
中国能源转型之星：

能源系统实现有效率转型的五条黄金法则

建议

Agora
Energiewende



中国能源转型之星

出版说明

IMPULSE

中国能源转型之星：

中国能源系统实现
有效率转型的五条黄金法则

出版单位：

Agora 能源转型智库 (Agora Energiewende)
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | 德国

中国国家可再生能源中心 (CNREC)

作者：

张树伟
shuwei.zhang@agora-energiewende.de

赵勇强
zhaoyongqiang@cnrec.org.cn

Markus Steigenberger
markus.steigenberger@agora-energiewende.de

贡献者：

Mara Marthe Kleiner
Thomas Kouroughli
Christian Redl

审校：WordSolid, Berlin
排版：UKEX GRAPHIC
封面图片：[unsplash.com/alexandre valdivia](https://unsplash.com/alexandre-valdivia)

148/08-I-2018/ZH
排版：2018年12月

致谢

衷心感谢 GIZ (德国国际合作机构) 提供资金支持与建议。

特别鸣谢以下报告审阅人：
王仲颖，中国国家可再生能源中心及能源研究所 (ERI)
Anders Hove，德国国际合作机构驻华代表处



扫描二维码，下载本出版物。

引用：
Agora 能源转型智库 (Agora Energiewende, 2018) :
中国能源转型之星：中国能源系统实现有效率转型的五条黄金法则。

www.agora-energiewende.de

前言

尊敬的读者：

中国已成为全球减缓气候变化政策与行动的主要引领国家之一。中国在联合国气候谈判中采取积极态度，是世界可再生能源发展的主要力量。同时，中国继续与本国的大气污染问题做斗争。尽管过去几年中国已减少了温室气体排放，但2017年开始排放又开始反弹。

中国最大的清洁能源项目是电力行业的转型。政府计划到2030年将电力系统中非化石电力的比例提升至50%。我们（以及其他机构）的计算表明，这是一个雄心勃勃而又切实可行的目标。近几年取得了明显的进展，但仍面临严峻挑战，尤其是在电力系统结构性改革方面。

本报告将详细讨论其中的部分挑战。本报告建立在近几十年我们在欧洲地区的经验与教训基础上，见解要义在于有必要采取综合性政策框架，以确保各政策工具之间的协调性。基于研究结果，我们归纳总结出可再生能源与电力市场建设的五条黄金法则。

希望本报告能对您有所启发，有助于促成有效与有效率政策的设计与实施，以实现中国向清洁能源的成功转型。

诚挚问候

帕特里克·葛来辛博士 (Dr. Patrick Graichen)

Agora能源转型智库主任

总结 (主要研究发现)

1

要成本有效地实现2030年非化石电力占比达到50%的目标，2020年至2030年期间，中国每年需新增大约35 GW的风能和65 GW的太阳能。这与前几年观察到的最快发展水平大致相符。随着技术成本的迅速下降，风电和太阳能可成为新的主力新增电源。

2

中国电力系统需要将“灵活性”作为新追求，到2030年，大约25%的电力来自波动性可再生能源。电力系统结构性改革对于保持其可靠性和成本效益至关重要。缺乏灵活性的基荷电源，以及非经济效率为基础、粗尺度的调度方式不符合依赖天气的发电技术日益占据主导地位的电力系统的要求。

3

中国已经启动多项重要改革，但依然面临根本性挑战。随着中国启动全国碳排放交易体系，重新审视其可再生能源补贴计划，并明确建立电力现货市场的迫切性，近期的政策改革方向无疑是正确的。然而，根本性挑战仍亟待解决。这些挑战包括燃煤发电产能过剩、调度系统不够灵活、以及缺乏透明度和市场参与者获取数据的便利。

4

五条黄金法则将有助于建立一致性的政策体系并确保电力系统可靠性并具成本效益。中国有机会快速迈向可再生能源主导的电力系统设计，使成本效益和可靠性得到保证。本文确立的五项黄金法则将帮助政策制定者从实用性和一致性角度去审视各种政策及新的市场工具，同时考虑它们的互动影响并避免出现不一致情况：

黄金法则一： 通过发展短期市场以有效利用现有发电能力

黄金法则二： 激励系统灵活性，确保系统可靠性和充足性

黄金法则三： 为可再生能源的新投资提供稳定收益

黄金法则四： 管理煤炭占比下降及其结构性后果

黄金法则五： 明确透明度和数据可获得性的关键角色

目录

引言	7
背景：实现气候与能源目标的可再生能源角色	9
1 以可再生能源为主导的能源转型：理论完美而实践欠佳	15
1.1 单一能量市场和碳排放交易体系的简化版完美理论	15
1.2 实际应用过程中单一能量市场和碳排放交易体系存在的缺点	17
1.3 中国能源体系的额外复杂性	19
2 中国电力市场转型的五条黄金法则	23
黄金法则一 通过发展短期市场以有效利用现有发电容量	24
黄金法则二 激励系统灵活性，确保系统可靠性和充足性	26
黄金法则三 为可再生能源的新投资提供稳定收益	28
黄金法则四 管理煤炭占比下降及其结构性后果	30
黄金法则五 明确透明度和数据可获得性的关键角色	31
结论	33
参考文献	35

导言

近年来风能与太阳能在中国发展迅猛，如今在向清洁能源的转型中，中国正面临新的挑战。而仅仅依靠增加装机已不足以应对挑战。中国还需要从整体的角度去审视其能源系统的各种要素。

这听上去似乎是显而易见的。但德国及其他国家和地区的经验显示，采用整体性视角并非易事。过去数年，德国颁布的若干政策工具，但对它们之间的相互作用却考虑不多。每个决定的做出可能都有其合理理由，但总体效果并不明显。仅举一例说明：尽管近年来可再生能源发展迅猛，但德国的温室气体排放并未显著下降。其原因在于各政策措施不一致：具体而言，即欧洲碳排放交易体系（ETS）无效以及缺少降低高碳排放能源生产的其他政策工具。

为此，我们几年来一直论证泛欧视角的必要性。显然，我们需要一套关于可再生能源投融资、市场设计和减少高碳资产的相互一致的政策。¹

1 Agora能源转型智库 (2016a).

有趣的是，中国和欧洲均部署了类似的政策工具组合，其中包括：

- 可再生能源激励体系（自愿性及强制性工具），
- 碳市场，尤其是碳排放交易体系，以及
- 适用的电力市场设计，目前在中国仍处于发展当中。

因此，在中国出现的挑战也与在德国和欧洲地区面临的挑战类似。我们与中方合作伙伴中国国家可再生能源中心一道，讨论了中国电力系统如何实现综合转型的方法。显然，这需要将许多中国的具体情况考虑进去。但不变的是，必须确保不同政策工具间的协调一致。

本报告即是这些讨论的结果。本报告提供了一种审视不同政策工具与市场之间相互作用的更高层面的角度，并可有助于在中国建立更高效、更可靠的未来能源系统。通过这种方式，我们倡导一种不完全拘泥于教科书式经济理论而认可现实世界中经验的实用主义角度。本报告的分析主要旨在论证政策制定者在设计实施未来市场和规制时需要牢记的关键问题及潜在含义。

背景：实现气候与能源目标的可再生能源角色

在2015年12月召开的巴黎气候大会上，中国与其他国家一道达成具有法律约束力的全球目标，力争“把全球平均气温较工业化前水平升高控制在 2°C 之内，并为把升温控制在 1.5°C 之内而努力”。²

《巴黎协定》明确提出，全球电力行业最晚应于2050年前完全实现脱碳。³ 电力行业的零碳技术具备高成本效益，因此理应率先实施脱碳进程。在这方面，电力行业与农业和工业等其他部门形成鲜明对比。在农业和工业领域，相关技术并未取得长足发展，无法快速实现减排。电力行业要实现2050年完全脱碳的目标，应在2030年前实现50%的努力。这一中期目标要求在未来15年内大量投资零碳技术，以取代化石燃料发电，大幅减少排放。因此，全球各国——无论当前所处发展阶段——均应携手合作，实现全球电力行业的全面转型。

考虑到中国电力行业整体规模和排放强度以及迫在眉睫的2030年行动目标，中国亟需在全国范围大刀阔斧推进电力行业转型，而这项工作不应受未来几年国际气候谈判过程中可能形成的全球排放交易或治理体系的影响。

中国通过国家自主贡献（NDC）做出承诺：

- 到2030年左右二氧化碳排放量达到峰值并争取尽早达峰；
- 2030年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%-65%；
- 2030年非化石能源（可再生能源和核能）占一次能源消费比重达到20%左右；以及
- 2030年森林蓄积量比2005年增加45亿立方米左右。

自发布国家自主贡献承诺以来，中国在落实新能源和环境政策方面取得了实质性进展。自2013年以来，煤炭消费量相对保持平稳；2017年，政府加快步伐，逐步淘汰居住区分散燃煤供暖设施。中国的风电和太阳能产业在装机容量和产量方面继续保持全球领先地位。仅2017年，中国就新增53 GW太阳能光伏装机容量，几乎是美国的五倍。这

一增幅甚至大于德国43 GW太阳能光伏装机总量。⁴ 尽管风电和太阳能发电依然偏高，但这一状况在2017年至2018年初已有改善。⁵ 中国政府已制定时间表，力争到2020年将所有省份的风电和太阳能弃电率控制在5%以内，同时采取一系列保障措施，包括规定各省可再生能源配额指标，建设新的输电线路以解决阻塞，同时监测高限电地区的投资与运行动态。

空气污染及其对公共卫生和环境产生的影响广为公众所知，进一步推动了清洁能源体系的发展。2018年，中国通过宪法修正案，将发展“生态文明”和生态环境保护设为国家发展重要目标。⁶ 2014年，习近平主席发表讲话，强力推动能源生产和消费革命。政府随后于2016年发布《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》。根据该项战略部署要求，2030年非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到50%，而2016年该比例仅为28%左右。相比之前国家自主贡献提出的2030年非化石能源发电量占比20%的目标，这一新近的国内目标显得更加宏伟。

中国政府认识到，转型使用清洁能源、实现交通运输和工业部门电气化发展将有助于中国应对空气污染挑战，引导未来经济增长迈上低碳之路。一个广泛的认识，末端排放治理最多仅能实现50%减排量，无法完全满足中国大气污染防治目标需求，即在2030年前将城市环境PM2.5浓度降至30微克/立方米（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。⁷ 因此，有必要明显改变中国能源结构，以实现大气污染防治目标。

所有这些内容指向对能源体系转型的深入探讨。在拥有市场化为基础的电力市场和综合输电系统的国家，零边际成本的风电和太阳能日益取代燃煤发电，往往促使火力发电

2 参见《巴黎协定》，第2.1a)条。

3 政府间气候变化专门委员会(IPCC)(2018)。即将出版。

4 然而，2018年6月，中国政府决定暂不安排基于补贴的普通光伏电站建设规模，为今年新增装机规模设置了约20 GW的上限。这一安排在11月时有松动的迹象。

5 国家能源局(NEA)(2018a)。应该注意的是，弃电率计算方式可能因国家而异。在中国，这与可再生能源的理论发电能力相关，比如可研报告中设计的。

6 新华社(2018)。

7 马军(2017)。

厂提前退役。风电和太阳能电力成本不断下降，促进地方和国家层面政策制定者切实推进转型进程。⁸

在多个国家，风电和太阳能成本造价相比其他能源生产方式已颇具竞争力。⁹ 但在中国，燃煤发电的相对成本在短期内仍被认为低于其他发电方式。根据政府和主要行业的预期，到2030年中国的非化石能源占比至少应达到20%的目标亦可解读为清洁电力占比38%。¹⁰ 根据官方规划，水电和核电将发挥主要作用，来源于其巨大的存量、在建容量以及规划。

