仅供内部参考，请勿外传

中泰证券 ZHONGTAI SECURITIES

证券研究报告

新型电力体系下，如何看待售电与绿电
——电力信息化系列报告之二

2026.07.09

分析师：苏仪
执业证书编号：S0740520060001
Email：suyi@zts.com.cn

分析师：刘一哲
执业证书编号：S0740525030001
Email：liuyz03@zts.com.cn

仅供内部参考，请勿外传

摘要

■ **零售侧分时电价从固定分时到取消固定分时，对售电行业既是挑战也是机遇。**《电力中长期市场基本规则》规定自 2026 年 3 月 1 日起，对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。而在此之前，大部分售电公司的交易，主要依靠批零价差这种简单的差价模式。这种模式形成了长期的行业惯性，但在固定分时电价取消、现货连续运行的市场里，这种模式对外界的冲击抵抗会非常脆弱，预期之外的冲击可能会导致较大幅度的行业震荡与出清。

- **未来的售电市场发展推演：盈利能力的两极化、交易与资产运营并重。**波动加大、失去固定批零价差的电力交易市场，更加考验市场参与者对市场供需两端的预测能力，售电公司在其中首当其冲。同时，能源资产的运营一方面贡献稳定的收入与现金流，另一方面也可作为重要的可调度资产，帮助售电公司赚取最大的阿尔法收益。以英国的章鱼能源为例，作为全球规模领先的售电公司，其电力零售业务虽然盘子规模较大，但利润率并不高，主要起到稳定业务基本盘、为其他业务引流的作用，反而其能源资产运营相关的其他业务，依靠其对市场供需的广泛了解与准确判断，成为公司主要的增长与利润来源。

■ **绿电的兴起：以绿电直连、算电协同为引，如何更好体现绿电的价值，如何更好地实现更大范围内的绿电应用协同效应。**

- 近年来我国绿电产业蓬勃发展，绿电交易量、绿证核发量都在快速增加，绿电使用的支持政策密集出台，但如何衡量绿电的价值，一直是产业不断探讨的话题。在此之前，绿电的价值衡量手段主要以碳市场的形式来实现。同样，基于绿电本身的物理特性，如何将绿电融入更大的生态，实现更好的产业协同，也一直是大家关注的点。以绿电直连、算电协同两大近年来新兴的产业生态为引，本篇报告对这些话题进行了初步分析与探讨。

■ **投资建议：**电力市场投资力度的持续高增，叠加产业新业态新模式的涌现，带来了更多的电力产业投资新机遇。本篇报告聚焦于电力交易里的零售侧，以及绿电产业里的绿电直连与算电协同，也建议投资人更多关注这些方向的产业机遇。具体标的方面，建议更多关注国能日新、朗新科技等。

仅供内部参考，请勿外传

风险提示

- 电力系统投资不及预期；
- 电力市场化改革推进不及预期；
- 新型电力技术发展不及预期；
- 新能源发电建设不及预期；
- 研报信息更新不及时；
- 行业规模测算不及预期的风险等。

仅供内部参考，请勿外传

中泰证券
ZHONGTAI SECURITIES

目录

CONTENTS

1 我国电力市场化加速推进

2 以分时电价打开为矛，看电力交易零售侧的转变趋势

3 绿电的兴起与绿电直连、算电协同

4 投资建议 & 风险提示

仅供内部参考，请勿外传

中泰证券
ZHONGTAI SECURITIES

1 我国电力市场化加速推进

仅供内部参考，请勿外传

我国电力市场化加速推进，多地电力现货市场进入正式运行阶段

图表：我国电力现货建设进度

		模拟试运行阶段	调电试运行阶段	间断（小于一年）结算试运行阶段	不间断（大于一年）结算试运行阶段	正式运行
第一批	福建	2019年6月	2019年9月	2020年4月	2020年8月	
	山西	2018年12月	2019年7月	2019年9月	2021年4月	2023年12月
	广东	2018年9月	2019年5月	2019年5月	2021年11月	2023年12月
	山东	2019年6月	2019年9月	2019年9月	2021年12月	2024年6月
	甘肃	2018年12月	2019年9月	2019年9月	2022年1月	2024年9月
	蒙西	2019年6月	2019年9月	2019年9月	2022年6月	2025年2月
	浙江	2019年5月	2019年9月	2019年9月	2024年5月	2025年8月
	四川	2019年6月	2019年9月	2019年9月	2021年12月	
第二批	江苏	2022年1月	2022年7月	2022年7月	2025年9月	
	河南	2022年6月	2022年11月	2022年11月	2025年10月	
	湖北	2022年6月	2022年11月	2022年12月	2024年6月	2025年6月
	辽宁	2022年6月	2023年1月	2023年1月	2025年3月	
	安徽	2022年3月	2023年3月	2023年3月	2024年12月	
	上海	2022年7月	已完成	2024年11月	2025年10月	
其他	江西	2022年11月	2023年3月	2023年6月	2025年10月	
	湖南	2022年6月	2023年4月	2025年8月	2025年10月	
	陕西	2022年11月	2023年4月	2023年12月	2024年12月	
	冀南	2022年12月	2023年5月	2023年9月	2025年3月	
	重庆	2022年12月	2023年5月	2023年11月	2025年11月	
	宁夏	2022年12月	2023年7月	2023年12月	2025年10月	
	青海	2023年1月	2023年12月	2024年11月	2025年11月	
	新疆	2023年5月	2023年12月	2024年12月	2025年10月	

资料来源：国家能源局，中国政府网，人民网，各地方政府机构官网，北极星电力市场网等，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

中泰证券
ZHONGTAI SECURITIES

2

以分时电价打开为矛，看电力交易零售侧的转变趋势

仅供内部参考，请勿外传

2.1 我国零售侧分时电价的五个调整阶段

■ 我国零售侧分时电价的政策，大致可以分为 5 个阶段。

- **阶段一：没有分时**，大致在 1994 年之前；
- **阶段二：长周期的政策性分时**，大致在 1994 年到 2015 年前后，政策性分时变动较小，数年调整一次，主要发挥负荷侧的“削峰填谷”作用；
- **阶段三：短周期的政策性分时**，大致在 2015 年到 2025 年，随着新能源的发展，源荷两侧的波动性，都需要通过分时电价去匹配，所以分时电价进入频繁调整期，一些省甚至 1 年调整一次；
- **阶段四：市场化初期的非政策性分时**，基本上以 2025 年 12 月发布的发改能源规〔2025〕1656 号文为界限，中国进入了市场化分时电价的阶段；
- **阶段五：高度市场化阶段的分时**，与市场化的电力零售合同结合，呈现出细化、个性化的特征。

仅供内部参考，请勿外传

2.1 我国零售侧分时电价的五个调整阶段

图表：我国零售侧分时电价的五个调整阶段（针对工商业用电企业）



资料来源：鱼眼看电改，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.1《电力中长期市场基本规则》印发，2026 年 3 月起正式取消固定分时电价

■ 2025 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）。本次《电力中长期市场基本规则》自 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。

■ 关于价格方面，本次《电力中长期市场基本规则》做了如下规定：

- 第三十二条：除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。
- 第三十四条：中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。
- 第三十五条：**对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；**对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

■ 本次《电力中长期市场基本规则》在价格机制方面，实现了历史性的突破，废除了行政规定峰谷电价的政策。这意味着市场用户的分时电价曲线将完全通过双边协商或集中竞争形成，实时现货市场的价格信号得以无阻碍地传导。此举被普遍视为电力市场进入成熟现货阶段的核心标志，使电力商品在不同时间、不同空间的价值差异得以真实显现，从根本上发挥了市场在资源配置中的决定性作用。

中泰证券 ZHONGTAI SECURITIES

2.1 全国多地已取消固定分时电价

■ 地方层面，截至 2026 年 2 月，全国已有 11 个省市发布相关通知，提及对入市用户不再执行政府核定的固定分时电价，其中 **9 地已明确落地取消政策**，江苏、山西两省的调整方案仍处于征求意见阶段。

图表：已落地的 9 省市在取消固定分时电价方面的最新政策规定相关内容

省市	具体内容
贵州	自2026年3月1日起，根据国家电力市场化改革要求，对直接参与批发侧市场交易的两部制工商业用户，不再执行峰谷分时电价，对参与零售侧市场交易的两部制工商业用户，零售穿透部分用电量不再执行峰谷分时电价。
河北南网	在计算中长期合同均价时，中长期合同采用分时模式签约的，其合同的分时电价直接用于向零售用户传导；中长期合同采用曲线交易模式签约的，以合同总电费不变为前提，按照该月实时现货市场分时电价曲线特性以及合同分时电量，折算形成合同的分时电价，用于向零售用户传导。
湖北	除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。
陕西	批发市场自主协商分时交易原则上不进行限价，由经营主体结合市场实际、供需预测、稳定预期需求合理形成。 零售市场电能量价格机制包括: **（1）“批发均价+浮动价差”模式:** 零售电能量价格按照“所有售电公司批发购电分时均价+度电浮动价差”模式确定，其中所有售电公司批发购电分时均价按照其中长期、现货市场综合均价确定，具体计算方式见《陕西省电力零售市场交易细则》。不分时零售套餐参照执行，传导批发购电所有时段加权均价。 **（2）“批发均价+固定价格”组合模式:** 零售电能量价格按照一定比例的所有售电公司批发购电分时均价与一定比例的 24 时段分时固定价格组合确定。其中，分时固定价格可参考现货市场分时价格水平与走势自主、合理确定，该部分价格对应比例不超过 40%。不分时零售套餐按不分时模式参照执行。
吉林	直接参与市场用户不再执行政府规定的分时电价，各市场经营主体可参考现货实时市场已运行月份分时均价形成的峰平谷价格信号，并考虑供需预测，市场行情，政策变化等因素，通过市场化方式合理形成分时交易价格。
云南	自 2026 年 3 月 1 日起，直接参与电力市场交易的用户不再执行政府规定的分时电价。
重庆	对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段，由中长期分时段交易形成分时电价。
辽宁	现货市场结算试运行期间，按照“辽宁省电力市场运营规则及配套实施细则”（试行4.0 版）开展结算，采取顺价模式，批发市场电能量价格、输配电价、上网环节线损费用不执行现行计划性峰谷分时电价政策。
河南	我省直接参与电力市场交易的用户已不再执行工商业分时电价政策，为促进电力市场公平竞争，自本通知印发次月起，我省电网企业代理购电用户执行工商业分时电价的，输配电价不再参与峰谷浮动，峰谷时段、浮动比例等其他事宜仍按照《河南省发展和改革委员会关于调整工商业分时电价有关事项的通知》（豫发改价管〔2024〕283 号）规定执行。

资料来源：各省级部委官网，北极星电力市场网，腾讯新闻，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.1 我国售电公司产业的发展历程

■ 中国售电公司的发展历经三个阶段：

- **2002-2014 年：**以 2002 年《电力体制改革方案》为标志，通过厂网分开形成发电端多元竞争格局，但电网企业仍垄断售电业务，存在用户选择权低、成本核算不明等问题；
- **2015-2021 年：**新一轮电改启动，以“管住中间，放开两头”为核心开放售电侧，初期售电公司盈利丰厚，后因竞争加剧出现行业洗牌；
- **2022 年至今：**在“双碳”目标推动下，绿电交易带来新机遇，同时对售电公司的专业能力提出了更高要求。

