de risco dos projetos de fontes de energia renováveis (FER) podem aumentar os custos de capital e, assim, levar a um aumento significativo nos custos do projeto. O ponto importante aqui é que outros investimentos menos intensivos em capital estão muito menos expostos ao risco em sua estrutura de custo e financiamento. Isso coloca os projetos de FER em uma grande desvantagem competitiva quando comparados com as tecnologias convencionais de geração.

---

### Risco regulatório: os políticos não querem se responsabilizar pelo risco de interrupções ao implementar redes de segurança

---

Um sistema elétrico confiável e seguro é importante para qualquer economia, e a confiabilidade do sistema elétrico é considerada um bem público. Mesmo que um mercado exclusivo de energia incentive novos investimentos e proporcione confiabilidade ao sistema, muitos políticos e reguladores parecem duvidar da sua eficácia. Na prática, a redução das margens de reserva nos sistemas elétricos desencadeou debates sobre a necessidade de incentivar investimentos adicionais para “manter as luzes acesas”, sejam mercados de capacidade plena ou “abordagens de rede de segurança”, como aquisições de capacidade ou reservas estratégicas.<sup>25</sup> A introdução desses instrumentos e a

---

25 As reservas de capacidade, também conhecidas como reservas estratégicas, abordam a preocupação política de que o EOM pode não construir capacidades suficientes. Elas não reduzem os riscos para as capacidades remanescentes dentro do EOM. Assim, podem criar um “efeito de declive escorregadio”, em que o tamanho das reservas se torna cada vez maior devido à falta de investimentos voltados para o mercado.

discussão pública que os cerca aumentaram a incerteza entre os participantes do mercado, tornando os investimentos em nova capacidade baseados no mercado menos prováveis.

De maneira realista, portanto, a questão não é se as intervenções que aumentam a confiabilidade do sistema podem ser evitadas, mas como ter certeza de que elas são economicamente viáveis com um sistema elétrico com alto nível de energias renováveis variáveis.

A situação na China é um bom exemplo. Lá, "fornecer segurança" não é apenas uma restrição à operação do sistema; é também o objetivo final, mais importante que a própria eficiência econômica.

---

**Custo das energias renováveis: o valor de mercado das fontes renováveis tende a diminuir à medida que a parcela de energia renovável na matriz aumenta**

---

Há um importante debate acadêmico em curso sobre os preços do mercado de eletricidade alcançados pelas instalações de FER durante as horas em que elas produzem quando o sistema elétrico tem uma alta participação de FER.<sup>26</sup>

Existem algumas evidências de que uma parcela maior de FERv está associada à queda de receita de mercado para cada kWh de eletricidade produzida por usinas desse tipo. Algumas questões permanecem, no entanto. Por exemplo, a redução na receita de mercado declina mais lenta ou mais rapidamente do que o LCOE (*levelized cost of electricity*, sigla em inglês) da capacidade recém-construída de FER? Mais opções de flexibilidade no sistema elétrico resultam em uma redução do preço de mercado? O valor de mercado da energia eólica e da FV diminui em função da velocidade de sua implantação? O seu valor de mercado

aumenta em relação à velocidade pela qual o sistema elétrico como um todo se torna mais flexível?

Se as receitas do mercado de fontes eólica e fotovoltaica caíssem mais rapidamente do que os LCOEs, isso apoiaria o argumento de que as receitas do mercado atacadista obtidas com energia eólica e fotovoltaica não podem recuperar totalmente o investimento nessas tecnologias quando sua participação é alta.

Além disso, quando a parcela de FER é alta, o preço marginal no mercado atacadista é estabelecido por FER e nuclear, e não por usinas movidas a combustível fóssil reguladas pelo ETS. Durante essas horas, o ETS não aumenta o preço de mercado obtido pelos produtores de FER. Assim que a última usina movida a combustível fóssil deixa de ser despachada, o preço de mercado pode cair para o custo marginal de instalações nucleares e/ou o custo marginal das FER – ou seja, zero para eólica e FV.<sup>27</sup> Em um sistema com uma grande parcela de fontes renováveis, os investidores de FER antecipariam tais desenvolvimentos e não investiriam em novas capacidades de FER, a menos que houvesse algum mecanismo para gerar receitas de mercado estáveis, mesmo na presença de grandes parcelas de capacidade de zero carbono.

Mais uma vez, a teoria geral do EOM não aborda o desafio do financiamento que ocorre quando há uma alta parcela de capacidade de custo marginal zero no mercado. Ela também não consegue conciliar o papel fundamental desempenhado pelos mercados atacadistas de eletricidade com o imperativo político de criar um sistema elétrico de zero carbono dentro de duas décadas.

### 1.3. Complexidade adicional no sistema chinês

A China iniciou discussões sobre o melhor regime para o seu mercado de eletricidade juntamente com

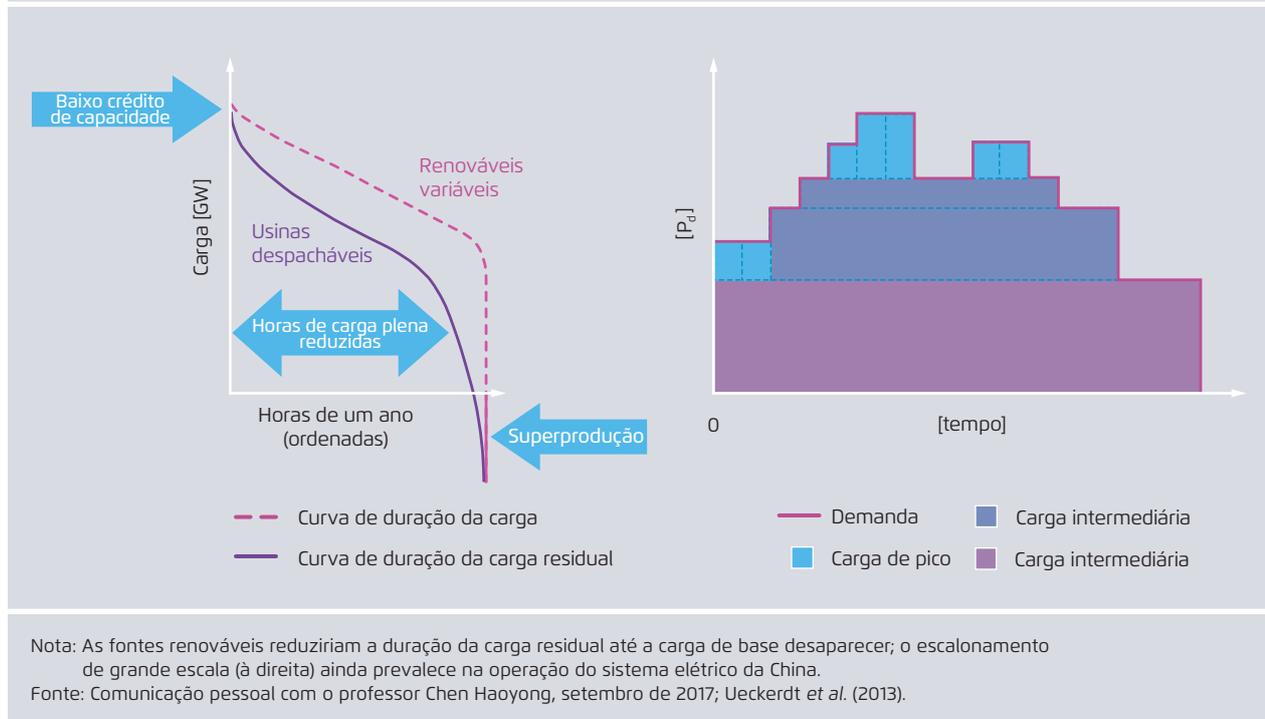
---

<sup>26</sup> Veja, por exemplo, Agora Energiewende (2015), Hirth (2013) e Hartner *et al.* (2015).

---

<sup>27</sup> Depende se o lado da oferta ou o lado da demanda define o preço.

O paradigma de despacho conflitante com o perfil da curva de carga (residual) com alto nível de renováveis. Figura 6



um processo de reforma iniciado em 2015<sup>28</sup>. Como os seus homólogos da União Europeia e dos Estados Unidos, acadêmicos e profissionais da China têm falado sobre o valor da teoria econômica e como aplicá-la na prática. Dois elementos específicos do país complicam ainda mais esse debate: o regime de despacho chinês específico e o excesso de capacidade das usinas a carvão. Vendo quantos estudos já lançaram luz sobre o segundo aspecto,<sup>29</sup> decidimos nos concentrar no paradigma do despacho.

Embora esses fatores tenham profundas implicações econômicas, normativas e políticas, a China tem a oportunidade de superar algumas das difíceis fases de aprendizado experimentadas pela União Europeia e pelos Estados Unidos e desenvolver desde o início um regime de mercado de eletricidade coerente e eficaz.