基于此参考基准情景，波动性可再生能源（vRES），也就是风力发电和太阳能发电量占总发电量比例预期将从2017年的约7%增加到2020年的10%，到2030年增加至15%

（详见图1）。2015年到2030年，国内生产总值平均增长率保持在5.3%（表1）。按此速度发展，中国将稳步实现20%非化石能源目标。与2005年相比，整体经济碳强度最少降低65%，相当于气候变化国家自主贡献的高值目标。

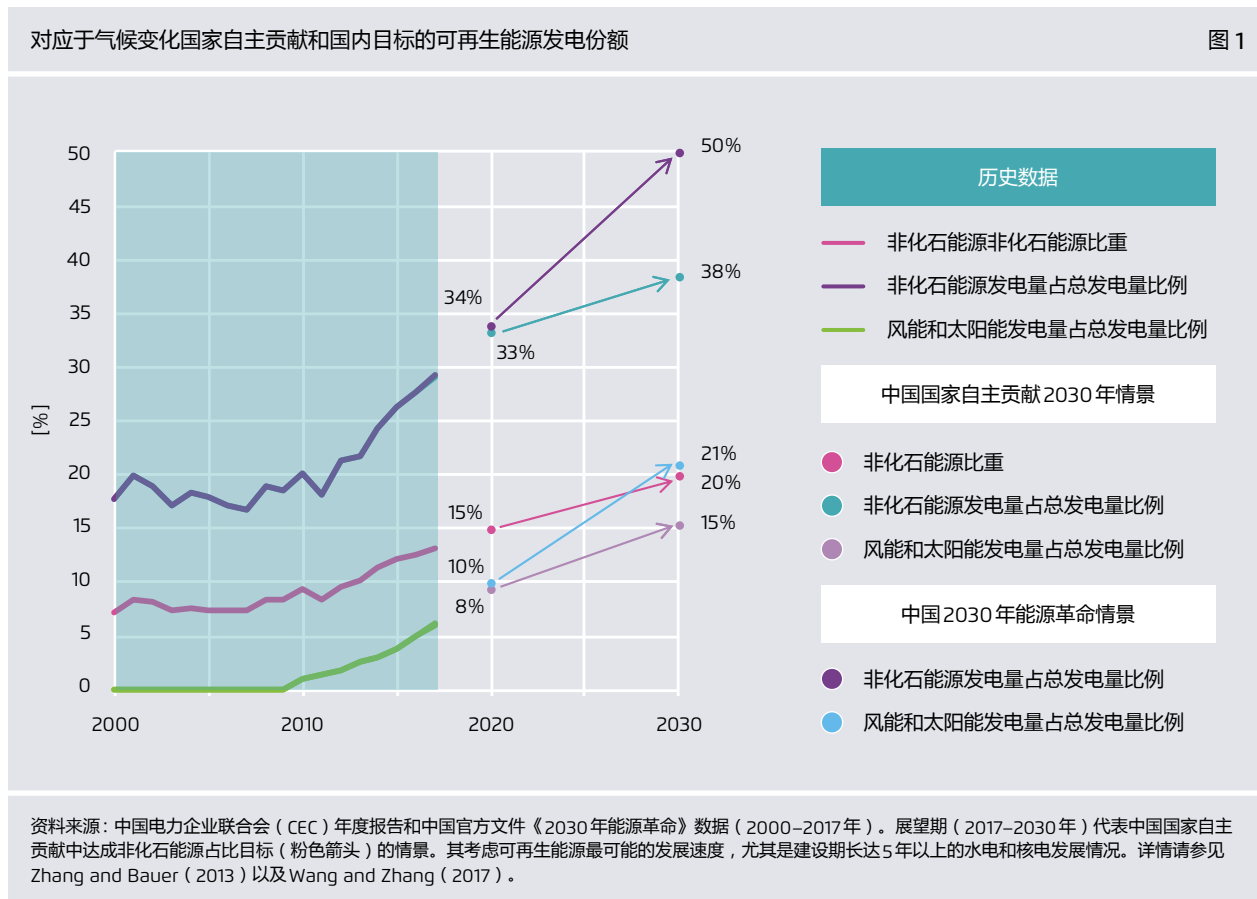
2030年非化石能源占一次能源消费比重20%的目标，可通过提升风电和太阳能发电份额占比至15%来实现

该情景与政府规划基本保持一致，2020年至2030年间，相应的，风电容量需要增加19 GW，太阳能光伏装机容量每年则应增加26 GW。鉴于近期新增装机容量已高于这些数字（表2），因此有望实现并最终超越2030年国家自主贡献目标。

8 王仲颖 (2018)。

9 Agora能源转型智库 (2017a)；国际可再生能源署 (2018)。

10 Zhang and Bauer (2014)



不同情景下的经济和能源参数设定

表 1

	2005年	2010年	2015年	2020年	2030年
国内生产总值(2005年价格,亿元人民币)	185896	317682	463889	635568	1009477
电力需求(TWh)	2494	4194	5802	6830	8770
能源消费总量(万吨标煤)	261369	360648	429905	526347	555500
按照国家自主贡献承诺的非化石能源发电量比重目标	18%	20%	26%	34%	38%
按照国家自主贡献承诺的风电与太阳能发电量比重目标					15%
按照中国国内50%非化石能源发电量占比目标的风电和太阳能比重目标	0%	1%	4%	10%	21%
水电与核电增速放缓情景下,风电和太阳能发电量占比目标					25%

注：基于Zhang and Bauer (2014) 并进一步分析。

因此，中国政府决定大步迈上更加宏远的发展道路。官方发布的《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》要求，到2030年，非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到50%。该目标显然高于国家自主贡献承诺，表明可再生能源将继续提速发展。

在核电和水电按官方规划发展（表1中区间上限数据）、风电与光伏发电限电程度减轻、中国经济能源强度下降的前提下，情景分析显示，要实现非化石能源发电量占比50%的目标，即要求风电和太阳能光伏发电量占总发电量的21%以上。

非化石能源发电量历史数据以及2020与2030年展望

表 2

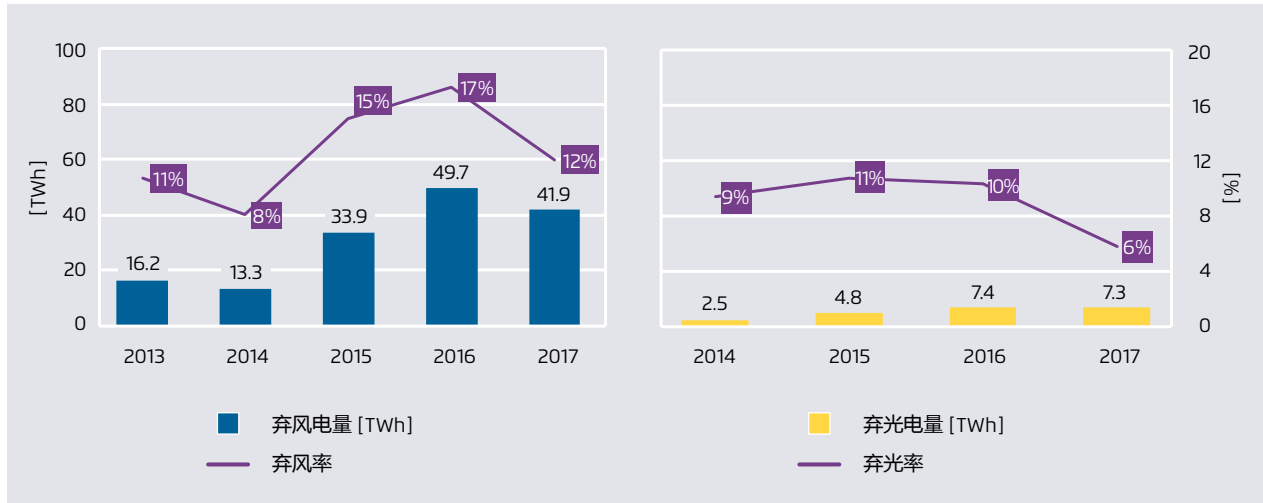
	2016年(GW)	2017年(GW)	2020年*(GW)	2030年(GW)
水电	332	341	350	420-450
核电	33	36	58	80-120
风电	148	164	220	400-600
太阳能光伏发电	78	130	200	450-850
太阳能供暖	-	-	10	~30
生物质能	12	12	15	15-100

* 政府出台的多项规划方案与行业规划（2020-2030年）；电力规划设计总院（EPPEI）和水电水利规划设计总院（CREEI）展望数据；与中国国家可再生能源中心（CNREC）的沟通交流。

注：中国生物质能利用持续受限且落后于其他国家。水电和核电的高方案与中国政府规划相一致。我们认为2020年后，尚未启动的水电与核电项目极为可能完全终止。

风电和太阳能限电情况 (2011-2017年)

图 2



资料来源：中国国家能源局（NEA）；转引自德国国际合作机构（GIZ）（2018）。

但是，如果部分关键假设不成立，后果将会如何？具体而言，如果：

→ 能源效率持续改善欠佳，经济一如既往地保持对能源增长的高需求？

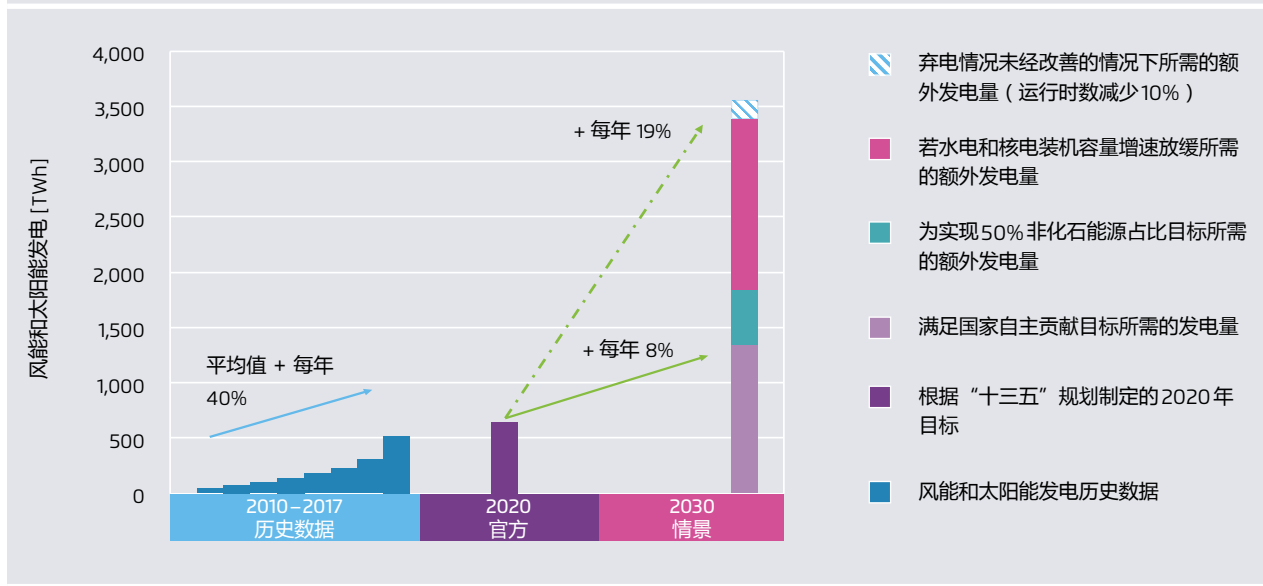
→ 水电与核电发展偏离预期设想，增速放缓，或者

根据之前的预期，到2030年，水电和核电装机容量将分别从约340 GW和36 GW增加至420 GW和120 GW。

→ 风电和太阳能弃电率仍未改善，或者

面对多重不确定性，实现既定目标下的2020-2030年风电和太阳能发电

图 3



注：在2030年情景中，风电和太阳能利用率假定为2000小时和1200小时，此为基准。
资料来源：历史数据来自中国电力企业联合会数据，2020-2030基于情景的敏感性分析。

