



2025年中国电力市场展望：市场参与者需关注的10大趋势



作者与致谢

作者

陈梓豪 高艺江 丁亭 李
宇 Jing 刘子怡 刘家林
天峻 谢立越 张

按字母顺序列出作者。除非另有说明，所有作者均来自RMI。

联系人

说高，sgao@rmi.org

版权和引用

说高等，*2025年中国电力市场展望：市场参与者需关注的10大趋势*，RMI, 2025,
<https://rmi.org/insight/2025-china-power-market-outlook/> .

rmi重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许利益相关者通过知识共享cc by-sa 4.0许可协议来参考、分享和引用我们的作品。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/> 所有使用的图片均来自iStock.com，除非另有注明。



关于 RMI

落基山脉研究所 (RMI) 是一家成立于1982年的独立、非党派非营利组织，通过市场驱动的解决方案改造全球能源体系，为所有人创造繁荣、有韧性、清洁的能源未来。与商业、政策制定者、资助者、社区和其他合作伙伴合作，RMI推动投资以规模化清洁能源解决方案、减少能源浪费，并以提升安全、增强经济、改善民生的方式扩大人人可负担的清洁能源的可及性。RMI活跃在60多个国家。

目录

执行摘要。	7
-------------	---

现货市场

1 二十九个省级电网正在（试行）电力现货市场，由于煤炭价格较低、可再生能源增加以及供需平衡更加宽松，现货价格下降	10
--	----

截至2025年底，中国将“基本实现省级现货市场全覆盖”.....	10
2024年，大多数省份的现货价格下跌，预计2025年下行趋势将持续.....	11

中短期交易

2 买方现在在 M2L 交易中分配股票方面拥有更大的灵活性，其价格紧密跟随热煤和现货市场趋势	15
--	----

在批发市场，年度合约份额的限制已放宽，允许为生成器和消费者提供更多灵活性以协商交易比例	15
---	----

月度M2L交易价格遵循动力煤价格走势.....	16
-------------------------	----

时间分段的M2L交易持续发展，越来越多地反映现货市场价格信号	17
--------------------------------------	----

传统发电机

3 容量定价重组了常规火电厂的收益流；新的容量电价调整可能进一步降低火电的容量系数	19
---	----

在煤电装机容量定价实施的第一年，发电侧收入模式和用户侧价格结构都平稳过渡.....	19
---	----

容量电价预计将在2026年调整，为煤炭发电容量因子的降低提供更多空间	22
--	----

可再生能源

4 可再生发电全面进入市场，场外定价机制发挥关键的过渡作用	23
-------------------------------------	----

并网可再生能源正在进入新的市场阶段	23
-------------------------	----

在短期内，文件#136对促进用户侧可再生能源与储能的互动影响大于对发电侧的影响	25
---	----

分布式能源

5 并网挑战要求分布式光伏优先本地消纳，导致收益不确定性 28

分布式光伏在用电需求高的沿海省份扩张，住宅安装量骤降 28 中国对分布式光伏发布更严格的规定，强调现场消耗 29 分布式光伏市场融合加速增加回报的不确定性 30

独立存储

6 独立储能：核心收入来自能源市场套利，频率调节和容量收益对市场及政策变化敏感 31

独立存储的多元化收入由附属服务和容量机制驱动，而能源市场套利仍然领先 31

独立储能收入对不断变化的辅助服务及容量机制规则敏感 33

虚拟电厂

7 VPPs仍然处于示范阶段，进入电力现货市场可能是商业化的一条突破口 36

大多数运营的VPP平台基于省级电网，但收入模式仍然不明确 36

负荷型VPP可以在电力现货市场中同时投标数量和价格，以管理负荷并优化聚合用户的电力成本 39

零售市场买家

8 加强零售和批发市场定价机制的协调，确保公平有效的市场竞争。... 40

优化分时零售定价加强了终端用户成本行为联系 40
监管限制发电零售商优势以确保电力市场公平有效竞争 41

绿色电力用户

9 绿色电力和证书交易系统正在改善，交易量受机制比率、证书所有权和使用影响 43

绿色电力和GEC交易系统已基本建立，持续的规则完善支持用户申明其绿色电力消耗..... 44

新的机制重塑了绿色电力和GECs的供需动态；环境属性正作为独立元素出现在零售套餐中 45

电动汽车充电

已有10个省份在现有居民电价结构的基础上，自愿地采用了居民电动汽车充电的分时电价。 47

家庭电动汽车充电的TOU定价，主要依靠自愿参与，已在全国22个省份实施，以居民电价作为基准 47

对私车充电的TOU定价实施将进一步扩大，将具有更精细的时间段和更详细的定价结构..... 49

尾注 50

执行摘要

2025年，中国迎来新一轮电力市场改革十周年。自2020年以来，随着双碳目标和新型电力系统的提出，ⁱ 电力市场发展的步伐持续加速。一系列涵盖各种电源、工商业用户和新兴实体的市场设计和定价机制已被引入以支持这一势头（参见附表ES1）。

展示 ES1 自 2021 年以来关键电力市场和电力定价政策

日期	名称	摘要
十月 2021	关于进一步深化市场 基于煤炭发电的改革 并网价格（文件编号#1439）	促进所有燃煤发电的包容性 以及 10 kV+ 工业和商业（I&C）用户 电力市场,扩大价格波动 市场交易的区间。
一月 2022	关于加快推进的指导意见 构建国家统一电力 市场体系（文件#118）	建立明确的目标和时间表 国家级统一电力市场，旨在创建 多层统一的市场体系适于新 电力系统。
五月 2023	关于省级电网输送 第三监管价格分布 周期及有关事项（文件 #526）	定义和明确I&C用户电价 包括上网电价、线路损耗、 输电和配电电价，系统运行 费用和政府费用。
十月 2023	关于进一步加快 构建电力现货市场 （文件 #813）	扩大现货市场建设的范围和 操作并明确现货市场的标准 操作。
十一月 2023	关于建立煤电项目的通知 容量定价机制 （#1501文档）	建立煤炭发电装机容量定价机制以 支持燃煤电厂向灵活 备份源角色。
二月 2024	关于建立和改进的通知 电力辅助服务市场定价 机构（文件编号#196）	规范辅助服务交易和定价 机制，明确成本分担，并改进系统- 宽资源分配。
一月 2025	关于深化市场化 可再生能源改革 网格定价以促进高质量 可再生能源发展 （文件#136）	建立可再生能源定价机制 支持可再生能源顺利进入电力系统 市场。

RMI图形。来源：国家发展和改革委员会，RMI

在过去一年中，在电力现货市场、容量电价和机制电价等政策及实践方面取得了显著进展，进一步推动支持新型电力系统转型和促进高比例可再生能源消纳的市场结构和价格体系的发展。

ⁱ 双碳目标要求中国在2030年前实现二氧化碳排放达峰，2060年前实现碳中和。新型电力系统以可再生能源为主体。

电力现货市场已初步成熟，覆盖范围扩大，价格发现功能增强。29个省级电网已开展试点或全面现货市场交易。现货市场除了提供结算功能外，现货价格还影响中长期能源（M2L）交易和基于日内价格波动的分时电价（TOU）政策。

煤炭发电装机容量定价的全面实施为煤炭发电行业的转型奠定了基础。这一定价机制重塑了煤炭发电运营商的收入模式，减少了其对能源销售的依赖和对更高容量因子的需求，从而为作为向新型电力系统转型一部分的进一步减少煤炭发电运行小时数提供了空间。

引入可再生能源机制定价促进了可再生能源的市场进入和持续发展。目前，可再生能源电力已大量纳入电力市场，并通过可持续发展定价机制进行事后结算价格差异。这种方法优化了资源配置，并增强了可再生能源项目的投资回报确定性。

自2015年以来，RMI一直密切关注电力市场动态。在以往的研究中，我们专注于市场设计，分析并讨论电力市场应如何改进，同时在我们的年度报告中采用了市场参与者视角，呈现于我们的年度系列：
电力市场展望：市场参与者关键趋势。这些报告旨在为发电厂和用户​​提供深入和广泛的洞察。

对于今年的报告，扩展我们的 [2024](#) 且 [2023](#) 电力市场展望报告，我们系统地回顾了从2024年初至今电力市场建设和定价体系发展过程中的关键进展和市场动态。我们还提供了未来趋势的分析。与以往主要按市场组成部分组织的报告不同，今年的版本通过关注不同类型的市场参与者（参见附表ES2）提供了更具针对性的分析。关于2023年至2024年初电力市场改革和定价体系进展的详细信息，以及2015年至2022期间的背景资料，读者可以参考2024年和2023年年报中相应的章节。此外，请注意，此版本是为英语读者量身定制的版本。¹ 如果您感兴趣，请查看我们 [中文扩展版本](#) 了解更多详情。在加快建设新型电力系统和构建统一国家电力市场的背景下，我们希望本报告能帮助市场参与者更好地理解当前和未来的电价体系，洞察市场发展趋势，以更好地支持清洁低碳能源转型。

展示ES2电力市场参与者十个关键趋势

通过市场	现货市场	1. 二十九个省级电网正在（试点）运营电力现货市场。 由于煤炭价格下降、可再生能源增多以及监管放松导致现货价格下跌供需平衡。
	M2L交易	2. 买方现在在M2L分配股票方面拥有更大的灵活性交易, 其价格紧密追随热煤和现货市场趋势。
通过市场参与者	常规生成器	3. 容量定价重组了常规电力收入流 植物；一项新的容量电价调整可能会进一步降低火电的容量因子。
	可再生能源	4. 可再生能源正全面进入市场，场外交易定价机制发挥着关键的过渡作用。
	分布式能源	5. 并网挑战要求分布式光伏（PV） 优先现场消费，导致退货存在不确定性。
	独立存储	6. 独立储能正 seeing 核心收入来自能源市场 套利，其频率调节和容量收益对市场敏感以及政策转变。
	虚拟功率植物（VPPs）	7. VPPs仍处于示范阶段，并进入电力现货市场 可能是一个商业化的突破。
	零售市场买方	8. 零售市场和批发市场之间的协调得到加强 具有公平有效的市场竞争的价格机制。
	绿色电源用户	9. 绿色电力和证书交易系统正在改进，交易 音量受机制比率、证书所有权和使用情况的影响。
	电动汽车充电	10. 已有几个省份对居民电动汽车充电采用了价格政策， 自愿基础上，遵循现有的住宅定价结构。

RMI图形。来源：RMI

1 目前有二十九个省级电网（试点）在运行电力现货市场，由于煤炭价格下降、可再生能源增加以及供需平衡放松，现货价格下跌

自2023年底以来，电力现货市场发展显著加速，目前全国已有29个省级电网地区开展试点或正式运营（参见附表1）。在山西和广东于2023年底率先从试点运营转为正式运营后，山东、甘肃和西内 蒙古分别于2024年6月、2024年9月和2025年2月开始正式运营。此外，湖北、浙江、安徽和陕西均在2024年从短期/长期试点运营转为连续试点运营。在区域和国家层面，国家电网跨现货市场在经过两年多的持续试点运营后，于2024年10月15日正式启动——标志着国家电网区域中国统一多级市场模型的成熟度取得一个关键里程碑。2024年11月，南方电网区域现货市场——覆盖广东、广西、云南、贵州和海南——完成首个整月试点，仍然是中国发展最快的区域电力市场。

|| 湖北于6月6日正式投入运营。

表1 截至2025年3月的子国家级现货市场发展概述

试用运行 不 结算	短期试验 操作	长期 试运行	连续 试运行	官方 操作
- 黑龙江 - 东内 - golila - 吉林 - 青海 - 湖南 - 新疆 - 上海	- 江西 - 青海 - 吉林 - 上海 - 新疆 - 黑龙江 - 东内 - 蒙古 - 河南 - 宁夏 - 重庆 - 陕西 - 中国南-ern电网区域现货市场	- 福建 - 四川 - 江苏 - 河南 - 湖南 - 宁夏 - 重庆 - 中国南-ern Power 网格 区域 现货市场 - 浙江 - 安徽 - 湖北	- 湖北 - 浙江 - 安徽 - 陕西 - 辽宁 - 南河北 - 山东 - 甘肃 - 国家电网 省份 现货市场 - 西内 蒙古	- 山西 - 广东 - 山东 - 甘肃 - 国家电网 在- 省份 现货市场 - 西内 蒙古

蓝色名称 =省级现货市场无阶段变化
红色名字 =区域性和国家级现货市场
绿色名称 与2024年1月相比，现货市场的阶段变化 =
灰名 = 2024年1月现货市场及其阶段

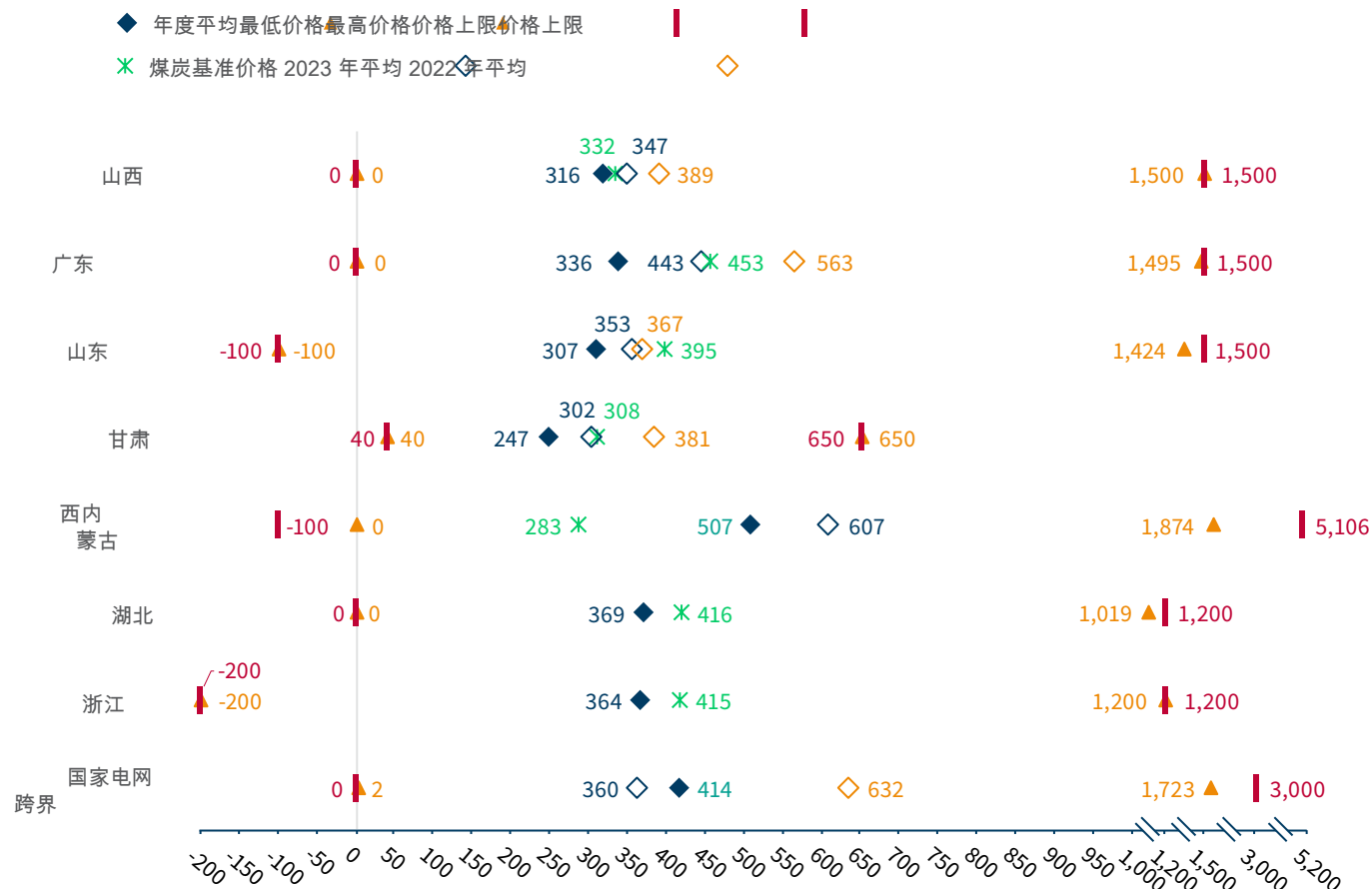
RMI 图形。来源：省级和区域电力交易中心、政府网站、官方媒体等，由 RMI 整理

