



企业绿色电力采购机制与应用场景

中国市场年度报告：2024年进展与趋势





关于落基山研究所 (RMI)

落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库,与政府部门、企业、科研机构及创业者协作,推动全球能源变革,以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段,加速能效提升,推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区和尼日利亚设有办事处。

作者与鸣谢

作者

高硕, 江漪, 刘雨菁, 谢俊

其他作者

陈梓浩, 李婷, 刘子屹, 路舒童, 田嘉琳, 徐红袖, 张沥月

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所

联系方式

刘雨菁, yujingliu@rmi.org

江漪, yjiang@rmi.org

引用建议

江漪, 刘雨菁, 谢俊等, 企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告: 2024年进展与趋势, 落基山研究所, 2025, <https://rmi.org.cn/insights/2024-annual-report-corporate-green-power-procurement-in-china/>

鸣谢

本报告作者特别感谢Energy Foundation China对本报告的支持。

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

艾琳 水电水利规划设计总院

陈莎 广东晴天太阳能科技有限公司

胡珈宁 博枫新能源科技(上海)有限公司

吴胤婷 施罗德投资管理(香港)有限公司

郑颖 北京电链科技有限公司

专家姓名按姓氏首字母顺序排列。

本报告所述内容不代表以上专家和所在机构, 以及项目支持方的观点。

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, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

目录

执行摘要	5
1. 我国绿色电力及电力市场发展简况	7
2. 绿色电力采购机制进展梳理	9
2.1 绿电交易: 交易规则不断完善, 分布式入市和多年期交易进入规模化实践阶段.....	10
2.2 绿证采购: 作为可再生能源电力环境属性的唯一凭证, 供需体量快速提升, 应用场景逐渐丰富	13
2.3 集中式新能源项目直接投资: 有利于大规模解决绿电需求, 收益测算模型受电力市场改革影响显著...	15
2.4 场内分布式新能源项目开发: 电力市场改革推动更多商业模式, 环境权益归属与配网容量约束备受关注.	16
3. 绿色电力采购应用场景	18
3.1 国内应用场景: 从能源使用场景向更多碳排放控制场景延伸, 场景多样化推动市场需求稳步上升	18
应用场景一: 完成可再生能源电力消费目标	18
应用场景二: 满足能耗双控指标	18
应用场景三: 满足碳排放双控目标	19
3.2 国际应用场景: 多方正在加速推进绿电、绿证国际认可工作	19
3.2.1 RE100: 已基本具备获得无条件认可的基础	19
3.2.2 欧盟碳边境调节机制或将扩大覆盖范围	22
3.2.3 新电池法案或将收紧电力碳足迹建模方法.....	23
参考文献	26

执行摘要

在加快建设新型电力系统的宏观目标之下，我国风电和太阳能发电装机保持着迅猛发展的态势，为企业深化绿色电力采购行动创造了有利条件。2024 年前三季度，风电和太阳能装机总量达到 12.5 亿千瓦，提前突破 2030 年发展目标，并超越了煤电装机总量。同一时期内，风电和太阳能占据了新增发电装机总量的 82%，在总发电量中的占比也实现了 19% 的新高。

与此同时，电力市场改革也在稳步有序推进，改革新进展渗透了电力行业的每一个方面，促使企业不断完善绿色电力采购策略、积极抓住市场化采购的机遇。电力现货市场建设正在全面铺开，现货市场发现电能量价格的功能被进一步强化，山西、广东、山东、甘肃电力现货市场率先进入正式运行阶段，逐步改变着绿色电力资产的定价逻辑；此外，新能源市场化交易不断扩容，2023 年全国新能源市场化交易电量占新能源总发电量的比例已达到 47.3%，新能源项目参与市场化交易可以通过省内中长期交易、省内现货交易和省间电力交易等方式进行，绿电交易在中长期交易的范畴下增加了环境价值的约定和划转，这些转变也影响着多种绿色电力采购机制中的定价与采购策略。