图表：我国售电公司行业发展历程

2002-2014：厂网分开奠定电力市场基础

•2002 年，国务院发布《电力体制改革方案》，明确了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”四大改革任务，拉开电力体制改革序幕。在此阶段，改革集中在发电端，逐步形成发电主体多元化竞争格局，但电网企业仍同时从事售电业务，在输配售环节处于垄断地位。

2015-2021：新一轮电力体制改革构建电力市场体系

•2015 年，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及相关配套实施文件印发，标志着新一轮电力体制改革正式启动，其核心是“管住中间，放开两头”，在售电侧“有序向社会资本开放配售电业务”。2016 年，购售电之间价差一度达到 0.12 元/千瓦时，售电公司如雨后春笋般成立。但随着市场竞争加剧，价差不断缩小，售电公司逐渐从暴利走向微利，行业两极分化态势愈发明显。

2022 年至今：“双碳”目标开启电力市场化改革新篇章

•2022 年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，标志着电力市场化改革进入新阶段。在“双碳”目标背景下，绿电交易作为售电增值服务的重要内容，为售电公司带来新的发展机遇，同时也对售电公司的负荷预测、交易曲线拟合和偏差考核风控等方面提出了更高要求。

资料来源：前瞻产业研究院，中泰证券研究所

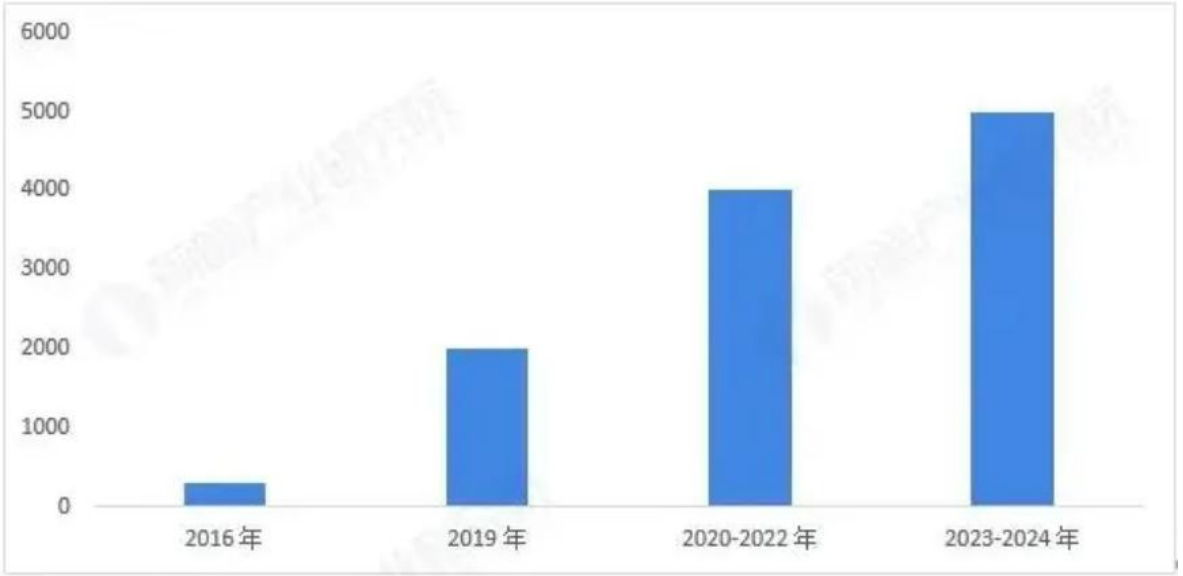
仅供内部参考，请勿外传

2.2.1 我国售电公司注册量持续增长，但近年有所放缓

■ 截至 2024 年底，全国累计注册售电公司数量超过 5000 家，较 2016 年新电改初期的不足 300 家增长近 17 倍。这一数据反映了电力体制改革对市场活力的显著激发，尤其是 2019 年后随着《售电公司管理办法》等政策落地，社会资本加速进入售电领域。

- 2019 年全国新增注册售电公司约 600 家，累计注册量突破 2000 家；
- 2020-2022 年，年新增注册量稳定在 500-800 家区间，至 2022 年初国网区域公示通过的售电公司已超 4000 家；
- 2023-2024 年，随着电力现货市场建设全面铺开，年新增注册量回升至 1000 家左右，2024 年累计注册突破 5000 家。

图表：2016-2024 年我国售电公司注册量变化（单位：家）



资料来源：前瞻产业研究院，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.2 传统售电公司的主要盈利模式更多依靠两个价差

■ 传统售电公司的主要盈利模式，一般分为两部分：

- **售电价差：**通过渠道/居间模式，发展一批售电代理客户，并通过批发侧的中长期交易锁定电量，赚取批发-零售价差的一部分。
- **综合能源业务收益：**基于客户资源筛选，投资或建设分布式光伏、储能、节能等业务，并获得项目收益。

■ 在现货市场非连续运行、不够成熟的阶段，绝大多数售电公司采用“被动”交易的模式，主要依靠两个规则下的两个价差：

- **规则一，批发侧中长期高比例：**为了保证市场稳定，规则一般要求签订相当比例电量的批发侧中长期合同，作为压舱石。批发侧中长期 + 售电利润价差 = 零售侧中长期价格。
- **规则二，零售侧中长期合同模式固定：**售电公司主要和用户就年度均价进行协商，并基于行政分时对电价进行展开，所有用户执行的分时政策都是一致的。

□ 对应而言有两个价差：

■ **价差一，批发侧价差：中长期低于现货。**

- 当现货市场连续运行，批发侧供需关系在部分月份发生逆转，年度 < 月度< 现货的时候，售电公司马上承担较大压力。

■ **价差二，批零价差：**批发侧成交均价，低于零售侧均价。

- 这种情况下往往出现售电公司先低价抢签用户，用电量倒逼发电企业降价，把批发侧长协价拉到最低限价的情况。在发电企业市场力较弱的市场中，这种策略往往能够奏效，一旦批零价格倒挂，售电公司就可能承受不住。

仅供内部参考，请勿外传

2.2.2 新时代售电公司游戏规则：现货+市场化分时，双边高频概率游戏

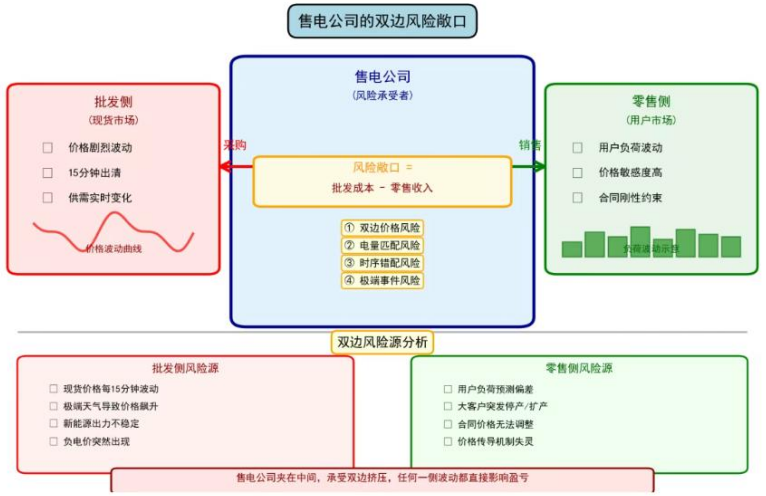
■ 批发侧现货连续运行，零售侧市场化定价，对售电公司来说，是一个新时代的开始。对应游戏规则发生了变化：

- 旧时代：中长期合约 + 固定分时电价 = 低频、低风险、可预测
- 新时代：现货连续运行 + 市场化定价 = 高频、高风险、强不确定性
- 游戏规则：从“价差搬运”到“风险管理”，从“年度均价”到“实时博弈”。

■ **新的定位与新的风险：**

- 于传统售电公司，最重要的事情不是管理批发侧的交易风险，而是尽可能多地开发渠道，找居间人，把电量签进来。这种模式的售电公司，本质上不是交易，而是作为发电企业和电力用户的中介。
- 于新时代售电公司，要承受双边+高频+概率的组合风险。

图表：新时期售电公司的双边风险敞口



资料来源：鱼眼看电改，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.2 市场化分时电价的影响——以江苏电力交易中心最新通知为例

- 2025 年 12 月 25 日，江苏电力交易中心发布关于加强电力零售与批发市场价格传导的工作通知。该通知规定电力用户与售电公司可选择“固定价格+市场联动价格”套餐，约定固定价格与市场联动价格电量比例及结算价格浮动比例。同时，对于 2026 年 3 月份以后新签的长协合同来说，无论是哪种合同，乃至 2026 年 1 月开始新签的过渡期用户，有 50% 的电量必须与市场价格联动，其中有 5-15% 电量与现货价格进行联动。
- 总体而言：江苏电力交易中心有限公司的这一通知，**将分时电价的特征从原来政策定价的“事先定价（定时段），全省统一，长期稳定”，变为**市场化的“事后出价、一企一价、一月一价”**。**

图表：江苏电力交易中心有限公司的最新电价通知对分时电价的影响



资料来源：鱼眼看电改，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.2 市场化分时电价的影响——以江苏电力交易中心最新通知为例

■ **（一）事后出价：滚动清晰化的电价形成过程**

- 无论是批发侧的月度、月内、现货价格，还是售电公司的月度分时均价（或者月度不分时均价），在交易完成之前都无法得到实际的价格，尤其是**售电公司的月度实际成交均价，在本月最后一次现货出清之前，是无法计算的**，因为要把每 15 分钟的各品种出清价格，按每个售电公司对应仓位的实际成交量进行加权平均，得到月度分时。所以只有在下个月（一些省甚至要到下下月），才给出售电公司和电力用户的实际的当月盈亏表格并摊入电费单中。
- 当然也不是说电价是完全看不清的，它更像是在迷雾中开车，先看到大的轮廓（年度长协），再看到部分标识（月度、月内），最后看到细节，是一个滚动清晰化的过程。

■ **（二）一月一价：事后出价原则的延展**

- 在此机制下，未来的价格传递，分为三段：一段是批发侧双边/场内的成交价；二段是售电公司月末的购入价（售电月度分时均价或者售电月度均价）；三是售电公司与电力用户按零售协议，最终结算的零售结算价（用户月度分时）。而其中，第二段和第三段每个月可能都不同。

■ **（三）一企一价**

- 从实际零售结算的用户分时电价来看，每家企业都可能存在差异性，这对分布式光伏，尤其是工商业储能来说，就带来巨大的不确定性。

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 新时代售电行业：盈利来自分化与融合

■ **售电行业的分化：盈利能力的两极化分布趋势**

- **头部企业：**拥有较多资产、资金，或者有母公司背后予以支撑，依靠上述资源在市场中长期维持平均水平收益率。
- **长尾企业：**具备“电力系统的物理理解+数据预测+交易执行”一体化能力的主体，能够在现货市场的价格波动中持续获取超额收益，从而实现超额收益率。
- 在以上两类主体之间的主体，则易遭受出清。

■ **售电行业的融合：交易能力与资源调度运营、资产投资的一体化整合**

- 光储资产对售电公司的价值，不只是独立的收益来源，更重要的是提供了可调度的资源头寸，使长协的持仓管理与现货出清之间的风险对冲成为可能。
- 这一趋势的核心载体，是将资产运营、资源灵活性调度与市场交易统一起来，资产、资源、交易三者的整合只是物理上的叠加，而非真正的能力融合，这种协同融合能力成为未来运营的关键。