但由于经济可行性下降和诸多其他障碍，中国的水电和核电发展步伐可预计将不断放缓。在水电方面，主要困难包括地理位置偏远、发电市场价值偏低以及生态破坏和人员迁移相关问题。而在核电方面，由于日趋严苛的安全规定和选址问题，导致成本上升，120 GW发展目标变得越来越不现实。

弃电是中国面临的另一大困境（图2），尤其在非沿海地区，甚至有地区有50%的风电被弃用（无补偿）。尽管2015年中国的风电装机容量超过美国（中国145 GW，美国75 GW），但其产生的电量却少于后者（中国186 TWh，美国191 TWh）。¹¹ 2017年，中国的风电装机容量几乎是美国的两倍（中国164 GW，美国89 GW），但总发电量并未远超美国（中国306 TWh，美国254 TWh），利用率方面差异近50%。¹²

能源强度是另外一大问题。国家自主贡献情景假设因效率提升，2020年到2030年能源利用量增长有限。但如果能源弹性继续如过去30年一样徘徊在0.5左右，能源消耗总量仍将大幅增加。在这种情况下，需要加大力度增加非化石能源发电量，着力提高风电和太阳能光伏发电量，以抵消相应能耗需求。

上述各不确定性均对可再生能源装机需求产生影响。若全部发生，则需要更大的风电与太阳能角色。

假设水电和核电装机容量增速放缓至以上区间的低值，风电和太阳能增长量就需要超过基准情况所示的两倍方可满足目标（图3）。在这种情况下，要达成50%非化石能源发电量占比目标，2020年至2030年之间，每年应分别新增逾35 GW和65 GW的风电和太阳能装机容量。

显而易见，风电和太阳能造价合理，发展迅猛。在所有不确定性中，风电和太阳能新增最为可靠。为了保险起见，建议增加风电和太阳能份额，以弥补其他方面可能无法实现预期的情况（即水电或核电装机容量发展低迷或能源需求高于预期）。我们推荐，到2030年，风力和太阳能发电量占总发电量25%左右。这可在各种不确定性条件下，稳健实现国内和全球承诺目标。

11 Lu等人。(2016)。

12 Huenteler等人(2018)。

1. 以可再生能源为引领的能源转型：理论完美而实践欠佳

在欧洲，赞成实施统一欧盟气候和能源政策的支持者认为，欧洲能源转型应以两大部分为基础：即改进单一能量市场（EOM）¹³ 和加强推行欧盟碳排放交易体系（ETS）。据称，这两大政策工具为向低碳能源体系过渡提供了最具成本效益的可靠途径，实施过程中应避免或逐步停用其他方式，防止扭曲单一能量市场和碳排放交易体系的有效性。

北美地区情况类似，部分经济学家支持采用碳税实现能源体系脱碳发展。根据纽约大学最近的一项调查，¹⁴ 81% 的经济学家认为基于市场的体系，即碳定价搭配行之有效的能量市场最具效率，而13%的受访经济学家更倾向于优先考虑清洁燃料和能源效率的绩效标准和其他监管制度。

在中国的情况如何？中国尚未涉足短期能量市场，¹⁵ 碳排放交易体系亦属于起步试验阶段。但中国正在探讨如何最好地设计市场和规则，以便经济有效地促进能源转型。与欧美一样，中国国内各方观点亦存在较大分歧和差异。总体上，有学者称赞现货市场是一项全能工具；也有学者倾向于优先考虑长期双边贸易。有观点对新兴的碳排放交易体系寄予厚望；也有声音指出该工具内在的不足之处与可行性，并且探讨可再生能源和煤炭供应侧相关政策等替代方案。¹⁶

本节首先讨论这些观点的理论基础。然后探讨为何纯粹的教科书式经济学¹⁷ 在现实世界中中的充分可行问题，而且中国的背景只会使问题更加复杂。在可再生能源并网、促进新投资、运行良好的能量市场和发展可靠的电力体系方面尤其需要注意采用整体方法，以便顺利过渡到基于可再生能源的电力系统。

13 详见[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)术语解释。

14 Howard and Derek (2015)。

15 在中国，“现货市场”通常指从日前到实时交易的批发市场。这可能与北美地区和欧洲市场的设计有所不同。

16 参见Jaccord (2017) 和Mendelevitch (2017)。

17 这些观点往往假设预测准确、富于弹性的需求、完全竞争市场且碳排放外部成本充分内部化。

1.1 单一能量市场和碳排放交易体系的简化版完美理论

针对单一能量市场（EOM）的运作和碳排放交易体系的设计方面现有大量研究成果。理论上，这两种工具完美契合。单一能量市场带来稀缺定价机制，使市场参与者能够收回发电资产的投资成本并确保长期的系统充分性。碳排放交易体系程度不一地增加了碳密集型发电技术的成本，从而提高低碳资产的竞争优势，实现外部（环境）成本的内部化。

然而，在现实世界中，政策不到位会扭曲该机制并体现理论的现实可行性缺陷。¹⁸ 截至目前，结合实施开放电力系统和碳定价（即单一能量市场加碳排放交易体系）的做法既没有实现卓有成效的碳减排成果，也没有刺激对未来多元化零碳电力系统进行更多投资。要理解原因，我们首先应列出所述理论的各种假设。

命题1：假设没有扭曲政策，单一能量市场可以为所有类型的发电和需求响应技术创造足够收益并吸引投资。

单一能量市场为新投资提供足够回报的假设仅在某些条件下方才适用。

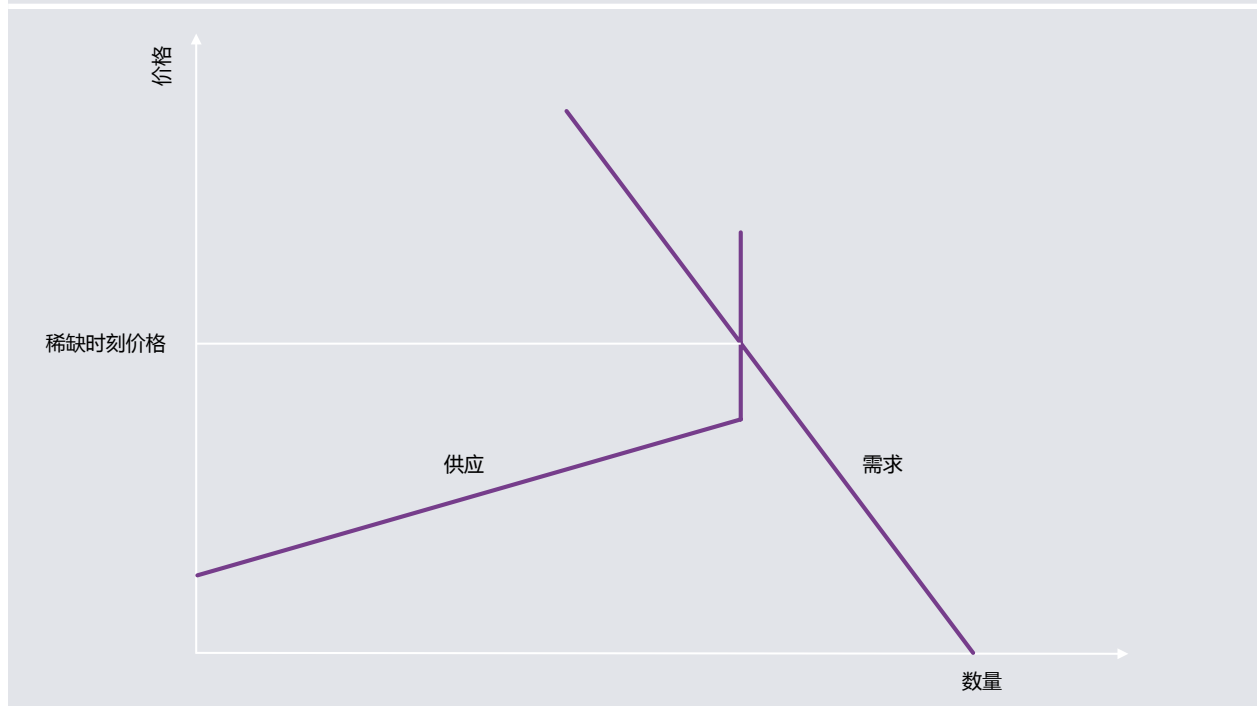
首先，需求侧必须具有价格弹性。即当电力市场价格上涨时，电力消费者应减少消费。价格弹性需求曲线有助于在供应达到极限时市场仍能够出清（供需匹配过程），从而形成所谓的稀缺价格（图4）。不愿支付市场出清价格的消费者在这几个小时内减少了电力消耗，避免了非自愿的切负荷（电力限制、轮流停电）。这些时段的价格达到相当高的水平，从而促进所有技术的总成本回收。除了价格弹性需求外，单一能量市场若要取得显著成效，必须可预期并具有充分竞争条件。¹⁹ 如果满足这些条件，即可避免出现“繁荣和萧条”周期（即反复出现投资过度或投资不足的情况）。

18 Agora能源转型智库 (2016a)。

19 De Vries (2013)。

单一能量市场环境中的稀缺定价有利于所有发电厂的成本回收

图 4



资料来源：Agora 能源转型智库（2016a）。

理论上，对所谓的尖峰电站进行投资至关重要。这些电站每天仅运行数小时，运行期间电力需求居于高位而可再生能源发电量较低。尖峰电站运行期间需要极高的稀缺价格方能实现总成本回收（包括初始投资）。²⁰

风电和太阳能发电比重较高的电力系统面临额外挑战，原因在于风电和太阳能投资成本相对较高，而运营成本很低。风电和光伏发电技术被称为零边际成本技术，通常在批发电力价格较低时运行，并且很少从高电价中受益。因此，它们比传统适用稀缺价格的发电容量更易受到影响。

理论上，如果碳排放交易体系设定足够高的碳排放价格以反映所需减排量，未受干扰的电力市场应能确保可再生能源技术、满足剩余负荷的化石能源发电技术及需求侧响应的总成本回收。

20 应该注意的是，在这种情况下，尖峰电站能够强烈操纵市场。由此，单一能量市场总是存在市场力问题。更多详情，请参见Cramton and Ockenfels（2012）。