在本份年度报告中，落基山研究所继续聚焦五种绿色电力采购机制，结合最新的政策与市场改革进展，深入分析每一种机制的年度进展，并展望未来趋势：

- **绿电交易：**2024 年，绿电交易量继续保持高速增长，电能量价格与环境价值皆出现同比下降。与此同时，绿电交易体系在全国层面实现了规范统一，在地方层面细化了执行指导。展望未来，随着跨省通道建设及各省建档立卡工作的推进，绿电供给将进一步提升，分布式入市与多年期交易也将陆续开始进入规模化实践阶段。
- **绿色电力证书采购：**2023 年 8 月，绿色电力证书（即绿证）作为可再生能源电力环境属性的唯一凭证的地位得到明确，并进一步拓展了国内应用场景，企业采购绿证意愿增强。与此同时，由于绿证的供给也大幅提高，预期中短期内绿证价格将延续 2024 年以来的低位水平。
- **集中式新能源项目直接投资：**受电力市场改革推进的影响，分时电价机制和新能源入市正在改变直接投资集中式项目的收益测算模型。同时，各地对配套产业的投资要求仍然存在，预期将会持续提高企业的非技术投资成本。
- **场内分布式新能源项目开发：**分布式光伏保持高速增长，突显配电网容量不足，一定程度上制约了企业对新增分布式项目的投资。随着绿电、绿证规则对分布式项目的覆盖，分布式项目的传统财务模型面临调整，环境属性归属成为存量与新增项目的关注重点。
- **隔墙售电：**过去两年，隔墙售电机制未取得显著进展，现有试点的模式仍未实现大范围快速复制，且随着绿色电力交易向分布式项目扩张，预期买卖双方对于通过隔墙售电模式交易绿色电力的迫切性也将逐渐下降。

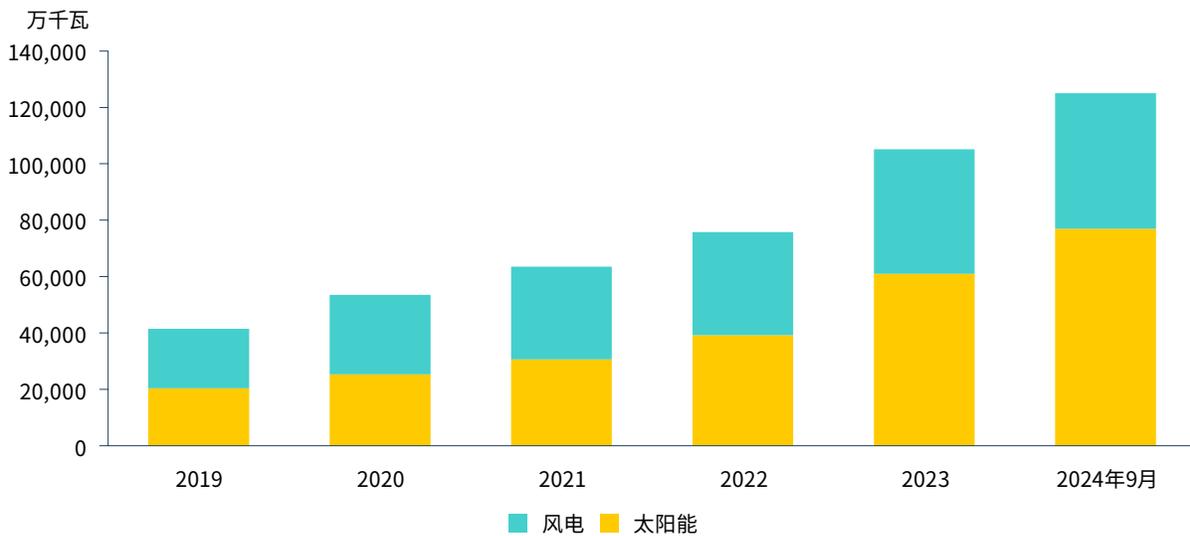
2022 至 2024 年，绿色电力采购市场规模的飞速扩张进一步夯实了企业在不同需求场景下使用绿电、绿证的基础。在国内外的多种需求场景之下，企业绿色电力采购呈现了自愿和强制双轮驱动的态势，且出于强制需求场景的政策推动力在国内外都更为显著。

- **绿色电力国内应用场景：**绿色电力采购应用场景的多样化是市场扩张的主要推动力，应用场景的不断拓宽激发了特定行业、尤其是高耗能企业通过绿电、绿证满足强制性市场刚性约束的需求。绿色电力采购的应用场景由初期用于完成可再生能源电力消纳的基本需求，扩展至满足能耗双控指标，并将配合我国由能耗双控向碳排放双控转型的实施，加速从能源使用场景向更多碳排放控制场景延伸。
- **绿色电力国际应用场景：**绿色供应链是全球应对气候变化的关键环节之一，充分利用绿色电力积极面对绿色出口的需求，成为绿电、绿证市场扩张的另一重要推动力。总体而言，以供应链企业采购为代表的自愿应用场景对绿电交易、绿证采购等基于市场的（market-based）方式皆持较开放态度；以贸易规则为代表的强制性场景对自发自用、物理直连等基于位置的（location-based）采购方式更加认可。