28 Sobre a avaliação do progresso atual, ver Davidson *et al.* (2017), Pollitt (2018) e RAP (2018).

29 Veja, por exemplo, Kahrl *et al.* (2011) e Jiang *et al.* (2018)

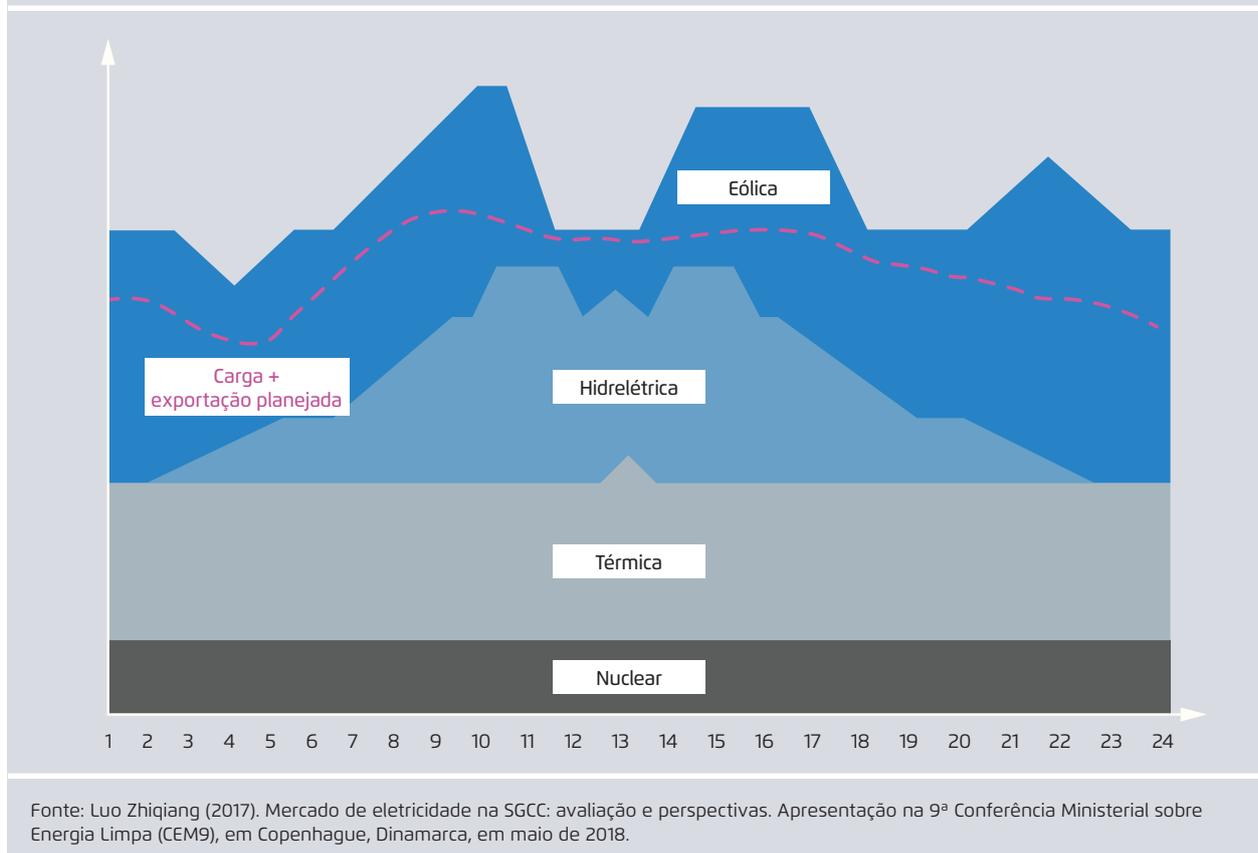
### O paradigma do despacho convencional é inflexível e entra em conflito com a natureza das FERv

O princípio de despacho no atual sistema elétrico chinês não é baseado em ordem de mérito e, portanto, não possui efetividade de custo. Seu sistema é caracterizado por preferências de carga de base horizontalmente divididas, planejamento de baixa granularidade e volumes de transmissão baseados em planos como o limite para balanços provinciais. Tal modelo de despacho entra em conflito com a natureza da energia renovável variável, que requer um sistema elétrico cada vez mais flexível. A Figura 6 ilustra essa relação: quanto mais variáveis renováveis forem adicionadas ao sistema, menos eletricidade de base e de mérito médio será necessária. Tais mudanças não se refletem no padrão de despacho chinês, o que leva à ineficiência e ao aumento de custos.

As deficiências do atual sistema chinês incluem:

Operação típica do sistema elétrico da China.

Figura 7



1. O plano de geração anual garante um mínimo de horas de carga plena para usinas a carvão (parcela de produção) em todas as províncias.
2. Em virtude de limitações tecnológicas e institucionais, as usinas termelétricas são incapazes de variar sua produção (veja a Figura 7 para um exemplo de operação do sistema em um dia típico). A produção mínima é normalmente definida em 50% da capacidade técnica.<sup>30</sup>
3. Por último, as usinas de cogeração são geralmente usadas para gerar calor e, muitas vezes, não estão equipadas com parâmetros técnicos para produzir calor e eletricidade. Como elas têm uma obrigação social de satisfazer a demanda de calor no inverno, as usinas CHP (*combined heat and power*, sigla em inglês) devem aderir a uma elevada produção mínima de calor. Isso tem prioridade sobre a regulação para baixo, a fim de acomodar a energia eólica ou solar. Essa estrutura de mercado não é propícia para o desenvolvimento de geração ou armazenamento alternativo de calor, o que pode aliviar o problema. Nas regiões fortemente dependentes de CHP (por exemplo, nordeste da China), a carga mínima é normalmente tão alta quanto 60% ou mais, o que deixa pouco espaço para outras opções.
4. As linhas de transmissão entre as províncias e regiões são operadas de uma maneira muito inflexível. Isso limita o "efeito suavizador" da variabilidade das usinas eólicas e solares que a infraestrutura da rede pode oferecer.

30 Davidson *et al.* (2017). Em comparação, as usinas a carvão alemãs e dinamarquesas são operadas com flexibilidade e podem reduzir sua carga mínima em até 10% da capacidade bruta. Veja Agora Energiewende (2017b).

Mudar de "despacho médio" para "dispersão econômica" é inevitável, já que o crescimento de fontes

Unidades de base a carvão construídas nos últimos quinze anos dominam o sistema de energia na China. Figura 8



Fonte: Compilação própria baseada em dados oficiais da NEA e CEC (2011).

renováveis variáveis desafia fundamentalmente o regime atual. A ausência de informações de preço (por exemplo, quando as usinas não enviam dados de lances em cada escala de tempo) e a escala grosseira de escalonamento de balanceamento resultam em baixa granularidade de operação do sistema.

Além disso, áreas maiores de despacho, que beneficiariam todo o sistema, simplesmente não são práticas no atual regime. Os operadores de despacho principal (centralizado) são superiores aos operadores de nível provincial e geralmente aderem aos cronogramas de transmissão planejados, independentemente da produção de eletricidade variável e da carga residual.

Um estudo recente confirma os efeitos positivos de um regime de despacho econômico: redução do *curtailment* e do número de horas de operação das usinas de carvão e economias significativas de custos sociais, como taxas mais baixas para os consumidores

e menos poluição atmosférica.<sup>31</sup> Mas o estudo também descobriu que mudanças no regime de despacho acarretariam fortes efeitos redistributivos. Usinas ineficientes de carvão deixariam de funcionar, levando a perdas de empregos e afetando as economias locais e regionais.

Outro desafio é o crescente excesso de capacidade da geração a carvão, que se intensificou desde a adição de 50 GW de nova capacidade de carvão em 2015. Outros 200 GW estão atualmente em construção ou planejados. Em 2017, o carvão ainda contribuiu com 60% da capacidade instalada e mais de 70% da geração elétrica, apesar do desenvolvimento em expansão das fontes renováveis. Se a tendência atual continuar, a China teria basicamente uma capacidade de carvão de 1.100 GW ou mais até 2020 (Figura 8).

31 Segundo Wei (2018), o consumo de carvão seria reduzido em 6%.

Como a demanda não está crescendo no mesmo ritmo que a capacidade, a parcela projetada de eletricidade a carvão em 2020 ultrapassa significativamente o ótimo econômico.

Em um mercado competitivo, as horas operacionais diminuiriam significativamente, reduzindo as receitas adequadamente. É fácil imaginar que os proprietários de usinas de carvão não sejam os mais entusiastas do modelo de despacho econômico. Os governos locais, cujos ativos de carvão tendem a ser menores e menos eficientes, têm medo de tal mudança.