命题2：碳排放交易体系可通过设定具有约束力且逐步减小的排放总量控制来激励电力系统完成具有成本效益的脱碳过程。

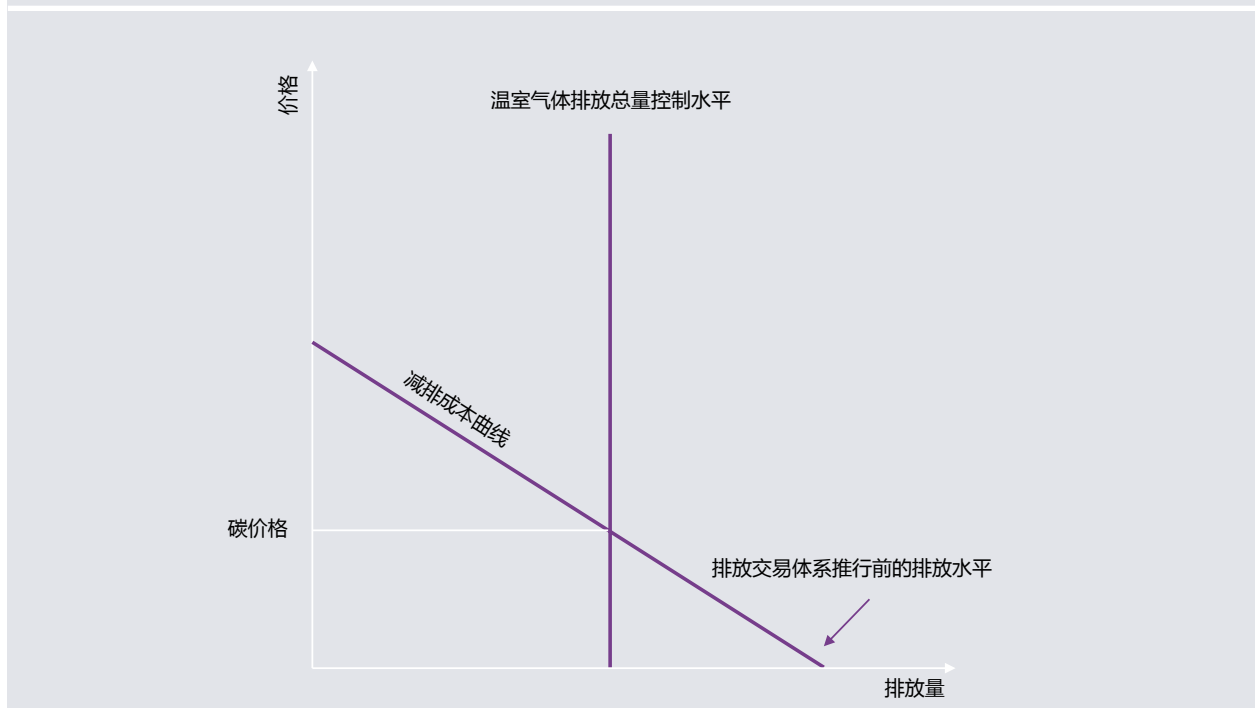
单一能量市场是技术中性的——无论高碳还是低碳技术。但是，如果结合碳排放交易体系（将碳排放外部成本内部化）共同使用时，单一能量市场旨在引导对低碳和零碳技术的投资。²¹ 这笔额外成本反映了碳排放交易体系覆盖范围内的经济部门“对社会负责任”的碳排放水平。理想情况下，该限额与实现长期气候变化目标所需的减排量保持一致。

排放总量控制导致排放配额不足，从而为排放证书设定价格，激励减排措施实施（图5）。碳价格推动市场选择低碳技术而摒弃高碳技术，理论上以成本有效的方式促进二氧化碳减排，助力边际减排成本最低领域的投资。

21 该定价可能来自碳排放交易体系或碳税。在下文中，我们仅探讨碳排放交易体系。

约束性排放限额促进减排措施实施。满足总量规定所需的“边际减排”成本决定了碳价格。

图 5



资料来源：Agora 能源转型智库（2016a）。

碳价格指引调度现有资源方式，有利于提高低碳电厂的利用率，同时鼓励投资全新低碳技术并停用高碳资产。同时，碳成本可通过电价传递，减少能耗需求。从而，碳排放交易体系应该能够实现从高碳资产转向低碳资产、从碳资产转向无碳可再生能源的转型进程，从而更加高效地实现减排目标。

与单一能量市场一样，理论层面的碳排放交易体系依赖于市场参与者的确定性。这包括监管框架保持稳定以及未来数年甚至数十年间逐步可靠地收紧排放总量控制水平。

1.2 现实中单一能量市场和碳排放交易体系存在的缺点

在我们看来，依靠教科书经济学提供的解决方案势必导致脱碳成效的不足。这其中至少有四大原因：

- 认为碳排放交易体系配额价格可以高到足以激励零碳技术投资的观点是不现实的，多数利益相关方无法接受。
- 不确定性和风险会阻碍远期理性投资。

- **监管风险**：决策者不希望承担停电风险的责任，而采取引发不确定性预期的额外政策
- **可再生能源成本**：随着能源结构中可再生能源比例的上升，可再生能源的市场价值趋于下降（自我蚕食效应）。²²

下面我们将深入解析这四大原因。

认为碳排放交易体系配额价格可以高到足以激励零碳技术投资的观点是不现实的，多数利益相关方无法接受。

尽管多少人看似认可碳排放交易体系的理论完备性，但在现实实践过程中却呈现截然不同的局面。在欧盟碳排放体系中，决策者避免设定硬性排放总量控制，主要担心发生巨变并对欧洲工业产生重大影响。推行伊始，排放配额分配过于慷慨、内部存在多个漏洞等问题使得排放交易体系陷入瘫痪，碳价水平几乎可忽略不计。

²² Hirth (2016)。

北美地区（如区域温室气体倡议RGGI）和韩国推行排放交易体系的经验与欧洲或中国的试点项目并没有太大差别。多个地方对政治层面的失败感到沮丧，决策制定者因而放弃了“单一碳排放交易体系”解决方案，引入其他辅助工具，如美国加利福尼亚州、加拿大魁北克省和其他国家/地区采用的最低碳价机制。²³

欧洲近期的改革发展似乎对碳价产生了影响。2018年9月，欧盟碳排放交易体系价格达到10年来最高点，每吨约25欧元。但该价位仍与社会最优水平存在差距——最优价格水平在短期内应处于60至80欧元区间，日后逐步递增。当前发展态势能否持续亦有待观望。

不确定性和风险会阻碍长期理性投资

单一能量市场和碳排放交易体系带动充足投资忽视了现实市场的一个重要特征：不确定性。任何市场都存在一定程度的不确定性。根据其性质，市场不确定性可能阻碍实现政府既定目标——正如能源和碳市场一样。不确定性事件可经过计算转化成经济风险。风险管理是一项基本的经济活动。从市场参与者的角度看，在现有市场框架内，有些风险可以对冲，而有些风险无法预测（举例而言，未来市场规则变化）或防范成本过高。

与电力批发市场价格相关的不确定性和风险对传统发电技术而言至关重要。稀缺价格的随机性质可以说是投资风险最关键的来源。

稀缺事件随机发生（偶然发生在需求很高且波动性可再生能源产量较低时），若电站运行使用寿命期间发生稀缺事件的次数（价格飙升）少于预期，可能无法完全回收投资。预计运营小时数越低，仅收回部分成本的风险就越高。尖峰电站便是典型范例。从做出投资决策到项目投入运营需要耗费数年时间，期间市场状况可能已发生变化。因此，腰荷和尖峰电站的投资者会在投资评估估值中“额外追加所需收益”，即风险溢价，以对冲较低的批发价格和利用率下降的风险。因此，不确定性增加，融资成本随之上升。

燃料价格走势以及未来碳排放交易体系碳价格的演变构成另一风险来源。这些是电价风险的固有组成部分，因为化

石燃料发电厂通常在批发市场设定价格，而传统电厂运营商可相应采取风险管理措施（例如购买一次能源衍生品和二氧化碳配额远期合约并出售远期合约电力衍生产品）。

尽管对冲工具（期货、远期、期权）可帮助降低市场风险，但无法完全减少所有不确定性。举例而言，可用于风险对冲的长期市场通常并不完善。²⁴ 因此，简单理论下的单一能量市场无法始终确保系统容量充足性。市场风险不能在市场参与者之间进行理想分配。低于最优容量会导致价格高企，增加投资过度的可能性，即所谓“繁荣和萧条”周期，并且不能有力促进向更灵活、碳强度更低的电力结构转型发展。

未来价格水平的不确定性和稀缺价格形势也受到更广泛的政治和监管风险的影响。政治风险存在多种形式。其中之一，是实施价格上限以保护消费者免受价格过高和波动的影响，并降低关键参与者的市场力量。另一大风险在于投资者无法预测影响价格的未来市场设计调整。同样，是否主动消除不灵活的基荷容量会影响对高效灵活技术的投资。

太阳能光伏和风能等资本密集型技术比化石燃料产能投资更容易受到风险和不确定性的影响，因此当市场条件相同时，更有可能遭遇高风险溢价。高投入高成本技术依靠在市场上销售电力获取稳定收益来源。可再生能源项目风险溢价小幅上涨，也可能增加资本成本，从而导致项目成本相比传统电厂增加更多。与传统发电技术相比，可再生能源项目在这方面处于较大的竞争劣势。

监管风险：决策者不希望承担停电风险责任，而采取引发预期不确定的额外政策

可靠安全的电力系统对任何经济体而言都至关重要，电力系统的可靠性通常被认为是公共产品。

即使单一能量市场吸引新投资并提供系统可靠性，许多决策者和监管机构似乎仍旧怀疑单一能量市场的有效性。在实践中，电力系统的备用率下降引发了关于是否需要吸引额外投资以“不熄灯”的争论，无论是容量市场还是容

²³ 世界银行和Ecofys (2018)。

²⁴ 市场完善性指具有对应每种产品的远期和现货市场及风险管理工具。不完善的市场不能实现市场效率 (Stiglitz, 2001)。

量储备或战略储备等“安全阀政策”均是如此。²⁵ 这些工具的引入以及围绕它们的公开探讨增加了市场参与者的不确定性预期，降低了在新增装机容量方面进行市场化投资的可能性。

因此，问题实际上并不在于是否可避免实施干预措施来提高系统可靠性，而是如何确保以经济可行的方式帮助拥有高比重波动性可再生能源的电力系统保持稳定。

中国的情况提供了绝佳范例。“供应安全”不仅系统运行的基本前提，同时其本身也是远比经济效率更为重要的终极目标。

可再生能源成本：随着能源结构中可再生能源比例的上升，可再生能源的市场价值趋于下降（自我蚕食效应）

关于电力系统中波动性可再生能源比例较高时的电价问题持续吸引学术界关注并展开重要探讨。²⁶

当波动性可再生能源占比较高时，每增加额外1千瓦时可再生能源电力，单位市场收益（价值）将相应下降。举例而言，市场收入下降速率相比可再生能源装机平准化度电成本下降更快或更慢？电力系统提供更多灵活性选择是否会导致市场价格触底？风电和太阳能市场价值下降是否是新增装机速度的某种函数？相对于整体电力系统灵活性的提升速度，风电和太阳能市场价值是否会增加？

如果风电和光伏发电市场收益下降速度快于平准化度电成本，即表明风电和光伏发电份额较高时，其在批发市场的收入不够回收投资。

此外，当可再生能源占比较高时，批发市场的边际价格由可再生能源和核能设定，而不是由碳排放交易体系规定的化石燃料电厂设定。在这数小时内，碳排放交易体系不会提高可再生能源发电厂家获得的市场价格。当最后一个化石燃料发电厂停止调度，市场价格可能会下降至核电边际

成本和/或可再生能源发电的边际成本，即风电和太阳能零成本。²⁷ 在拥有高比例可再生能源的能源体系中，投资者往往提前预测该发展态势，除非市场提供相应机制稳定收益，甚至确保大规模零碳容量收益水平，否则不会追加新投资。因此，单一能量市场理论并未解决市场中零边际成本容量比例较高时所带来的投资挑战。同时，其未能实现批发电力市场核心角色与未来二十年内建立零碳电力系统目标间的协调性。