1. 我国绿色电力及电力市场发展简况

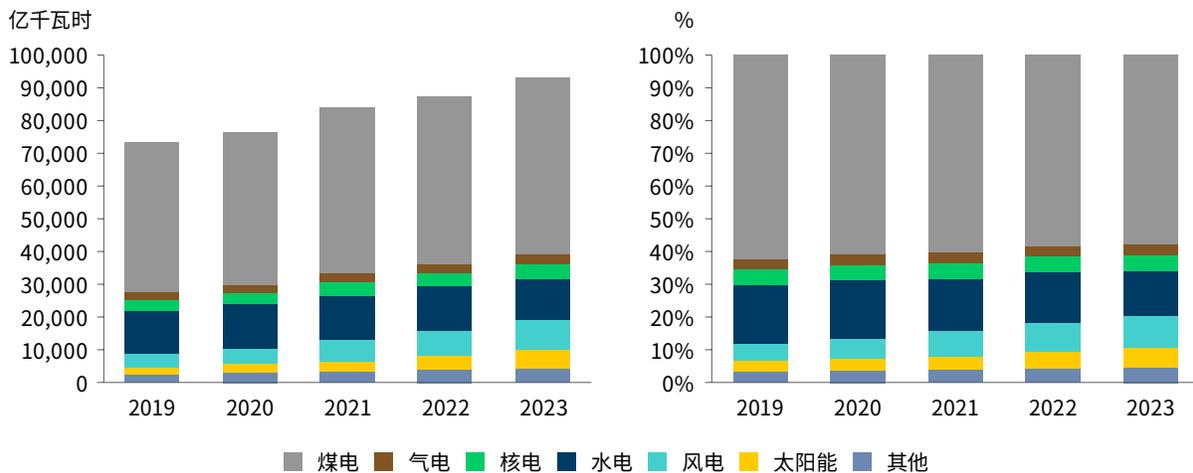
2024年，以风电和太阳能为代表的绿色电力在我国保持着迅猛发展的态势。在装机量层面，前三季度风电和太阳能累计总装机量达到12.5亿千瓦，提前突破2030年发展目标ⁱ，并超越煤电总装机量¹；1-9月，风电太阳能新增装机突破2亿千瓦，占总新增装机的82%。在发电量层面，前三季度风电和太阳能发电量合计达13,490亿千瓦时，约占总发电量的19%，同比增长26.3%²，与同期第三产业用电量基本持平。

图表1 全国风电太阳能总装机量



来源：国家能源局，落基山研究所整理

图表2 全国发电量及其结构



来源：中电联，落基山研究所整理

ⁱ 2022年6月国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局联合发布的《“十四五”可再生能源发展规划》中明确“2030年风电和太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上”

在电力市场建设方面，电力现货市场建设全面铺开，现货市场发现电能量价格的功能进一步强化。2023年9月，首个全国层面的电力现货市场规则文件——《电力现货市场基本规则（试行）》印发。这一文件规范了各现货市场试运行地区的市场建设路径、规则设计、运营要求，为各地设计和修改现货市场交易细则划定了统一标准，促进电力现货市场更好地发挥发现电能量价格的功能。2023年12月以来，山西、广东、山东、甘肃电力现货市场率先进入正式运行阶段，开启了全国电力现货市场建设运行的新篇章。

图表 3 全国各地现货市场的建设进度(截止 2024 年 10 月)



注：蓝色为省级层面现货市场；红色为区域及全国层面现货市场

来源：中电联，落基山研究所整理

在“2030年新能源全面参与市场交易”的总体目标下，新能源市场化交易不断扩容。国家能源局数据显示，2022年新能源市场化交易电量3,465亿千瓦时³，占新能源总发电量的38.4%；而2023年新能源市场化交易电量6,845亿千瓦时⁴，占新能源总发电量的比例为47.3%，相比2022年上涨近9个百分点。新能源项目ⁱⁱ参与市场化交易可以通过省内中长期交易、省内现货交易和省间电力交易等方式进行，绿电交易在中长期交易的范畴下增加了环境价值的约定和划转。省内中长期交易（包括绿电交易）是新能源参与市场化交易的主要方式，部分省网（例如蒙西、甘肃、冀北等）在中长期交易安排中优先开展新能源交易。新能源参与省内现货交易与各省现货市场的建设进度有关，目前主要在山西、广东、山东、蒙西、甘肃等地区开展。新能源项目省内交易剩余发电能力可以参加省间电力市场，这部分目前主要以特高压输电通道为基础的“网对网”中长期交易为主。值得注意的是，尽管推动更高比例的新能源参与电力市场是全国统一趋势，但在市场化转型过程中，部分地区还是对优先发电小时数以外的部分电量实行政府授权合约机制或价格补贴机制，保障新能源项目的合理收益ⁱⁱⁱ。

ii 此处指集中式新能源项目

iii 更多详细分析可参见落基山研究所2024年5月出版的《2024电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势》

2. 绿色电力采购机制进展梳理

在本份年度报告中，落基山研究所继续聚焦往年报告^{iv}中的五种采购绿色电力机制（见图表4），从每种采购机制对应的供给体量、采购方所需的时间投入、合同期限的长短、采购机制成熟度以及经济性等多维度梳理每种机制的年度发展情况，并对进展较为显著或面临较大变化的前四种机制（即绿电交易、绿色电力证书采购、集中式新能源项目直接投资，和场内分布式新能源项目开发）展开具体分析。过去两年，隔墙售电机制并没有取得显著进展，现有试点模式仍未实现大范围快速复制，且随着绿色电力交易向分布式项目扩张，我们预期买卖双方对于通过隔墙售电模式交易绿色电力的迫切性也将逐渐下降。