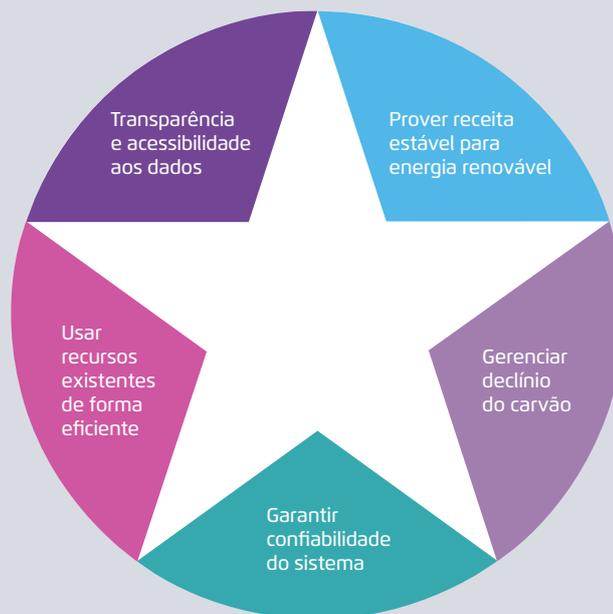
## 2. Cinco Regras de Ouro para a transição do mercado chinês de energia

A China pretende alcançar uma parcela de 50% de eletricidade baseada em fontes não fósseis em sua matriz elétrica até 2030. Essa é uma meta ambiciosa, mas factível. Em primeiro lugar, requer um pacote de políticas rigoroso e coordenado. Para esse fim, identificamos Cinco Regras de Ouro para o futuro modelo do sistema elétrico. O cumprimento dessas regras ajudará a atingir as metas de expansão, ao mesmo tempo em que mantém a confiabilidade alta e os custos baixos:

- 1. Utilizar eficientemente a capacidade de geração existente, implementando mercados de curto prazo.
- 2. Incentivar a flexibilidade para garantir a confiabilidade e adequação do sistema.
- 3. Fornecer receitas estáveis para novos investimentos em energias renováveis.
- 4. Gerenciar o declínio do carvão e suas consequências estruturais.
- 5. Reconhecer o papel central da transparência e da acessibilidade aos dados.

Essas Cinco Regras de Ouro se aplicam ao mercado de eletricidade e sua interação com outros setores energéticos. Uma transição energética no sentido mais amplo, obviamente, requer atenção a outros aspectos, inclusive no projeto de redes e eficiência energética, mas essas questões são abordadas em outras publicações.

A estrela da China: cinco regras para a integração das fontes renováveis e novos investimentos na China. **Figura 9**



Fonte: Ilustração própria.

## Regra de Ouro 1 | Utilizar a capacidade de geração existente de forma eficiente por meio da implementação de mercados de curto prazo

Desde que o setor elétrico foi liberalizado na década de 1990, os mercados de curto prazo se tornaram comuns na Europa e em partes dos Estados Unidos. O principal dogma do mercado de curto prazo é o princípio da ordem de mérito. A ordem de mérito é uma maneira de classificar as fontes de capacidade de geração de eletricidade disponíveis, com base no preço ascendente (refletindo os custos marginais de produção de curto prazo) juntamente com a quantidade de energia que será gerada. Desde que não haja distorção, as unidades de geração com os menores custos marginais são as pri-

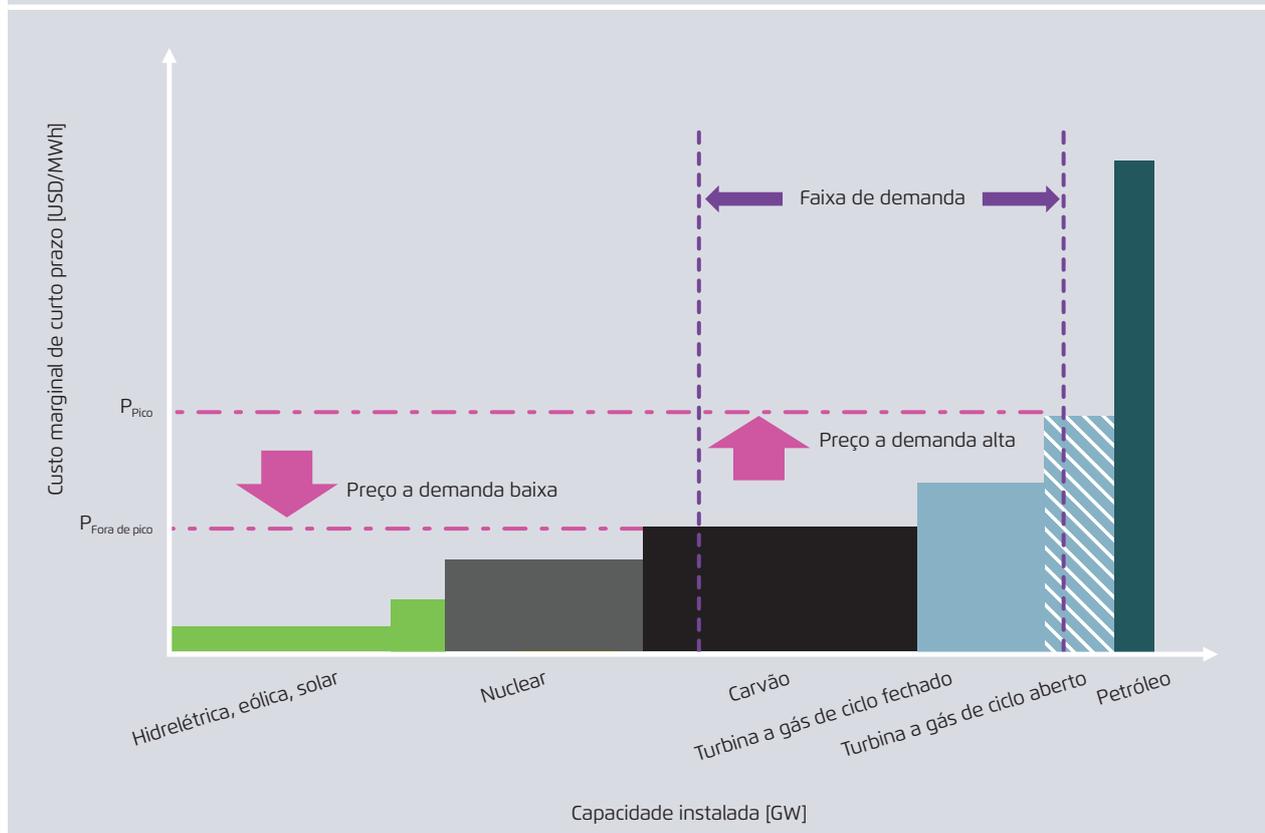
meiras a serem acionadas para atender à demanda, e as usinas com os maiores custos marginais são as últimas a entrar em operação.

No resto do mundo, a correção baseada em ordem de mérito era prática comum antes mesmo de liberalização do setor elétrico. Isso está fundamentalmente enraizado no fato de que a ordem de mérito é um sistema de custo minimizado.<sup>32</sup> O despacho por ordem de mérito leva a vários efeitos que são relevantes para a presente discussão.

<sup>32</sup> A economia neoclássica diz que um mercado eficiente segue três princípios teóricos distintos ao reunir recursos: um princípio de precificação marginal; um princípio de precificação de custo de oportunidade; um princípio de não arbitragem. O preço baseado na ordem de mérito alinha-se com esses princípios. Veja detalhes em CNREC (2017).

Ilustração de como o despacho baseado na ordem de mérito garante eficiência a curto prazo.

Figura 10



Fonte: Adaptado da CNREC (2017).

Um deles é o efeito das renováveis sobre a ordem de mérito. Aqui, a integração da geração renovável no mercado de venda total desloca a curva de geração de ordem de mérito, o que reduz sensivelmente o preço de compensação, enquanto aumenta ligeiramente a quantidade de eletricidade comercializada (que é uma curva de demanda quase inelástica). Isso tem fortes implicações para o financiamento das renováveis discutido sob a Regra de Ouro 3.

Outro efeito são as enormes flutuações de preço em consequência da variação na demanda e na produção (Figura 10) por segundo, minuto, hora, dia, estação e ano. Tome os dados de preços alemães como um exemplo. O intervalo de preços da eletricidade é de 1.000% do preço médio da eletricidade, e os preços variam de acordo com um fator de pelo menos dois durante um dia normal. O preço de outros geradores de eletricidade flutuou muito menos: os preços do gás natural variaram em 70% do preço médio, e os preços do petróleo em 36% da sua média. Nenhuma *commodity* demonstrou variação de preços dentro do mesmo dia.<sup>33</sup> O governo chinês e a sociedade têm trabalhado para acomodar variações massivas de preços como essas.

A China já testou mercados de curto prazo em algumas áreas. O objetivo é que eles estejam totalmente operacionais em oito províncias no início de 2019. Com base nos princípios anteriores, nossas recomendações para o contexto chinês são as seguintes:

→ **Tornar as operações comerciais e do sistema tão abertas e transparentes quanto possível.** Um mercado que funcione bem deve estar aberto a todos os atores e seguir um conjunto de regras bem definidas e não discriminatórias. Questões de tamanho do gerador não devem impedir a participação no mercado; qualquer um capaz de fornecer serviços (como flexibilidade) deve poder participar. Nesse contexto, o acesso aos dados é muitas vezes fundamental. Recomenda-se, portanto, que os pi-

lotos de mercado estabeleçam uma plataforma de dados aberta a todos os participantes do mercado e ao público.

→ **Estabelecer sistemas de negociação-piloto que permitam negociar com produtos de eletricidade de intervalo e espera mais curtos (por exemplo, liquidação por hora com execução no dia seguinte) e fortalecer capacidades para o desenvolvimento relevante de *hardware* e *software*.**

A grande escala do sistema anterior não é mais válida. A tecnologia automatizada nos permite negociar quase em tempo real e encurtar os intervalos de tempo para menos de uma escala horária. Isso é muito positivo, porque produtos de hora em hora ou mesmo de um quarto de hora refletem melhor as variações na demanda e na produção de energia renovável.