1.3 中国能源体系的额外复杂性

中国已经开始讨论电力市场应采取何种最优设计，帮助推进其于2015年启动的市场化改革进程。²⁸ 与欧美各国一样，中国学者和从业人员也谈到了经济理论价值以及如何如何进行应用实践。两大中国特色因素使这场讨论更具复杂性：中国特有的调度体系以及燃煤电厂产能过剩。燃煤电厂产能过剩问题已久经论证，²⁹ 我们现重点关注中国特有的调度范式问题。

虽然这些因素具有深刻的经济、政策和政治影响，但中国仍有希望跨越欧盟和美国经历的试错学习阶段，从一开始就建立一个协调有效的电力市场体制。

传统调度范式欠灵活，与波动性可再生能源性质相冲突

目前，中国电力系统的调度原则并非基于经济调度（merit-order），因此不具有成本效益。该系统的特点是横向分割基荷偏好、低分辨率调度和基于计划的跨省跨区电量作为省级平衡系统的边界。这种调度模式与波动性可再生能源的性质强烈冲突，需要更加灵活的电力系统予以支持。图6阐述了这种关系：能源系统中波动性可再生能源占比越高，对基荷和腰荷电力的需求就越低。这种变化并未反映在中国的调度模式中，导致经济效率降低，系统成本增加。

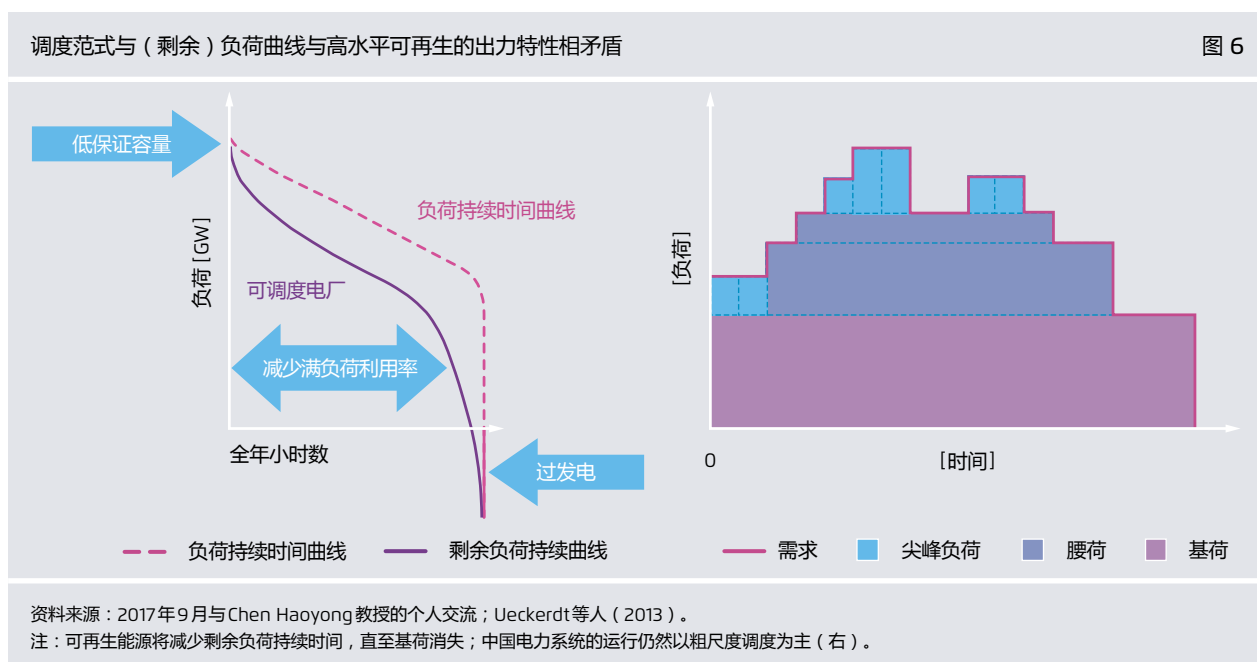
25 容量储备亦称为战略储备，解决了针对单一能量市场可能出现容量不足的政治忧虑。但其并未降低单一能量市场剩余容量的市场风险。因此，可能随之产生“滑坡效应”，由于缺乏市场驱动的投资，储备规模会变得越来越大而无必要。

26 参见Agora能源转型智库（2015）、Hirth（2013）和Hartner等人（2015）。

27 这取决于是否更多地由电力供应还是需求方决定价格。

28 关于当前进展的综述，参见Davidson等人（2017）、Pollitt（2018）和RAP（2018）。

29 参见Kahrl等人（2011）和Jiang等人（2018）。



目前，中国电力部门体系的缺点包括以下方面：

1. 年度发电计划保证各省燃煤电厂最低满负荷小时数（生产配额）。
2. 由于技术和制度限制，火力发电厂无法灵活出力。（有关典型运行日系统操作示例，请参见图7）。最低出力通常设定为技术容量的50%。³⁰
3. 热电联产厂通常以热为主，没有配备技术参数来实现热电解耦。由于热电联产厂肩负满足冬季供暖需求的公共责任，必须遵守最低产热量增量的要求。即供暖任务优先于吸纳风力或太阳能电力。这种体系框架不利于开发替代型供热或储能技术帮助解决问题。在严重依赖热电联产的地区（例如东北地区），最低负荷通常高达60%或更高，为其他技术选项预留的空间极为有限。
4. 跨省跨地区输电线路运行方式极为不灵活。这限制了电网基础设施可以为波动性风电和太阳能发电厂提供的“平滑效应”。

从“平均调度”转变为“经济调度”是必须的，因为波动性可再生能源的增长从根本上挑战了现行调度范式。价格信息的匮乏（例如，发电厂未在每个时间段提交价格与出力信息）和平衡调度的粗尺度导致系统运行分辨率偏低。

30 Davidson 等人（2017）。相比之下，德国和丹麦的燃煤发电厂运行灵活，可将其最小负荷降低至总容量的10%。参见Agora能源转型智库（2017b）。

此外，扩大调度区域有利于整体系统运行，但此举在当前制度中根本不可行。上层（集中式）调度中心权限大于省级调度，并且通常按计划设定实施调度，忽略波动性电力和剩余负荷的频繁变化情况。

最近一项研究证实了经济调度范式的潜在收益：减少弃电和煤电运营时间，节省大量社会成本，例如降低消费者电费并减少空气污染。³¹ 该研究同时发现，调度范式的变化会产生强烈的再分配效应。效率低下的燃煤电厂将停业，导致员工失业并影响当地和区域经济。

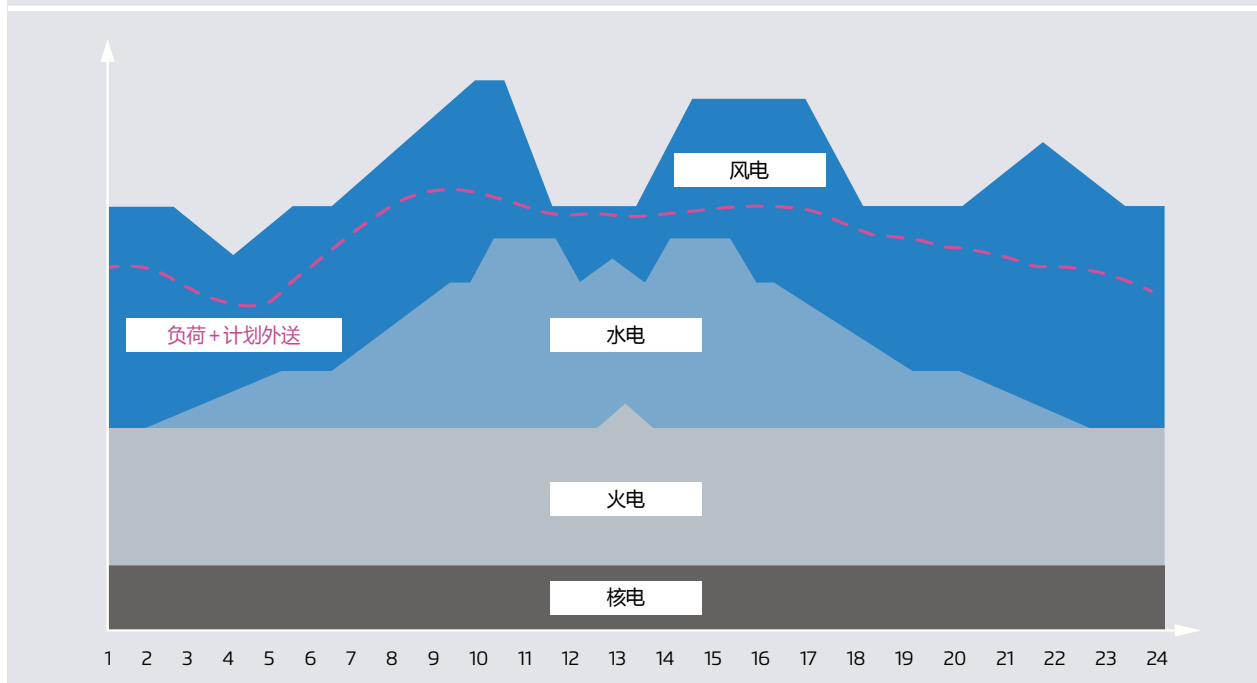
另一个挑战是燃煤发电产能过剩，自2015年新增50 GW 煤炭产能以来，燃煤发电产能过剩问题进一步扩大。目前在建或计划建设200 GW产能。2017年，尽管可再生能源发展蓬勃，煤炭仍然占能源结构的60%，占总发电量70%以上。如果按目前趋势继续发展，到2020年中国的煤炭产能将高达1100 GW以上（图8）。

由于需求增长跟不上产能扩张的速度，预计2020年煤电所占比重将显著超过系统成本最小化下的电源结构。在竞争激烈的市场中，运营时间会大幅减少，收入相应缩水。显然，煤电厂对经济调度缺乏支持。相比中央企业，地方政府的煤电资产往往规模较小，煤耗效率较低，因此可以预见也不会支持这一改变。

31 根据Wei（2018）所述，煤炭消费量将减少6%。

中国电力系统典型运行图示

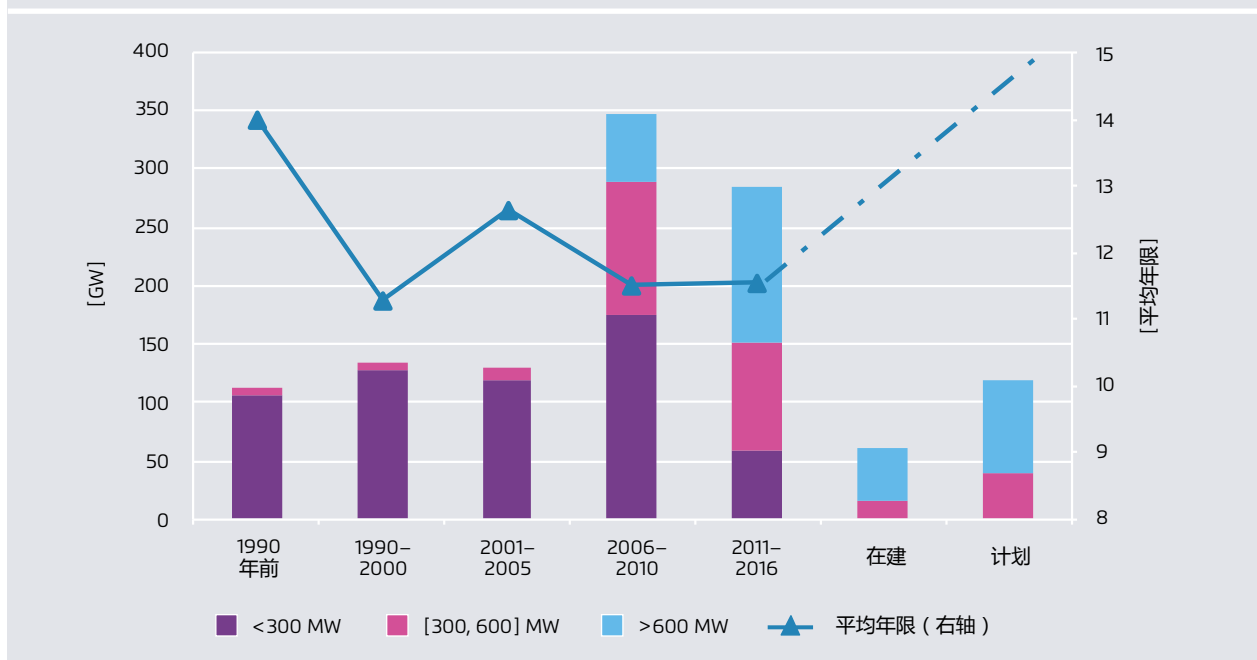
图 7



资料来源：Luo Zhiqiang (2017)。国家电网公司电力市场：回顾与展望。2018年5月在丹麦哥本哈根举行的第9届清洁能源部长级会议（CEM9）上的报告。