图表 4 5 种企业采购绿电的机制

机制	描述	企业考量因素
绿电交易	可再生能源发电企业与用户企业（或由售电公司代理）之间签订购售电合同	<ul style="list-style-type: none"> · 体量规模: 一般情况下较大 · 时间投入: 较短，一般需在交易开展前1-2个月进行相关材料的准备和提交 · 合同期限: 一般情况下大于1天，小于等于1年 · 机制成熟度: 较为成熟，已在全国铺开，部分省份已开展常态化交易 · 经济性: 定价方式以双边协商为主；电能量价格和环境价值普遍参考煤电价格和绿证价格
绿证采购 (非捆绑式 绿色电力 证书)	国家能源局电力业务资质管理中心针对每兆瓦时可再生能源上网电量颁发的证书，用以证明环境属性和绿色电力消费	<ul style="list-style-type: none"> · 体量规模: 大，不受物理条件限制 · 时间投入: 短 · 合同期限: 绿证有效期2年，随时可购买、使用 · 机制成熟度: 成熟 · 经济性: 定价方式以挂牌交易、双边协商为主；是电能量价格之外的单独支出
集中式新 能源项目 直接投资	用户企业通过股权投资，新建或收购已建成的可再生发电项目。通过全部或部分持有发电资产股份，获取绿电及相应的环境权益	<ul style="list-style-type: none"> · 体量规模: 大，但受限于指标获取等问题 · 时间投入: 较长 · 合同期限: 取决于合同具体内容 · 成熟度: 践行企业极少，识别理想投资项目对于企业来说具有挑战 · 经济性: 定价方式取决于合同具体内容；属于投资而非直接成本，收益率因地区、项目而异
场内分布 式新能源 项目开发	用户企业在场内直接安装分布式光伏或分散式风力发电设备，产生的电量自己使用，余电上网	<ul style="list-style-type: none"> · 体量规模: 小，一般情况下只能满足企业15%以下的用电需求 · 时间投入: 较长 · 合同期限: 长，常见20-25年 · 成熟度: 成熟 · 经济性: 企业自建或选择通过合同能源管理的模式（EMC）委托给服务公司；自建模式：内部收益率因地区、项目而异；EMC模式：新建项目以固定电价模式为主，存量项目以电价折扣模式为主
隔墙售电	用户企业可通过市场化交易从处于同一配网的分布式项目购买绿电	<ul style="list-style-type: none"> · 体量规模: 小，多数地区未开展 · 时间投入: 取决于地方推进程度 · 合同期限: 取决于合同具体内容 · 成熟度: 试点推进极为缓慢，大部分省份仍未制定发布交易细则 · 经济性: 预期电价具有竞争力，但目前过网费难以核定

^{iv} 落基山研究所自2017年起连续每年发布企业可再生能源采购年度报告，可通过 <https://rmi.org.cn/> 获取

2.1 绿电交易：交易规则不断完善，分布式入市和多年期交易进入规模化实践阶段

2.1.1 绿电交易的主要进展：

2024 年绿电交易中，电能量价格与环境价值皆低于 2023 年水平。绿电交易中，电能量价格和环境价值主要参考煤电价格和绿证价格。因此，在 2024 年煤电价格和绿证价格下降的情况下，绿电交易价格也随之下降。国网区域 2024 年前 10 月绿电交易均价为 417.48 元 / 兆瓦时，低于 2023 年全年绿电交易均价 444 元 / 兆瓦时⁵。南网区域上半年绿电交易的环境价值均价为 9 元 / 兆瓦时，低于 2023 年全年均价 25 元 / 兆瓦时⁶。