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 未来不同售电公司的生存法则推演

■ **“被动交易型”售电公司：**

- 这类公司坚持原有传统售电公司的经营方式，易缺乏对市场风险的承受能力，从而较大概率退出市场。这类公司定位于售电渠道服务，挣渠道费，或者只做部分长协交易，把现货以某种形式委托给专业的机构代交易。

■ **“半主动型”售电公司：**

- 这类公司基本上具备预测和现货交易能力，他们能建立用户档案、分行业对用户进行画像和聚类、精确个性化的零售套餐分析定义、用电企业的负荷管理和预测、批发侧的电量预测、交易价格有限预测、灵活的仓位管理和调节能力，能在事前、事中、事后对批发侧交易进行分析和管理。
- 不过，这类公司一旦日前报量报价完成，若没有日内调节品种，就只能被动接受实时出清结果。这也意味着，这类售电公司更多是通过可预测的 80%-95% 的交易仓位，保证不亏，或者有足够的利润来应对现货风险，能确保活下去。

■ **“主动型”售电公司与虚拟电厂：**

- 主动型售电公司，不仅能基于预测做仓位调整交易，更具备了主动干预的能力——也就是建立起虚拟电厂的灵活性资源调节池，这种虚拟电厂可帮助主动型售电公司实现小概率误差主动修正，甚至主动套利。
- 虚拟电厂在这个意义上，不是需求响应或者自己作为发电主体在场内套利，而是成为主动型售电公司应对小概率偏差风险的最佳场外筹码。
- 不过转型成为这类售电公司，对传统售电公司而言压力与挑战巨大。

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 海外售电公司典例——章鱼能源（Octopus Energy）

- 章鱼能源（Octopus Energy Group）是一家源自英国的全球清洁能源科技企业，以技术驱动为核心，颠覆传统能源行业模式，致力于更快、更经济地构建可持续全球能源系统。这家成立于 2015 年的公司，凭借其技术驱动模式，十年间迅速成长为英国最具活力的电力供应商，服务超 700 万英国家庭，全球客户近千万。
- 章鱼能源的主要业务与产品包括：售电业务（Energy Retail）、新能源业务（Octopus Energy Generation）、综合能源服务（Octopus Energy Services）、数字化平台与 SaaS 服务（Kraken）。

图表：章鱼能源的主要业务结构



资料来源：鱼眼看电改，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 章鱼能源的四大业务解析

■ **售电业务（Octopus Energy Retail）：集团的最大收入来源，但利润率很低。**

- 章鱼能源的售电业务在英国市场份额约 25%，为英国市场份额第一。同时，章鱼能源的售电业务在德国、法国、意大利、西班牙、美国、日本、澳大利亚、新西兰等 18 个国家亦有布局，截至 2023 年国际市场覆盖约 90 万户。
- 以英国为主的售电业务是营收主体，但利润率极薄。2024 财年，售电业务毛利率也仅改善至 8.5%。
- 某种程度上，售电业务、特别是居民售电业务不是利润中心，而是流量入口和数据来源，为 Kraken 和综合能源服务提供基础。同时，售电业务也是章鱼能源的主要现金流来源。

■ **新能源业务（Octopus Energy Generation）：重资产投资和运营业务，利润率整体稳定**

- 新能源业务主要包括两部分：1）投资自建发电资产并形成电力销售收入；2）向基金收取管理费，这些基金投资于可再生能源项目，且项目资产组合由章鱼能源负责运营管理。
- 截至 2026 年 5 月，章鱼能源所管理的新能源项目资产组合价值已达 85 亿英镑，资产组合的总发电功率达 5.7GW，所管理的项目资产已为约 280 万户提供电力能源。
- 整体而言，新能源资产类业务是章鱼能源固定资产的主要组成部分，相比于综合能源业务以及轻资产类的售电+SaaS 服务，发电业务利润率更为稳定，是集团中长期利润压舱石。

■ **综合能源服务（Octopus Energy Services）：**

- 依托售电业务，章鱼能源为大量居民客户提供了表后的综合能源服务，包括节能设备销售、节能与新能源设备安装、充电服务、电动汽车租赁等业务，并且基于电动车充电资源聚合，实现了虚拟电厂业务。
- 业务规模：1）充电桩运营服务：截至 2025 年 7 月，已接入全球超过 100 万个公共充电桩，覆盖 950+ 充电桩品牌，包括 InstaVolt、IONITY、Osprey、MFG、ChargePlace Scotland 等主流智能充电服务商；2）虚拟电厂：1GW 车载电池容量，全球最大的虚拟电厂之一；3）热泵安装与销售：英国市场领先安装商之一，并向欧洲大陆扩张。
- 该业务目前处于高速投入扩张期，短期利润贡献有限，但该板块是集团 ARPU（每用户平均收入）提升的关键驱动力。同时，虚拟电厂的调峰收益（向电网出售灵活性调节能力）是新兴但高毛利的收入来源。

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 章鱼能源的四大业务解析—— Kraken 平台

□ Kraken 平台：公用事业级 AI 驱动的公用事业的操作系统

■ 发展历程：

- 2016 年时，Kraken 平台被作为章鱼能源内部 IT 系统开始研发，初衷是解决自身的客户管理和能源交易问题。
- 2019年底，Good Energy 成为第一个外部客户，Kraken 开始商业化 SaaS 授权。
- 2020-2023 年，签约英国、韩国、澳大利亚、日本、意大利等多个国家的客户。
- 2024 年，Kraken 平台服务账户达 5400 万；授权收入从 6700 万英镑增至 8100 万英镑（+21%）；合同年度经常性收入达 1.66 亿英镑（+81%）；Kraken 利润同比增长 483% 至 3500 万英镑。
- 2025 年，宣布合同年度收入突破 $5 亿，同年 12 月底章鱼能源宣布将 Kraken 独立分拆融资，估值 86.5 亿美元。

图表：Kraken 公司



资料来源：Kraken 官网，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 Kraken 平台的业务竞争优势

■ Kraken 是一个真正的端到端平台，其功能覆盖了从发电、输配到零售、服务的全链条。

- **零售管理：打破“数据孤岛”，客服效率提升 30%。**传统能源公司，计费系统、客服系统、表计管理系统各自为政，客户打来电话就像被“踢皮球”。Kraken 的零售模块彻底打破了这种局面。Kraken 的零售平台提供一体化工作站与单一视图模式，通过强大的低代码/无代码计费引擎，可实现快速的敏捷定价；通过自动化工作流和 AI 辅助，Kraken 能帮助客户将服务成本降低高达 40%。
- **灵活性调度：让电动车变成“赚钱资产”。**通过算法，Kraken 将电动汽车、家用电池、热泵等“分布式能源”从电网的负担，转化为可调度的宝贵资产。
- **电网管理：给传统电网装上“数字眼睛”。**这个模块专为配电运营商设计，用于应对日益复杂的分布式电网。
- **现场作业管理：工程师的“智能调度官”。** Kraken 集成 Mapbox 地理智能技术，能为工程师团队进行多天、多人的任务最优编排，考虑技能、位置、实时路况等因素。同时也可帮助工程师等相关方实现作业数字化。

图表：Kraken平台核心功能模块

模块名称	核心功能	主要用户	关键技术
零售管理	计费、CRM、资费设计	客服代理、市场团队	统一数字模型、API 集成
灵活性优化	DER 控制、VPP、市场交易	能源交易员、DER 持有者	机器学习、实时调度
电网配电	故障定位、负荷预测、动态定价	电网调度员、配电工程师	边缘计算、实时监测
现场管理	调度优化、工单管理、资产跟踪	现场工程师、承包商	Mapbox 路线算法

资料来源：大鹏说能源，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

2.2.3 Kraken 平台的技术内核：云原生与 AI 的“降维打击”，形成数据飞轮

- **云原生：**平台深度构建在亚马逊云科技上，采用无服务器架构，因此 Kraken 的平台建设、接入和服务成本远低于传统电力信息化厂商。而其他竞争对手的系统架构，甚至很多还保留着上世纪 90 年代遗留下来的大型机-服务器-本地计算机架构风格，运营和升级成本极高。
- **公用事业级 AI：不只是聊天，而是深度赋能。**1）Magic Ink：内部开发的生成式 AI 工具，能辅助客服起草邮件。2）Agent Assist：能整合客户所有信息，为客服提供完整的背景视图，使其能快速定位问题根源。3）负荷预测与模拟：AI 模型能实时分析数千种场景，结合天气、电价、碳强度数据，做出最优的调度决策。
- **数据模型和 API：**1）统一数据模型： Kraken 将客户数据、仪表数据和交易数据集成在一个“湖仓一体” 架构中。2）API 开放性： Kraken 提供丰富的 API 接口，允许第三方开发者、能源交易商和硬件制造商将其设备或服务无缝接入 Kraken 实例。3）实时数据湖： 平台的数据提取和处理能力，支持了高频率的市场出清和复杂的灵活性交易。

■ 基于以上，**Kraken 平台带动章鱼能源形成了数据飞轮：**接入账户越多，数据越丰富，AI 模型越精准，成本越低。

图表：Kraken 平台的技术能力带动章鱼能源形成了数据飞轮



资料来源：鱼眼看电改，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

中泰证券
ZHONGTAI SECURITIES

3 绿电的兴起与绿电直连、算电协同

仅供内部参考，请勿外传

3.1.1 绿电与绿电交易

绿色电力

- **绿色电力**，是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

绿电交易

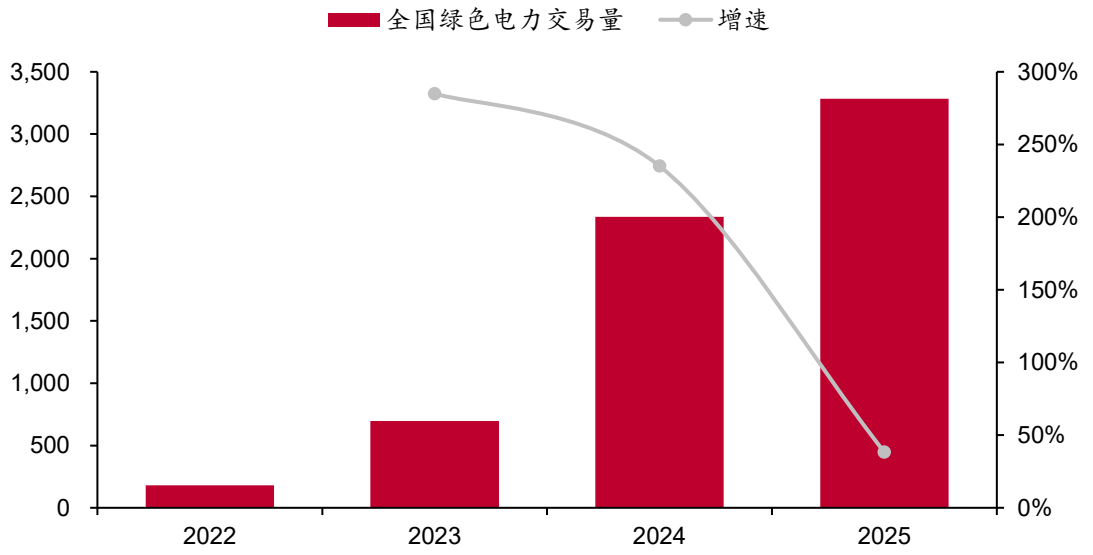
- **绿色电力交易**是以**绿色电力**和对应**绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种**，交易电力同时提供国家核发的**可再生能源绿色电力证书（简称绿证）**，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。
- 绿色电力交易是**电力中长期交易**的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（旬、周、日滚动）等周期组织开展。