2024年，大多数省份的现货价格下降，预计这一趋势将在2025年持续。

除国家电网省间现货市场外，各省连续（试点）运行的现货市场在2024年出现进一步价格下跌，受动力煤价格下降、可再生能源比例提高以及供需相对宽松（见附表2）推动。山西平均现货价格同比下跌31元/兆瓦时（8.9%），广东下跌108元/兆瓦时（24.3%），山东下跌46元/兆瓦时（13.0%），甘肃下跌55元/兆瓦时（18.2%），西内 蒙古下跌100元/兆瓦时（16.5%）。湖北和浙江分别于2024年4月和5月开始连续试点，平均价格分别比煤电基准价格下降11.3%和12.2%。

在跨省市场中，洪涝季节（4月1日至10月23日）平均气温同比上升了2.06℃，西南地区东部和长江中游地区频繁出现高温热浪和秋旱。² 从八月到十一月，现货价格扭转了早前的下跌，八月和九月的清算价格同比翻了一番多——将年平均值提高了15.2%。

表2 2024年主要现货价格数据概览



RMI图形。来源：Lambda Power Spot，RMI

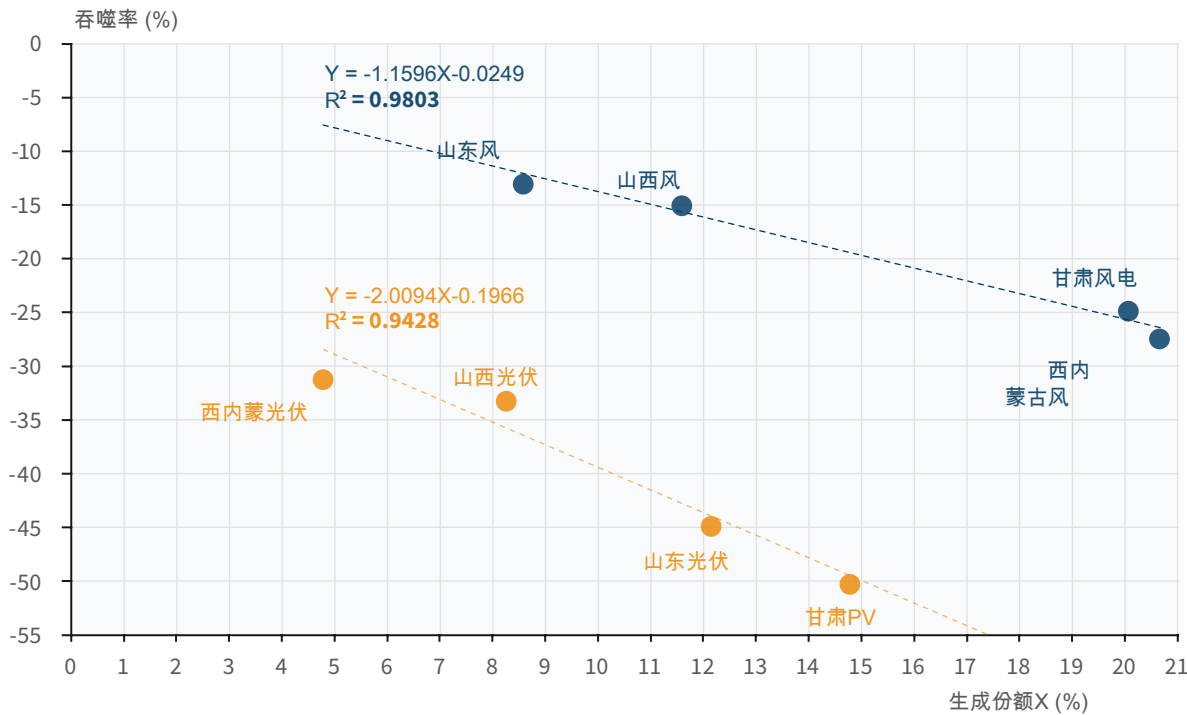
三个主要因素导致了现货价格趋势：

首先，动力煤价格持续下跌。在大多数省份，煤电通常在现货市场出清中设定边际价格。参考而言，2024年秦皇岛港5500大卡动力煤平均现货价格为860元/吨——较2023年下降105元/吨（10.9%）。按300克/千瓦时的煤耗率计算，这相当于燃料成本下降32元/兆瓦时，直接导致现货价格降低。此外，煤电容量电价机制于2024年正式实施，帮助发电机组收回部分固定成本（参见第3节）。容量电价的引入允许煤电厂在电力现货市场报出更接近燃料成本的价格，这也促成了2024年现货价格的下降。自2025年初以来，动力煤价格持续走低。秦皇岛港5500大卡煤的长期合同价格从1月的693元/吨下降至4月的679元/吨，而现货价格从约770元/吨下降至670元/吨——现已与长期合同价格持平。在煤炭供需稳定的条件下，许多机构预计这种下行趋势将持续到2025年，并伴随着电力现货价格的下降。³

其次，可再生能源在电力系统中的占比持续上升。图3表明，在分析的四个省份——山东、山西、甘肃、内蒙古西部——风电和光伏项目的年平均收购价格均低于市场平均水平，突显了可再生能源在现货市场的挤占效应。这种效应与发电份额密切相关：风电占比每上升1%，其收购价格相对于

市场平均；对于太阳能光伏来说，价格下降甚至更陡峭，达到2.0%。到2025年，随着可再生能源份额的持续增长，并且所有可再生能源完全参与市场（见第4节），上述省份的现货价格将更加波动，可再生能源的替代效应将更加显著。

第 3 号展品 风电或光伏发电的蚕食率与其在2024年总发电量中的份额之间的相关性



备注：自食率Y = (省风电或光伏平均上网电价 - 省现货市场平均价格) / 省现货市场平均价格；发电份额X = 省风电或光伏发电 / 省总发电量

这里的年平均现货价格并不代表能源市场的最终结算价，而只是其在现货市场中的捕捉价格。最终结算价也受到M2L交易的显著影响。

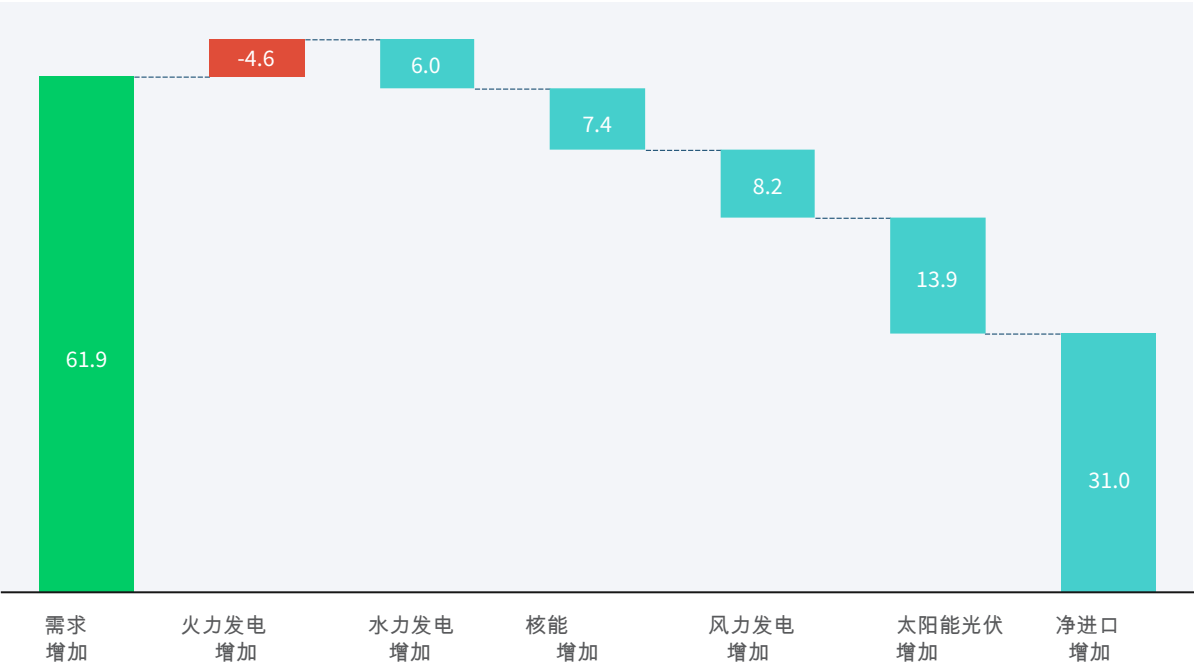
RMI图形。来源：Lambda Power Spot；中国电力理事会 国家电力统计公报
2024年产业

第三，电力供需紧张态势有所缓和。2021年电力短缺后批准的众多煤电和气电站陆续投运，加上2024年水电出力强劲以及部分地区需求增长放缓，使得供需平衡得到缓和，现货价格随之下降。在广东，2024年火电利用小时数同比骤降398小时，主要受装机容量激增驱动。2023至2024年间，该省新增火电20.91吉瓦——较2021-2022年新增9.32吉瓦的两倍还多。然而新增需求主要由非化石能源满足。据图4所示，2024年增量电力消耗主要由水电（含云贵省调入电力）、光伏风电供应，而火电发电量同比减少4.6太瓦时。这一转变反映了市场调度秩序：受政府间协议约束的调入电力，以及可再生能源与水电，由于边际成本较低，优先得到清分。因此火电厂竞争的是更小的剩余需求，这抑制了其利用率和现货市场清分价格。全球能源监测数据

并且中国电力理事会，预计到2025年还有56-87吉瓦的煤电厂将全国联网，可能超过2023-2024年的总增量65.37吉瓦。⁴

与此同时，新能源装机容量预计将超过300吉瓦（2024年为360吉瓦），而电力消费增长率预计将保持约6%（2024年为6.8%）。因此，电力现货市场的发电侧竞争可能更加激烈。广东预计将有另外10吉瓦的煤电厂和另外10吉瓦的燃气电厂在2025年投入运营——位居中国各省份之首。然而，在需求侧，广东2025年第一季度电力消费仅增长2.2%（2024年全年增长7.3%）。预计供需将保持宽松，广东现货价格将面临巨大的下行压力。

图4 2024年广东省电力供需同比变化概述（TWh）



RMI图形。来源：中国电力理事会，RMI

中短期交易

两位买家现在在进行M2L交易时，在分配股票方面具有更大的灵活性，其价格紧密跟随炼焦煤和现货市场趋势

M2L交易始终是中国电力市场的主导组成部分，近年来呈现稳定增长。2024年，双边M2L交易量达到4,650太瓦时（TWh），同比增长5%，占总用电量的47%，其中98%的交易发生在省内市场。⁵ 参与已从煤炭和可再生能源扩展到包括独立储能、虚拟电厂、抽水蓄能和核能，反映出一个更多元化和动态的市场。

一些省份开始放宽对批发买家年度合同份额的限制

2025年M2L交易凸显了批发买家各省年度合同份额的差异化，部分地区放宽了份额限制（见附表5）。十四个省份继续强制要求年度合同份额达到80%或以上，ⁱⁱⁱ 而青海、四川、内蒙古东西部、山西和宁夏六个地区已将最低标准降至60%–70%。全国范围内，“2025 M2L合同执行通知”由国家发展和改革委员会和国家能源局允许可再生能源和水电占发电组合超过40%的省份放宽年度合同份额限制：从超过80%到超过60%。这些调整需经监管审批和综合评估。⁶