→ **Cumprir rigorosamente a lei de energia renovável da China e compensar os proprietários de ativos renováveis por energia cortada.** O *curtailment* de energia renovável é fortemente impulsionado pela infraestrutura de rede disponível e, portanto, ocorre em sistemas baseados no mercado, bem como em sistemas não baseados no mercado. Os geradores de energia renovável ainda não receberam pagamentos pelas horas cortadas. Isso tem um efeito prejudicial no custo (é energia já paga) e no clima (teria sido energia sem emissão de carbono). Além disso, é um forte desincentivo para as empresas investirem em novos ativos renováveis. Uma abordagem coerente de ordem de mérito mudaria o risco de *curtailment* para os participantes do mercado que produzem quando os custos são mais altos e a demanda é menor.<sup>34</sup>

→ **Expandir gradualmente a operação do sistema e as áreas reais de balanceamento de províncias individuais para regiões maiores.** No atual paradigma de despacho, a área de equilíbrio é restrita

33 Hirth *et al.* (2013).

34 Veja RAP (2015b), Hove e Mo (2017) e Dupuy e Wang (2016).

a províncias individuais, com demanda local e comércio de longa distância separados em dois mercados diferentes. Acoplar os mercados regionais permitiria uma melhor implantação dos recursos existentes para equilibrar e, portanto, reduzir os custos. Mas o estabelecimento de um mercado nacional único de curto prazo é um projeto de médio a longo prazo. Um acoplamento gradual dos mercados à vista provinciais ou regionais, no entanto, criará efeitos positivos e, eventualmente, conduzirá a um mercado nacional uniforme.

## Regra de Ouro 2 | Incentivar a flexibilidade para garantir a confiabilidade e a adequação do sistema

A maior preocupação dos formuladores de políticas e operadores de sistema é manter os sistemas de eletricidade seguros, o que significa evitar apagões e semiapagões. A segurança do sistema apresenta dois aspectos: a confiabilidade do sistema, ou seja, a capacidade de curto prazo do sistema de equilibrar a demanda e a oferta; e a adequação do sistema, ou seja, a capacidade de longo prazo de os ativos de geração cobrirem o pico da carga.

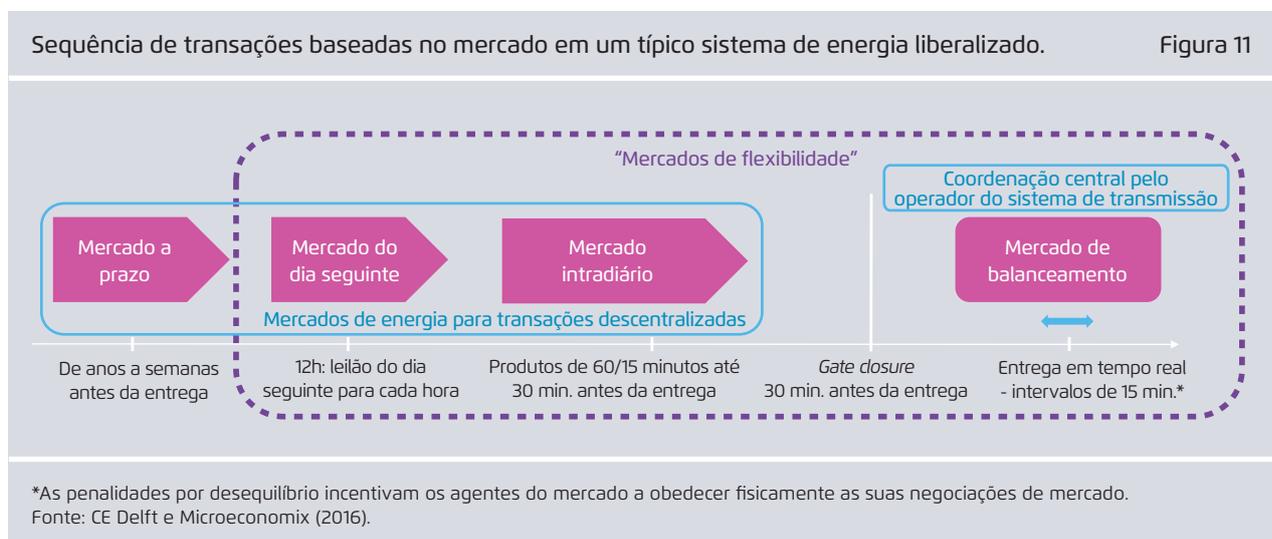
Em meio a crescentes parcelas de energia renovável, os sistemas elétricos estão mudando. A eletricidade não é mais produzida apenas por estações centralizadas; o crescente número de fontes variáveis, como a solar e a eólica, levou a uma produção mais distribuída. O sistema elétrico precisa, portanto, coordenar um número crescente de atores, enquanto a natureza volátil das fontes renováveis exige mudanças sistêmicas na tecnologia. Em resumo, a flexibilidade deve se tornar o novo paradigma dos mercados elétricos. Serviços flexíveis podem ser fornecidos tanto pelo lado da oferta como da demanda. As opções de flexibilidade mais importantes são: desenho da rede, capacidade firme e despachável (fóssil e não fóssil),

resposta da demanda, armazenamento e interação do sistema elétrico com outros setores (como transporte, aquecimento e resfriamento).

Proteger a adequação do sistema e a sua confiabilidade tornou-se uma questão dinâmica: não se trata apenas de "quanta" capacidade é necessária, mas também de "que tipo" de capacidade. Quando se trata de confiabilidade do sistema de curto prazo, os mercados geralmente são considerados a melhor maneira de satisfazer as necessidades. A experiência da Europa e dos Estados Unidos mostra que os serviços flexíveis podem ser centralizados em todos os segmentos de mercado, embora os mercados a termo de longo prazo geralmente não se enquadrem nessa categoria. A Figura 11 ilustra o processo.

Quando se trata de adequação do sistema a longo prazo, a situação se torna mais complicada. De fato, há um argumento corrente entre os especialistas sobre se os mercados exclusivos de energia são capazes de incentivar investimentos ótimos em nova capacidade de geração. Teoricamente, isso pode ser possível, mas as previsões da teoria nem sempre são confiáveis.<sup>35</sup>

35 Para uma breve descrição desta discussão, veja Agora Energiewende (2013).



Neste ponto, não estamos prontos para argumentar por um lado ou outro. Mas continua sendo um fato que muitos formuladores de políticas optaram por um instrumento adicional para salvaguardar a adequação do sistema – a saber, os mecanismos de remuneração de capacidade (Capacity Remuneration Mechanisms – CRMs). Podemos distinguir aproximadamente três variações diferentes de CRMs:

- Reservas estratégicas, utilizadas no mercado escandinavo;<sup>36</sup>
- CRMs fora do mercado de energia em alguns mercados americanos, por exemplo, leilões de capacidade da PJM (PJM International LLC), NYISO (New York Independent System Operator) e MISO (Mid-continent Independent System Operator);<sup>37</sup>
- CRMs dentro do mercado de energia, por exemplo, curva de demanda de reserva operacional (Operating Reserve Demand Curve – ORDC) no mercado do ERCOT (Electric Reliability Council), do Texas.<sup>38</sup>

Seja qual for o instrumento escolhido, seu desenho é crucial para fornecer os recursos flexíveis adicionais necessários e limitar as distorções ao mercado exclusivo de energia. Portanto, o instrumento deve refletir a diferença de valor entre recursos com diferentes capacidades. Mercados eficientes de energia e balanceamento remuneram mais as tecnologias flexíveis do que as inflexíveis. O mesmo pode ser dito dos instrumentos de remuneração de capacidade/função.

A questão de como incentivar os recursos de flexibilidade está se tornando cada vez mais importante na China. Nossas recomendações são as seguintes:

- **Estabelecer um mercado de curto prazo, conforme discutido na Regra de Ouro 1.** Essa seria a melhor

36 Veja [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic\\_reserve\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf)

37 Veja Sprees *et al.* (2013).

38 Veja [www.ercot.com/content/wcm/training\\_courses/107/ordc\\_workshop.pdf](http://www.ercot.com/content/wcm/training_courses/107/ordc_workshop.pdf)

maneira de incentivar a flexibilidade do lado da oferta e – se bem planejada – do lado da demanda também. Como o desenvolvimento de tal mercado funcional a curto prazo leva tempo, recomendamos que sejam tomadas medidas provisórias (veja a seguir). É importante que esses mecanismos interinos sejam reversíveis e compatíveis com mercados de curto prazo no longo prazo.

- **Tornar mais flexíveis as usinas de carvão existentes para economizar custos, reduzir as emissões e fornecer mais flexibilidade ao sistema elétrico.**

De um ponto de vista técnico, a maioria das usinas de carvão chinesas precisaria de *retrofits* para serem operadas em um modo de acompanhamento de carga. A experiência da Alemanha e da Dinamarca poderia fornecer *insights* importantes aqui.<sup>39</sup>

- **Alterar o “sistema tarifário de referência” para usinas elétricas a carvão.** Esse é um passo

importante para desincentivar os ativos de carvão.<sup>40</sup> Atualmente, o mecanismo de preços não diferencia os pagamentos de capacidade e as receitas de energia.<sup>41</sup> Em vez disso, as usinas desfrutam do generoso “preço de referência” estabelecido pelo governo.<sup>42</sup>

- Se a China, como foi proposto, adotar um mecanismo de remuneração de capacidade (CRM), é crucial que ele seja projetado de modo a
  - (a) **não distorcer gravemente futuros mercados exclusivos de energia;** e
  - (b) recompensar flexibilidade – por exemplo, capacidade de rampa –, em vez da capacidade de carga de base.