仅供内部参考，请勿外传

3.1.1 绿电交易市场情况

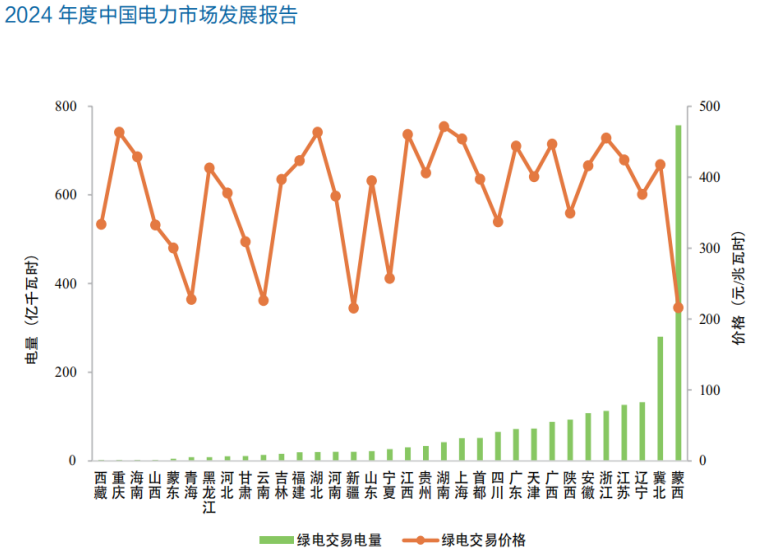
- 根据国家能源局的数据，2025 年我国绿电交易电量 3285 亿千瓦时，持续保持较快增速。
- 分地区来看，2024 年蒙西绿色电力交易规模最大，达到近 800 亿千瓦时，冀北和辽宁次之。

图表：2022-2025 年中国绿色电力交易量及增速（单位：亿千瓦时）



资料来源：《2024 年度中国电力市场发展报告》，国家能源局，中泰证券研究所

图表：2024 年全国各地绿色电力交易电量及交易均价情况



资料来源：《2024 年度中国电力市场发展报告》，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.1 绿电交易市场情况

■ 目前，我国绿电的下游客户主要包括能源石化、工业制造业（有色金属、新能源等）、科技服务等。根据《2024 年度中国绿色电力（绿证）消费 TOP100 企业名录》，名录前 4 名均由能源企业包揽；前 10 名中，能源企业占据 7 席。

图表：中国绿色电力消费 TOP 100 企业名录 2025（仅展示前 20 名）

编号	企业名称	编号	企业名称
1	国家能源投资集团有限责任公司	11	内蒙古大全新能源有限公司
2	国家电力投资集团有限公司	12	中国宝武钢铁集团有限公司
3	浙江省能源集团有限公司	13	广州发展集团股份有限公司
4	深圳能源集团股份有限公司	14	中国大唐集团有限公司
5	四川永祥股份有限公司	15	江苏中能硅业科技发展有限公司
6	广东省能源集团有限公司	16	中国电信集团有限公司
7	富士康科技集团有限公司	17	国家电网有限公司
8	中国石油化工集团有限公司	18	中国移动通信集团有限公司
9	中国石油天然气集团有限公司	19	弘元绿色能源股份有限公司
10	中国铝业集团有限公司	20	TCL科技集团股份有限公司

资料来源：中电联，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.2 绿电与绿证

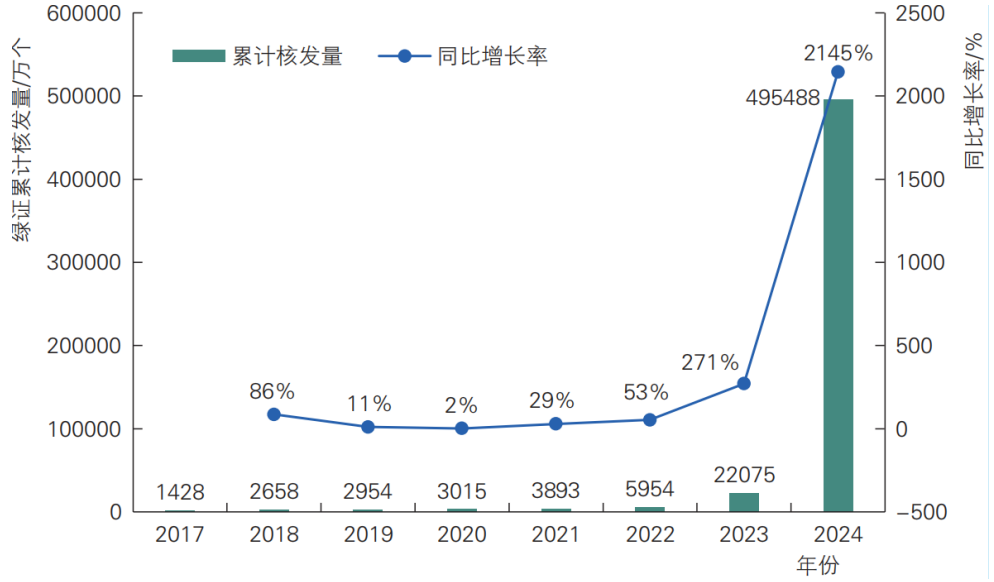
按照国际通行的概念，**绿证是指可再生能源绿色电力证书**，是可再生能源绿色电力的“电子身份证”，是对可再生能源发电项目所发绿色电力颁发的具有特殊标识代码的电子证书。**1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量**，每一个绿证的产生或交易，就意味着有 1000 度可再生能源绿色电量已上网或消费。发电企业通过出售绿证获取绿色电力的环境价值，电力用户通过购买并持有绿证完成绿色电力消费。

仅供内部参考，请勿外传

3.1.2 我国绿证核发情况

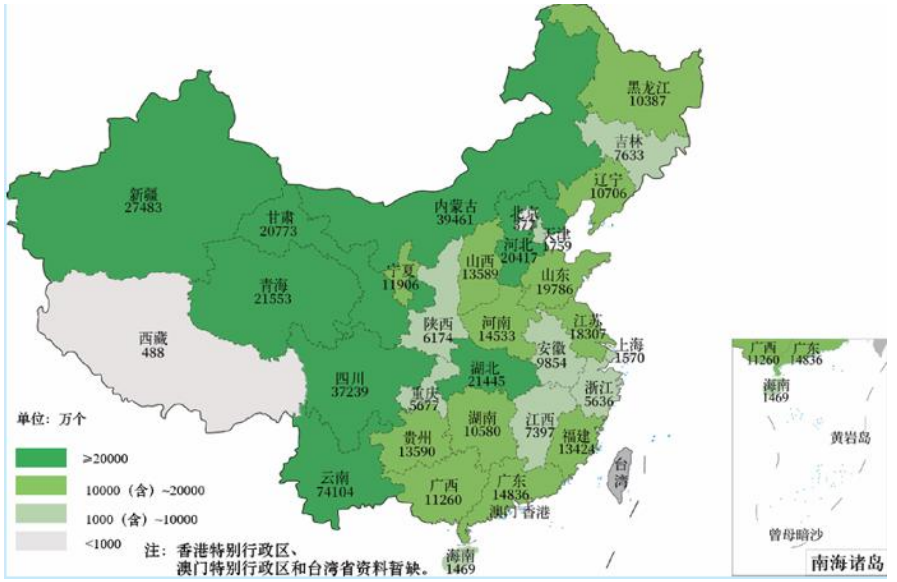
- 2024 年，全国核发绿证 47.34 亿个，同比增长 28.36 倍，其中可交易绿证 31.58 亿个。截至 2024 年 12 月底，全国累计核发绿证 49.55 亿个，同比增长 21.45 倍，其中可交易绿证 33.79 亿个。
- 全国各省份绿证核发数量差异明显，核发区域相对集中。2024 年核发绿证较多的 8 个省（自治区）为云南省、内蒙古自治区、四川省、新疆维吾尔自治区、青海省、湖北省、甘肃省和河北省，核发数量均超 2 亿个。

图表：2017 年至 2024 年全国绿证累计核发量情况



资料来源：《中国绿色电力证书发展报告(2024)》，中泰证券研究所

图表：2024 年各省（自治区、直辖市）绿证核发量情况



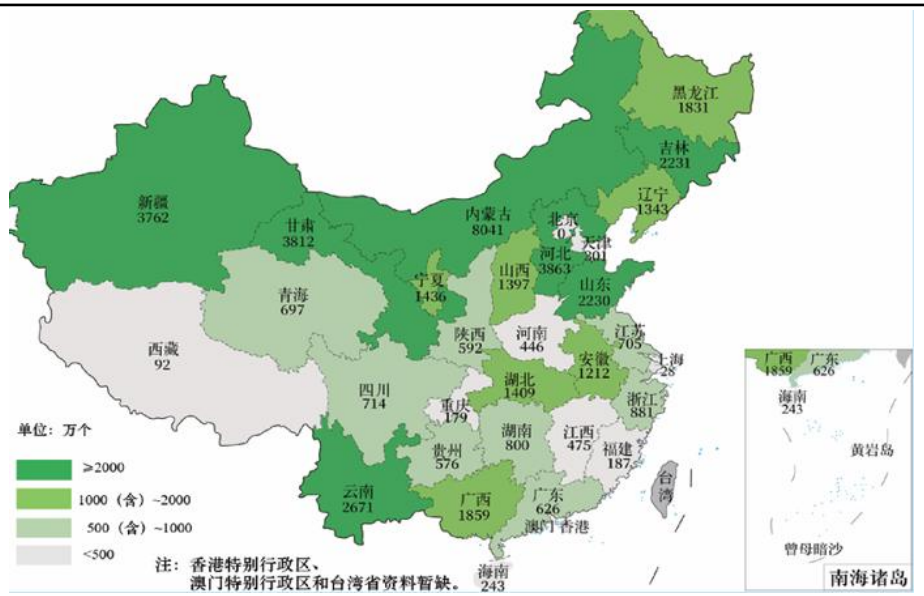
资料来源：《中国绿色电力证书发展报告(2024)》，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.2 我国绿证市场交易情况