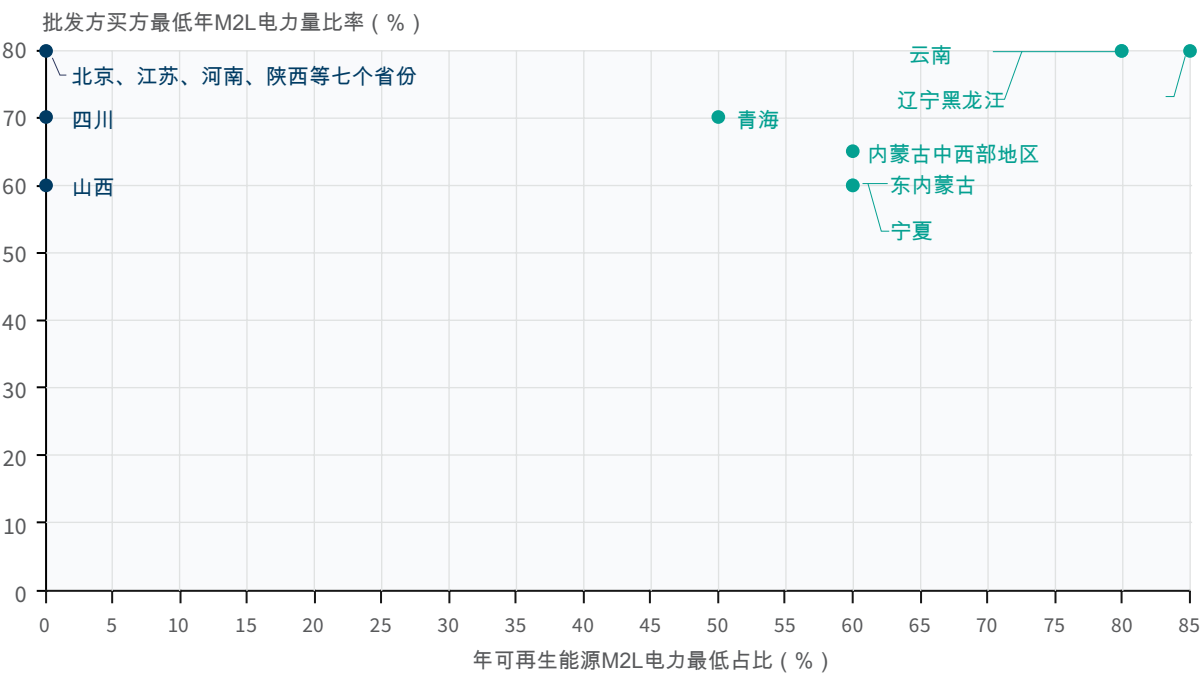
宽松的年度合同份额数量限制反映了将煤炭基准价格应用于具有不断增长的可再生能源渗透率的能源市场是不适用的。燃煤发电厂通常需要通过长期合同获得其至少80%的煤炭供应。⁷ 将此与等量的M2L电力合同对齐，可以最大限度地降低市场风险。相比之下，可再生能源产出的固有可变性使得长期合同的可预测性降低。因此，与燃煤电厂相比，各省通常对可再生能源发电厂采用更灵活的要求。此外，随着可再生能源的持续增长，我们预计将看到年度合同份额的限制更加宽松，以及更多次年度交易，如月度、月内和多次交易。

iii 14个省份是云南、辽宁、黑龙江、北京、天津、河北南部、河北北部、吉林、上海、江苏、安徽、河南、海南和陕西。

表5 省级最低M2L年度电力比率（批发购买者）

● 有发布可再生能源和批发购买者最低年M2L比率要求的省份 有发布批发购买者最低年M2L比率要求的省份

●



RMI 图形。来源：省级发展和改革委员会、省级电力交易中心、RMI

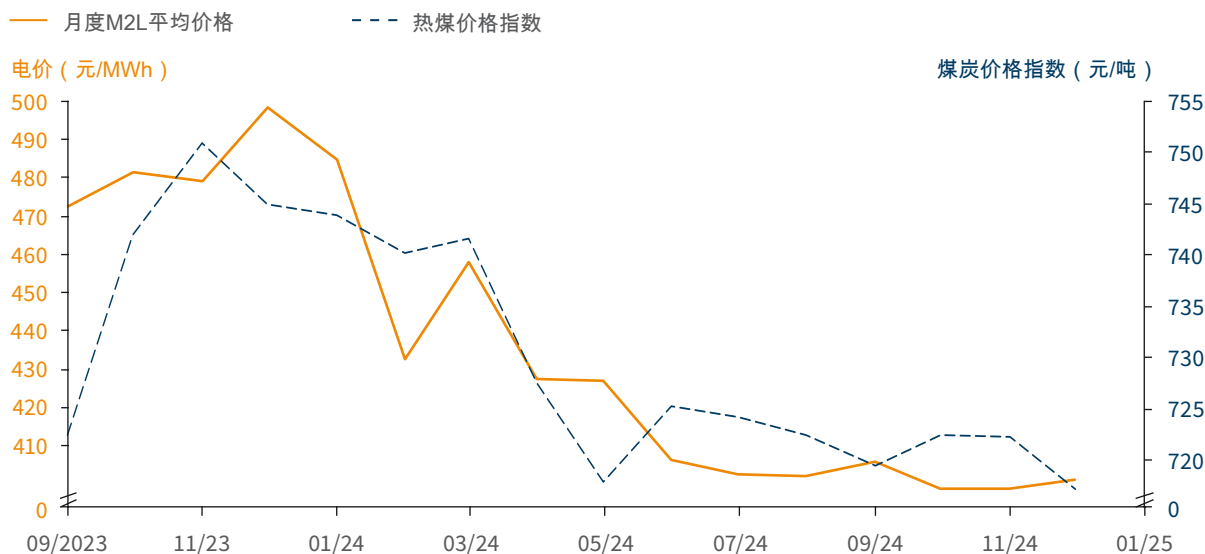
月度M2L交易价格遵循动力煤价格趋势

煤炭发电是中国M2L交易的定价基准，由于其占比很大。2024年，煤炭发电占该国总发电量的54.8%。所有煤炭发电都被强制要求在电力市场中进行，其中90%需要通过M2L合同进行结算。⁸ 这意味着燃煤发电单独就贡献了通过电力交易中心交易的6180太瓦时（TWh）中的约80%，这使其在M2L交易中确立了核心价格制定者的地位。

燃料成本代表了煤电平准化电力成本的最大部分——约70%。

为了稳定运营成本免受燃料价格波动的影响，燃煤电厂通常将动力煤价格趋势纳入其竞价策略。因此，月度M2L交易价格通常与动力煤价格指数同步变动。例如在广东（图6），从2023年9月到2024年12月，动力煤价格指数和月度M2L价格均呈现一致下降趋势。

图6 广东省月度M2L交易价格与煤炭价格对比（2023年9月—2024年12月）



RMI图形。来源：广东电力交易中心，中国煤炭运输分销协会，中国煤炭交易中心，中国电力企业联合会，RMI

时间分段M2L交易继续发展，越来越反映现货市场价格信号

自2021年在山西推出时间分段M2L交易以来，^{iv} 包括广东、甘肃和浙江在内的28个省份已采用类似做法。对于尚未使用分时定价的交易，可提供基于曲线的定价作为替代。这两种机制都能区分不同时间段的电力价值。^v

根据是否应用时间分段以及是否参考价格上限/下限，当前的时间分段M2L定价可以分为四种类型：

- 统一价格：一些地区仍然对发电采用固定费率结算，无论时间价值如何。例如，山东（可再生能源可选）、福建（发电侧）和海南（发电侧）在所有时间段内都适用单一价格。
- 参考工业和商业（I&C）分时电价和煤炭浮动价格：新疆、北京等。
- 与分时电价不同的分段定义和浮动比率：青海。
- 与现货市场挂钩，共享现货市场价格上限：广东、山西、山东（用户侧）、甘肃和浙江。

^{iv} M2L时间分段交易是指将每一天划分为不同的时间段——例如高峰、平峰和超级离峰时段或小时间隔——并将每个时段的电量视为一个独立的交易产品。

^v 基于曲线的实时电价交易是一种机制，通过该机制，在供需双方之间签订的合同中明确规定了电力负荷曲线，并以15分钟为增量。

展望未来，随着市场参与者提升其交易能力以及现货市场的发展，现货与M2L市场的整合将加深。对于更短周期的M2L产品（例如，月内或多日交易），交易与交割日期的接近提供了更精确的预测输入，使得价格和交易量预测更为容易。这些产品预计将更快地与现货市场价格限制保持一致。



传统发电机

3 容量定价重构了传统火电厂的收入流；新的容量电价调整可能进一步降低火电的容量系数

发改委和能源局联合发布 *关于建立煤炭电力容量价格形成机制的通知*（文件编号1501），向公用事业传统燃煤电厂引入容量电价，自2024年1月生效。合格的燃煤电厂目前每年获得100元/千瓦或165元/千瓦的容量电价，具体取决于其位置。该费用由工商业用户作为系统运行费的一部分分担。

在煤电容量电价实施的第一年，发电侧收入模式和用户侧价格结构都平稳过渡

2024年标志着煤电装机容量定价的首个年份。^{vi} 在发电侧，容量电价重构了燃煤电厂的收入模式以适应能源转型。在电力用户侧，系统运行费中包含的燃煤容量费开始成为电费的重要组成部分，尽管它尚未对用户的电费产生显著影响。

对于煤电发电机而言，容量电价将收益模式从纯基于能量的模式转变为两部分的模式，结合了能量收益和容量收益。预计在2024年，煤电容量电价的引入平均将发电机约6.4%的收益转化为容量收益。^{vii} 在容量电价为每千瓦每年100元的地域，容量收入占总收入（即能源收入和容量收入）的比例大多在3%至7%之间，平均约为5%；在容量电价为每千瓦每年165元的地域，这一比例是6%至16%，平均约为10%。

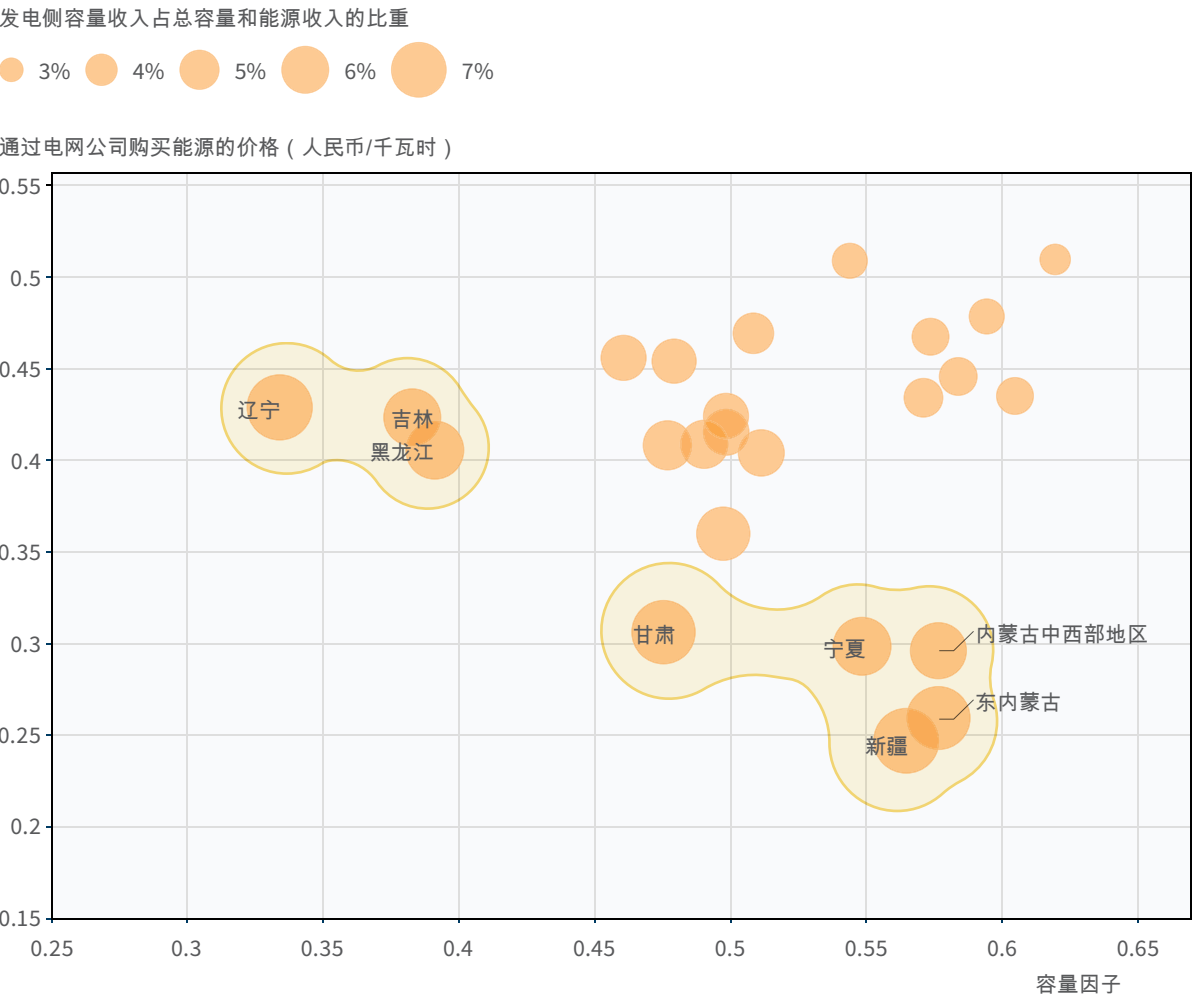
从区域角度来看，西南、西北和东北地区的煤电运营商目前对容量收入更加依赖，但三个地区高度依赖的原因不同。西南地区主要受容量电价水平的影响：四川、重庆、云南和广西的容量电价每年为165元/千瓦，导致容量收入占比一般接近或超过10%。西北地区主要受电力市场价格的影响。由于电力市场价格相对较低，与其他省份相比，总收入相对较低，使得容量收入占比更大。

^{vi} 我们将电力容量价格根据其对应实体分为两类，其中“电价”适用于发电机，“费用”适用于消费者。

^{vii} 各区域能源和容量总收入是根据能源价格、线路损耗率（价格）、利用小时数和煤电容量电价等信息进行估算的。该估算也被视为仅传统能源收入模型下的收入水平。由于数据可用性，一些区域（例如北京、西藏、香港、澳门和台湾）未包含在估算中。

比较（附件7）。东北地区主要受制于容量因子。相对较低的容量因子会降低售电收入，从而增加容量收入在总收入中的占比。

图7 按区域估计的容量收入与容量和能源收入的比率（针对年容量电价为100元/千瓦的地区）



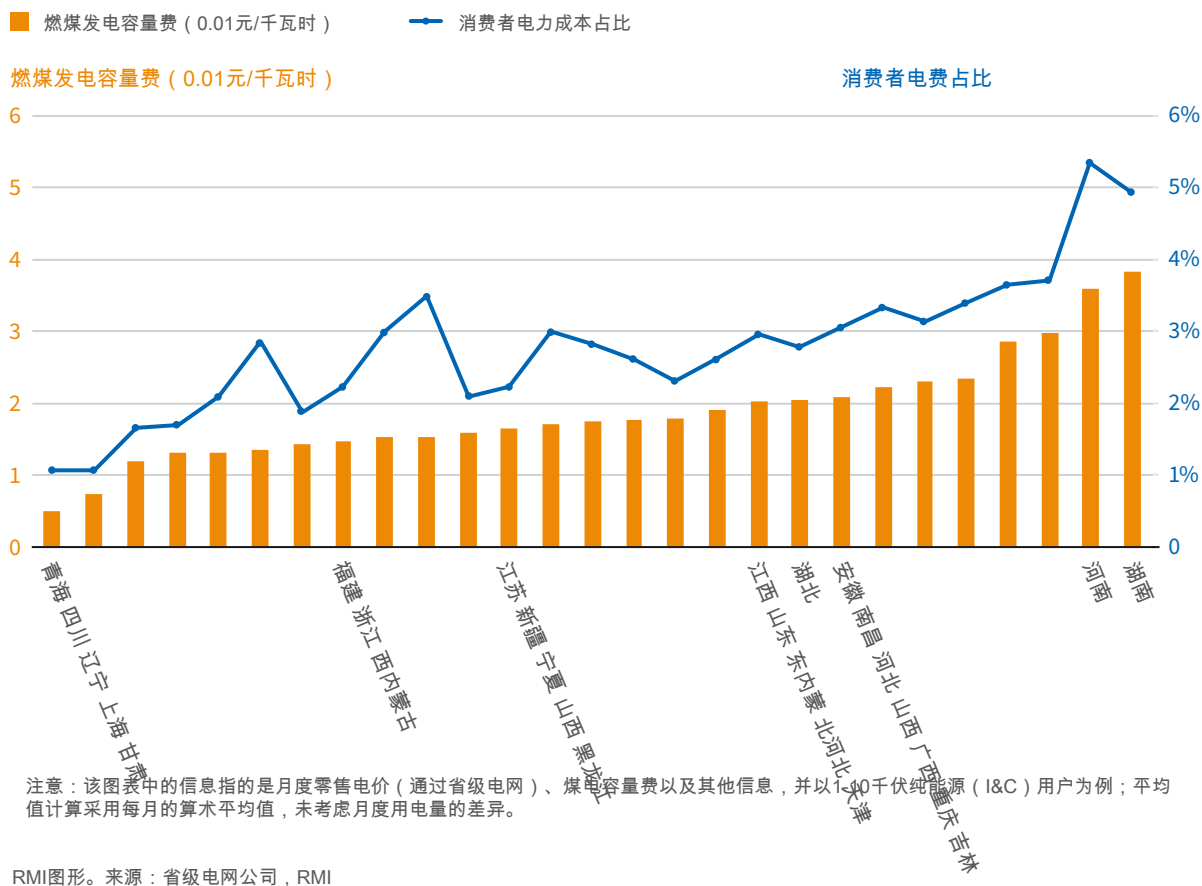
注意：此图表所示内容为容量收入比率的估算值，并非实际值。关于方法论的简要说明，请参阅脚注vii。计算过程参考价格和使用时长。