39 Veja Agora (2017b).

40 Veja Hu (2016); RAP (2016).

41 Deve-se notar que o sistema está evoluindo. Em 2017, o comércio bilateral contou com cerca de 20% do mercado total de eletricidade.

42 O preço de referência é indexado ao preço do carvão e, portanto, difere entre as províncias. Para detalhes, veja Jiao *et al.* (2010).

## Regra de Ouro 3 | Fornecer receitas estáveis para novos investimentos em fontes renováveis

O rápido declínio nos custos de geração das FERv constitui uma tendência contínua em todo o mundo, não menos importante na China. O último leilão de projetos de energia solar fotovoltaica em Baicheng, Jilin, foi aprovado em cerca de 5 centavos de euro, próximo ao preço de referência local da geração a carvão.<sup>43</sup> Esse desenvolvimento está de acordo com as expectativas do governo chinês, que antecipa paridade de custos entre energia eólica/solar fotovoltaica e carvão até 2020.

Cerca de dez anos atrás, a China adotou uma tarifa *feed-in* (feed-in tariff – FIT) para apoiar a energia eólica; logo depois, introduziu uma para a solar FV. O sistema estabeleceu um preço de referência para o preço padrão regulado da energia a carvão, mas não dá acesso prioritário à energia renovável na rede. Portanto, o *curtailment* de energia eólica e solar é alto. Embora a lei de renováveis requeira a compensação de energia cortada, a realidade muitas vezes parece diferente. No entanto, os níveis de FIT foram suficientemente atraentes entre os investidores para criar um verdadeiro *boom* de renováveis na China nos últimos anos.

A sobretaxa de energia renovável para os consumidores chegou a 1,9 centavos de RMB/kWh, ou 3% da tarifa de uso final. Esse montante é considerado o máximo aceitável politicamente. Como o governo não planeja exceder esse limite,<sup>44</sup> começou a procurar mecanismos alternativos com custos diretos mais baixos. Em maio de 2018, o governo chinês cortou abruptamente subsídios para a energia solar fotovoltaica, resultando em 20 GW menos de capacidade instalada do que o previsto anteriormente. O governo também emitiu um documento de orientação que exige preços basea-

dos em leilões para projetos de serviços públicos eólicos e solares após 2018.<sup>45</sup> No entanto, ainda é preciso tornar públicos os detalhes da transição da FIT para os leilões.

Com os custos de tecnologia para a energia eólica e solar alcançando preços competitivos em comparação com o carvão, cada vez mais pessoas estão pedindo a suspensão de qualquer tipo de suporte financeiro para energia renovável. Tipicamente, argumentam que a energia eólica e a energia solar devem ser capazes de competir com outras fontes de geração, especialmente quando os mercados de eletricidade por atacado estão em vigor. Eles acreditam que o apoio deve ser eliminado, uma vez que os projetos-piloto do esquema de comércio de emissões sejam introduzidos em toda a China.

Essas afirmações são baseadas em falsas suposições sobre a natureza das tecnologias renováveis. Mesmo se os efeitos de distorção, como as garantias horárias de plena carga para as usinas de carvão, forem desmantelados (o que ainda não ocorreu na China), a energia renovável seria incapaz de recuperar seu investimento em um mercado competitivo. Isso se deve ao valor de mercado específico das tecnologias de custo marginal zero. Quanto melhores as condições para a energia eólica e solar, mais eletricidade elas produzem, reduzindo o preço. Assim, às vezes, quando as usinas eólicas e solares produzem muita eletricidade, dificilmente ganham dinheiro, porque os preços são baixos. Ao mesmo tempo, quando não estão produzindo, os preços são altos, mas não podem aproveitar essa oportunidade de receita. O chamado efeito de canibalização (solar e eólica canibalizam seu próprio valor de mercado) torna-se cada vez mais relevante à medida que a parcela da capacidade eólica e solar aumenta e mais e mais horas de preços baixos ou mesmo iguais a zero ocorrem. Isso pode parecer uma questão futura para a China, mas agora, na verdade, é uma grande

43 Veja <https://m.jiemian.com/article/1976259.html>

44 Esta informação é baseada em fontes informais na NEA.

45 Veja NEA (2018b).

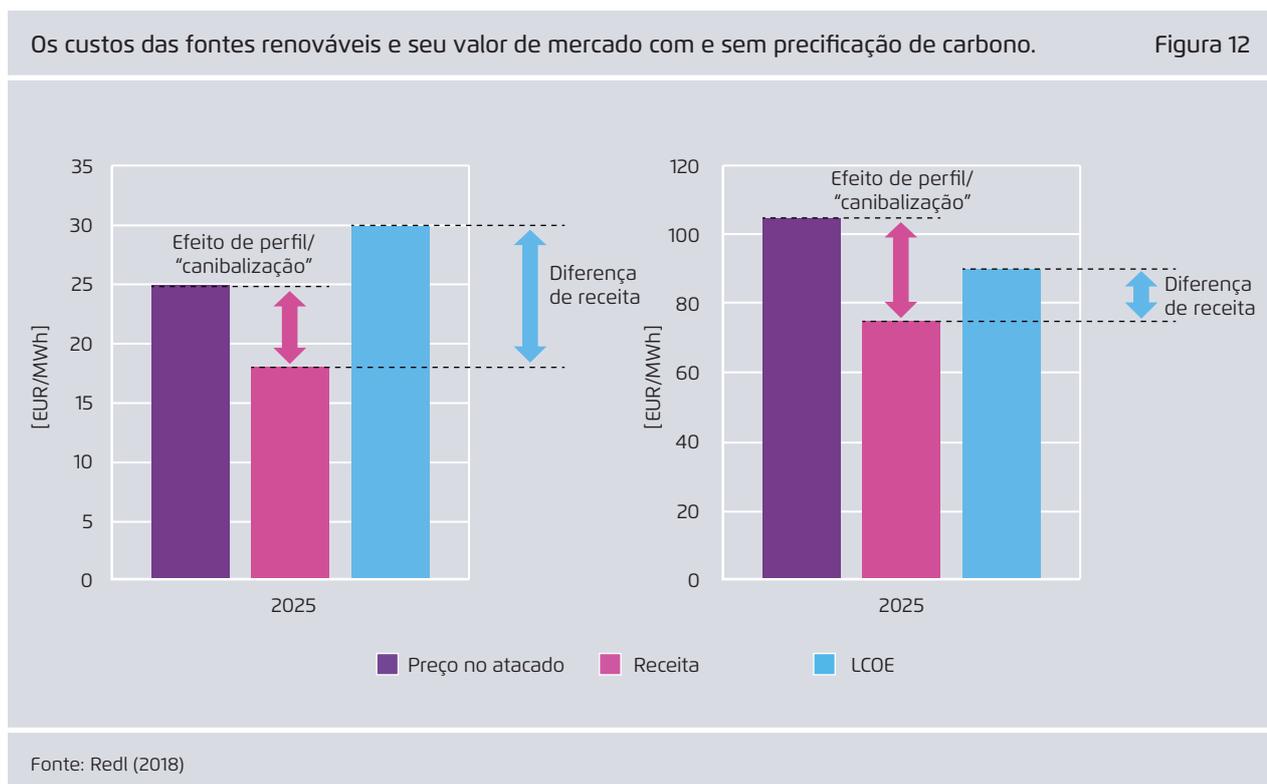
preocupação para os investidores que precisam calcular suas receitas por períodos de até 25 anos. A Figura 12 ilustra esse dilema.

Para fornecer segurança aos investidores em energia renovável, portanto, um mecanismo de longo prazo precisa ser implementado para assegurar fluxos de receita constantes e justos. Nossas recomendações para a China no curto prazo são as seguintes:

- **Implementar e aplicar integralmente a lei de energia renovável**, especialmente os princípios de acesso prioritário à rede e despacho prioritário. A lei constitui o fundamento lógico para a compensação do *curtailment* das fontes renováveis.
- **A atual política de obrigações das energias renováveis em consideração na China deve respeitar o princípio de um mercado de eletricidade unificado.** Ao projetar mecanismos de mercado,

como as obrigações das energias renováveis (bem como os mercados de ETS de carbono), os formuladores de políticas devem evitar criar mercados separados que distorçam, em vez de fortalecer, os sinais de preço do mercado de eletricidade unido. Ao misturar a "energia verde" e o "certificado verde" no projeto atual, e um mercado separado para a transmissão transnacional de energia, a China corre o risco de bifurcar os mercados de eletricidade e distorcer os sinais de preços.

- **O desenho do leilão** deve refletir as preocupações de alívio de risco. Quanto mais baixos os riscos, menor o custo de capital e menores os custos de novas instalações renováveis. Assegurar baixos riscos de investimento é uma maneira eficiente de expandir ainda mais as fontes renováveis, ao mesmo tempo em que se reduz os custos.