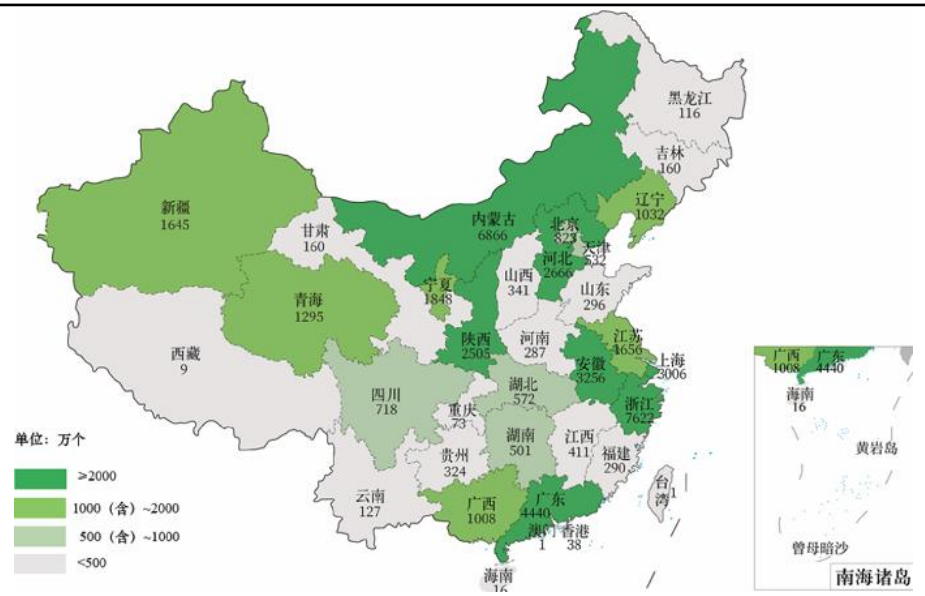
- 2024 年全国绿证交易 4.46 亿个，同比增长 3.64 倍，其中绿证单独交易 2.77 亿个、绿色电力交易绿证 1.69 亿个。
- 分地区来看，出售绿证数量排名前 5 的省（自治区）为内蒙古自治区、河北省、甘肃省、新疆维吾尔自治区和云南省，共出售绿证 2.22 亿个，约占全国总交易数量的 49.62%；购买绿证数量排名前 5 的省（自治区、直辖市）为浙江省、内蒙古自治区、广东省、安徽省和上海市，共购买绿证 2.52 亿个，约占全国总交易数量的 56.43%。

图表：2024 年各省（自治区、直辖市）绿证出售量情况



资料来源：《中国绿色电力证书发展报告(2024)》，中泰证券研究所

图表：2024 年各省（自治区、直辖市）绿证购买量情况



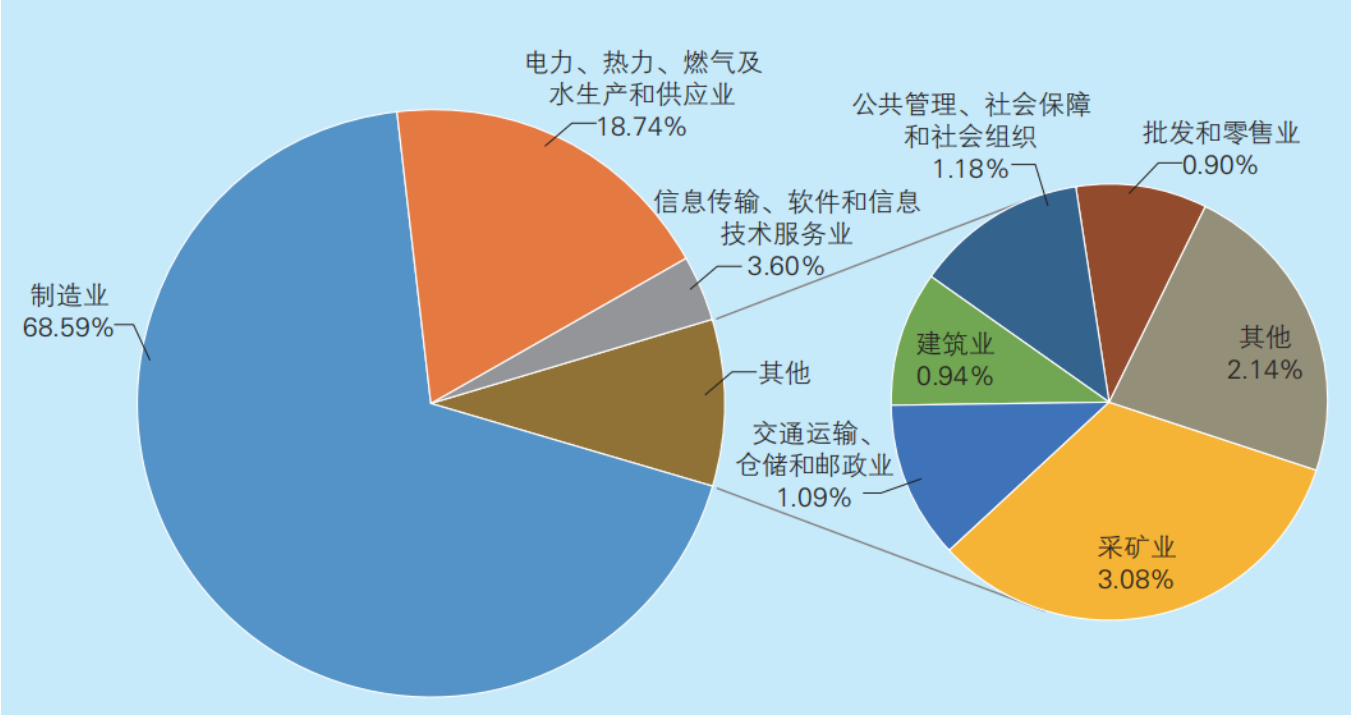
资料来源：《中国绿色电力证书发展报告(2024)》，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.2 绿证市场下游分布

- 2024 年全国参与绿证交易的消费主体约 5.9 万个，同比增长 2.5 倍，其中企业买家 5.54 万家、个人买家 3955 名。
- 从行业分类看，制造业购买绿证数量占比最高，约占 70%，绿证对制造业企业绿色转型发展支撑作用明显；电力、热力、燃气及水生产和供应业占比约 20%，其他行业合计占比约 10%，受数据中心绿色低碳发展等相关政策影响，信息传输、软件和信息技术服务业绿证购买量增速较快，逐步成为购买绿证的重要力量。

图表：2024 年我国绿证消费主体行业分布情况



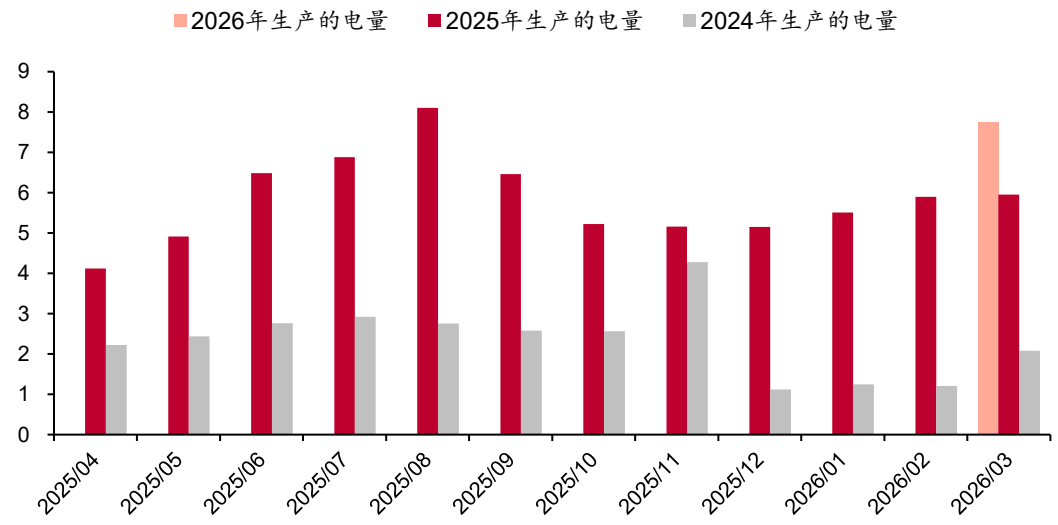
资料来源：前瞻产业研究院，中泰证券研究所

中泰证券 ZHONGTAI SECURITIES

3.1.2 绿证交易的价格情况

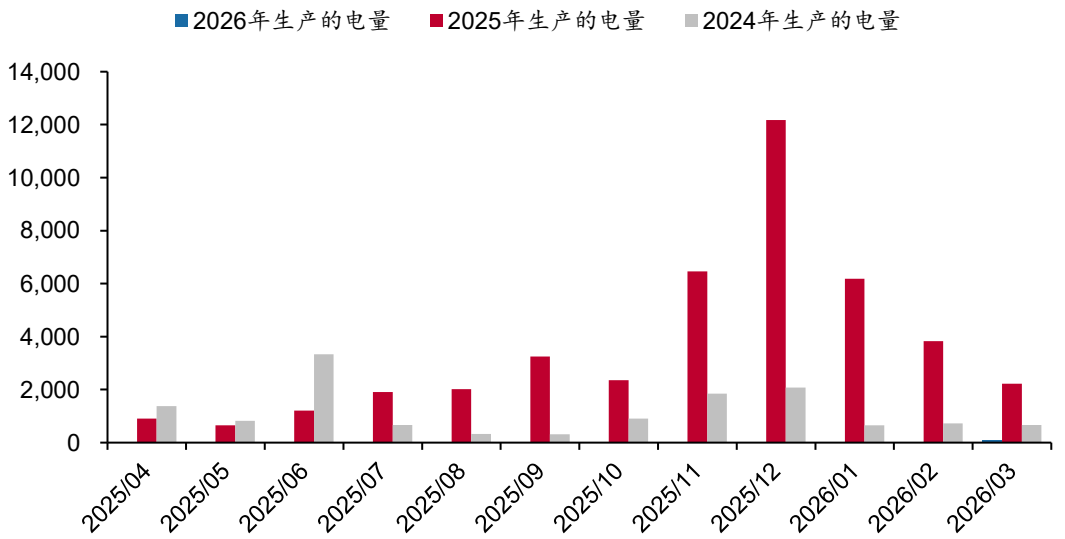
■ **2025 年与 2024 年绿证交易的价格与数量差异：**这种价格分化现象，反映了市场对不同核发年份绿证价值的差异化预期。存量绿证由于政策适用性下降，被折价交易，企业为规避风险、完成考核，倾向于购买新发绿证。

图表：2025 年 4 月-2026 年 3 月全国绿证月度交易价格情况（单位：元/个）



资料来源：国家能源局，中泰证券研究所

图表：2025 年 4 月-2026 年 3 月全国绿证月度交易数量情况（单位：万个）



资料来源：国家能源局，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.3 绿电、绿证交易与碳排放和碳市场

碳排放权交易市场和绿电绿证机制促进低碳转型的方式不同，前者侧重减排，后者侧重促进可再生能源发展

- **促进低碳转型**的方式不同，碳排放权交易市场是国际最主流的、通过碳定价减少碳排放的政策工具，而绿电绿证机制主要通过促进可再生能源发展实现低碳转型；
- **交易标的物**不同，碳排放权交易市场的标的物是碳排放配额，绿电绿证机制的标的物是绿电和绿证。

两种制度同样存在重要关联

- 第一，在碳排放权交易市场的管理下，碳排放资源的稀缺性得以不断显现，碳价不断上升的走势也会提供重要的价值锚定，影响到绿电和绿证的价格；
- 第二，如果碳排放权交易市场管控的碳排放包括电力使用造成的间接排放，绿电绿证的交易信息能够为核算企业碳排放和向企业发放配额提供重要参考。

我国碳排放权交易市场目前不纳入电力间接排放，与绿电绿证可独立运行

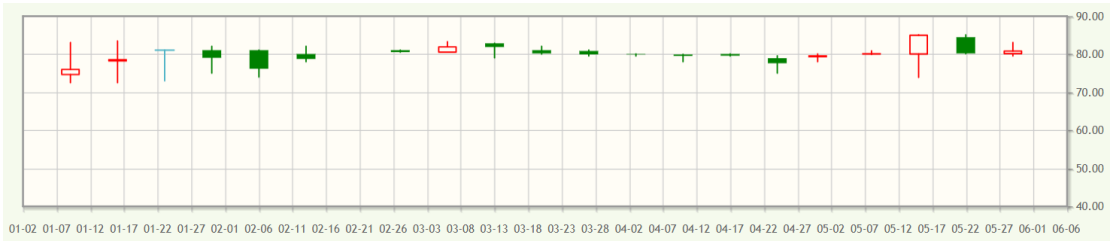
- 2025 年 4 月，生态环境部正式发布了**《关于做好 2025 年全国碳排放权交易市场有关工作的通知》**，明确当前重点排放单位因使用电力产生的二氧化碳间接排放不纳入碳排放权交易市场的配额管理范围；
- 未来一段时间内，全国碳排放权交易市场和绿电绿证机制之间的政策边界清楚，两者可以相对独立运行，各自发挥作用。