RMI图形。来源：国家发改委，省电网公司，中国电力企业联合会，bjx.com.cn，RMI

对于电力用户，煤电容量费用通常为0.010-0.030元/千瓦时^{viii}，以约0.019元/千瓦时的平均电价。这部分容量电费现占电费总额的约2.8%，其中大多数省份在2%–3.7%的范围内（图8）。

深入分析消费者支付的总电价后发现，煤炭发电容量电价的引入并未增加消费者的用电成本。2024年，由于煤炭价格下降和煤炭发电容量电价的引入，消费者电费中的能源价格平均下降了约0.028元/千瓦时，与2023年相比。考虑到煤炭发电容量费约为0.019元/千瓦时，2024年的总成本与前一年相比实现了净下降。

第八展示 煤炭发电容量费用及其占消费者电费的比例（2024年平均水平）



第八节 本节对电力消耗的分析和计算仅考虑了第八附表中所列的省份。

容量电价预计将在2026年调整，为 coal power 容量因子 reduction 预留更多空间

根据第1501号文件及其附件的要求，预计从2026年开始，大多数省份的煤电容量电价将上涨。目前电价水平为每年100元/千瓦的多数省份预计将上涨至每年165元/千瓦。目前电价水平为每年165元/千瓦的一些省份，如云南和四川，可能上涨至约每年230元/千瓦。

对于燃煤发电运营商而言，电价调整将进一步提升容量收入在其总收入中的作用，并允许进一步降低容量因子。不考虑电力能源价格、煤价和利用小时的波动，预计电价调整将使发电商对容量收入的依赖增加约3个百分点。如果假设发电商在电价调整前后的收入水平保持不变，^{ix} 可以估计，预期的容量电价调整可以在大多数地区支持利用率减少150小时，在一些地区减少200-250小时或更多。

对于电力用户，容量电价调整可能导致短期内系统运行费用上升。计算表明，在煤电容量电价调整后，用户平均支付的电煤容量费预计将从目前的约0.02元/千瓦时短期调整至约0.03元/千瓦时。然而，考虑到短期内燃料（煤价）的价格下降，预计电费中的能源价格将使总电费保持稳定或略有下降，因此容量电价调整对电力用户的影响相对有限。

^{ix} 该估计还假设能源价格保持不变（与历史价格相同）。

可再生能源

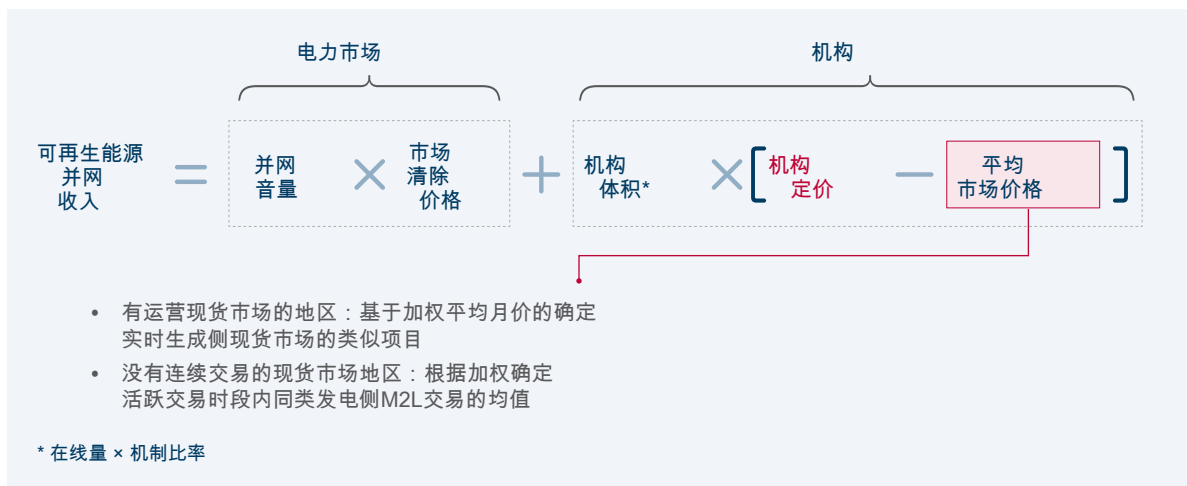
4 可再生能源全面进入市场，柜台定价机制发挥着关键的过渡作用

并网可再生能源正进入新的市场阶段

2025年2月，国家发展和改革委员会以及国家能源局联合发布了《关于深化可再生能源并网定价市场化改革 促进可再生能源高质量发展的通知》（文件#136）。除了提出一套“可再生能源可持续发展定价机制”——也被称为“机制定价”——以提高风电和光伏项目的收益可见性和稳定性之外，该文件还要求所有并网的风电和光伏发电理论上都应纳入能源市场。它实际上鼓励从旧的“保证收购+部分市场定价”方式转向“全面市场定价+部分场外担保”的定价策略。此外，协议明确表示，该机制将及时进行评估、改进和必要时退出。这表明，中国在2030年前将所有可再生能源纳入电力市场的目标将 greatly 从这一新的结算机制中受益。

参与能源市场交易后，该机制中包含的可再生能源也可以进行差价结算，该差价可能为负值，采用场外交易方式，如附图9所示。这实际上是一种双向差价合约，基准值每月调整。

图9 新机制下可再生能源收入



RMI 图形。

该定价体系的范围、成本和持续时间将在省级层面决定。然而，国家指导方针对现有和新建可再生能源项目提出了不同的要求。于2025年6月1日之前并网的项目，预计将逐步过渡到市场价格，确保与当前体系的连续性。于2025年6月1日及之后并网的项目，将从投运开始就适用新的定价结构——这将导致更大的市场不确定性风险（表10）。

图10 可再生能源定价政策的要点和差异

部分	交易	当前实践 (上网电价)	机制定价	
			现有项目 (在线 2025年6月1日之前)	新项目 (2025年6月1日后上线)
保证 购买 由网格	保证 体积 和价格 (in some 省份)	卷：由 政府，具有一个 某些年份的下降 省份 价格：基于 本地煤炭基准 价格 (除主要 水电站省份) 术语：每年更新	卷数：与现有对齐 政策；必须全量 进入市场 价格：按当前 定价策略 术语：根据当前 条款政策	卷：省级 等级，年度总计 由如 非水可再生能源 投资组合标准； 为...设置上限 生成参与 在机制定价 在项目级别：每个 项目决定 体积在限制范围内，但 它不能超过 上一年份的销量 价格：设置为最高 合格标书；结算 每月调整价格 基于平均市场 相同的价格 技术 术语：通常涵盖 平均初始投资 回收期
	保证 体积与 低价 (in some 省份)	卷：由 政府，具有一个 某些年份的下降 省份 价格：低于本地 煤炭基准价格 术语：每年更新		
已交易 市场	M2L市场	体积/价格： 协商于 生成器与用户 术语：大多数情况下为一年 案例		
	现货市场	根据交易		

RMI 图形。

在中国，可再生能源项目目前有两条主要途径参与电力市场：

1. 通过现货或M2L市场销售电力，绿色电力证书 (GEC) 单独交易；或
2. 在M2L市场交易与GEC捆绑的绿色电力

然而，一旦机制定价生效，机制覆盖的发电将不能再参与打包绿电交易——并且很可能也无法参与仅限能源的M2L交易。这意味着此类项目可能仅限于现货市场，在那里它们获得差价结算的基准价格。同时，相关的GECs被禁止市场交易。各省市尚未明确GEC注销或转让的流程。一种可能的结果是，这些GECs将

直接转到省级绿色证书账户，以帮助满足当地可再生能源组合标准。然后可以通过非市场渠道分配给当地用户。

截至2025年底，所有省份必须根据国家指导方针建立和执行定制机制定价。预计每个省份将在其政策中体现自身价值和因素。山西、广东、山东、甘肃和西内蒙古目前正引领现货市场的官方运营，预计将成为发布省级指导方针的先行者。

短期内，文件#136对促进用户侧可再生能源和储能的互动影响大于对发电侧的影响

在用户端，任何未被机制定价所覆盖的分布式可再生能源（主要是光伏发电）的并网发电都必须按照市场价格结算。由于这些项目大多是规模较小的项目，因此更有可能通过聚合参与M2L交易（包括纯能源交易和捆绑交易），或在现货市场充当价格接受者（有关详细信息，请参见第5节）。现货价格曲线将成为其他电力市场的基准。因此，这些项目无论进行何种交易或结算方式，都将面临相似的价格曲线。为了增加收入，这些项目的关键解决方案是整合储能。目前，大多数分布式光伏项目将多余的发电量输送到电网，而不是给储能充电。这是因为它们享有与当地煤电基准价相匹配的上网电价（FIT），相对较高。然而，一旦FIT逐渐消退，并网价格可能会显著下降，这将鼓励业主投资储能，以尽可能多地利用发电量来节省电力成本。

从供应端来看，在过去五年中，中国可再生能源开发商建设的超过30%的新能源储能项目被要求与可再生能源配对以减少消纳。然而，文件#136取消了储能与可再生能源配对的强制性要求，引发了投资者是否仍会继续伴随可再生能源项目开发储能的问题。一方面，现货市场中当前的日内价差仍然太小，无法激励对储能的重大投资。另一方面，从行业领袖和战略规划的角度来看，继续将储能与可再生能源项目协同布置仍有诸多充分理由。根据我们的研究：

- 我们假设储能系统以一天中最低价格充电，以最高价格放电，根据展品11中显示的数据，当前山西和山东的现货市场价格差不足以完全支持2小时锂电池储能投资。这有四个主要原因：

1. 考虑到当前的成本状况，且不考虑辅助服务或容量机制，储能全年（假设每天一个循环）需要每天至少600元/兆瓦时的价格差才能获得足够的回报。在两个省份中，超过70%的天数日内价格差未能达到所提及的水平。尽管政策要求扩大现货价格差，但我们认为大多数省份在短期内不会看到显著改善。这主要归因于供需平衡宽松的预期以及现货市场峰值发电单元燃煤成本的下降。

2. 在实践中，储能系统通常无法捕捉每天充电和放电的最高日内价差，这意味着实际利润通常低于预期。
 3. 即使储能与可再生能源搭配使用先进的价格预测技术来捕捉高价时段，但随着储能资产数量的增加和市场竞争的加剧，最高价格通常会随着时间的推移呈现下降趋势。
 4. 即使有附属服务收入和容量机制，也需要在多个市场实现最优的联合运营和结算。实际收入并非三个独立市场收入的简单总和。此外，容量费用目前仅在部分省份针对独立储能可用，而风光配储通常无法获得。
- 与此同时，我们相信大量定位良好的可再生能源项目的投资者将继续自愿配对储能。主要原因如下：
 1. 储能可以帮助减少削减，增加总发电量，从而提高由保证上网电价覆盖的电力份额。
 2. 随着可再生能源全面进入市场，储能极大地增强了灵活性，并有助于缓解价格低谷。随着第136号文件表明上网电价最终将逐步取消，依靠政策进行价格保护的做法已不可持续。投资者应在政策仍提供支持时，建立价格风险韧性。
 3. 全球经验表明，在存储领域早期进入者往往享有先发优势和高额初始利润，随着更多项目进入市场，这些优势往往会逐渐减弱。
 4. 中国储能的监管和市场框架仍在发展中。项目经济性的持续改进将取决于早期行业参与者展示可扩展的、现实世界的价值。

第11号展品 2024年山西（上）和山东（下）的现货市场日内价格月度缺口分布

山西现货市场 日内价格在0-99之间的缺口 2024 (人民币/MWh)		100-199	200-299	300-399	400-499	500-599	600-699	700-799	800-899	900-999	1,000-1,099	1,100-1,199	1,200-1,299	1,300-1,399	1,400-1,500
简	0	0	0	16	3	1	1	0	0	1	1	2	3	0	1
二月	0	0	2	10	2	1	2	2	0	1	1	3	2	0	0
三	0	3	1	10	5	1	1	1	1	1	0	0	2	2	0
四月份	0	4	0	13	2	0	0	1	0	0	0	2	2	0	0
五月	2	2	0	4	4	3	0	0	1	2	1	2	0	3	0
君	11	7	1	7	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0
七	11	10	3	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
八月	8	10	4	8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九月	5	6	3	4	4	2	0	0	1	0	0	0	5	0	0
十	1	3	3	11	7	1	0	0	0	0	0	1	2	1	0
十一月	2	3	3	7	1	2	3	0	2	1	0	1	3	0	2
十	0	1	2	14	2	2	1	2	0	2	0	0	1	1	1
% 在 2024	11%	13%	6%	30%	9%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	3%	6%	2%	1%
山东现货 市场日内 2024年价格差距 (RMB/MWh)	0-99	100-199	200-299	300-399	400-499	500-599	600-699	700-799	800-899	900-999	1,000-1,099	1,100-1,199	1,200-1,299	1,300-1,399	1,400-1,500
简	0	1	2	1	12	5	4	2	1	2	1	0	0	0	0
二月	0	1	3	3	8	5	3	3	1	1	1	0	0	0	0
三	0	1	1	2	6	13	4	2	0	0	1	1	0	0	0
四月份	0	2	1	4	14	7	0	1	0	1	0	0	0	0	0
五月	0	3	1	3	0	6	6	3	3	5	1	0	0	0	0
君	0	2	2	3	3	7	8	3	2	0	0	0	0	0	0
七	0	7	5	2	4	3	6	2	1	1	0	0	0	0	0
八月	0	8	9	7	1	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
九月	0	4	1	9	7	2	4	1	2	0	0	0	0	0	0
十	0	4	5	3	3	5	9	0	0	0	0	0	0	0	0
十一月	0	4	3	3	4	10	4	0	1	1	0	0	0	0	0
十	0	3	5	2	9	5	3	3	1	0	0	0	0	0	0
% 在 2024	0%	11%	10%	11%	19%	19%	14%	6%	3%	3%	1%	0%	0%	0%	0%