## Regra de Ouro 4 | Gerenciar o declínio do carvão e suas consequências estruturais

Na matriz elétrica chinesa, o carvão é o rei. A China é o maior produtor, consumidor e importador de carvão do mundo. Em 2017, o carvão representava cerca de 60% do consumo de energia da China e aproximadamente 65% do consumo de eletricidade. No entanto, essa situação está mudando:

- Graças à melhoria da eficiência, o uso está em declínio e as atividades econômicas estão mudando.<sup>46</sup>
- Recursos de carvão em algumas regiões estão esgotados.
- A poluição do ar pelas emissões de carvão é uma preocupação crescente.
- Sinais de mudança climática estão se tornando cada vez mais óbvios.

Tendo reconhecido esses fatores, o governo chinês está agora buscando administrar a transformação do setor elétrico. No 11º Plano Quinquenal (2005-2010), o governo central começou a forçar as províncias a fecharem mais de 80 GW de usinas a carvão pequenas e ineficientes, levando a rupturas sociais em muitas regiões. Além disso, lançou um programa para substituir usinas pequenas e antigas por novas e maiores.<sup>47</sup>

Mais recentemente, a China começou a testar um esquema-piloto de comércio de emissões em certas regiões. De acordo com os observadores, levará pelo menos uma década até que o país conclua esses programas-piloto. Resta saber se a China será capaz de evitar as armadilhas de outros esquemas de comércio de emissões, como a superoferta de certificados. Acreditamos que seria um grande erro tentar cortar o uso de carvão usando apenas um esquema de comércio de emissões. Em vez disso, parece sensato implementar instrumentos adicionais que ajudem a gerenciar ativamente o declínio do atual estoque de carvão.

<sup>46</sup> Spencer *et al.* (2018).

<sup>47</sup> Zhang e Qin (2016).

A gestão inteligente da eliminação progressiva do estoque de carvão aumentará a eficiência global da transição para um sistema de energia limpa, ao mesmo tempo em que atenua as suas consequências negativas para os trabalhadores e as regiões. Nossas recomendações são, portanto, as seguintes:

- **Proibir imediatamente novas capacidades a carvão:** a sobrecapacidade já é um problema atual. A adição de mais capacidade de usinas a carvão – com uma vida útil prevista de 40 a 50 anos – agravará severamente a situação. O risco de ativos ociosos é alto, e os custos serão suportados pela força de trabalho e, até certo ponto, pela sociedade como um todo. Uma cessação imediata da construção de usinas a carvão é, portanto, um primeiro e importante passo.
- **Explorar plenamente o potencial do esquema de comércio de emissões:** embora haja sérias dúvidas de que o ETS seja suficiente, é importante torná-lo uma ferramenta tão eficaz quanto possível. Aprender com os erros na Europa é uma boa ideia. Isso significa reconhecer as interdependências entre o ETS e outros instrumentos de política. O limite no ETS não deve ser fixo; em vez disso, deve ser uma função dos resultados de outros instrumentos, como as tarifas *feed-in*, medidas de eficiência energética e instrumentos de descomissionamento inteligentes. Assim, quaisquer reduções de CO<sub>2</sub> que vão além de sua linha de base projetada devem ser deduzidas a fim de preservar a eficiência econômica do limite e a integridade ambiental.
- **Complementar o ETS com instrumentos adicionais** que descomissionam ativamente as usinas a carvão existentes, como já vimos em outras partes do mundo. Em princípio, existem as seguintes opções: a) um padrão de desempenho de emissões que exige que as usinas mantenham as emissões abaixo de um determinado limite; b) um instrumento fiscal como imposto sobre carbono; ou c) um plano de eliminação gradual que determine o tempo de vida de cada unidade a carvão, como está sendo discutido na Alemanha.

→ **Antecipar os impactos socioeconômicos nas regiões afetadas e facilitar a mudança estrutural.**

Como um declínio gerenciado do carvão levará a mudanças nos sistemas sociais e econômicos das regiões que dependem do carvão hoje, é crucial considerar um gerenciamento ativo das mudanças estruturais nessas áreas vulneráveis; especialmente no que diz respeito às implicações financeiras.

## Regra de Ouro 5 | Reconhecer o papel geral da transparência e da acessibilidade aos dados

O sistema elétrico chinês está passando de um sistema altamente regulado para um sistema mais baseado no mercado. O governo está comprometido com o uso das forças do mercado na alocação de recursos, embora também continue a empregar instrumentos regulatórios. Qualquer que seja o sistema que emerja, o processo de transformação levará tempo e exigirá que os formuladores de políticas dediquem atenção a vários processos que ocorrem paralelamente. Muitas tarefas ainda estão à frente em praticamente todas as áreas: melhoria da infraestrutura, desenho de mecanismos eficientes baseados no mercado e gerenciamento dos efeitos sociais da transição, para citar apenas alguns.

Uma área que precisa de atenção especial é a disponibilidade e a transparência de dados. Um sistema elétrico cada vez mais baseado em milhares e milhões de unidades de geração de pequeno, médio e grande portes, e que envolve um número crescente de participantes do mercado nos lados da oferta e da demanda, requer mecanismos de direção inteligentes. Uma autoridade centralizada não é mais capaz de atuar como um "operador todo-poderoso" para gerenciar tal sistema. Pelo contrário, a informação conduzida por preços no âmbito de um sistema de mercado é essencial. A decisão da China de implementar um mercado à vista é, portanto, a decisão certa.

Mas um mercado só pode fornecer resultados adequados quando os participantes têm acesso à informação. Os investidores precisam de ampla informação para tomar decisões sobre investimentos futuros, seja em geração, redes ou serviços flexíveis. Da mesma forma, os consumidores precisam de informações para tomar decisões deliberadas e negociar com os fornecedores. E os operadores do sistema precisam de informações sobre a disponibi-

lidade das plantas, condições meteorológicas e congestionamento da rede. O mesmo vale para os geradores, que precisam desse tipo de informação para aumentar ou reduzir a operação de uma unidade específica ou colocá-la totalmente *off-line*. Se faltar transparência, os mercados tendem a desenvolver estruturas informais dominadas por certos atores que abusam de seu poder de mercado.

Felizmente, hoje em dia, as tecnologias digitais permitem a coleta, o tratamento e a publicação facilitada e econômica de dados relevantes. As previsões do tempo, por exemplo, melhoraram significativamente e nos permitem projetar a geração de eletricidade de instalações eólicas e solares. As linhas de transmissão podem ser observadas com dispositivos digitais, permitindo que os operadores do sistema detectem congestionamentos ou mesmo quebras em apenas alguns segundos. Da mesma forma, os operadores do sistema podem rastrear a produção e o consumo em uma escala muito granular em tempo real, mesmo em um país grande como a China. Tornar todos esses dados (e outros) acessíveis aos participantes do mercado promoverá o seu bom funcionamento e, ao mesmo tempo, contribuirá para a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

Nossas recomendações, portanto, são as seguintes:

- Requerer que os operadores do sistema publiquem dados e permitam o acesso público. Tais exigências de relatórios públicos precisam de diretrizes explícitas que estipulem formatos de relatório, frequência, resolução de tempo etc.<sup>48</sup>
- Iniciar avaliações de impacto e debates públicos, que podem prevenir efeitos negativos e distorcidos no que diz respeito à unificação do mercado e eficiência de políticas.

48 O Regulamento de Transparência da UE N° 543/2013 poderia fornecer informações interessantes sobre a granularidade de regulamento do tipo.

→ Promover a visualização de dados e fortalecer o desenvolvimento de *software* e outras ferramentas relacionadas na China, através, por exemplo, de subsídios de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento). Isso facilitará o acesso e a interpretação dos dados pelos participantes do mercado, evitará interpretações errôneas e melhorará o uso de dados e a eficiência do sistema.

### 3. Conclusões

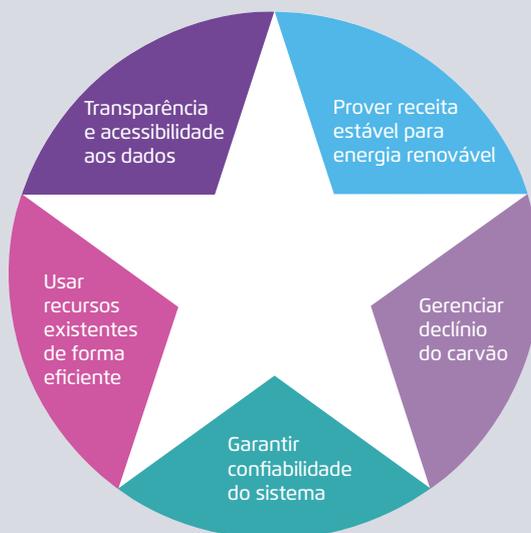
O sistema elétrico da China iniciou uma transição para um sistema baseado em fontes renováveis orientado para o mercado. Muito já foi alcançado e muitas reformas foram lançadas. O governo começou a liberalizar os mercados de varejo e as redes de distribuição para novos proprietários e participantes do mercado; mercados de atacado de curto prazo estão programados para começar a operar como projetos-piloto em breve; esquemas de comércio de emissões foram estabelecidos em várias províncias; e o governo está trabalhando em um novo esquema de remuneração de fontes renováveis baseado em leilão. Muito trabalho ainda precisa ser feito.