绿电交易体系逐步健全、完善，实现了在全国层面的规范统一，也细化了地方层面的执行指导，为企业采购绿电提供了更完善的指导框架。

- 2024 年 2 月，国家发改委、国家能源局正式同意通过《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》，在蒙西电网启动绿电交易，标志着我国绿电交易最后一个区域板块补齐，企业可参与绿电交易的范围拓展至蒙西地区。
- 2024 年 8 月，国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》（以下简称“专章”），明确将绿电交易纳入中长期交易，为绿电交易融入全国统一电力市场体系奠定基础。此前，各地均依照北京电力交易中心及广州电力交易中心发布的绿电交易规则来制定本省绿电交易规则。《专章》的发布有助于推动各地统一规范绿电交易，为企业在跨省、乃至港澳地区采购绿电提供统一参考。
- 2024 年 9 月，北京电力交易中心发布《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024 年修订稿）》（以下简称“实施细则”），首次对分布式发电聚合参与绿电交易及多年期绿电交易作出指导，并且明确了双边协商、挂牌交易与集中竞价三种交易模式对应的电能量价格、环境价值形成方式和环境价值偏差补偿计算方式。
- 近两年，各地绿电交易规则更加关注绿电采购方的利益保障和多元化需求。在采购方利益保障方面，部分省份对环境价值设置了上下限，防止环境价值出现大幅度波动（见图表 5）。用户需求方面，相关规则根据企业用户的采购标准、采购后的核算与宣传等需求进行了进一步完善。以上海为例，规则^v允许零售用户直接与发电企业签订批发合同，并由售电公司按批发合同电量将电量分配至零售用户。此前 RE100 技术规则及部分跨国企业认为我国用户无法直接与发电企业签约、通过售电公司无法筛选发电企业，因此认为我国用户通过售电公司采购的绿电溯源较差。上海相关规则的调整不仅使绿电溯源更加清晰，且能确保较为稳定的绿电供应，并简化绿电采购方的相关操作流程。此外，规则提出将对企业用户的绿电消费水平开展评价，并核发可张贴在产品上的、用于扫码溯源认证的标识，利于采购方将绿电消费有效转化至品牌建设上。

图表 5 2025 年对环境价值设置上下限的部分省份

省份	文件	环境价值上下限
广东	《广东省能源局国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知》	零售：固定价格模式下，下限取值0元/兆瓦时，上限取值50元/兆瓦时
天津	《天津市绿电交易工作方案（2025年修订版）》	零售：上限取值30元/兆瓦时，若超过则须申请开放限值；批发：不设限值
浙江	《浙江电力中长期交易实施细则绿色电力交易专章（征求意见稿）》	下限取值0元/兆瓦时，上限取值30元/兆瓦时；批零穿透 ^{vi}
上海	《上海市绿色电力交易实施方案》	下限取值0元/兆瓦时，不设上限；批零穿透

^v 2024年10月上海市发改委、上海市经济和信息化委员会、国家能源局华东监管局联合印发《上海市绿色电力交易实施方案》

^{vi} 批零穿透是指批发市场的价格完全传导至零售市场。对于通过售电公司购买绿电的零售用户来说，环境价值批零穿透意味着零售用户为环境价值支付的价格等于售电公司在批发市场采购时的价格

参与绿电交易的机组种类进一步增加，非平价集中式项目、分布式项目、海上风电等纷纷入市。当前，绝大多数地区只开放了平价的集中式光伏和陆上风电项目参与绿电交易，但部分地区也逐步推动其他类型项目进入绿电市场。例如 2024 年 4 月，福建省内海上风电项目获批参与绿电交易；2024 年 10 月，上海明确了补贴项目或低价项目可参与绿电交易。此外，绿电需求旺盛的东南沿海地区（如浙江、江苏、广东、上海等）纷纷发文^{vii}推动分布式项目参与绿电交易以扩充本地绿电供给，部分省份已成功开展交易。

绿电消费和认证服务不断优化，企业在采购绿电方面的便捷性和体验得到提升。自 2023 年底起，部分地区的政府部门、电网公司等开始率先设立本地绿电绿证服务点^{viii}，为企业提供交易相关的一站式服务，包括建立监管主体与市场主体多方常态化的洽谈平台、搭建供应与需求对接的渠道、提供政策咨询服务等。与此同时，各地交易中心不断开发升级平台服务，推进绿电消费核算认证，以支撑企业绿电消费认证需要。例如，北京、江苏交易中心正在开发企业可自愿申领的绿色电力消费清单，该清单不仅覆盖企业通过绿电交易、绿证交易所消费的绿电量，还包括自发自用部分的电量，以更全面地展示企业绿电消费水平。此外，消费清单上还将包括用户侧细分信息，如绿电分配至用户的具体厂区、产品等。广东电力交易中心推出一键自助申领绿电消费溯源报告，用户可通过小程序或浏览器获取绿电消费的明细。

2.1.2 绿电交易的发展趋势：

跨省通道建设及省内建档立卡工作的推进，绿电供给量将持续提升。以往实践表明，输电通道的扩增带来的电力资源配置优化，会带动电力交易频次和规模的快速增长，尤其是在对外省电力依赖度较高的地区。例如，蒙东送北京绿电交易通道的开启，使得蒙东绿电送京已形成月内常态化交易；上海和江苏 2024 年的绿电交易量也因引进外省绿电而大幅增加。考虑到 2024 年有 5 条新的跨省跨区输电通道进行了开工建设^{ix}，以及部分地区进一步明确绿电交易在跨区跨省交易中的优先权^x，预计未来跨省区绿电交易的频次和规模将持续高速增长，并带动绿电供给的显著提升。此外，各地相关部门正加快推进项目信息归集并落实绿证全覆盖要求，海上风电、生物质发电、分布式风光发电等项目正在加速完成建档立卡工作。这也意味着，未来这些项目将具备参与绿电市场的资格，从而丰富绿电供给来源，进一步提升绿电供给量。