注意：展品可能缺少一些因数据未公开而无法提供日期的RMI图形。来源：山西电力交易中心，山东电力交易中心，RMI

分布式能源

5并网挑战要求分布式光伏优先本地消纳，导致收益不确定性

分布式光伏在电力需求高的沿海省份得到扩张，但住宅安装量锐减

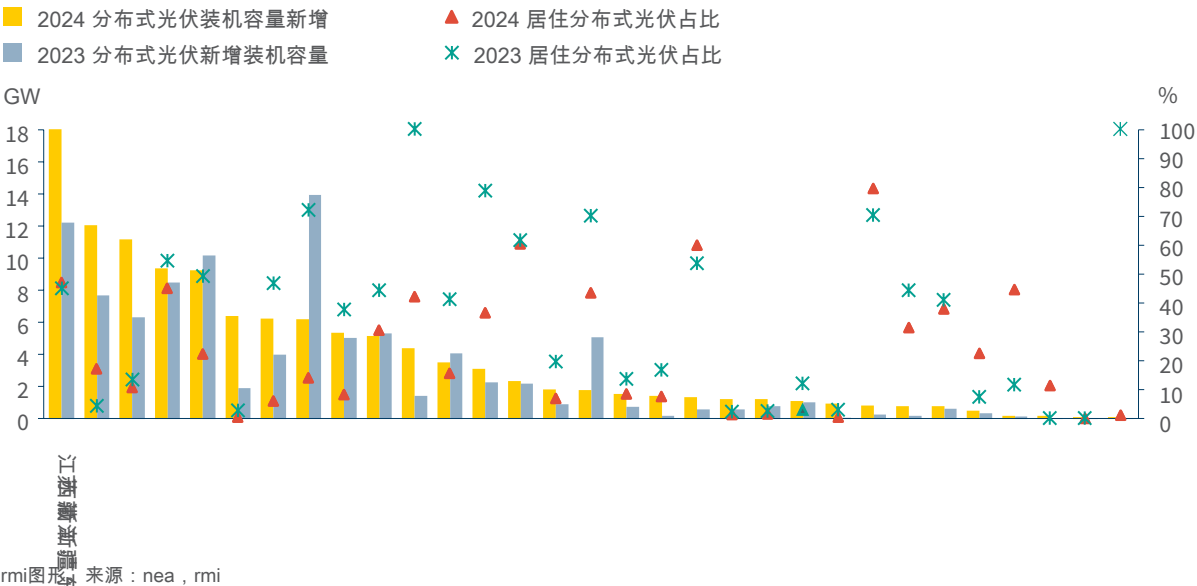
2024年，分布式光伏系统的装机容量持续稳步增长，但户用分布式光伏占比下降。2024年分布式光伏新增118.18吉瓦，同比增长23%。由于电网约束和项目回报风险上升，2024年户用光伏新增量降至29.55吉瓦，同比下降32%。其占分布式光伏总增量份额从2023年的45%下降至2024年的25%。⁹

分布式光伏装机容量主要集中在对用电需求高的沿海省份。排名前五的省份——江苏、浙江、广东、安徽和山东——占全国增量容量的50.5%（见附表12）。广东、江苏、山东和浙江是中国最大的电力消耗省份。

从2023年到2024年，江苏在全国分布式光伏新增量中领先，2024年同比增长48%。这一快速扩张归因于江苏对光伏产业的坚实支持、对绿色能源需求的增长以及充足的配电网容量。

河南省，尽管在2023年全国分布式光伏新增量中排名第一，但由于许多县区存在电网限制，根据电网评估，其在2024年的表现出现了显著下滑。该省新增分布式光伏安装量下降超过50%，住宅新增量更是暴跌超过90%。

第12号展品 各省2023-2024年增量分布式光伏装机容量



中国发布针对分布式光伏的更严格监管，强调现场消纳

2025年1月，美国国家经济学会发布了修订版 分布式光伏发电发展与建设管理办法 （以下简称） 行政管理措施，其中适用于从2025年5月1日起并网的工程项目。¹⁰ 该修订标准规范了国家级分布式光伏项目的开发与建设，将其分为特定类型，并为每个类型引入定制化的管理方法（参见附件13）。

图 13 分布式光伏发电发展与建设工作行政措施概述

分类	居民分布式光伏		I&C分布式光伏	
	住宅（个人）	居住（非个人）	通用I&C	大规模I&C
施工现场	住宅房屋或庭院	公共机构 工业/商业 建筑物，以及附属场地	建筑物及附属设施	
投资和申报实体	拥有该站点的个人	投资者		
项目规模（网络连接点）	≤380 V	≤10 kV (20 kV), ≤6 MW		35千伏, ≤20兆瓦 或 110 kV (66 kV) , ≤50 MW
网络连接模式	所有并网 所有现场消耗 现场消耗优先，剩余并网		所有现场消耗 现场消费优先 带余量并网（本地政府设定最小自发自用率)	所有现场消耗
功率类型 market to 参与 并网能源	M2L市场，绿色电力市场，现货市场			现货市场

来源：NEA, RMI

各省根据当地电网容量和发展需要，针对工商业分布式光伏设置了不同的现场消纳比例限制。一些省份已发布草案或最终确定省级 *行政管理措施*，这导致针对通用监控与通信（I&C）分布式光伏系统出现了两种不同的监管方法，但未来可能会进行动态调整：

- 在江苏和广东等沿海、负荷重的省份，目前未对工商业分布式光伏的场内消纳比例提出限制。
- 在可再生能源丰富但电网受限的省份，正在实施现场消纳要求。例如，宁夏提出的政策要求场站实现30%–50%的现场消纳。

The *行政管理措施* 应重新校准市场行为，以实现分布式光伏的更可持续发展模式。通过优先考虑本地消纳，特别是通过严格的本地消纳要求，该政策将鼓励更谨慎的投资，使其更好地匹配终端用户的负载特征。此外，强制性要求每季度公布分布式电网容量评估，以实现可再生能源互连，使投资者能够正确评估项目可行性并做出明智的投资决策。

分布式光伏加速市场一体化增加了收益的不确定性

根据文件#136，所有来自可再生能源的并网电力都要求完全参与能源市场。这标志着分布式光伏的净计量电价（FIT）的结束，以及向市场机制过渡的开始。

分布式光伏已经开始在广东、江苏、浙江等地区参与绿色电力市场（参见第9节），并计划拓展至M2L交易和现货市场交易。其在现货市场的参与将取决于省级电力市场的发展。短期内，分布式光伏将作为市场价格接受者。然而，聚合交易模式如虚拟电厂（VPP）将在长期内引领发展，提供更好的议价能力和运营便利性。

随着分布式光伏进入现货市场，回报的不确定性将增加。历史上，他们的一些并网电量是按照当地燃煤基准价格结算的，确保了稳定且可预测的回报。然而，现货市场价格——受供需动态的显著波动影响——引入了显著的波动性，使得难以保证稳定的收入流。为了最大化市场回报，分布式光伏将需要增强预测能力，并优化能源生产和消费的管理。

独立存储

6 独立储能：核心收入来自能源市场套利，频率调节和容量收益对市场和政策变化敏感

2024年，中国的储能新增容量（主要为电池储能系统）达到73.76吉瓦，同比增长超过130%。在中国，储能按应用分为三类：可变可再生能源（VRE）配套储能^x、独立存储^{xi}以及需求侧存储。^{xii}独立式储能引领增长，截至年底占总装机容量的56%。这一激增主要是由支持性的国家和省级政策推动。

2025年2月9日，国家发改委和能源局发布了第136号文件^{十三}，它明确指出“储能的配置不应作为新可再生能源项目批准、并网或市场准入的前提条件。”因此，与可再生能源配对储能设施在短期内预计将急剧下降，新产能将主要转向独立储能。

独立存储的多元化收入由辅助服务和容量机制驱动，而能源市场套利仍然领先

随着地区辅助服务市场规则的演变，独立储能的商业模式正在形成。在一些省份，已经建立了“电力市场+辅助服务+容量机制”的综合收入模式，实现了更多元化、市场驱动的收入来源。如附表14所示，现货市场收入仍占最大份额，但辅助服务和容量补偿现在在整体收入结构中发挥着关键作用。

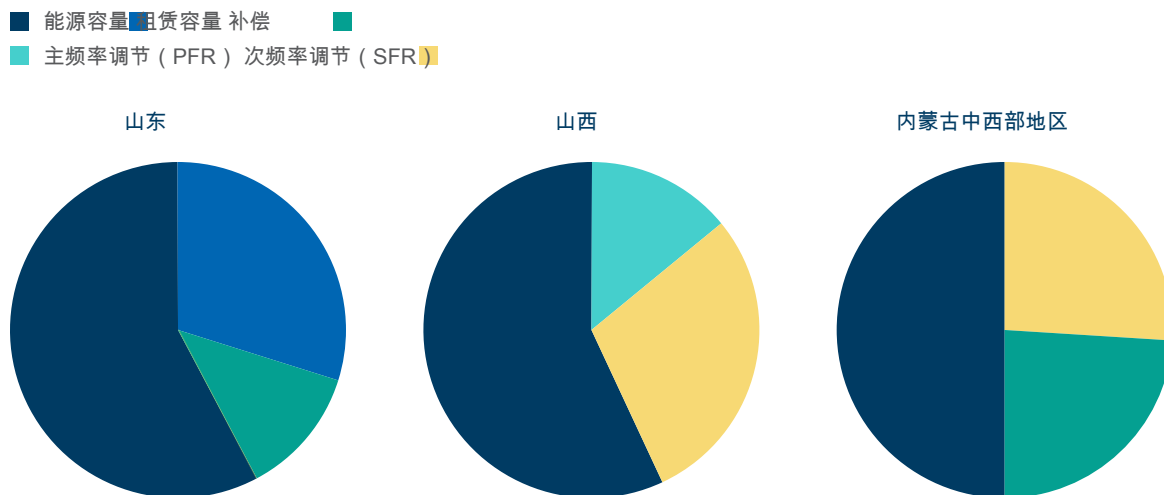
x 与新能源项目配套建设的储能系统，以减少风能和太阳能的消纳或满足政策要求。

xi 安装在电网侧的能量储存系统，主要用来平衡电网负荷和提供削峰填谷、频率调节等辅助服务。这些系统作为独立的市场主体，可以参与电力市场交易。

xii 由电力用户安装，例如工业、商业和居民用户，主要目的是转移峰值负荷，最大化太阳能自耗，并降低电费。

十三 关于文档 #136 对 VRE 配对存储和需求侧存储的影响的讨论，请参阅第 4 节。

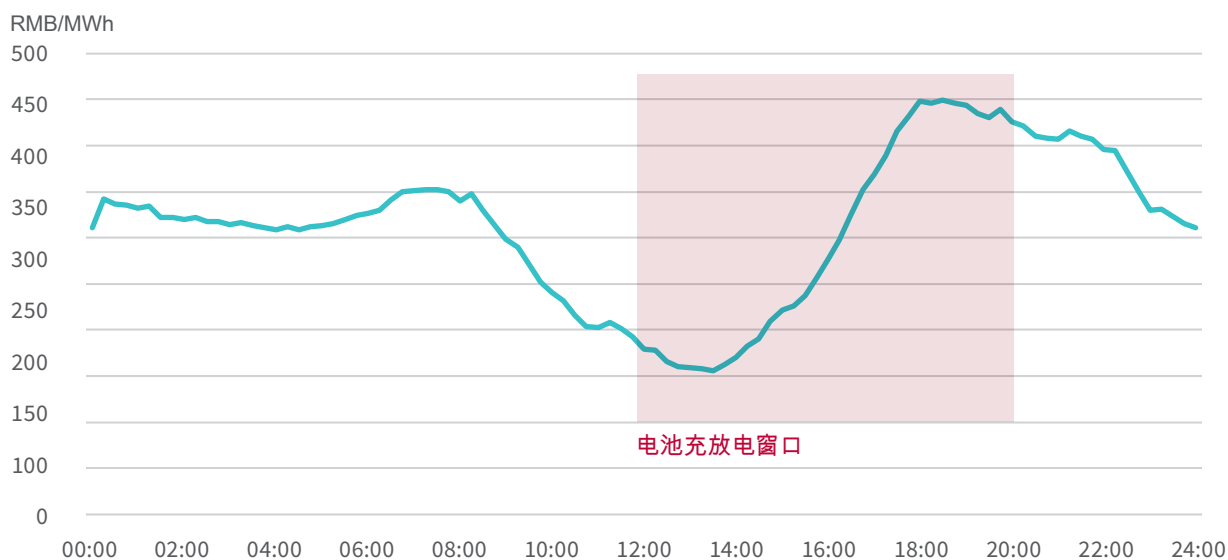
图14 部分省份电力市场收入分解，2024



注意：收入是根据一个假设在各个市场持续运营的计算得出的。RMI 图形。来源：RMI

现货市场中独立储能的主流交易策略为每日一循环运行：利用中午光伏发电造成的价格下跌进行充电，并在傍晚高峰期进行放电（表15）。当夜间风电输出足够高时存在两循环运行的机会，但在一年中的发生频率有限。因此，在评估独立储能的潜在现货市场收益时，我们建议重点关注一循环策略，对两循环运行持有限度考虑。

图15 2024年山西十五分钟间隔日前现货价格年平均



注意：BESS代表电池储能系统，是独立储能的主要类型。RMI图形。来源：山西电力交易中心，RMI

独立储能收入对不断变化的辅助服务及容量市场机制规则敏感

中国各省电力市场发展迅速，定价政策和交易规则频繁更新，旨在更好地反映独立储能的价值。然而，辅助服务及容量市场的收入仍对政策和市场变化高度敏感。因此，任何收益预测都必须审慎考虑潜在的监管变化和市场波动。