À luz do dinamismo do setor – incluindo, em particular, o rápido crescimento da energia eólica e solar – a China deve permanecer comprometida com os esforços de reforma. O forte crescimento das energias renováveis testemunhado nos últimos anos encorajou o governo chinês a adotar uma meta mais ambiciosa para 2030. Em vez da participação implícita de

38% de eletricidade renovável estabelecida pela NDC, o governo agora pretende atingir 50% de participação de fontes não baseadas em combustíveis fósseis na geração de eletricidade em 2030. Assumindo um crescimento realista de outras tecnologias – incluindo nuclear e hidrelétrica, em particular – estima-se que as fontes eólica e solar terão que responder por cerca de 25% da meta de 2030.

Para atingir essas metas de maneira econômica, as reformas do sistema elétrico não devem ser vagas. O risco é que o *curtailment* de fontes renováveis de energia, as distorções de mercado e outras inadequações aumentem significativamente os custos para o consumidor chinês. É importante considerar vários instrumentos de política e mercados setoriais de maneira coerente, levar em conta suas interdependências e deficiências, e desenvolver um conjunto pragmático e consistente de políticas que, no futuro, garanta um sistema elétrico rentável, limpo e confiável.

A estrela da China: cinco regras para a integração das fontes renováveis e novos investimentos na China. Figura 13



Fonte: Ilustração própria.

Para esses fins, propusemos Cinco Regras de Ouro para reformar o mercado de energia elétrica chinês, que são:

- **Regra de Ouro 1:** Utilizar eficientemente a capacidade de geração existente, implementando mercados de curto prazo.
- **Regra de Ouro 2:** Incentivar a flexibilidade para garantir confiabilidade e adequação do sistema.
- **Regra de Ouro 3:** Fornecer receitas estáveis para novos investimentos em fontes renováveis.
- **Regra de Ouro 4:** Gerenciar o declínio do carvão e suas consequências estruturais.
- **Regra de Ouro 5:** Reconhecer o papel central da transparência e da acessibilidade aos dados.

Esses cinco aspectos estão interligados e precisam ser abordados de forma holística. Se a China mantiver tudo isso em mente, terá uma chance de saltar para um modelo de mercado de energia elétrica que acomoda uma grande quantidade de energia renovável ao mesmo tempo em que mantém os custos baixos e garante a confiabilidade do sistema.

---

# Referências

---

**Agora Energiewende (2017a):** *Energiewende 2030: The Big Picture*. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende.

**Agora Energiewende (2017b):** *Flexibility in Thermal Power Plants – With a Focus on Existing Coal-Fired Power Plants*.

**Agora Energiewende (2016a):** *The Power Market Pentagon: A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition*. Disponível em: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Power-Market-Pentagon/Agora\\_PENTAGON\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Power-Market-Pentagon/Agora_PENTAGON_WEB.pdf)

**Agora Energiewende (2016b):** *Eleven Principles for a Consensus on Coal: Concept for a Stepwise Decarbonisation of the German Power Sector (Short Version)*. Disponível em: [https://www.agora-energiewende.de/.../Agora\\_Kohlekonsens\\_KF\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/.../Agora_Kohlekonsens_KF_EN_WEB.pdf)

**Agora Energiewende (2015):** *The Integration Cost of Wind and Solar Power*. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems.

**Agora Energiewende (2013):** *12 Insights on Germany's Energiewende*. A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector.

**Anders Hove and Daniel Wetzel (2018).** *New Renewable Obligation Can Be Adapted to Also Support Renewable Investment*. Disponível em: <https://www.chinadialogue.net/blog/10574-China-is-planning-provincial-quotas-for-clean-energy-/en>

**Michael Bucksteeg, Stephan Spiecker, and, Christoph Weber, (2017).** *Impact of Coordinated Capacity Mechanisms on the European Power Market*, HEMF Working Paper No. 01/2017. Disponível em: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2896686](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2896686)

**CEC (2011):** *2010 Electricity Industry Statistical Collection*. tech. rep., China Electricity Council, Beijing.

**CE Delft and Microeconomix (2016):** *Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility*. Study on Behalf of Agora Energiewende.

**CNREC (2017):** *China Renewable Energy Outlook*, Report. Disponível em: <http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2017/10/16/china-renewable-energy-outlook-2017-executive-summary/?lang=en>

**Cramton, P., & Ockenfels, A. (2012):** *Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36(2), 113-134.

**European Commission (2013):** *European Commission Guidance for the Design of Renewables Support Schemes*, Tech. Rep. Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd04\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf)

**Davidson M. R., C.-T. Li, and V. J. Karplus (2017):** *"Grid Operations and Renewable Energy Integration in China. Mimeo (based on interviews conducted in Northwest China and Inner Mongolia)"* tech. rep., MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Cambridge, MA, 2017.

**De Vries, L.J., (2003):** *The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets*. In Research Symposium on European Electricity Markets, The Hague, Netherlands.

**Dupuy Max and Wang Xuan, (2016):** *China's String of New Policies Addressing Renewable Energy Curtailment: An Update*. Disponível em: <http://www.raonline.org/blog/chinas-string-of-new-policies-addressing-renewable-energy-curtailment-an-update/>

**US EPA (2017).** *The Social Cost of Carbon Estimating the Benefits of Reducing Greenhouse Gas Emissions*, disponível em: [https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon\\_.html](https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html)

**Fraunhofer ISI et al. (2014):** *Auctions for Renewable Energy in the European Union: Questions Requiring*

*Further Clarification*. Study on Behalf of Agora Energiewende.

**GIZ (2018)**. *China Energy Policy Newsletter January 2018*, by Working Group of Energy System Transition China. Disponível em: <http://boostre.cnrec.org.cn/index.php>

**Green, F. (2018)**. *The Logic of Fossil Fuel Bans*. Nature Climate Change. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0172-3>

**Hartner, M., et al. (2015)**: *East to West – The Optimal Tilt Angle and Orientation of Photovoltaic Panels from an Electricity System Perspective*.

**Herbes, C., Brummer, V., Rognli, J., Blazejewski, S., Gericke, N., (2017)**: *Responding to Policy Change: New Business Models for Renewable Energy Cooperatives – Barriers Perceived by Cooperatives' Members*. Energy Policy 109, 82–95. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.051>

**He Jiankun (2018)**: *Situation of Global Climate Governance and China's Leading Role after the Paris Agreement*. China Environment Management, Vol 1, 2018. Disponível em: <http://zghjgl.ijournal.cn>

**Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. (2016)**: *Why Wind is Not Coal: On the Economics of Electricity Generation*. The Energy Journal, 37(3), 1–27.

**Hirth, L. (2013)**: *The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar Wind Power Variability on Their Relative Price*. Energy economics, 38, 218–236.

**Hu Junfeng (2016)**: *Capacity Pricing an Effective Solution to Wind and Solar Curtailment in China*. Disponível em: <http://www.raonline.org/knowledge-center/on-grid-price-reduce-renewables-curtailment/>

**Huenteler Joern and Tian Tang and Gabriel Chan and Laura Diaz Anadon (2018)**: *Why is China's Wind*

*Power Generation not Living Up to Its Potential?* Environmental Research Letters 13: 44001.

**Howard Peter, and Derek Sylvan (2015)**: *Expert Consensus on the Economics of Climate Change*. Disponível em: <http://policyintegrity.org/files/publications/ExpertConsensusReport.pdf>

**Hogan Mike (2017)**: *The Flexibility Challenge in Global Power Sector Transformation: Monopoly vs. Liberalized Markets*. Disponível em: <http://www.raonline.org/knowledge-center/flexibility-challenge-global-power-sector-transformation-monopoly-vs-liberalized-markets/>

**Hove Anders and Kevin Mo (2017)**: *Going for Gold: Championing Renewable Integration in Jing-Jin-Ji: Best Practices from Germany and Texas*, report by Paulson Institute. Disponível em: <http://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2016/07/Renewable-Energy-Integration-EN.pdf>

**Hu Junfeng (2016)**: *Capacity Price Reform to Reduce Renewables Curtailment*, in Chinese. Disponível em: <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/10/junfeng-hu-on-grid-price-reduce-renewables-curtailment-2016-oct-18.pdf>

**IPCC (2018)**: *Special Report on Impacts of Global Warming of 1.5 °C Above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways*, to be released at Oct, 2018.

**IRENA (2018)**: *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Disponível em: <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

**Jaccard Mark (2017)**: *Evaluating Our Policy Options for Accelerating GHG Reduction*, IEA presentation, Dezembro de 2017.