绿电交易向多年期拓展，将为企业达成长期绿电消费目标提供多元化渠道。自 2021 年绿电交易试点落地开始，无论是从顶层政策设计，还是从电力及非电力等行业层面，相关文件都释放出鼓励长期交易合同签订的信号（见图表 6）⁷。其中，北京电力交易中心发布的实施细则及多年期绿电双边协议模版对多年期绿电交易提供了指导。目前，不少位于广东、上海等地的跨国企业已率先尝试了签署多年期的绿电交易合同，这些市场主体的实践为主管单位编制多年期绿电交易合同模版提供了经验。预期各地电力交易中心将配合市场需要，加快研究出台符合本省情况的多年期绿电交易合同模版，并于 2025 年起大力推行多年期绿电交易。届时，企业达成长期绿电消费目标的渠道将更加多元。

vii 2023.11《广东省可再生能源交易规则（试行）》；2023.12《省发展改革委 江苏能源监管办 关于开展2024年电力市场交易工作的通知》；2024.5《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则（试行 2024年修订版）》；2024.9《关于开展江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点入市相关工作的通知》；2024.10《上海市绿色电力交易实施方案》

viii 负荷集中侧的服务点例如：深圳绿电绿证服务中心、天津市绿电绿证服务中心（首个省级服务中心）、无锡绿电绿证服务站（首个市级服务站）、上海市宝山区绿电绿证服务站（首个区级服务站）；供给丰富侧的服务点例如：大理谋划设立大理绿电交易中心、新疆6地的绿电绿证服务站

ix 2024年5月，《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》提出落实新能源配套送出电网通道建设，并公布了5条将在2024年开工建设的跨省跨区输电通道

x 2024年6月，《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》明确了绿电交易在跨区跨省交易中的优先权

图表 6 政策支持多年期绿电交易

发布日期	文件名称	类别	相关内容
2022.1	《南方区域绿色电力交易规则(试行)》	电力交易	鼓励年度以上多年交易
2022.2	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	顶层设计	鼓励新能源发电主体与电力用户或售电公司等签订长期购售电协议
2023.7	《零碳建筑技术标准》(征求意见稿)	建筑	零碳建筑与区域引入碳抵消方式进行设计判定时,应购买不少于 10 年的绿色电力或等量的碳信用产品
2023.12	《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》	电力交易	鼓励新能源企业与电力用户签订年度及多年期绿电中长期合同
2024.8	《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》	电力交易	鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议
2024.9	《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则(2024年修订稿)》	电力交易	多年期绿电交易主要以双边协商方式开展,协商一致后提交要约至电力交易机构。执行周期内,购售双方协商一致后,可调整未执行电量
2024.10	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	顶层设计	支持可再生能源发电项目与用户签订多年购售电协议

零售市场将被进一步规范，对售电公司的专业需求将持续提升。在电网代理购电模式逐步式微的背景下，售电公司将代替电网公司承接中小型工商业用户及其绿电消费需求，绿电零售市场的规模将越来越大。这类用户体量小、数量多、需求各异，将对绿电零售市场的规范性、灵活性提出更高要求，促进零售市场的发展。预期将有更多省份出台文件细化指导绿电零售交易。

国外市场的强制要求或将带动我国企业关注更细颗粒度的绿电使用。以欧盟法令为例：2023 年，可再生能源指令（RED III）要求输配电方对其供电区内的可再生能源电力及相应温室气体排放进行小时级以内的报告⁸。非生物来源的可再生液态和气态运输燃料（RFNBO）授权法案⁹要求绿氢的生产需要使用同一月、后过渡至同一小时内发出的绿电，且发电装置与电解槽须在同一电力竞价区（bidding zone）或联通的竞价区。预期更多在气候领域积极行动的国家将效仿欧盟，对绿电的生产及消费在时间尺度及地理尺度提出细化要求。这将促使我国企业进行更精细的绿电使用管理，以顺应国际趋势，提升竞争力。