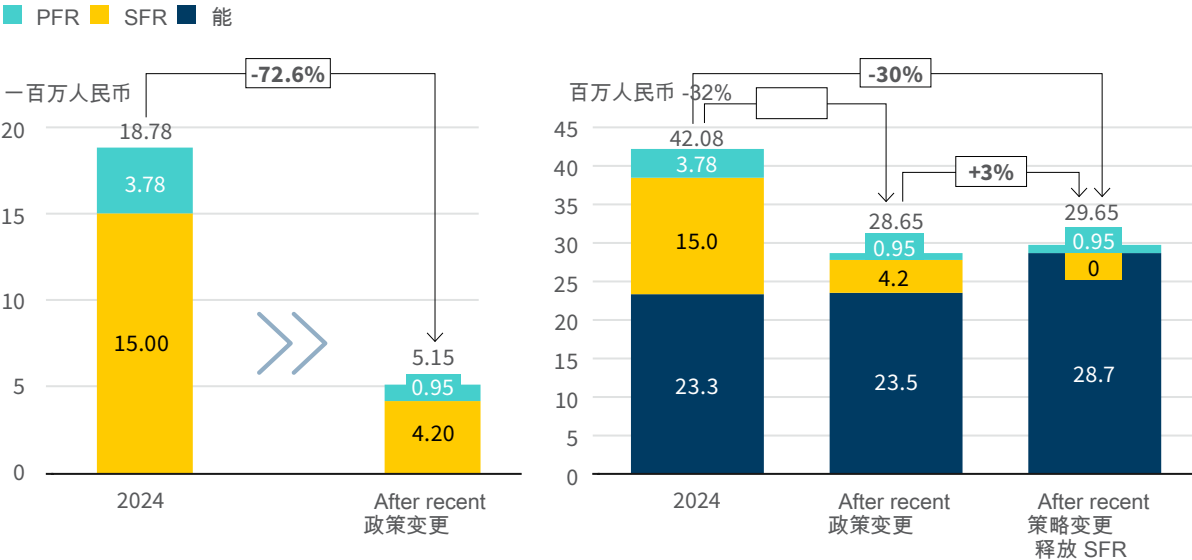
调整频率调节市场结算规则可能会显著影响短期收入

频率调节是当前中国辅助服务市场中交易的主要产品。在频率调节市场中，收益由三个因素相乘决定：cleared regulation mileage (cleared regulation mileage)、settlement performance index (settlement performance index)^{xiv} 以及申报价格。交易规则和定价的变化可能显著影响收益水平。

山西一直处于将独立储能纳入辅助服务市场的领先地位。近日，该省调整了电力市场交易规则，直接影响了独立储能的频率调节收益。在新政策下，一次和二次频率调节性能指标的理论最高值已从八调整为二，这将大幅降低其他条件不变情况下的收入。

我们计算了山西一个100兆瓦/200兆瓦时的独立储能项目的收入，比较了政策变更前后的收益（参见附表16）。

图16 山西省近期的政策变化前后独立存储收入变化



注意：频率调节里程和存储性能指标基于平均水平；收入是根据跨市场持续运行的假设计算得出的。

RMI图形。来源：RMI

xiv 频率调节的结算性能指标由响应时间、调节率和响应准确性的乘积确定。

频率调节服务的收入骤降了72.6%。即使新的法规允许独立储能参与现货市场和辅助服务市场，现货市场收入的增加被辅助服务收入的减少所抵消，导致总收入下降32%。相比之下，如果储能项目选择不参与二次频率调节，而是将全部容量配置到现货市场，收入可能会增加约3%。然而，这仍然比政策调整前的收入减少了30%。

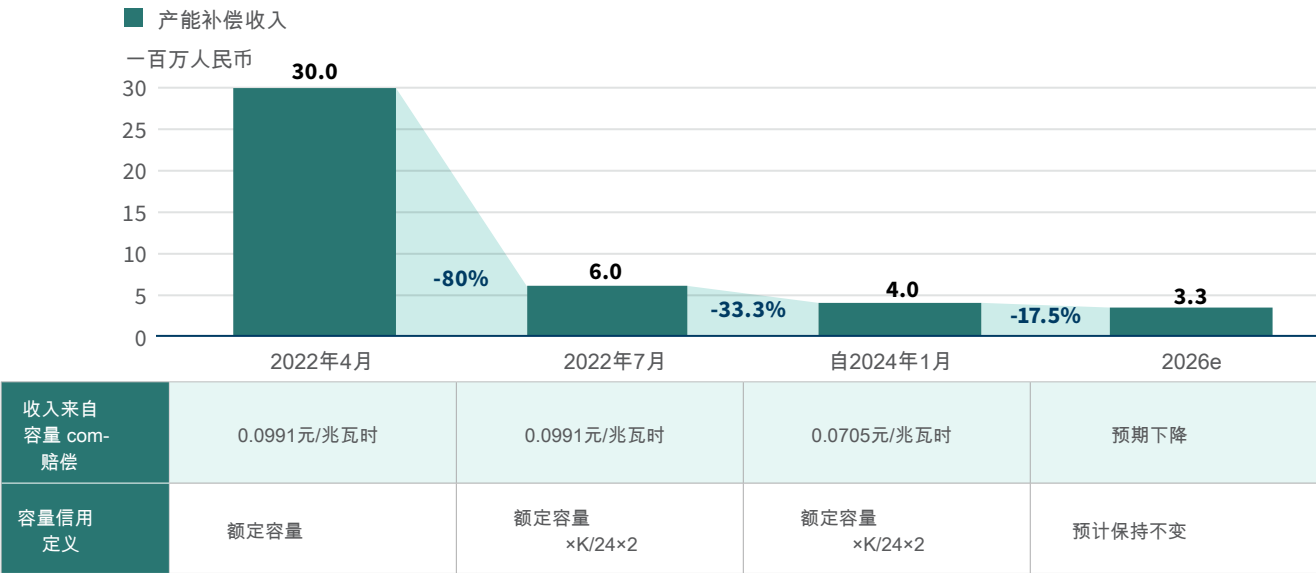
对频率调节服务的需求取决于可再生能源的渗透率。鉴于储能项目的建设周期比可再生能源项目短，频率调节服务的供应可能很快就会超过需求。因此，更具竞争力的频率调节市场和未来更高性能储能系统的进入带来了不确定性，可能导致频率调节收入下降甚至完全丧失。考虑到这些因素，我们的计算表明，未来山西独立储能的频率调节服务收入将约占整体收入的10%-15%。

容量补偿与市场挂钩，其等级由市场条件决定

近年来，仅有少数省份宣布了容量补偿机制，其中代表性省份包括新疆、内蒙古、山东、河北和广东。在这些省份中，山东的容量补偿机制与现货市场结合最为紧密，相比其他省份的固定补偿政策，其市场化程度更高。山东的补偿水平考虑了市场的供需平衡：总容量补偿由 $\sum_t \text{需求} \times \text{能力补偿} \times \text{分时系数}$ ，其中“t”表示使用时间。总补偿随后分配给所有供给侧市场实体，每个实体获得的补偿与其有效产能成比例。

自2022年引入以来，山东省独立储能可获得的容量补偿经历了多次重大变化。表17说明了在不同时间点山东省一个100兆瓦/200兆瓦时的独立储能项目的潜在容量补偿。

证据17 山东储能容量补偿收入趋势 (100MW/200MWh BES)



注意：K表示在额定容量下储能的最大连续放电小时数。RMI图形。来源：RMI

显而易见，容量计量和补偿标准的改变对独立储能的容量补偿收入有显著影响。考虑到自2026年开始煤电站容量价格可能略有上涨（参见第3节），当前基于市场的容量补偿率0.0705元/千瓦时可能在短期内（一到三年）继续下降。因此，容量补偿收入预计将进一步减少，不太可能成为储能未来的主要收入来源。然而，考虑到容量租赁的退出，容量补偿在总收入中的占比可能仍将保持在约15%。

文件后记 #136：容量租赁将退出市场

除了容量补偿外，容量租赁也是容量机制的一部分。自2022年以来，宁夏、甘肃、江苏、河南、山东、河北和新疆等省份发布了实施容量租赁的指南。该机制的出现是为了以更灵活的方式满足与可再生能源项目相关的储能分配要求。然而，在《136号文件》发布后，新的可再生能源项目不再需要为并网分配储能。对于独立储能而言，这意味着容量租赁将不再在市场上具有可行性。

基于我们对各种收入来源的分析，现货市场仍然是独立储能的核心收入来源。辅助服务市场不太可能为独立储能带来额外利润。容量补偿将更紧密地与能源市场联系起来，而容量租赁模式将逐渐从市场中消失。

虚拟电厂

7个VPPs仍处于示范阶段，进入电力现货市场可能是一个商业化的突破口

2024年11月，美国国家经济分析局发布了 *支持电力行业新企业创新发展指导意见*，指定vpps为有资格参与电力系统优化和市场竞争的资源聚合器。2025年3月，国家发改委和国家能源局发布了 *加快虚拟电厂发展的指导意见*，具体允许VPPs作为独立实体参与M2L、现货和辅助服务市场。

该政策首次在国家层面确立了VPP的发展目标，提出“到2027年，VPP的建设、运营和管理应实现标准化，具有完善的市场参与机制，并拥有超过20吉瓦的灵活容量”，这相当于全国峰值负荷的约1%；“到2030年，VPP的应用将更加广泛，具有创新商业模式和超过50吉瓦的灵活容量”，大约占全国峰值负荷的2%，根据该政策。

目前大多数VPP平台基于省级电网，但收入模式仍然不明确

目前，中国大多数运营的VPP平台由省级电网运营商或地方政府牵头，市场化的资源聚合商参与。图18突出了四个此类平台，每个平台都由当地电网特性塑造。深圳和上海是典型的依赖进口电力的超大城市电网。它们将VPP平台集中于需求侧负荷管理。其目标是缓解供需不平衡，缓解高峰时段配电网拥堵，减少电网扩张的土地利用。另一方面，冀北和山西是主要的电力出口省份，可再生能源渗透率高。它们的VPP平台旨在更好地利用需求侧灵活性，以整合更多间歇性可再生能源发电。

案例	聚合 缩放	总收入 资源		当前情况/典型案例
北河北 VPP	截至二月 2025年， 热 存储电 锅炉VPP 卡车，电动 16名使用电力市场的用户： 带锅炉的 最大华北峰 柔性 容量 重型卡车 VPP实现 一个灵活的 容量 105.6兆瓦。	电动重型集合 热调节辅助 存储，大型服务市场 工业330兆瓦，和 用户，等等。电		从2019年到2022年，峰值调控 收入为0.183元/千瓦时，和 可再生能源的累计增长 消耗量为34.12吉瓦时。 VPPs运营商的总收入 聚合用户达624万人民币 其中 VPP 运营商的收入 为3.96万元人民币。 2023–2024年无公开信息。
山西VPP	截至一月 2025年，四大电力市场： 大 24山西电力点批 工业 VPP操作人员市场 已批准。 到达 256.3兆瓦。	用户，充电试点企业 和交换es已经 站点， 建筑物，The aggregat- 电动储能容量 加热，达到2.01 山西峰谷差 电锅炉 GW，和和 填谷 具有热最大弯曲-市场（草案） 存储，等。 ible容量评论)	电力市场： 山西峰谷差 填谷 市场（草案） 容量评论)	从2023年9月到2024年1月 2025年，已部署的五个VPP 已投入运行384亿千瓦时 电力在市场中结算， 产生总利润为 259万元人民币。 尚未运行。 招标价格范围为10-100元/ 用于填谷的兆瓦时，为10-200元/ 削峰用的兆瓦时

RMI图形。来源：深圳市发展和改革委员会、深圳特区报、上海市发展和改革委员会、上海市经济和信息化委员会、电网新闻、两堡、冀北电力研究院、山西省能源局、国家电网山西省电力公司、RMI

总之，深圳和上海的实施者主要依赖需求响应机制，但其收入来源仍然狭窄且不确定。在深圳和上海的临港特殊区域，需求响应补贴由地方政府预算提供资金，金额和持续时间每年确定。这些补贴通常只有1-3年，限制了需求响应活动的频率、规模和可靠性，难以建立可持续的商业模式。例如，广东省在2022年进行了九次日前需求响应交易，实现峰值需求响应2.77吉瓦，产生1.6亿元人民币的用户收入。然而，在2023年或2024年没有需求响应交易发生。¹¹

未来，VPP运营商必须积极参与电力市场交易，包括现货和辅助服务市场，以获得稳定收益。上述河北北部和山西的VPP平台已提供了宝贵的示范。2019年至2022年，河北北部VPP运营商通过华北峰谷调节辅助服务市场赚取了62万元人民币。然而，如果京津冀地区电力现货市场开始正式运营，该市场可能会逐步退出。在山西，VPP运营商在2023年9月至2025年1月期间在现货市场赚取了26万元人民币，尽管截至目前只有五个试点项目正式加入市场。因此，VPP在电力市场的常规和大规模参与需要进一步发展。

负荷型VPP可以在电力现货市场同时报量和报价，以管理负荷并为聚合用户提供优化电价

考虑到当前各电力市场的进展，参与电力现货市场的常规和大规模参与可能是VPP运营商的第一步。山西、山东、广东、甘肃、安徽和湖北等省份已经允许负荷型VPP在现货市场以量和价进行投标，使VPP能够响应价格信号，重塑聚合负荷曲线，降低电力成本，并将节约分配合格用户。相比之下，辅助服务市场——如频率调节和容量储备——以及容量定价机制尚未准备好让VPP参与。

在更新发布后 *分布式光伏发展和建设管理措施*（参见第5节）和文档#136（参见第4节），从分布式可再生能源中出现的剩余电力——超出自我消耗的部分——正进入电力市场。这种转变为新VPPs开辟了一种新的商业模式。运营商现在可以作为分布式可再生能源的聚合商，在电力市场交易中充当代理商。通过这样做，他们转型为发电型VPPs，将他们的角色从需求侧管理扩展到包括可再生能源发电聚合和市场监管。

零售市场买家

与零售和批发市场价格机制加强协调，促进公平有效的市场竞争

自2021年国家发改委提出工商业用户有序全面入规以来，大部分10千伏及以上工商业用户已进入电力市场，主要通过零售交易。2024年，国家电网服务区零售市场交易量为2.87太瓦时，同比增长7.2%。¹² 此时，在南网服务区域，仅广东省的零售交易量就达到0.39太瓦时，年增长率令人印象深刻，为26%。¹³

优化分时零售定价加强了最终用户成本行为联系

中国各地正积极优化零售电价套餐设计，重点在于增强对终端用户的风时电价信号。目前，多数省份要求对大型工商业用户执行的固定电价套餐包含强制性的峰谷电价系数。在有官方运营现货市场的省份，鼓励与批发价格挂钩的零售套餐，以将实时电价信号直接传递给终端用户。

固定价格套餐——通常包含分时定价——仍然是中国零售电力市场中的主导套餐。例如，在山东，基于分时定价的套餐占山东电力交易中心网站列出的2025年265个标准化零售套餐的62%。同样，在广东，包含分时定价的固定价格合同占总签约电量规模的88.4%。¹⁴