中泰证券 ZHONGTAI SECURITIES

3.1.3 我国碳交易市场发展情况与特点

- 随着《碳排放权交易管理暂行条例》正式施行，以及全国碳排放权交易市场扩大行业覆盖范围工作稳步推进，企业依法合规参与市场的意识进一步增强，碳排放配额的市场需求得到充分释放。
- 与国际其他碳市场相似，全国碳排放权交易市场在履约截止日期后，成交量、成交价出现短期回落。以 2024-2025 年情况为例，由于 2024 年企业履约完成情况较好，2025 年 1-2 月配额刚性需求减少，市场成交量总体偏低。随着新年度配额预分配工作陆续开展，市场交易自 3 月起逐步回暖，2025 年第二季度成交量、成交额同比分别上涨 140%、87%。截至 2025 年 8 月底，综合价格收盘价 69.30 元/吨。

图表：2026 年 1 月 2 日至 5 月底全国碳市场碳配额 (CEA)周度价格走势图



资料来源：碳市场官网，中泰证券研究所

图表：2021 年 7 月-2025 年 8 月全国碳排放权交易市场交易情况



资料来源：国家能源局，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.1.3 “二选一”机制，自愿减排市场与绿证可协同支持可再生能源发展

- **CCER：**国家核证自愿减排量（Chinese Certified Emission Reduction，以下简称为“CCER”），是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。
- **绿证与 CCER 二选一的机制：**《关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知》对深远海海上风电和光热发电项目可核发绿证或申请 CCER 进行了明确。
  - 对于拟选择参与绿证交易的项目，采取企业承诺的方式声明相应可再生能源发电量不再申请 CCER，并由国家能源局资质中心在国家绿证核发交易系统予以公示。
  - 对于拟申请 CCER 项目减排量登记的，采取企业承诺的方式声明相应可再生能源发电量不再参与绿证交易，并由全国温室气体自愿减排注册登记机构（以下简称 CCER 注册登记机构）在 CCER 注册登记系统予以公示。可再生能源发电项目在完成自愿减排项目审定和登记后，CCER 注册登记机构向国家能源局资质中心推送项目登记的计入期等信息，由国家能源局资质中心在国家绿证核发交易系统“冻结”计入期内未交易绿证。对于在开展自愿减排项目审定与登记前已交易的绿证，由国家能源局资质中心将计入期内已交易绿证信息推送至 CCER注册登记机构，在减排量核查和登记时按电量等额核减。
- **“二选一”机制的目的：**这项“二选一”的制度设计，避免了同一个绿色电力的环境价值被重复计算、重复销售和重复声明的风险，维护了市场的公平与透明。

仅供内部参考，请勿外传

3.2 绿电直连及其类型

- 所谓绿电直连，是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。
- 根据项目与大电网的关系，绿电直连主要分为并网型和离网型两种类型：

- **并网型：**是当前绿电直连的主流方式，整个系统（含新能源电站、专线和用户）会接入公共电网。绿电供应不足时，用户可从公共电网补充电力；绿电富余时，可在政策允许范围内向电网售电。该模式通过与公共电网形成清晰的物理和责任界面，兼具灵活性与安全性，电源通常接入用户与公共电网产权分界点的用户侧。
- **离网型：**电源与用户通过专用线路直接供电，负荷不接入公共电网，形成独立的小型供电系统。这种模式不与公共电网发生实质性电能交换，适用于具备就地负荷、拥有离网运行条件，或暂不具备公共电网接入能力、电网接入条件受限的区域。项目需明确电力平衡机制、安全保护边界和运行控制职责，保障系统独立稳定运行。

图表：绿电直连分为并网型和离网型



资料来源：弘正储能，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.2 绿电直连产生的背景及其优势

■ **绿电直连的背后，是新能源消纳矛盾、国际碳壁垒加速收紧、碳排放与可再生能源使用情况考核压力增加。**

- **新能源装机规模持续高速增长，消纳矛盾日益突出。**截至“十四五”末期，我国新能源总装机规模已达 19 亿千瓦，到 2035 年将达 36 亿千瓦，但部分地区系统消纳能力受限。2025 年 3 月全国风电、光伏利用率同比分别下降 3.5 个和 2.8 个百分点，青海、蒙西、陕西等地区已低于 90%。破解这一困局，既要靠大电网跨区输送配置，也要加强就近就地消纳。绿电直连通过就近匹配源荷两端，减少对远距离输送和公共电网购电的依赖，成为破解消纳难题的有效路径。
- **国际碳壁垒加速收紧，可溯源绿电成为出口企业的刚需。**2026 年 1 月 1 日，欧盟碳边境调节机制（CBAM）进入正式实施期。欧盟进口商品仅认可国家平均电力消费组合和直连电力模式两种电力碳排放计算模型，要求绿电来源必须通过专属线路或点对点购电协议实现物理连接，且需提供小时级匹配数据，通过物理直连实现“点对点”绿电供应则成为了出口企业穿透碳壁垒的现实选择。
- **企业绿色用能需求日益迫切，亟待向多用户拓展。**工业园区占我国总能耗的 66% 以上，碳排放双控考核和可再生能源消纳责任权重考核对用能企业形成双重约束，零碳园区、产业集聚区等场景对绿电直连的需求尤为集中。

■ **而绿电直连则在以下几方面形成独特优势，有效帮助企业、产业与社会。**

- **物理溯源清晰。**专线供电模式让绿电来源可追溯，有效满足欧盟 CBAM 机制等国际规则中“可测量、可报告、可核查”的要求，帮助应对绿色贸易壁垒的企业清晰展示产品电力来源，增强国际市场竞争力。
- **促进新能源消纳。**绿电直连实现了新能源的近距离消纳，减少了长距离输电过程中的能源损耗，同时避免了远距离输电对电网调峰带来的额外压力，提升了电力系统运行效率。
- **降本增效。**跳过公共电网的中间传输环节，有效降低了企业用电的交易成本。同时，企业可获取明确的绿电“身份凭证”，为出口业务提供绿色背书。

仅供内部参考，请勿外传

3.2 绿电直连产业加速发展，政策不断夯实制度根基

- **我国绿电直连产业发展迅速。**据华夏能源网统计，截至 2026 年 6 月，全国已有 24 个省份印发或制定了“绿电直连”配套政策，共有 101 个“绿电直连”项目完成审批，对应新能源总装机规模约 3600 万千瓦。其中，新能源大省内蒙古、青海、宁夏、新疆等地已有一批标志性项目落地，服务于算力中心、动力电池、电解铝、化工等高载能产业。
- **政策不断出台，绿电直连产业制度根基不断夯实。**2025 年 5 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知(发改能源〔2025〕650 号)》，首次在国家层面确立了绿电直连制度框架。随后，又先后出台《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知(发改价格〔2025〕1192号)》、《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》，逐步完善夯实绿电直连产业的制度根基。

图表：2025 年至今国家连续出台三部绿电直连相关政策

政策名称	发布时间	发布部委	主要内容
《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知(发改能源〔2025〕650 号)》	2025.05	国家发改委、国家能源局	本文所指的绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。 绿电直连项目以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则建设运行，公平合理承担安全责任、经济责任与社会责任。
《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知(发改价格〔2025〕1192 号)》	2025.09	国家发改委、国家能源局	**就近消纳项目公平承担稳定供应保障费用。**按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；未接入公共电网的项目，不缴纳稳定供应保障费用。
《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》	2026.05	国家发改委、国家能源局	新建负荷可配套建设新能源电源组成多用户绿电直连项目。存量负荷中，单用户绿电直连项目可吸纳其他新建负荷，同时配套扩建新能源电源组成多用户绿电直连项目；有绿色电力消费需求的用户（包括有绿色电力消费比例要求的企业、重点用能和碳排放企业、有降碳需求的出口外向型企业及其上下游企业等）可利用周边新能源资源探索开展多用户绿电直连；工业园区、零碳园区、增量配电网等的全部或部分负荷可就近接入新能源，组成多用户绿电直连项目。

资料来源：国家发改委官网，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.2 绿电直连的核心挑战：如何算清楚经济账

■ 目前各地绿电直连产业规划与建设如火如荼，但摆在项目面前最核心的挑战与问题，就是如何算清楚这里面的经济账。其中，最直观的体现，在于**输配电费用与负荷率等因素的平衡。**以下以湖南省《湖南省有序推动绿电直连发展实施方案》为依据，对**并网型绿电直连项目**进行典型说明。

- **不选择绿电直连时，**项目的输配电费依然按现行两部制输配电价模式缴费，其中容（需）量电费按现行政策执行，电量电费根据实际用电量（含自发自用电量）以及所在电压等级电量电价标准缴纳。即：

输配电费=容（需）量电费+电量电费

- **选择绿电直连时，**项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。具体计算方式为：

输配电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费＋所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730 小时×接入公共电网容量

其中，平均负荷率暂按所在省份 110 千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，由电网企业测算、经省级价格主管部门审核后公布

- 通俗理解，选择绿电直连给电网缴纳的是“固定座机月费+固定流量套餐费”，而选择原有两部制输配电价模式的则是“固定座机月费+流量按量计费”。对于同一项目而言，两种方式下所缴纳的容（需）量电费相同，区别即在于后面的变动项。

■ 在绿电直连的输配电费计算公式里，在地址、项目规格确定的情况下，唯一的外部影响因素就是平均负荷率，而这也意味着，若绿电项目的负荷率不够高，甚至不如所在省份 110 千伏及以上工商业两部制用户平均水平，那该项目选择绿电直连方式，则较大概率出现电费不划算的情况。

■ 因此，通过敲定平均负荷率这个关键参数，我们或许可以看到**绿电直连政策更倾向鼓励的是消纳能力更强、负荷率更高的项目就近消纳绿电，而不是一拥而上、全面绿电直连。**