2.2 绿证采购：作为可再生能源电力环境属性的唯一凭证，供需体量快速提升，应用场景逐渐丰富

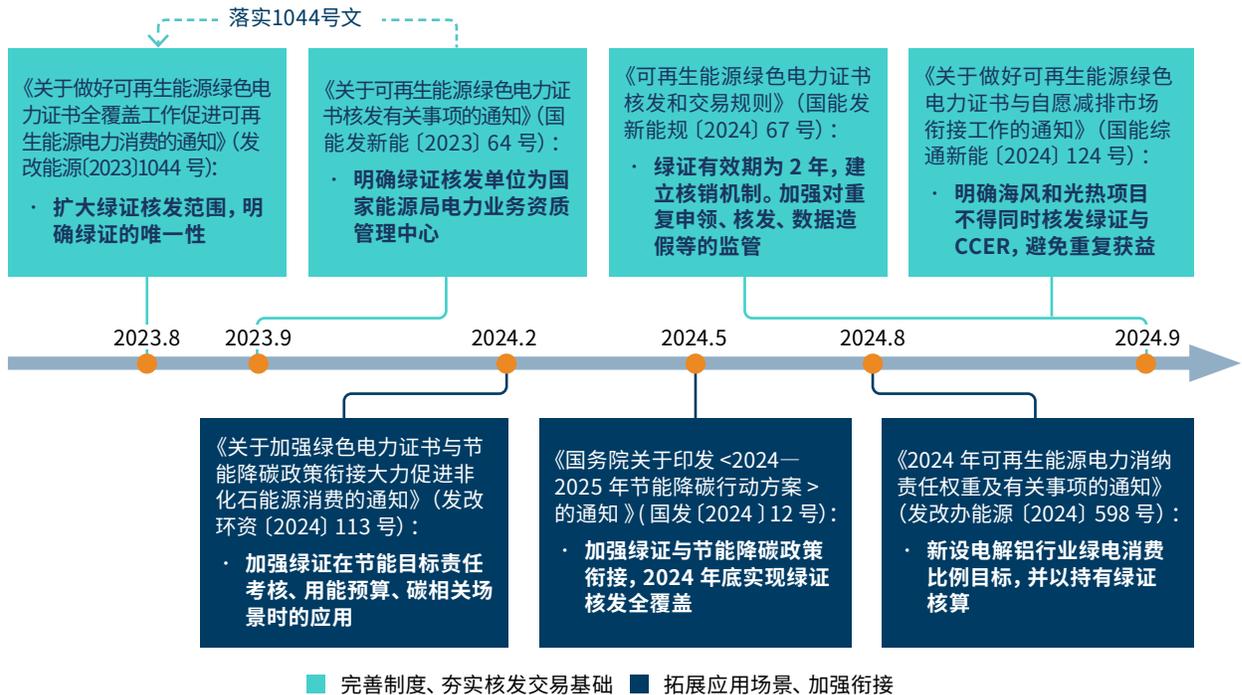
2.2.1 绿证采购主要进展：

2023年8月起绿证价格大幅下降，市场活跃度显著提升。2023年8月《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）印发，绿证的核发范围扩大至所有建档立卡的可再生能源发电项目。核发范围的扩大使市场预期未来绿证供给增加，导致了绿证价格在8月出现明显下降：2023年前7个月平价绿证^{xi}均价为42.4元/张¹⁰，而2023年8月起，每张平价绿证在前7个月均价基础上下降了9-10元¹¹。2024年5月《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）出台，明确了绿证两年有效期的制度，进一步降低了存量绿证的价格。中国绿色电力证书交易平台显示：绿证挂牌交易价格多次低于1元/张，上半年成交均价已低于10元/张¹²。绿证交易价格下降的同时，市场交易量迅猛上升。1044号文发布后的2023年8-12月，绿证交易量为0.7亿张，仅5个月便达到了1044号文发布前1-7月累计交易量的2.7倍。2024年1-7月，绿证交易量更是达到1.8亿张，同比增长6倍¹³。1044号文的发布对绿证的价格和交易量均带来了显著影响。

绿证制度体系加速完善，绿证的唯一性得到进一步明确，应用场景得以拓展，企业采购绿证意愿增强。自2023年起，绿证相关政策密集出台（见图表7）。这些政策扩大了绿证的核发范围，并多次明确绿证是可再生能源电力环境属性的唯一凭证。此外，绿证在省级人民政府节能目标责任评价考核指标核算、重点用能单位的能源消费计算等场景中都可进行抵扣，体现了绿证在电力领域以外的应用价值。

2024年9月，67号文与124号文相继发布，要求卖方承诺仅申领中国绿证，不重复申领其他同属性凭证，不得同时核发绿证及CCER。以上要求彻底消除了绿证与I-REC及CCER的重复性。随着政策对绿证唯一性的保障以及对核销机制与监管措施的补充，绿证国际认可度有所提升。部分跨国企业逐步从采购国际绿证转向仅认可中国绿证，并将绿证采购作为实现绿电消费目标的优先选项之一。