发展先进的现货市场的省份在推广价格联动零售套餐方面处于领先地位，显著增强了零售和批发电价的一致性。山东2025年市场计划鼓励灵活需求用户采用价格联动套餐。山西2025年框架更进一步，在其“基准价+溢价/折扣”结构下取消了固定价格模式，并要求所有基准价随批发市场价格浮动。虽然这两个省份都整合了现货和M2L市场联动，但它们的实施策略不同（参见附表19）。

图19 山东省与山西省的价格挂钩方法

省份	价格联动基准期权
山东	选项1 用户侧日前结算价或用户侧实时结算价
	选项2 基础价格：省级年度和月度集中采购加权平均价格 年度和月度双边合同 峰谷价格：根据峰谷系数调整
	选项 3 选项1和2的组合除以电量
山西	选项1 90% M2L市场价格（年度、月度和十年TOU集中交易的加权平均值） 价格）+ 10% 现货市场价格（用户侧日前结算价格）
	选项2 60%年TOU M2L交易价格 + 40%月度和十年TOU集中交易价格

来源：山东电力交易中心，山西电力交易中心，RMI

尽管目前价格联动零售套餐在合同量和总电力覆盖中仅占较小比例，但随着更多地区推出现货市场，预计其采用率将增长。更广泛的趋势是将批发市场信号嵌入零售定价中，以便更好地向终端用户传达供需动态。

随着零售套餐越来越多地纳入分时电价（TOU）并加强与批发市场的协同，终端用户将面临更大的市场价格波动风险。然而，灵活的负荷管理可以缓解这种风险。在分时电价机制下，用户可以通过将消费转移到非高峰时段来降低电费成本。在价格关联套餐中，用户可以选择最适合其需求响应能力的定价基准（年度、月度或现货基准），以优化不同时间尺度的成本控制。

监管措施限制发电机零售商的优势，以确保电力市场的公平和有效竞争

中国电力零售市场已从最初的快速增长阶段过渡到以标准化和透明化为核心的新阶段。地方政府在持续优化零售套餐设计的同时，提供标准化合同模板以帮助用户更好地理解条款。此外，各省份正加速推进线上零售平台，企业必须在平台上披露详细的定价机制——这极大提升了透明度，并使消费者能够做出更明智的选择。

然而，这个不断变化的市场格局面临着重重大挑战，特别是来自主导供应端的发电商-零售商的挑战。这些纵向整合的参与者享有显著的竞争优势，包括优先获取发电资源和较低的采购成本，使他们能够提供更具吸引力的定价套餐并获取大市场份额。例如，在广东，这类公司在2024年仅占零售供应商的8%，但占零售交易总量的59%。这种不平衡突显了制定有针对性的政策措施的必要性，以在控制权力过度集中的同时维护市场竞争力。

为解决市场集中问题，国家和地方层面的电力监管机构已推出有针对性的措施，以促进公平竞争和资源有效配置。国家能源署的 *关于进一步规范电力市场交易行为的通知* 设定明确的职责：禁止发电零售商利用其结构优势，确保所有零售公司和主要消费者平等准入，并维护统一、开放、有序的市场。¹⁵ 为应对此情况，地区2025年交易计划已采取差异化策略。湖北和南冀通过限制发电零售商市场份额实施了间接调控，而陕西则对双边交易量施加了直接限制，这些措施由发电零售商实施。这些地方性干预加强了市场透明度，并促进了更健康的竞争。

未来限制更多省份发电零售商市场份额将提升独立零售商的竞争力，改善市场透明度和竞争，并为最终用户提供更多选择。

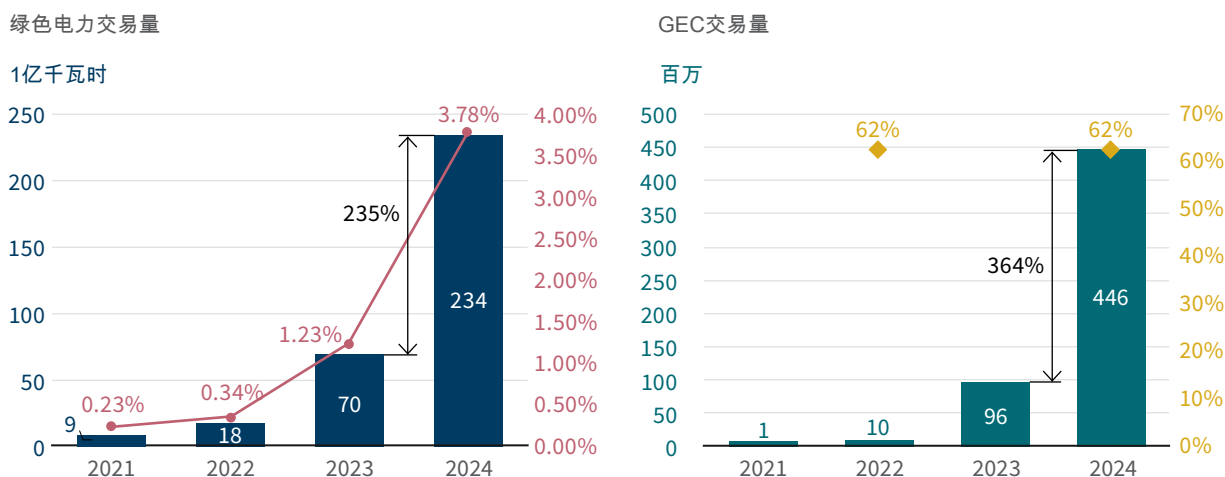
绿色电力用户

9 绿色电力和GEC交易系统正在改进，交易量受机制比率、证书所有权和使用情况的影响

2024年，绿色电力交易和GEC市场随着价格的下跌迅速扩张。^{xv} 绿色电力交易量在2024年达到233.6TWh¹⁶ 并且其电力市场份额逐年增长（见表20）。2024年GEC交易量总计446亿。¹⁷ 并且它已从2022年以绿色电力捆绑交易为主导的成交量，转变为以解绑GEC交易为主。在价格方面，国家电网区域2024年的数据显示，绿色电力的平均价格为417.09元/兆瓦时，GEC为每GEC 9.6元。¹⁸ 在中国南方电网区域，2024年上半年交易的绿色电力平均环境价值为9元/兆瓦时。^{xvi, 19} 平均 GEC 价格是 3.51 元。²⁰ 绿色电力和GEC价格与2023年相比均有所下降。

图 20 绿色电力交易和GEC交易量，2021-24

■ 国家绿色交易量 绿色电力交易量 占全国电力市场总量的百分比
■ 交易GEC数量 分拆交易的GEC比例 (%)



RMI图形。来源：北京电力交易中心，中国电力企业联合会，美国能源部，中国可再生能源工程研究所（CREEI），RMI

^{xv} 每张证书对应1兆瓦时的绿色电力。

^{xvi} 绿色能源的价格由两个要素构成：能源价格和环境价值，后者表示与绿色能源环境属性相关的价格。

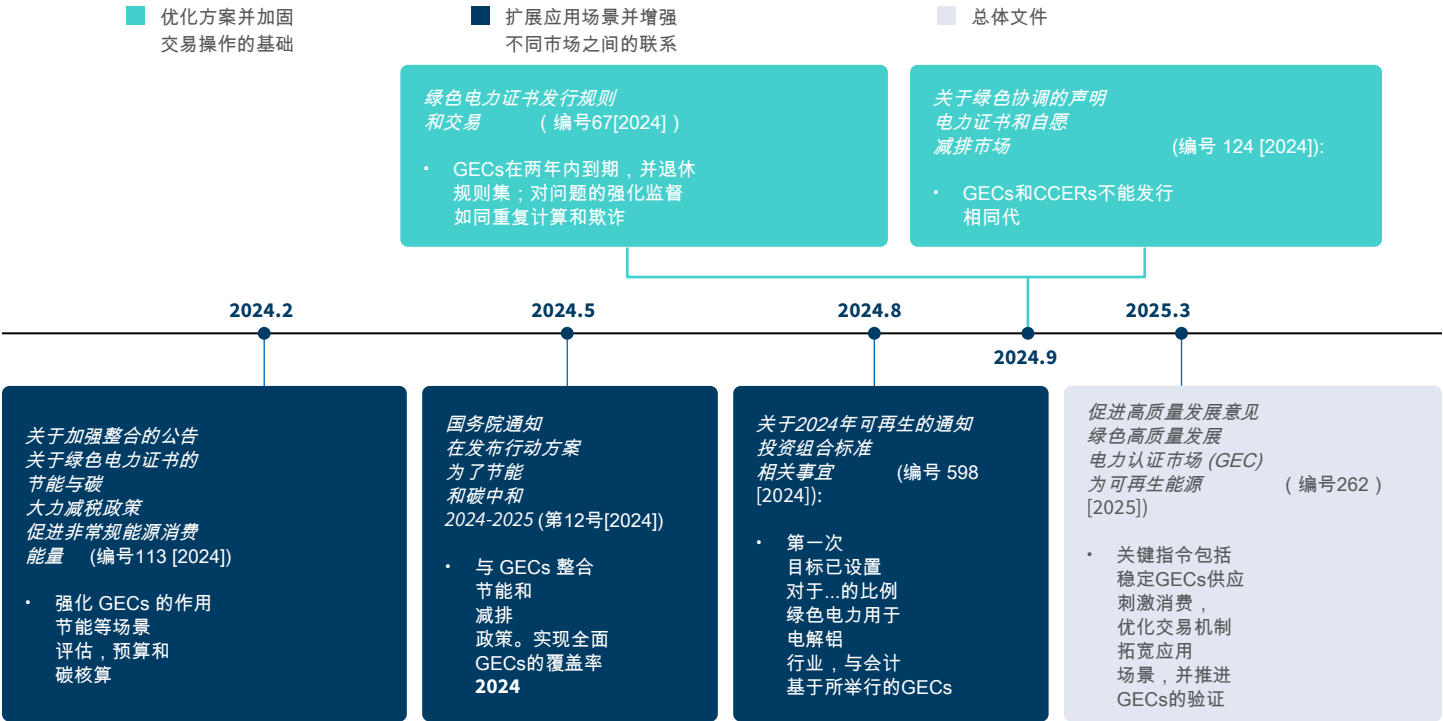
绿色电力和GEC交易系统已基本建立，持续的规则完善支持用户主张其绿色电力消耗

国家绿色电力交易机制已更加规范化，并持续完善。现行的指导已涵盖多年电力购买协议（PPAs）、分布式项目以及用户发电直接交易。在此基础上，区域政策引入了关键创新，包括：

- 更多交易模式：规则现在允许用户和发电商之间直接签订合同。在上海，零售用户可以与开发商签订批发PPA，并由附属零售商负责执行。²¹这确保了稳定的供应，更好的可追溯性，以及更简单的流程。
- 市场覆盖面扩大：更多省份允许分布式项目通过聚合参与绿色电力交易。到2025年底，这预计将成为标准。这些项目遵循与大型项目类似的程序，只需与聚合商达成协议即可。对于终端用户，交易流程基本保持不变。

Gec 方案已迅速完善，坚定地确立了 Gec 作为绿色电力环境属性的唯一代表。如附表 21 所示，2024 年政策消除了 Gec 与国际可再生能源证书和中国核证减排量（ccer）的重叠，增强了 Gec 的独特性并明确了退役和监管规则。这增强了国际认可，一些跨国公司已从国际证书转向中国 Gec。Gec 现在也有资格用于省和利益相关方节能评估中的能源抵消，进一步刺激了需求。

图21 2024年GEC政策演变概述



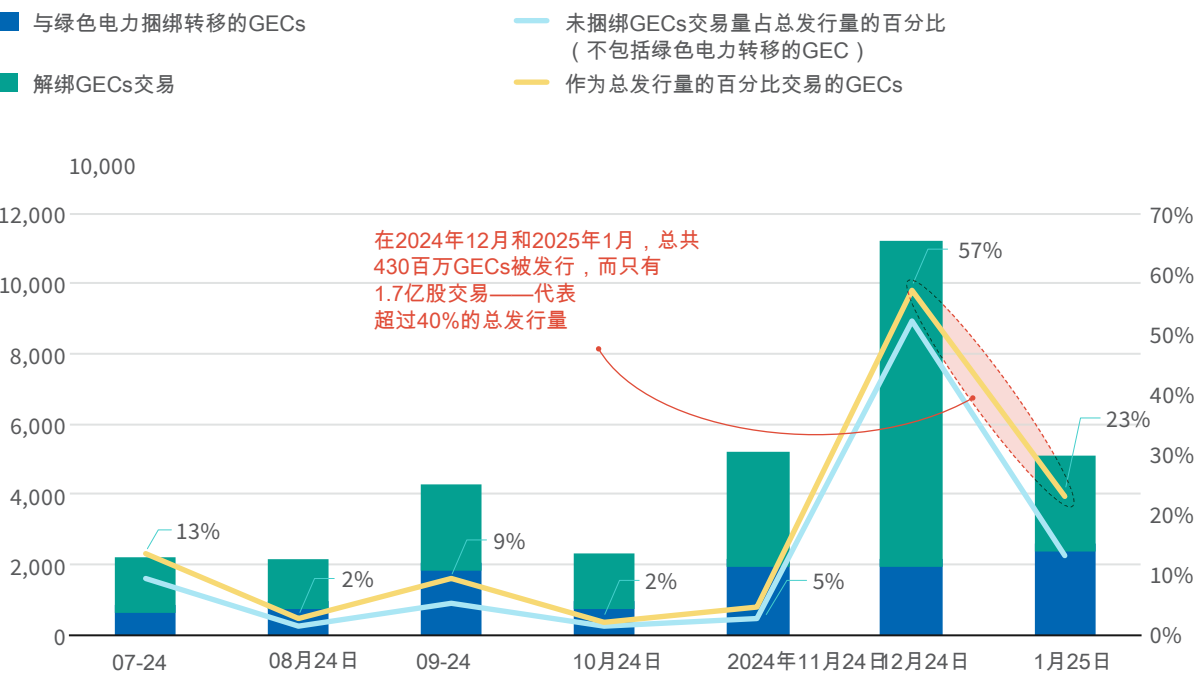
RMI 图形。

新的机制重塑了绿色电力和GECs的供需动态；环境属性正作为独立要素出现在零售套餐中

该机制可能影响绿色电力交易市场的未来规模，具体取决于覆盖的电力份额和省级实施情况。2025年2月，第136号文件引入了机制定价（见第4节），要求在机制定价中包含环境属性，并禁止通过其他市场进行其货币化。这意味着机制定价反映了绿色电力的能源和环境价值。因此，该机制下的电力被排除在绿色电力交易之外。发电厂必须选择参与机制或绿色电力市场，对于相同的发电量——这一选择直接影响绿色电力供应。