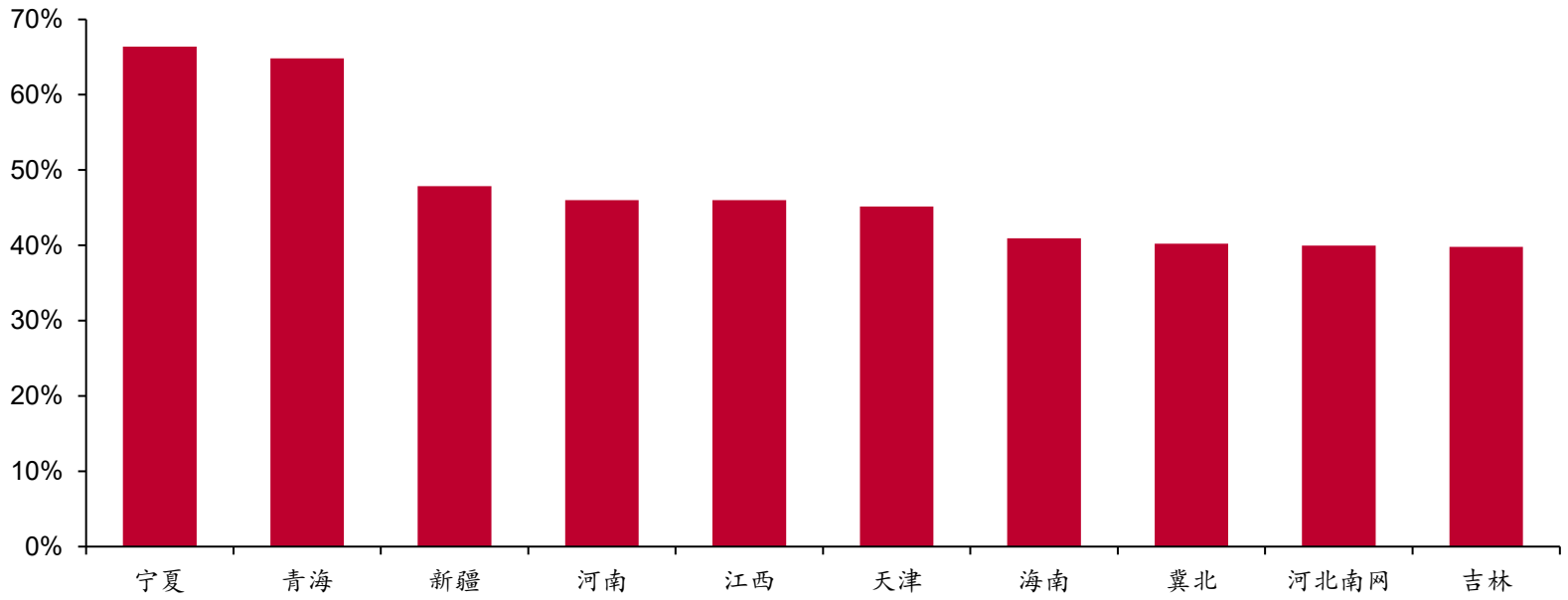
仅供内部参考，请勿外传

3.2 绿电直连的核心挑战：如何算清楚经济账

■ 同时，绿电直连的经济性还要额外考虑另外两个因素：

- 项目对绿电的消纳率，决定了是否要配储、要怎么配储，而这也是另一笔投资成本。
- 项目的风光大发时段基本也对应午时低电价，市场电价也会对绿电直连项目的经济账形成冲击与影响。

图表：已公布的 10 个地区的平均负荷率



资料来源：各地区国网电力官网，中泰证券研究所（注：吉林为 66kV 及以上工商业两部制用户的平均负荷率，冀北为整体工商业用户平均负荷率。宁夏、河南、江西、天津、冀北、河北南网的平均负荷率为 2026 年 5 月当地国网代理购电价格表中的规定数据，青海、新疆、海南为当地规定的 2026 年全年平均负荷率值，吉林则为 2026 年 4 月当地国网代理购电价格表中的规定数据。）

仅供内部参考，请勿外传

3.3 什么是算电协同

- **什么是算电协同：**算电协同指通过数字化技术、智能算法和通信网络，将算力基础设施与电力系统（发电、输电、配电、用电环节）进行有机整合，通过智能化调度实现算力资源与电力资源的动态匹配与优化配置，实现两者在资源调度、运行管理、需求响应等层面的协同互动，以提升能源利用效率、保障算力供给稳定性，并推动低碳化发展。
- 2026 年两会上，算电协同以新基建工程的“身份”被正式写入政府工作报告。

图表：算电协同发展体系



资料来源：信通院，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3 算电协同的发展阶段梳理

■ 算力电力协同是一个由探索到成熟、由初级到高级、由协同到融合的渐进发展过程。在这一演进过程中，算力与电力的协同程度持续深化、合作愈发紧密。从发展阶段来看，可划分为以下四个阶段。

- 初期探索阶段（2020~2023）：在绿色低碳和数智化发展背景下，算力与电力体系开始探索互相之间的协同合作。
- 起步发展阶段（2024~2025）：在政策的大力推动下，围绕提升绿色电力应用，算力电力协同加速推进。
- 深度协同阶段（2026~2030）：算力电力协同产业链基本建成，协同机制不断完善。
- 全面融合阶段（2031 年及之后）：清洁能源广泛融入算电协同体系，算力与能源全面融合。

图表：算电协同的发展阶段



资料来源：信通院，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3 顶层设计勾勒我国算电协同发展蓝图

■ **我国持续出台算力电力协同发展相关政策，算电协同逐步成为重点发展任务。**我国高度重视数字经济的高质量发展，出台了一系列推动算力和电力协同发展的政策文件，为两大产业创新升级提供了指引。

- 2023 年 12 月，国家发展改革委等四部门发布《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》，文件首次提及“算力电力协同”，将创新算力电力协同机制列为重点任务。
- 2024 年 7 月，国家发展改革委等四部门印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》，提出到 2025 年底将初步形成算力电力双向协同机制。
- 2024 年 7 月，国家发展改革委等三部门印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》，计划实施一批算力与电力协同项目，提出整合源荷储资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比等一系列具体举措。

图表：部分算电协同相关政策及内容

政策名称	发布时间	发布部委	主要内容
《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	2023.12	国家发改委等四部门	统筹推进算力与绿色电力的一体化融合 创新算力电力协同机制: • 支持国家枢纽节点地区利用“源网荷储”等新型电力系统模式。 • 面向国家枢纽节点内部及国家枢纽节点之间开展算力电力协同试点，探索分布式新能源参与绿电交易，提升数据中心集群电力供给便利度，充分利用数据中心闲时电力资源，降低用电损耗及算力成本。 • 国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。
《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	2024.07	国家发改委等四部门	提升可再生能源利用水平: • 将新建及改扩建数据中心可再生能源利用目标和方案作为节能审查重要内容，逐年提升新建数据中心项目可再生能源利用率。 • 在具备稳定支撑电源和灵活调节能力的基础上，引导新建数据中心与可再生能源发电等协同布局，提升用电负荷调节匹配能力。 • 鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等方式提高可再生能源利用率。 • 鼓励有关地区探索开展数据中心绿电直供。 • 到 2025 年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。
《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》	2024.07	国家发展改革委等三部门	实施一批算力与电力协同项目: • 统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。 • 探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。 • 整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。 • 探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。 • 加强数据中心余热资源回收利用，满足周边地区用热需求。

资料来源：国家发改委官网，信通院，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3.1 源荷互动，促进电力平衡消纳低碳转型

■ “源荷互动”是指通过发电侧与算力中心负荷侧的双向互动，实现可再生能源的平衡消纳，其主要形式包括“荷随源转”和“源随荷建”两种。

- **荷随源转：**推动具备条件的算力中心与清洁能源基地协同规划建设，缓解算力与电力资源在空间格局上的供需矛盾。
- **源随荷建：**算力企业通过自建新能源发电项目满足自身绿色用能需求。

■ **“荷随源转”的典例：宁夏中卫云计算基地。**

- 中卫是目前全国唯一同时获批国家一体化算力枢纽节点和国家新型互联网交换中心“双节点”的城市。目前中卫数据中心集群已引进数据中心企业 26 家，累计投资 570 亿元，建成亚马逊、美利云、中国电信、中国移动、中国联通等 9 个高标准数据中心产业园。标准机架达 20 万架，算力规模突破 12.6 万 PFlops，智算规模占全国 13.6%、占八大枢纽节点的 17%。中卫算力分指数位列全国城市第 5 位。

- **中卫的数据中心 PUE 值可以做到很低。**中卫年均气温仅 8.8℃，数据中心全年 80% 以上时间可不开启传统空调制冷，仅靠自然通风维持适宜温度。亚马逊 AWS 数据中心 PUE 值低至 1.1，中国联通中卫云数据中心 PUE 最低控制在 1.1，这一水平在全国处于领先地位。
- **中卫新能源装机占比超 60%、新能源利用率达 94%，**是全国首个新能源综合示范区。2026 年 5 月，中国首个大规模“算电协同”绿电直供项目在中卫正式投运。到户电价稳定在 0.36 元/千瓦时，约为东部地区的 45%。

图表：中国移动宁夏中卫数据中心一期工程鸟瞰实景



资料来源：人民网，算力基建狂魔，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3.2 储荷互动，挖掘算力中心回馈电网潜力

■ **“储荷互动”是指通过储能侧与算力中心侧的互动，提升算力中心用电的可靠性和经济性。**一方面，储能系统可以参与电网调峰，能够有效利用峰谷电价差等市场化机制为算力企业获得经济收益；另一方面，储能系统可作为应急电源，提升算力中心用电可靠性。

■ **算力中心规模化应用储能仍需在技术优化、安全保障和成本控制等关键领域实现突破。**

- 算力中心能耗巨大，现阶段储能容量很难满足兆瓦级电量需求，储能项目的高成本也是行业发展的主要障碍之一，尽管技术进步一定程度上缓解了该问题，但初期投资和运营成本的压力依旧存在。未来需进一步研究安全性高、循环寿命长、充放电效率高、响应速度快的适用于算力中心的大容量储能系统。
- 此外，在算力集群间探索开展储能资源共享机制，有利于实现电力基础设施投资效益的最大化。这种共享模式不仅有助于提升储能系统的经济性，还可通过结合园区充电桩协同运行实现资源配置优化，为构建灵活、高效的区域能源系统提供有力支撑，进一步提高储能设备的利用率。

仅供内部参考，请勿外传

3.3.3 网荷协同，全面提升供配用电安全可靠

■ **“网荷协同”是指通过电网侧与算力中心侧的深度协同，提升供配电网的安全可靠性。**在技术层面，推动开展针对算力中心用户的高可靠供配电网设计和技术应用，确保电力供应的稳定性和安全性。中关村科学城数字能源城市综合体项目通过 10kV 柔性直流供电双环网结合柔直开闭站的供电架构，有效提高算力中心供电可靠性。在机制层面，算力中心与电网企业需协同商定科学的电力报装模式，通过前置沟通建设计划，引导算力中心合理设置报装容量。

■ **算力通过深度赋能电力系统“发-转-储-用”全环节，助力电网实现数字化、智能化运行。**随着能源互联网和虚拟电厂概念的提出，未来的电网技术及产业将全面转向数智化发展。在新型电力系统构建过程中，面对新能源广泛接入带来的多元主体以及复杂的运行环境，迫切需要依托算力赋能电网生产经营，推动数字化应用模式由常规感知计算向知识服务、生成式智能转变。

- 国网浙江杭州公司应用 5G+ 算网融合技术，实现了杭州电网海量数据存储、高效互动决策和分散资源调度的供能。
- 协鑫智算（苏州）中心聚焦于能源领域的大模型训练及数字能源系统开发，面向能源垂直行业应用场景提供算力服务。通过将人工智能、信息技术、控制理论等前沿科技与电力系统深度融合，将为电力系统的数字化、信息化和智能化发展提供强有力的支撑。