- Jiang Mengfei, Xi Liang, David Reiner, Boqiang Lin, Maosheng Duan, (2018):** *Stakeholder Views on Interactions Between Low-Carbon Policies and Carbon Markets in China: Lessons from the Guangdong ETS*. Cambridge Working Paper Economics: 1811.
- Jiao, J.-L., Ge, H.-Z., Wei, Y.-M., (2010).** *Impact Analysis of China's Coal-Electricity Price Linkage Mechanism: Results from a Game Model*. *Journal of Policy Modeling* 32, 574–588. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jpolmod.2010.05.002>
- Jotzo, F., Karplus, V., Grubb, M., Löschel, A., Neuhoff, K., Wu, L., Teng, F. (2018):** *China's Emissions Trading Takes Steps Towards Big Ambitions*. *Nature Climate Change* 8, 265–267. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0130-0>
- Kahrl, F., and Wang, X. (2014):** *Integrating Renewables into Power Systems in China: A Technical Primer – Power System Operations*. Beijing, China: Regulatory Assistance Project. Disponível em: <http://www.raponline.org/document/download/id/7459>
- Kahrl, F., Williams, J., Ding, J. and Hu, J. (2011):** "Challenges to China's Transition to a Low Carbon Electricity System," *Energy Policy* 39: 4032–4041
- Lin, Jiang, Fredrich Kahrl, and Xu Liu (2018):** "A Regional Analysis of Excess Capacity in China's Power Systems." *Resources, Conservation and Recycling*, 129.
- Lu, X., McElroy, M. B., Peng, W., Liu, S., Nielsen, C. P., & Wang, H. (2016):** *Challenges Faced by China Compared with the US in Developing Wind Power*. *Nature Energy*, 1(6), 16061.
- Ma Jun (2017):** *The Economics of Air Pollution in China: Achieving Better and Cleaner Growth*. New York: Columbia University Press.
- Michael Pollitt, Chung-Han Yang, Hao Chen (2018):** *Restructuring the Chinese Electricity Supply Sector: An Assessment of the Market Pilot in Guangdong Province*. Disponível em: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/>
- Mendelevitch Roman (2017):** *Supply-Side Climate Policies for the International Steam Coal Market: Can They Curb Coal consumption?* Disponível em: [https://www.strommarkttreffen.org/2018-01\\_Mendelevitch\\_Supply-side\\_climate\\_policies\\_for\\_coal.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/2018-01_Mendelevitch_Supply-side_climate_policies_for_coal.pdf)
- NEA (2018a):** *Overview of the 2017 Renewable Generation and Utilization in China*. Disponível em: [http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c\\_136920162.htm](http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c_136920162.htm)
- NEA (2018b).** *Notice on the Wind Power Construction and Administration 2018*. Disponível em: [http://zfxxxgk.nea.gov.cn/auto87/201805/t20180524\\_3184.htm](http://zfxxxgk.nea.gov.cn/auto87/201805/t20180524_3184.htm)
- NEA (2018c).** *Notice on the Solar PV Issues in 2018*. Disponível em: [http://www.nea.gov.cn/2018-06/01/c\\_137223460.htm](http://www.nea.gov.cn/2018-06/01/c_137223460.htm).
- NEA (2016):** *National Electricity Dispatch Exchange and Market Operations Supervision Report 2015*, tech. rep., National Energy Administration, Beijing.
- Ottmar Edenhofer, Jan Christoph Steckel, Michael Jakob and Christoph Bertram (2018):** "Reports of Coal's Terminal Decline May Be Exaggerated." *Environmental Research Letters*, in press.
- RAP (2018):** *A Toolkit of Global Insights as China Builds Its Power Sector of the Future*. Disponível em: <https://www.raponline.org/blog/toolkit-global-insights-china-builds-power-sector-future/>
- RAP (2016):** *Study on China's On-Grid Pricing Mechanism*. Disponível em: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/generationdispatchcompensationreform-cn-2016-mar.pdf>
- RAP (2015a):** *Efficiency First: Key Points for the Energy Union Communication*. Disponível em: [45](http://www.raponline.org/knowledge-center/efficien-</a></p>
</div>
<div data-bbox=)

cy-first-key-points-for-the-energy-union-communication/

**RAP (2015b):** *Low-Carbon Power Sector Regulation: Options for China*. Disponível em: <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-world-bank-lowcarbonpoweroptionsforchina.pdf>

**RAP (2015c):** *Report on the German Power System. Version 1.0*. Study commissioned by Agora Energiewende.

**Redl (2018):** *Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility, Stocktaking as well as Options for Reform in the EU*, internal presentation, to be published.

**Spees, K., Newell, S. A., & Pfeifenberger, J. P. (2013):** *Capacity Markets—Lessons Learned from the First Decade*. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 1-26.

**SERC (2011):** *2010 Annual Electricity Regulation Report*, tech. rep., State Electricity Regulatory Commission, Beijing, 2011.

**Spencer, Thomas, Michel Colombier, Oliver Sartor, Amit Garg, Vineet Tiwari, Jesse Burton, Tara Cae-tano, Fergus Green, Fei Teng, and John Wiseman (2017):** *"The 1.5°C Target and Coal Sector Transition: At the Limits of Societal Feasibility."* *Climate Policy*, December 4, 2017, 1-17. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14693062.2017.1386540>

**Stiglitz, J.E., (2001):** *Information and the change in the paradigm in economics*. Nobel Prize Lecture.

**Stoft, S. (2002):** *Power System Economics Designing Markets for Electricity*. IEEE press.

**Tsao, C.-C., Campbell, J.E., Chen, Y. (2011):** *When Renewable Portfolio Standards Meet Cap-and-*

*-Trade Regulations in the Electricity Sector: Market Interactions, Profits Implications, and Policy redundancy*. *Energy Policy* 39, 3966-3974. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.030>

**Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer & Ottmar Edenhofer (2013):** *"System LCOE: What are the costs of v-RES?"*, *Energy* 63, 61-75.

**Wang Zhongying (2018):** *Policy Implementation King for Successful Energy Transition in China* (interview in Chinese). Disponível em: <http://www.escn.com.cn/news/show-501176.html>

**Wang, X., & Zhang, S. (2017):** *Exploring Linkages among China's 2030 Climate Targets*. *Climate Policy*, 17(4), 458-469.

**Worldbank and ECOFYS (2018):** *State and trends of carbon pricing 2018*. World Bank Publications. Disponível em: <https://www.ecofys.com/files/files/worldbank-state-trends-carbon-pricing-2018.pdf>

**Xinhua Agency (2018):** *Proposed Constitutional Amendment package Unveiled*. Disponível em: [http://www.xinhuanet.com/english/2018-02/25/c\\_136999410.htm](http://www.xinhuanet.com/english/2018-02/25/c_136999410.htm)

**Zhang, Tong, Ross Baldick, and Thomas Deetjen (2015):** *"Optimized Generation Capacity Expansion Using a Further Improved Screening Curve Method."* *Electric Power Systems Research* 124: 47-54. doi:10.1016/j.epsr.2015.02.017.

**Zhang, S., & Bauer, N. (2013):** *Utilization of the Non-fossil Fuel Target and Its Implications in China*. *Climate policy*, 13(3), 328-344.

**Zhang, S., & Qin, X. (2016):** *Promoting Large and Closing Small in Chinas Coal Power Sector 2006-2013: A CO<sub>2</sub> Mitigation Assessment Based on a Vintage Structure*. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 5(2).



---

# Publicações da Agora Energiewende

---

## EM INGLÊS

### [A Word on Low Cost Renewables](#)

The Renewables Breakthrough: How to Secure Low Cost Renewables

### [A Word on Flexibility](#)

The German Energiewende in practice: how the electricity market manages flexibility challenges when the shares of wind and PV are high

### [Report on the Polish power system 2018](#)

Version 2.0

### [The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels](#)

### [Energiewende 2030: The Big Picture](#)

Megatrends, Targets, Strategies and a 10-Point Agenda for the Second Phase of Germany's Energy Transition

### [A Future for Lusatia](#)

A Structural Change Plan for the Lusatia Coal-Mining Region

### [The European Power Sector in 2017](#)

State of Affairs and Review of Current Developments

### [FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?](#)

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

### [Reducing the cost of financing renewables in Europe](#)

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

### [Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility](#)

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

### [A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition](#)

The Power Market Pentagon

### [Eleven Principles for a Consensus on Coal](#)

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

### [Energy Transition in the Power Sector in China: State of Affairs in 2016](#)

Review on the Developments in 2016 and an Outlook

---

# Publicações da Agora Energiewende

---

## EM CHINÊS

### Flexibility in Thermal Power Plants (Chinese translation)

With a focus on existing coal-fired power plants

### Eleven Principles for a Consensus on Coal (Chinese translation)

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector

## EM ALEMÃO

### 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg

Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stromhandel

### Die Kosten von unterlassenen Klimaschutz für den Bundeshaushalt

Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

### Vom Wasserbett zur Badewanne

Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO<sub>2</sub>-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

### Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

### Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

### Energiewende 2030: The Big Picture

Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende

### Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Todas as publicações estão disponíveis em nosso *website*: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

## Sobre a Agora Energiewende

A Agora Energiewende desenvolve abordagens cientificamente fundamentadas e politicamente viáveis para garantir o sucesso da Energiewende. Nós nos vemos como um *think tank* e laboratório de políticas, centrado em torno do diálogo com as partes interessadas da política energética. Juntamente com os participantes de políticas públicas, sociedade civil, negócios e academia, desenvolvemos um entendimento comum da Energiewende, seus desafios e cursos de ação. Isso é feito com o máximo de conhecimento científico, orientado para metas e soluções, e desprovido de qualquer agenda ideológica.

---



Esta publicação está disponível  
para *download* sob este código QR.

## Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlim | Alemanha

P +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)



A Agora Energiewende é uma iniciativa conjunta da Fundação Mercator e da European Climate Foundation. A cooperação da Agora Energiewende e do Centro Nacional de Energia Renovável da China é gentilmente apoiada pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) em nome do governo alemão.