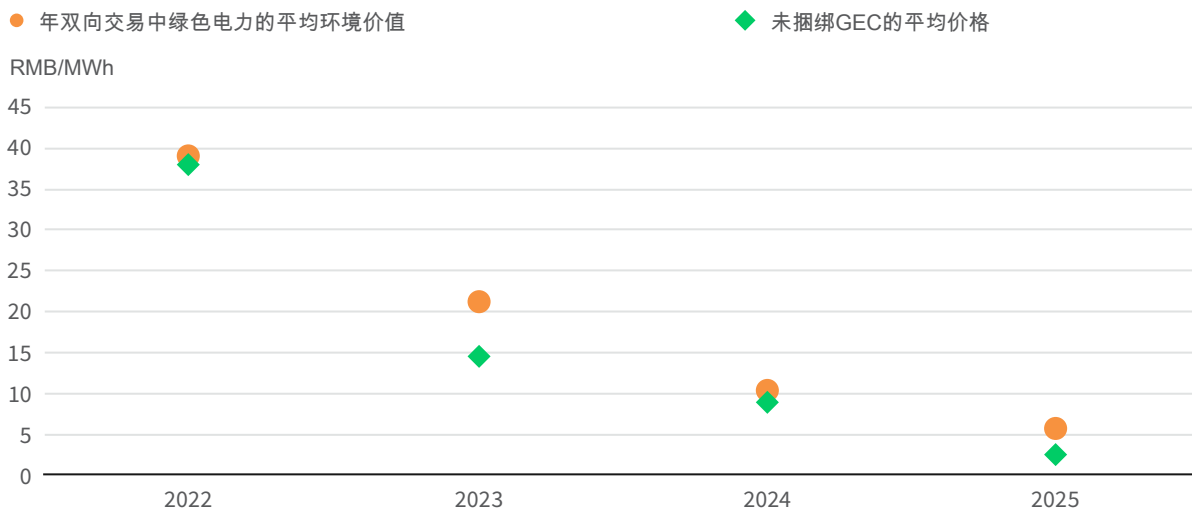
未解绑的GECs的价格和绿色电力的环境价值预计短期内将保持低位。大量新发行的GECs，以及临近到期的GECs的大量销售，导致了供过于求。虽然供应量已显著增加，但需求仍然相对较弱。如第22 exhibit所示，由于合规报告要求，交易量通常在一年末至下年初之间上升。然而，即使在高峰期，供应量仍然远超需求量。预计这种供过于求在短期内将持续，导致价格低迷。由于绿色电力的环境价值很大程度上与未解绑GECs的价格挂钩，2025年的交易结果也反映了环境价值的下降。第23 exhibit以广东为例说明了这一下行趋势。

图22 2024-2025年GEC月度交易量



RMI图形。来源：NEA、CREEI、RMI

图23 比较2022-25年广东省年度双边贸易中未捆绑GECs的平均价格与绿色电力的平均环境价值



注意：每年的平均GEC交易价格定义如下：

- 2022：非补贴项目GECs的国家平均交易价格
- 2023：中国南方电网（CSG）区域平均交易价格
- 2024：CSG地区第一季度平均交易价格
- 2025年：2025年1月1日至3月31日的平均挂牌交易价格

RMI图形。来源：广州电力交易中心、国家能源局、中国节能环保集团有限公司、中国绿色电力证书交易平台、英耐元、RMI

在中长期，可交易GEC价格将由机制和可再生能源决定

投资组合标准。根据文件#136，该机制覆盖的电力数量不符合资格为了转售GECs以获得额外收入。这意味着机制的发电量覆盖得越多，市场上可交易的GECs越少，导致供应紧张。非可交易的GECs可能在省内分配，尽管做法的方法仍不明确（见第4节）。

与此同时，提升GEC使用率正成为关键焦点。市场将向新结构转变——供应主要来自机制外，需求则由自愿购买和不断增长的强制目标共同驱动。这一变化动态将相应影响GEC价格。

绿色电力零售套餐正越来越多地转向单独注明环境价值。2024年，多个省份修订了零售交易规则，要求绿色电力的电力部分按常规热力电定价结算，环境属性需单独注明。例如，福建、浙江、广东和广西现在要求电量部分遵循标准热力电规则，绿色电力零售合同仅突出环境价值。交易中分离环境价值能让市场更好地反映绿色电力的环境属性。预计更多省份将采用此模式，通过环境属性区分绿色电力，将其能量部分视为功能上等同于热力电。

电动汽车充电

10 已有多个省份参照现有的居民电价结构，自愿性地对居民电动汽车充电实施了分时电价

2024年初，[关于加强新能源汽车与电力系统融合的意见](#)

已发布并呼吁对住宅电动汽车充电等灵活负荷实施独立分时电价，目标是在2025年底全面铺开。²² 它规定了家用和非家用不同的电价，并指导省级分时电价政策的制定。自2023年以来，多个省份逐步推出了住宅电动汽车充电的分时电价方案，各省份的实施方式有所不同。

针对住宅电动汽车充电的TOU定价机制，主要依靠自愿参与，已实施于22个省份，以居民电价作为基准

截至2024年底，中国已有22个省级地区实施居民电动汽车充电的分时电价（附表24），大多为自愿实施。江苏、海南、广东和甘肃四个省份已将分时电价设为默认选项。

大多数省份采用两阶段（峰谷）结构，而其他地区采用更详细的规定。例如：

- 13个省份使用两个时期（峰值和谷值）
- 5个省份使用三个阶段（峰值、斜坡、谷值）
- 4个省份使用四个时期（尖峰、高峰、肩峰、谷底）

充电电价分时定义通常遵循居民电价分时定义，尽管一些省份参考了I&C电价分时定义或为电动汽车充电创建了自定义时段。电价分时水平通常基于居民水平，在定义范围内进行调整。

根据湖北省电力市场交易服务中心，电动汽车充电分时电价实施导致居民充电峰荷下降了11.04%，峰荷减少了9.4兆瓦。参与用户个人峰荷需求下降了86.7%。

图24 各省居民充电实施分时电价情况（截至2024年末）

省 / 市镇	服务条款 已实现	强制 或者不	数量 许可期限	授权期限 参考	价格基准
北京	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
天津	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
河北	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
山西	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
内蒙古	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
辽宁	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
吉林	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
黑龙江	是	自愿	4	居民分时电价	居民分时电价
上海	是	自愿	2	居民分时电价	基于住宅的加权平均值 Tou定价
江苏	是	默认	2	定制化	基于居民分时电价
浙江	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
安徽	是	自愿	2	居民分时电价	基于居民分时电价
福建	是	自愿	2	居民分时电价	基于居民分时电价
江西	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
山东	是	自愿	5（夏季：4）	自定义（部分） 工业与 商业 参考)	居民分时电价
河南	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
湖北	是	自愿	4	定制化	基于居民分时电价
湖南	是	自愿	3	定制化	基于居民分时电价
广东	是	默认	3（夏季：4）	工业与 商业 TOU	工商 电价
广西	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
海南	是	默认	3	居民分时电价	居民分时电价
重庆	是	自愿	3	居民分时电价	基于居民分时电价
四川	是	自愿	3	居民分时电价	基于居民分时电价
贵州	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
云南	是	自愿	2	定制化	基于居民分时电价
西藏	不适用 （共享电表）	-	-	-	共享家庭电表 （没有单独的电动汽车表）
陕西	是	自愿	2	定制化	基于居民分时电价
甘肃	是	默认	3	定制化	基于居民分时电价
青海	不	-	-	-	居民电价（非分时电价）
宁夏	是	自愿	2	居民分时电价	居民分时电价
新疆	不	-	-	-	居民电价

RMI图形。来源：省级电力公司电源服务中心，RMI

对居民电动汽车充电的TOU定价实施将进一步扩大，将有更细致的时间段和更详细的定价结构

基于政策目标和当前省级实践，居民私人电动汽车充电的分时电价预计将在以下几个方面取得进展：

更大范围的省推广：目标是在2025年底前全面实施，尚未采用分时电价的省份预计将很快采用。

提升用户参与度：目前由于自愿模式且认知有限，用户参与度相对较低。随着政策清晰度、成本效益和公众理解的提升，预计用户注册将会上升。

更精细的时间段：借鉴已采用多周期系统的省份的经验，预计更多地区将优化其分时电价时段，以更好地引导充电行为并增强负荷转移潜力。

更灵活的周期调整：为缓解电动汽车充电造成的电网压力，地方政府正积极探索动态调整。基于I&C分时电价调整的启示，居民分时电价政策预计将更具响应性和定期更新。

更明确的电动汽车电价：目前大多数实时电价制度仍参考普通居民电价。未来，预计更多省份将实施针对电动汽车的特定实时电价时段和价格，以符合到2025年底将超过80%的私人电动汽车充电转移到低谷时段的政策目标。

- 1 说高等,《2024年中国电力市场展望:市场参与者关注的10大趋势》,RMI,2024,<https://rmi.org/insight/2024-china-power-market-outlook/>,以及刘玉荆等《2023中国电力展望:电力市场参与者关注的20大趋势》,RMI,2023,<https://rmi.org/insight/2023-china-power-outlook-key-trends-for-power-market-players/>.
- 2 赵林,江云迪,陈先延等,“2024年汛期我国主要天气气候特征”《中国防汛抗旱 journal》,35(1)(2025): 8-12,
<https://mp.weixin.qq.com/s/GEk34D5pACwJHaRsfBamiQ>.
- 3 Gong Hailing (2024),“2024年煤炭市场回顾与2025年展望”鄂尔多斯煤炭网络,2024年12月30日,<https://mp.weixin.qq.com/s/11balE5dV3vLMsX0asfBow>“惠誉博华 2025 年信贷展望:煤炭开采和洗选,”惠誉博华,2025,<https://www.fitchbohwa.cn/sites/default/files/2025-01/%E6%83%A0%E8%AA%89%E5%8D%9A%E5%8D%8E2025%E5%B9%B4%E4%BF%A1%E7%94%A8%E5%B1%95%E6%9C%9B%EF%BC%9A%E7%85%A4%E7%82%AD%E5%BC%80%E9%87%87%-E5%92%8C%E6%B4%97%E9%80%89.pdf>,田丽,“2024年动力煤市场价格回顾及2025年展望,”中国太原煤炭交易中心有限公司,2025年1月7日,
<https://mp.weixin.qq.com/s/o7miJubHPN7t67nkhkp94Q>,中国电力企业联合会发布:电力煤炭市场各环节库存积压,现货交易僵持,价格持续保持平稳《中国电力理事会新媒体》,2025年4月22日,https://mp.weixin.qq.com/s/I5Lo5Ho_iNUUS1s67IFrvq.
- 4 “全球燃煤电厂追踪器,”全球能源监测组织,2025年5月访问 <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/>,”两部联合通知:至12月25日前完成全国中长期电力合同全面签订,”极电网,2024年12月20日,<https://news.bjx.com.cn/html/20241220/1418244.shtml>.
- 5 “2023年1月至12月全国电力市场交易简要概述”,中国电力企业联合会,2024年1月24日,<https://news.bjx.com.cn/html/20240124/1357661.shtml>.
- 6 两部联合通知:完成“2025年各地区中长期电力合同于12月25日全面签订”,北极电力电网,2024年12月20日 <https://news.bjx.com.cn/html/20241220/1418244.shtml>.
- 7 “国家发展和改革委员会办公厅关于规范签署及履行2025中长期
- 8 “电力煤合同2025”,“国家发展和改革委员会,2024年12月10日,<https://www.chic.org.cn/home/Index/detail?id=1917>.
- 9 “2024光伏发电建设情况”,国家能源局,2025 <https://www.nea.gov.cn/20250221/f04452701c914d51a89d0c0ea6f4acd1/c.html>;“2023光伏发电建设情况,”NEA,2024年2月28日,https://www.nea.gov.cn/2024-02/28/c_1310765696.htm.
- 10 分布式光伏发电发展建设管理办法,nea,2025年1月17日,https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202502/content_7004206.htm.
- 11 广东电力市场年度报告,广东电力交易中心,2025年3月3日,
<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice?id=29>.
- 12 北京电力交易中心 2024 年度报告,北京电力交易中心,2025年3月3日,
<https://mp.weixin.qq.com/s/-5l5Mac3fHelMWzy8w2qFw>.
- 13 广东电力市场2024年度报告 2025年3月3日。

- 14 关于2023年广东省电力市场零售交易和合同签订的公告 ,电力交流中心,2024年12月26日, <https://news.bjx.com.cn/html/20241226/1419209.shtml> .
- 15 关于进一步规范电力市场交易行为的通知 ,美国国家经济研究局, 2024年11月8日, https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-11/08/c_1310787216.htm .
- 16 “开启能源新篇章：国家能源局市场监管司司长郝瑞峰专访——推进电力市场发展与监管，促进新时代高质量能源增长” 中国电力新 s, 2025年3月13日 https://www.cpnn.com.cn/news/hy/202503/t20250313_1781456.html .
- 17 “国家能源局关于GEC发行的新闻发布会,”国家能源局, 2025年1月23日, <https://www.nea.gov.cn/20250123/33015b472c4741fc863ad3f352775351/c.html> .
- 18 “2024年1月至12月绿色电力交易概述,”北京电力交易中心,2025; 黄林,“GEC经济已到来,” 中国能源新闻 , 2024年11月18日, 2025, http://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202411/18/content_30031105.html .
- 19 2024年第一季度南区域跨省跨区域电力市场交易运行报告, 南方区域电力交易平台, 2024年 <https://www.poweremarket.com/up/sr/pt/#/news?categoryId=d39259fef1c248cba9ee81badf7b47ca&categoryName=%E5%B8%82%E5%9C%BA%E8%B5%84%E8%AE%AF> .
- 20 “2024年第二季度华南跨省跨区域电力市场运行报告”, 2024年。
- 21 关于发布上海市绿色电力交易实施计划的通知 上海市发展和改革委员会, 2024年10月17日, https://fgw.sh.gov.cn/fgw_ny/20241017/a747867686704cccabc12e3e46956f27.html .
- 22 NDRC 等人 (2023), 关于加强电动汽车与电网融合互动的实施意见 , https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202401/t20240104_1363096.html.

说高等, 2025年中国电力市场展望: 市场参与者需关注的10大趋势, RMI, 2025, <https://rmi.org/insight/2025-china-power-market-outlook/>.

rmi重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许利益相关方通过知识共享cc by-sa 4.0许可协议来参考、分享和引用我们的作品。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



所有使用的图片均来自istock, 除非另有说明。



RMI 创新中心
22830 两条河路 巴尔扎特,
科罗拉多 81621

www.rmi.org

© 2025 RMI。版权所有。Rocky Mountain Institute® 和 RMI® 是注册商标。