过去15年内建成的基荷煤电机组主导了中国的电力系统

图 8



资料来源：根据国家能源局（NEA）和中国电力企业联合会（CEC，2011）官方数据自行绘制。

2. 中国电力市场转型的五条黄金法则

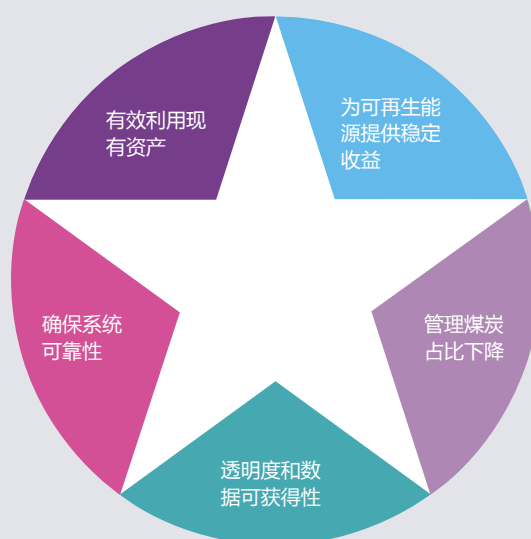
中国计划到2030年实现50%非化石电力的目标。这是宏大但是可行的。这首先需要一套严格、协调一致的政策框架体系。为此，我们针对未来电力系统设计提出五条黄金法则。遵守如下法则有助于在满足份额扩大目标的同时保持系统高可靠性和低成本：

- 1. 通过发展短期市场以有效利用现有发电能力
- 2. 激励系统灵活性，确保系统可靠性和充足性
- 3. 为可再生能源的新投资提供稳定收益
- 4. 管理煤炭占比下降及其结构性后果
- 5. 明确透明度和数据可获得性的关键角色

这五条黄金法则用于电力市场及与其他能源部门的相互关系。从更广泛的意义上说，能源转型当然也需要关注其他方面——特别是电网设计和能源效率——但此类问题将在其他文章中探讨。

能源转型之星：可再生能源消纳及促进新投资的五项法则

图 9



资料来源：作者绘制。

黄金法则一 | 通过发展短期市场，以有效利用现有发电容量

自20世纪90年代电力行业放松管制改革以来，短期市场在欧洲和美国部分地区已十分普遍。短期市场的主要原则是经济调度原则。经济调度是一种根据价格升序（反映生产的短期边际成本），对可用的发电能力来源进行排序来满足电力需求的方法。如果没有政策扭曲，边际成本最低的发电机组优先满足需求，而边际成本最高的发电机组最后开始运行。

在中国之外的国家和地区，早在电力行业放松管制之前，就已大量采用经济调度方法。其根本原因在于优先次序对应一个成本最小化的系统。³² 改为经济调度潜在的将产生多种影响。

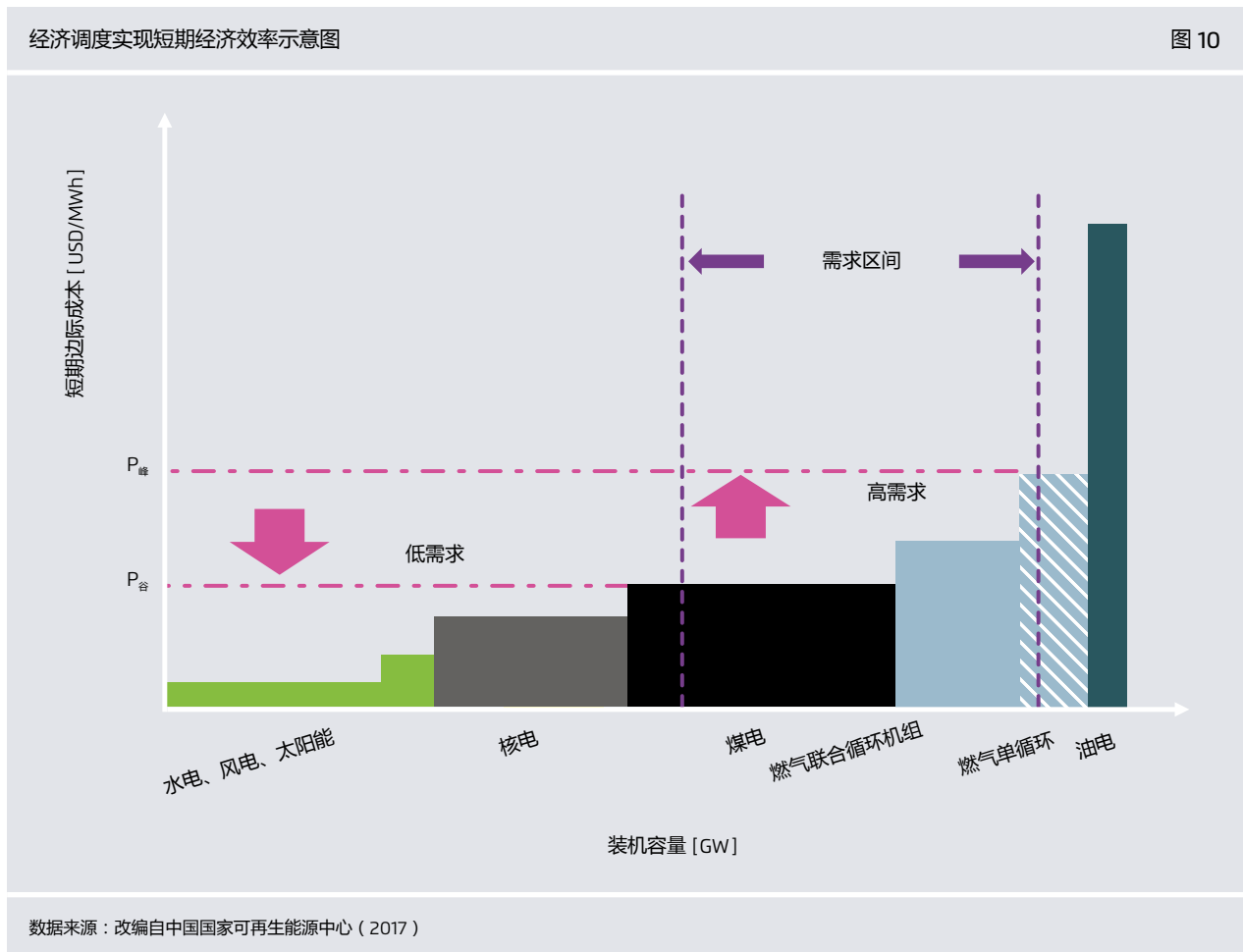
32 新古典经济学认为，一个有效率的市场遵循三个明确的理论原则：边

一是可再生能源的优先次序影响。可再生能源发电进入批发市场将优先次序曲线右移，显著降低出清价格，同时略微增加交易量（几乎无弹性的需求曲线）。这对黄金法则三讨论的可再生能源投融资具有重大含义。

另一个影响，是由于秒、分、时、日、季度和年度需求和产出的变化导致的价格波动增大（图10）。以德国市场价格数据为例，电价范围往往是平均电价的10倍，而且价格通常每天至少有两倍的变动。相比而言，其他能源的价格波动幅度较小：天然气和原油价格变动分别为平均价格的70%和36%，且单日内价格剧烈变动很少见。³³ 改革引发的巨大价格变化需要适应。

际定价原则、机会成本定价原则、无套利原则。而基于经济调度的定价符合这三大原则。详见中国国家可再生能源中心（2017）。

33 希尔德等人（2013）。



中国已经在部分地区进行了短期市场试点，目标在2019年初期在八个省份内全面实施。基于以上原则，我们针对中国的情况提出以下建议：

- **交易和系统运行尽可能公开透明。**一个运作良好的市场应向所有参与者开放，并遵循一套明确、一致性的非歧视规则。发电厂规模不应妨碍其参与市场；任何能够提供服务（如灵活性）的主体都应当允许参与。在此背景下，获得系统与运行数据通常十分关键。因此，建议市场试点建立向所有市场参与者和公众开放的数据中心。
- **建立试点交易系统，允许以较短期的电力产品和交付时间进行交易（如日前交付，小时结算），并加强相关硬件和软件开发能力。**旧有调度体系的粗尺度已不具备可行性。自动化技术能够实现接近实时交易并将时间区间缩短至小时尺度以下。这一点具有十分积极的意义，因为小时甚至1/4小时周期的产品能够更好地反映需求和可再生能源出力的随时变化。
- **严格执行可再生能源法，并针对限电情况向可再生发电商进行补偿。**可再生能源的限电主要是电网基础设施可用性导致的，该情况在市场化体系和非市场化体系中均有发生。可再生能源发电机目前尚未进行补偿。这对成本（已发生）和环境（本应是无碳能源替代发电）都会产生不利影响，而且会抑制企业对新可再生能源资产的投资。坚持贯彻经济调度，将限电风险转移到在成本更高且需求较低时生产的市场参与者。³⁴
- **由个别省份向更大区域逐步扩大联合运行和实际平衡区域。**在目前的调度范式中，平衡区域仅限于独立省份，本地需求和外送交易割裂为两个不同的市场。整合区域市场将优化现有资源配置，更有效利用各种资源来实现系统平衡，从而降低成本。建立单一全国短期市场将是一个中长期目标。然而，省级或区域现货市场的整合仍将产生积极影响，并最终形成统一的全国市场。

34 参见RAP (2015b)、Hove和Mo (2017) 和Dupuy and Wang (2016)。

黄金法则二 | 为系统灵活性提供激励，从而确保系统可靠性和充足性

政策制定者和系统调度最关心的是保障电力系统安全，即防止停电和电能质量下降。系统安全性包括两个方面：系统可靠性，即系统平衡供需的短期能力；系统充足性，即发电资产覆盖峰值负荷的长期能力。

随着可再生能源占比不断增长，电力系统正在发生变化。电力不再仅由集中式电站生产；太阳能和风能等日益增加的各种能源已经形成了分布式生产的局面。因此，电力系统需要协调数量快速增长的行为主体，而可再生资源的不稳定性则需要技术方面的系统性变革。简而言之，灵活性必须成为电力市场的新范式。而灵活的服务可通过供给和需求两侧实现。最重要的灵活性选项包括：电网规划、可调度可信容量（化石和非化石）、需求响应、储能以及电力系统与其他部门（如交通运输和供暖供冷）的耦合。