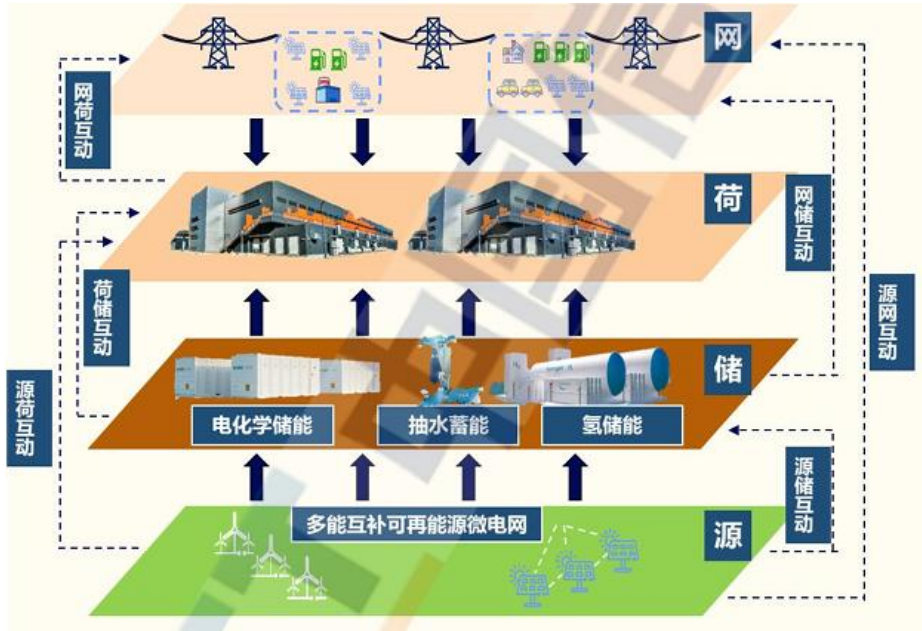
仅供内部参考，请勿外传

3.3.4 源网荷储，推动算力电力深度一体融合

■ 算力中心源网荷储一体化旨在通过整合电源侧、电网侧、负荷侧和储能侧资源，实现能源的高效利用和优化配置。源网荷储一体化可在园区（居民区）级、市（县）级和区域（省）级三种不同层级上实施。

- **在园区级层面，**源网荷储一体化结合分布式发电、并网型微电网和充电基础设施等，开展分布式发电与用电负荷灵活充放电相结合的运行模式；
- **在区域级和市（县）级层面，**新能源电站与算力中心异地建设，新能源发电直接并入公共电网，由电网统一调配向用户供电，算力中心通过绿电绿证交易等机制锁定发电绿色权益，构建起源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系。

图表：“源网荷储”主要模式



资料来源：信通院，中泰证券研究所

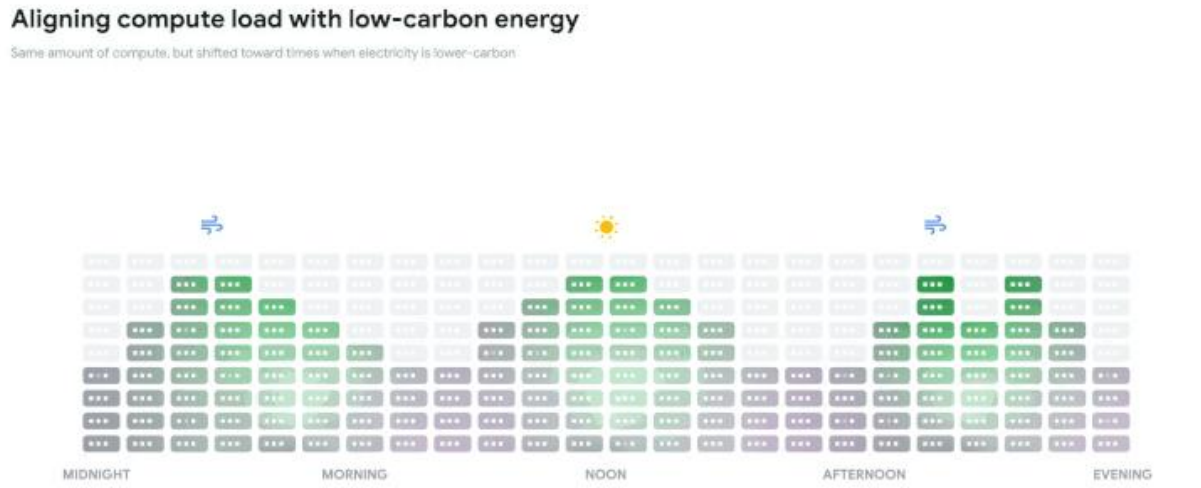
仅供内部参考，请勿外传

3.3.5 算力负载调度，精准匹配算电时空供需

- **算力负载调度的核心在于通过电力市场信号引导算力中心用户灵活调整算力负载的执行时间和地点，从而增强电力系统的运行灵活性，同时降低算力中心的用能成本。**与仅具备时间维度调节能力的常规负荷不同，算力中心可以通过算力网络将负载转移到其他服务器上运行，是一种兼具时间和空间调节潜力的特殊柔性负荷。如果能够充分利用这一特殊灵活性，将实现算力任务与电力资源的跨时空协同，利用数据网络的负荷转移改变电力网络中的负荷分布，深度参与电网经济调度、机组组合等运行规划过程。
- **谷歌的案例：**早在 2020 年，谷歌就宣布为更好应对全球气候变化影响，Google 正致力于让所有数据中心实现 24/7 无碳能源目标，其碳智能计算平台将帮助谷歌根据计算负载来匹配相应的清洁能源（例如风能和太阳能）。为实现这个目标，谷歌调整了非紧急任务的时间。例如在风能和太阳能最充足的时候执行 YouTube 视频渲染处理、在 Word 中添加新单词、以及创建 Google Photo 滤镜等。此举不会影响 Google Maps，Search 和 YouTube 等核心功能的使用。

- 2023 年，谷歌气候与能源团队的研究人员研发出一套全新数据中心需求响应系统，旨在遇到电力短缺的情况时减少数据中心能源使用。该系统可根据本地电网的情况灵活调整，在供应短缺或极端天气等情况，可做出延后低优先级工作负载，以及将部分工作负载转移至电网限制较少的区域。基于该需求响应系统，数据中心运作将变得更具成本效益且高效，也有助于加速电网脱碳。

图表：Aligning compute load with low-carbon energy



资料来源：新浪，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3.5 算力负载调度，精准匹配算电时空供需

■ **国内案例：阿里巴巴“算力-电力”优化调度项目**

- 2022 年，阿里巴巴与华北电力大学合作开展的可再生能源消纳驱动的数据中心“算力-电力”优化调度项目以试运行方式参与了华北电力调峰辅助服务市场。该项目在电力系统调峰信号的引导下将阿里巴巴位于江苏省南通数据中心的部分算力负载转移至河北省张北数据中心，全球范围内首次实现了数据中心和电力系统以促进可再生能源消纳为目标的协同调度，也是国内首次跨区域“算力-电力”优化调度验证实验。
- 本次数据中心与电力系统协同调度实验包括多个阿里内部应用场景，如淘宝搜索、推荐等多类型算力负载类型。通过阿里云算力调度系统将南通数据中心搜索业务和推荐业务迁移至由可再生能源供电的张北数据中心，从而使南通机房相关电力负荷下降约 100 千瓦，约 150 千瓦时电量转移至张北机房，增加了该时段华北电网可再生能源消纳，减排二氧化碳 120 千克。

■ 综上，从更高层级的视角来看，**算电协同是建立两个调度系统之间的联动。不局限在某个数据中心或智算园区，而是面向电网和算网两个整体。**

- 电力系统告诉算力系统：哪里电力充裕、哪里电价低、哪里新能源出力高、哪里电网有约束。
- 算力系统告诉电力系统：哪些任务可以迁移、哪些任务可以延后、哪些机房可以降载、哪些负荷必须保障。

■ **最终形成一种动态机制：**电价低、绿电多的地方多跑任务；电网紧张、电价高的地方少跑任务；实时任务靠近用户，非实时任务靠近绿电。

仅供内部参考，请勿外传

3.3.5 算电协同的更高层级：电力调度与算力调度联动

- 算力任务的时延要求、优先级、中断容忍度和迁移能力，决定了它应该在哪里算、什么时候算、用什么电、如何参与市场。东数西算不是“所有数据都往西搬”，而是“实时任务靠近用户，训练任务靠近绿电，在线任务依靠预测，弹性任务跟随电价”。
- 对于一个数据中心，从电力角度看，很容易把它看成一个大负荷，但如果从算力系统内部看，它其实是由很多不同任务叠加而成的。根据时延敏感性、中断容忍度，将这些任务进行分类，可以延伸为如下图四类主要场景。

图表：数据中心内任务的四类主要场景分类



资料来源：卡克武的电碳笔记，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

3.3.5 算电协同要面对的四类算力任务

- **实时响应型在线任务：马上要答案。**这类任务如金融交易、支付风控、汽车导航、网约车派单、工业控制、自动驾驶边缘计算等，时延敏感性非常高，中断容忍度非常低，需要电力系统重点保障。
- **高并发在线型任务：人一多就冲高。**这类任务如搜索、推荐、短视频、直播、在线广告、生成式AI等，不一定像金融交易那样追求毫秒级响应，但它们高度依赖用户行为。用户什么时候集中访问，算力负荷就什么时候上来。这类负荷不是完全刚性，但也不能简单停掉，它更适合通过访问量预测、GPU利用率预测、排队时延预测来提前做容量优化。
- **长周期高强度计算任务：一跑就很久。**这类任务如大模型训练、自动驾驶模型训练、工业仿真、科学计算等，不一定要马上开始，但一旦开始，最好连续运行，因为训练任务中断虽然可以通过断点续训，但仍然会带来时间损失、资源浪费和调度成本。这类任务不适合频繁响应电价或电网调度，但可以做提前排程、绿电合约匹配。
- **机会型弹性任务：有空再算、便宜时多算。**这类任务如数据备份、离线报表、视频转码、模型实验、参数搜索、低优先级训练、批量后台生成等，其特点是可以等、可以排队、可以中断、可以迁移，是最有价值的柔性负荷。

图表：数据中心四类算力任务及其特点

算力任务类型	典型场景	时延敏感性	中断容忍度	电力可调节性
实时响应型	导航、支付、风控、搜索	很高	很低	很弱
高并发在线型	短视频推荐、春运抢票	高	低	较弱
长周期刚性计算型	大模型训练、仿真、科研计算	低	中断成本高	较弱
机会型弹性任务	备份、日志、实验、批量图片视频生成	低	高	较强

资料来源：卡克武的电碳笔记，中泰证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

中泰证券
ZHONGTAI SECURITIES

4 投资建议 & 风险提示

仅供内部参考，请勿外传

投资建议

- 2025年以来，电力市场在新能源占比持续提升、AI 相关用电占比快速增加、电力市场化改革进入深水区的背景下，发生了更多的产业与商业模式变化。电力市场投资力度的持续高增，叠加产业新业态新模式的涌现，带来了更多的电力产业投资新机遇。本篇报告聚焦于电力交易里的零售侧，以及绿电产业里的绿电直连与算电协同，也建议投资人更多关注这些方向的产业机遇。
- 具体标的上，我们建议投资人重点关注国能日新、朗新科技等。

仅供内部参考，请勿外传

风险提示

- 电力系统投资不及预期；
- 电力市场化改革推进不及预期；
- 新型电力技术发展不及预期；
- 新能源发电建设不及预期；
- 研报信息更新不及时；
- 行业规模测算不及预期的风险等。

仅供内部参考，请勿外传

重要声明

- 中泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。
- 本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响。本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。
- 市场有风险，投资需谨慎。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。
- 投资者应注意，在法律允许的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。
- 本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。事先未经本公司书面授权，任何机构和个人，不得对本报告进行任何形式的翻版、发布、复制、转载、刊登、篡改，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。