保障系统充足性和可靠性已成为动态化问题：不仅是一个需要“多少”容量的问题，还是一个需要“哪一种”容量的问题。在短期系统可靠性方面，市场通常被认为是满足灵活性需求的最佳途径。欧洲和美国的经验表明，每个细分市场都可通过激励实现灵活服务，尽管长期的远期市场通常不适用这一经验。图11对这一过程作了说明。

而长期系统充足性的情形更为复杂。事实上，专家们一直在争论单一能量市场是否能够激励新一代产能的最优化投

资。这在理论上也许是可能的，但如前所述，现实中似乎并不可靠。³⁵

针对这一问题我们尚没有明确的观点。但现实中，许多政策制定者选择了额外的工具来保障系统的充足性，即容量补偿机制（CRM）。容量补偿机制大致有三种变体：

- 斯堪的纳维亚（北欧）市场使用的战略储备机制³⁶
- 部分美国市场中能量市场以外的容量补偿机制，如 PJM、NYISO和MISO的容量拍卖³⁷
- 能量市场内的容量补偿机制，如德克萨斯ERCOT市场运行储备需求曲线（ORDC）³⁸

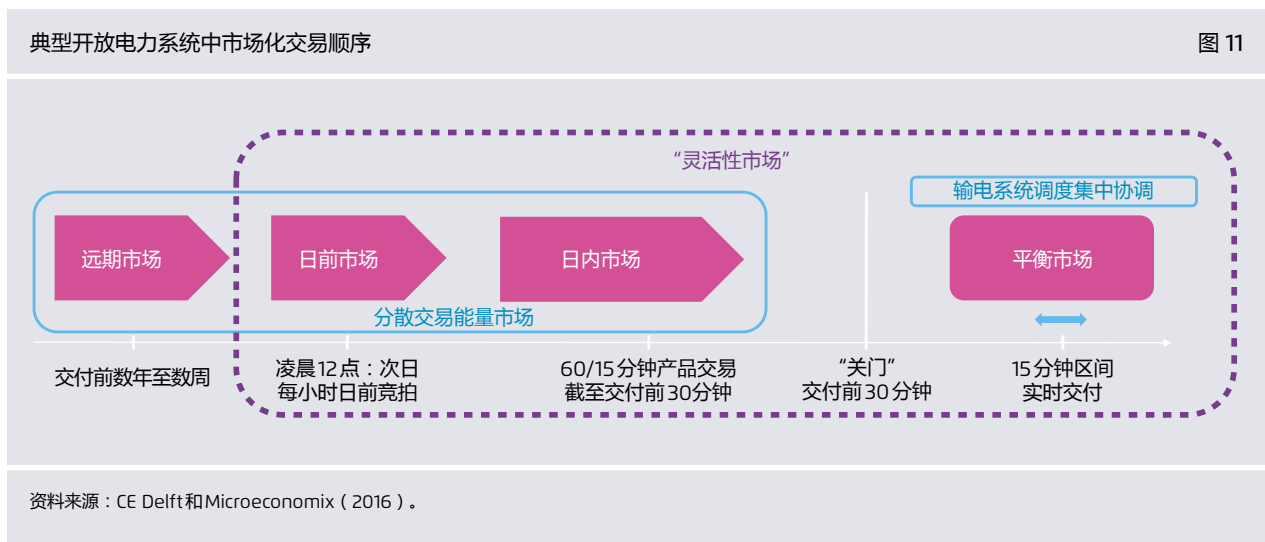
无论采用何种工具，其设计对于提供所需的额外灵活资源和限制对能量市场的扭曲是至关重要的。因此，该工具应反映不同能力的资源之间的价值差异。能量市场中，对灵活型技术的补偿往往要高于欠灵活技术。而容量补偿工具也应如此。

35 相关探讨概述，请参见Agora能源转型智库（2013）。

36 见http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf

37 参见Sprees等人（2013）。

38 参见www.ercot.com/content/wcm/training_courses/107/ordc_workshop.pdf



在中国，如何激励灵活性资源这一问题正变得日益重要。我们的建议如下：

- **根据黄金法则一建立短期市场。**这是激励供给侧灵活性的最佳方式。如果设计得当，可同时激励需求侧。由于发展运作良好的短期市场需要一定时间，我们建议采取临时措施（参见下文）。这些临时机制需要可取消，并且从长远看与短期市场相兼容。
- **提高现有燃煤电厂灵活性，以节省系统总成本，减少排放，为电力系统提供更大灵活性。**从技术角度看，大多数中国燃煤电厂需要改造才能实现负荷跟踪运行模式。这方面可了解德国和丹麦的经验。³⁹
- **改变燃煤电厂的“标杆电价体系”。**这是抑制煤炭资产扩张的重要一步。⁴⁰目前，价格机制没有区分容量收益和能量收益。⁴¹相反，发电厂乐于接受政府制定的慷慨的“标杆价格”。⁴²
- 如果中国根据提议采用容量补偿机制（CRM），关键在于其设计需要满足
 - a) 不会导致严重扭曲今后的单一能量市场；
 - b) 对爬坡容量等灵活性进行奖励，而非基荷容量。

39 参见Agora (2017b)。

40 参见Hu (2016)；RAP (2016)。

41 应该注意的是，该系统正逐步发展。2017年，双边交易约占电力市场总量的20%。

42 标杆价格与煤炭价格挂钩，因此各省份有所不同。详见Jiao等人 (2010)。

黄金法则三 | 为可再生能源的新投资提供稳定收益

波动性可再生能源发电成本的快速下降已成全球持续性趋势，中国更是如此。吉林白城太阳能光伏项目最新竞标价收于5欧分左右，接近当地燃煤发电标杆价格。⁴³ 这一发展符合中国政府的预期。中国政府预计到2020年，风电/太阳能光伏和煤炭之间将实现上网侧与用电侧成本平价。

大约十年前，中国采用上网电价补贴（FIT）来支持风能，并在不久之后针对太阳能光伏实行了同样的政策。该系统以煤电的标杆价格为参考，但没有为可再生能源提供优先上网，因此弃风弃光较为严重。尽管可再生能源法要求对弃风弃光进行补偿，但实际情况往往有所不同。尽管如此，上网电价补贴水平对投资者而言仍具吸引力，近年来在中国创造了真正的可再生能源热潮。

对消费者的可再生能源附加费目前是1.9分人民币/千瓦时，即终端使用价格的3%。这一数值被认为是政治上仍可接受。

由于不希望超过这一限值，⁴⁴ 政府已经开始寻找直接成本更低的替代机制。2018年5月，中国政府突然削减太阳能光伏发电补贴，导致装机容量预期比原先设想减少20 GW。同时政府还发布了一份指导性文件，要求对2018年后的公用事业风电和太阳能项目实行招标定价方式。⁴⁵ 但并未详细说明从上网电价补贴过渡到公开竞标的相关细节。

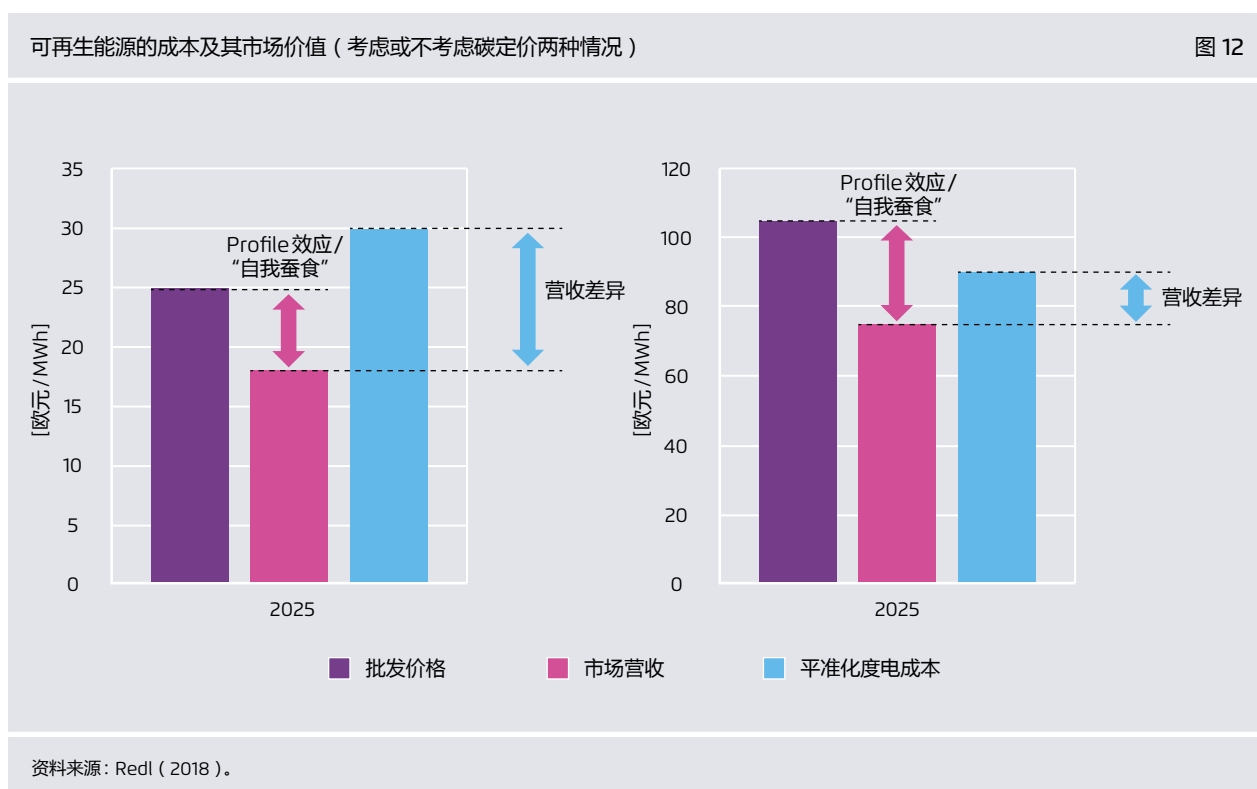
随着风电和太阳能的技术成本实现与煤电相比具有竞争力的价格，越来越多的人呼吁停止对可再生能源进行任何形式的财政支持。他们通常认为风电和太阳能应该能够与其他发电源竞争，特别是在批发电力市场到位的情况下。他们相信一旦在中国全面引入排放交易体系试点项目，就应该逐步取消支持措施。

这一主张建立在对可再生技术性质的错误假设之上。即使消除像煤电厂满负荷小时保证这样的扭曲政策（中国尚未实现），可再生能源也无法在竞争激烈的市场中收回投资。这要归因于零边际成本技术的特定市场价值。风电和太阳能产生的电力越多，市场的价格就会越低。因此，风电和

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

44 该信息基于国家能源局非正式渠道。

45 国家能源局 (2018b)。



太阳能大量发电时由于价格较低，几乎无法盈利。与此同时，在不发电时价格很高，但却无法利用这一收益机遇。这种所谓的自我蚕食效应（太阳能和风能蚕食其自身的市场价值）随着风电和太阳能容量占比的增长，以及低价甚至零价格小时数不断增加而愈发凸显。这对中国来说似乎是一个未来的问题，但对于那些需要计算25年收入的投资者而言实际上是一个巨大关切。图12对这一困境作了说明。

因此，为了保障可再生能源投资者的确定性预期，需要建立一个长期机制，以确保持续和公平的收益。短期内，我们对中国的建议如下：

- **全面实施执行可再生能源法**，特别是优先并网电网和优先调度的原则。法律规定构成了可再生能源限电补偿的逻辑基础。
- **中国目前正在考虑的可再生能源义务政策应尊重统一电力市场的原则**。在设计可再生能源义务（以及碳排放交易市场）等市场机制时，政策制定者应避免产生对电力市场价格信号有扭曲而非增强作用的数个独立电力市场。2018年初设计中加入了“绿色能源”和“绿色证书”市场以及跨区域电力传输的独立市场，中国面临着分裂电力市场和扭曲价格信号的风险。跨区域输电与绿证核算方式有可能进一步违背“统一电力市场”原则。应该通过独立于输电市场的“绿色证书市场”进行核算来改变这种情况（2018年11月份最新出台的征求意见稿第三版，已经反映了这一核心关切）。
- **拍卖设计**应反映对于缓解风险的关切。风险越低，资本成本越低，新可再生能源装机的成本就越低。确保投资者低风险是进一步发展可再生能源并降低成本的有效方式。

黄金法则四 | 管理煤炭占比下降及其结构性后果

在中国的能源结构中，煤炭仍是目前的主体。中国是世界上最大的煤炭生产国、消费国和进口国。到2017年，煤炭约占中国能源消耗的60%，约为用电量的65%。但这种状况正在改观：

- 由于效率提升，用量下降，经济活动与结构也在发生变化⁴⁶
- 部分地区的煤炭资源已经枯竭
- 燃煤排放导致的空气污染愈发引人关注
- 气候变化的影响日益明显

在认识到这些因素后，中国政府目前正寻求管控电力行业的转型。“十一五”规划期间（2005–2010年），中央政府开始强制各省关闭小型低效燃煤电厂，总装机容量超过80 GW，导致许多地区需要产业转型。此外，中央政府还启动计划以更大的新电厂替代小型旧电厂。⁴⁷

最近，中国开始在某些试点地区试点排放交易体系。据观察人士称，中国完成此类试点计划至少需要十年时间。中国是否能够避免如过度分配证书等其他排放交易体系的陷阱还有待观察。我们认为，仅靠排放交易体系来减少碳排放将是不足的。而用好有助于积极管理现有煤电产能下降的其他工具似乎是明智之举。

对煤电产能逐步淘汰的明智管理将提高向清洁能源系统过渡的整体效率，同时减轻其对工人和相关地区的负面影响。因此，我们的建议如下：

- **立即禁止新增煤电产能：**产能过剩已经成为当下一大问题，而煤炭产能生命周期预计为40到50年，再继续增加煤炭产能将使问题严重加剧。搁浅资产风险高，其成本将由劳动者分担，并在一定程度上由整个社会承担。因此，立即停止煤电厂建设是首当其冲的第一要务。
- **充分利用排放交易体系的潜力：**虽然对于碳排放交易体系是否足够仍存在严重怀疑，但关键是要使其成为尽可能有效的工具。不妨从欧洲的错误中汲取经验教训，即认识到碳排放交易体系与其他政策工具之间的相互依赖关系。碳排放交易体系的上限不应固定，而应当随上网电价补贴、能效措施和有效退役工具作用而变化。因

此，必须扣除超出预测基准的二氧化碳减排量，以保持该排放限额的环境完整性与动态经济效率。

- **为碳排放交易体系补充其他工具，**与全球其他国家一起积极淘汰现有燃煤电厂。原则上存在以下选项：
 - a) 排放绩效标准，要求发电厂将排放强度保持在一定的门槛以下；
 - b) 碳税等财政工具或
 - c) 明确的淘汰计划，规定每个煤电机组的生命期。该方案目前德国正在讨论中。
- **对受影响地区的社会经济影响要有预期并促进结构性变化。**由于管控煤炭淘汰将导致如今依赖煤炭地区的社会和经济体系发生变化，因此考虑积极管理这些脆弱地区的结构变化至关重要，特别是涉及经济方面。

⁴⁶ Spencer等人(2018)。

⁴⁷ Zhang and Qin (2016)。

黄金法则五 | 明确透明度和数据可获得性的关键角色

中国的电力系统正在从高度管制的系统向更加市场化的体制转变。尽管仍将继续采用监管手段，政府承诺在资源配置中更多发挥市场力量。无论出现什么样的系统，转型过程都需要时间，并且要求政策制定者将注意力集中在同步发生的多个过程上。几乎每个领域都面临着大量任务：改善基础设施，设计高效市场化机制以及管理转型产生社会影响等等。

需要特别关注的一个领域是数据的可获得性和透明度。一个越来越依赖数以百万计的大中小型发电机组，供需两侧市场参与主体数量日益增加的电力系统，需要一套智能化引导机制。集中式机构已经无法充当“全能操盘手”来管理这样的系统。相反，市场体系范围内价格传递的信息至关重要。因此，中国建设现货市场的决定是正确的。

但只有当市场参与者能够获得信息时，市场才能提供足够有意义的结果。投资者需要充分的信息才能在发电、电网或灵活服务方面做出未来投资决定。同样，消费者需要信息来做出明智决策并与供应商谈判。系统调度则需要有关工厂可用性、天气状况和电网拥堵的信息。对于发电单位来说，同样需要此类信息增加或减少机组产量或将其完全关机。如果缺乏透明度，市场会倾向于发展出由滥用其市场力量的某些参与者主导的扭曲结构。

幸运的是，如今的数字技术可以轻松、经济地收集、处理和发布相关数据。例如，天气预报的显著改善使我们可以预测风电和太阳能装机的发电量。使用数字设备可观察输电线路，使系统调度能够在几秒钟内检测到阻塞甚至故障。同样，即使在像中国这样的大国，系统调度也能够实时精细跟踪生产和消费。让市场参与者能够访问所有这些（和其他）数据将促进市场的平稳运行，同时也有助于提高电力系统的效率和可靠性。

因此，我们的建议如下：

- 要求系统调度发布数据并允许公开访问。此类公开报告要求需要明确的法规与指导方针规定报告格式、频率、时间分辨率等。⁴⁸
- 启动改革影响评估和公众参与，防止在统一市场和政策效率方面产生负面和扭曲的影响。
- 通过研发补贴等方式促进数据可视化，加强软件和其他相关工具的开发。这将使市场参与者的数据访问和理解更为便利，防止误读信息，并改善数据使用和系统效率。

48 欧盟透明度法规543/2013可以提供此类法规数据报告分辨率方面值得关注的见解。

结论

中国的电力系统已开始向基于可再生能源、竞争性市场为基础的转型。迄今已取得可观的成就，并出台了多项改革举措。政府已开始针对新的业主和市场参与者开放零售市场和配电网；短期批发市场试点即将开始运行；碳排放交易试点已在几个省份建立，全国层面统一市场建设已经开始；政府正着手制定一项新的基于拍卖体系的可再生能源补贴计划。然而，仍有大量工作需要完成。

根据电力行业的发展动态——特别包括风电和太阳能的迅速发展——中国需长期致力于改革工作。近年来可再生能源的强劲增长激发中国政府为2030年设定更加宏远的目标。如今的政府目标已不是气候变化国家自主贡献所设定的38%可再生电能占比，而是到2030年非化石电力占比达到50%的目标。假定其他非化石能源技术——特别包括核能和水能以更现实的速度发展——我们认为风电和太阳能需要在2030电力结构中占大约25个百分点。

为以经济可行的方式实现该目标，电力系统的改革进程需要持续推进。风险在于可再生能源限电、市场扭曲及其他影响效率的因素将大幅推高中国消费者的能源成本。重要

的是从整体的角度考虑各种政策工具和部门市场，关注它们的相互依赖性和功能缺陷，并制定一套行之有效、一致性的政策体系，最终保证建成成本有效、清洁、可靠的电力系统。

为实现此目标，我们为中国电力市场改革提出了五项黄金法则。这五项黄金法则是：

- 黄金法则一：通过发展短期市场，以有效利用现有发电容量
- 黄金法则二：激励系统灵活性，确保系统可靠性和充足性
- 黄金法则三：为可再生能源的新投资提供稳定收益
- 黄金法则四：管理煤炭占比下降及其结构性后果
- 黄金法则五：明确透明度和数据可获得性的关键角色

这五个方面相互联系，需要全面加以执行。如果中国坚持执行该五项法则，将有机会迅速实现满足可再生能源高占比的电力市场设计，同时降低转型成本并保证电力系统短期与长期可靠性。

能源转型之星：可再生能源消纳及促进新投资的五项法则

图 13



资料来源：作者绘制。

参考文献

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*, available at 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)*. Available at 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*. <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. Available at 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, available at <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. 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*. Available at <http://www.raponline.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, available at 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, available at <http://boostre.cnrec.org.cn/index.php>

Green, F. (2018). *The Logic of Fossil Fuel Bans*. *Nature Climate Change*. <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. <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, available at <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*. Available at <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*, available at <http://policyintegrity.org/files/publications/ExpertConsensusReport.pdf>

Hogan Mike (2017): *The Flexibility Challenge in Global Power Sector Transformation: Monopoly vs. Liberalized Markets*. Available at <http://www.raponline.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, available at <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, available at <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*, available at <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, Dec, 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. <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. <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. Available at: <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*, available at <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?* Available at 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*. Available at http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c_136920162.htm
- NEA (2018b).** *Notice on the Wind Power Construction and Administration 2018*, available at http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201805/t20180524_3184.htm
- NEA (2018c).** *Notice on the Solar PV Issues in 2018*. Available at 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*, available at <https://www.raponline.org/blog/toolkit-global-insights-china-builds-power-sector-future/>
- RAP (2016):** *Study on China's On-Grid Pricing Mechanism*, available at <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/generationdispatch-compensationreform-cn-2016-mar.pdf>

RAP (2015a): *Efficiency First: Key Points for the Energy Union Communication*. Available at <http://www.raponline.org/knowledge-center/efficiency-first-key-points-for-the-energy-union-communication/>

RAP (2015b): *Low-Carbon Power Sector Regulation: Options for China*. Available at <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-worldbank-lowcarbonpoweroptionsforchina.pdf>

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

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 Caetano, 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. <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. <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). Available at <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. Available at <https://www.ecofys.com/files/files/worldbank-state-trends-carbon-pricing-2018.pdf>

Xinhua Agency (2018): *Proposed Constitutional Amendment package Unveiled* 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 China's Coal Power Sector 2006-2013: A CO₂ Mitigation Assessment Based on a Vintage Structure*. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 5(2)

Agora 能源转型智库出版物

英文

[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

Agora 能源转型智库出版物

中文

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

德文

65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg

Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel

Die Kosten von unterlassenem 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 CO₂-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

所有出版物均可在我们网站查阅：www.agora-energiewende.de

Agora 能源转型智库致力于制定基于事实且政治可行的政策,以确保德国、欧洲和世界其他地区能源系统的成功转型。作为智库和政策实验室,我们的目标是与政治、商业和学术界的利益相关者分享知识,同时进行富有成效的思想交流。我们的研究强调制定实用的政策方案,同时避免不切实际的议程。作为一个主要通过慈善捐助资助的非营利性智库,我们不受局部的企业或政治利益的限制,而是致力于为全球应对气候变化做出贡献。



扫描二维码,下载本出版物。

Agora 能源转型智库 (Agora Energiewende)
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 柏林 | 德国
电话: +49 (0)30 700 14 35 - 000
传真: +49 (0)30 700 14 35 - 129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de



Agora 能源转型智库是墨卡托基金会和欧洲气候基金会的一项联合行动计划。德国国际合作机构 (GIZ) 代表德国政府为 Agora 能源转型智库和中国国家可再生能源中心之间的合作提供支持。