图表7 绿证政策梳理与分类



xi 指无补贴的可再生能源发电项目所核发的绿证

绿证交易服务提升，“证电分离”的灵活优势得以充分体现，企业采购绿证更为便捷。在全国范围内，各地设立的绿电绿证交易服务点可同步提供绿证交易相关服务。此外，南网区域更是进一步发挥单独购买绿证不受物理空间限制的优势，扩大平台服务范围至港澳地区，并创新绿证交易方式。2023年12月，广州电力交易中心平台完成了首批粤港澳跨境绿证，为港澳企业使用绿电开辟了新途径。2024年5月，广州电力交易中心印发《南方区域基于电费结算模式的绿证交易试点工作指引（试行）》，提出允许用户企业以直接划扣电费的方式向电网企业支付购买绿证费用。此举将绿证购买与电费支付的结算主体进行了统一，使用户企业能够通过电费账单一并缴纳绿证费用，使得采购绿证更加高效便捷。目前，绿证需求旺盛的企业已在深圳开展首批实践，并成功通过单一电费账单实现统一支付。

2.2.2 绿证采购发展趋势：

绿证供给将继续大幅增加，交易价格将在短期内保持低位。在2024年底绿证核发实现全覆盖的要求下，集中式项目基本完成建档立卡，分布式项目加速建档立卡。按2024年前三季度可再生能源发电水平估算，仅风电和光伏带来的可核发绿证量就从2023年前三季度的10.7亿张¹⁴增加至2024年同期的13.5亿张¹⁵。预计2025年起绿证核发量将在短期内快速增加，绿证供给将迅速扩充。

由于新增绿证有效期，存量绿证卖方迫切希望出售所有绿证，使得绿证均价持续降低。随着大量新绿证涌入市场以及存量绿证的大批量出售，绿证供大于求的局面将进一步加剧，导致绿证交易价格持续走低。此外，国家能源局资质中心拟将依据67号文编制绿证核发实施细则，预期将对自发自用这种常见于企业绿电消费、却难以获得绿证进行消费声明的方式做出更详细指导。而自发自用部分绿证的核发将进一步减少企业外购绿证需求，使绿证交易价格保持低位。

绿证交易渠道增多，企业采购绿证将更加便捷。绿证交易目前可在北京电力交易中心、广州电力交易中心、中国绿色电力证书交易平台这三个交易平台上进行，未来将适时拓展至国家认可的其他交易平台。随着交易系统的完善及信息的同步，预计未来内蒙古电力交易中心以及其他各省电力交易中心均可提供绿证交易服务，便于企业采购。

在国际层面，细颗粒度匹配绿色电力证书已受多国证书体系及企业重视。美国的区域电力市场PJM于2023年开始提供带有时间标尺的小时级证书。对于2022年1月及以后的电量都可核发小时级证书，并可按小时核销。¹⁶欧洲绿证（GO）的管理方AIB也将细颗粒度匹配证书作为2024年证书体系的完善重点，以配合RED III及RFNBO授权法案的要求。企业方面，部分龙头互联网企业已承诺100%进行小时级绿电匹配，并于2021年开始与合作方共同开发带有时间标尺的小时级证书或小时级监控方案。在此背景下，未来有可能有更多国际链主企业逐步提出使用颗粒度更细的证书来反映绿电使用的精准匹配。

2.3 集中式新能源项目直接投资：有利于大规模解决绿电需求，收益测算模型受电力市场改革影响显著

2.3.1 集中式新能源项目直接投资的主要进展：

新能源项目入市加速，现货市场下的精细化时段划分将增加电价波动。新能源市场化交易电量占新能源总发电量的比例在近年来逐步提升，2023年已达47.3%。新能源电量的市场化交易趋势愈发明显。全国现货市场建设全面加速，在蒙西、甘肃、山东、广东、山西等省份，新能源均参与了现货市场，而现货市场15分钟的精细化区间划分要求带来了更大的电价波动，增加企业投资新能源项目收益的不确定性。

配套产业投资要求仍然存在，持续提高企业非技术投资成本。多地政府对产业配套的投资要求依旧存在，企业不仅需要对电力系统安全运行所需的配套储能等电力设备资产进行投资，还需满足引进外资、直接捐款、扶贫等额外资金要求¹⁷。这些额外要求不仅会增加企业的采购和建设成本，还需要企业投入大量的人力、物力和时间进行协调与谈判，从而大幅抬高整体投资成本。尽管2023年国家能源局发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》要求“不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资或成本”，但这一现象仍频频出现。2024年以来组件价格显著下降所带来的成本优势^{xii}，也在一定程度上被产业配套的投资要求所抵消，使得企业仍然面临较高的集中式项目投资成本。

2.3.2 集中式新能源项目直接投资的发展趋势：

传统财务模型受到冲击，企业收益将更依赖于市场价格波动。随着分时电价机制的完善及现货市场的加速发展，集中式项目有望在更多省份以更大比例入市并全电量参与现货市场。届时项目收益将主要取决于受时段划分影响的市场电价波动¹⁸。在该背景下，企业用户需加强团队能力建设，提升对电力市场运作模式的理解，及时调整原有以固定上网电价进行测算的收益模型，合理评估项目收益。

多年期绿电交易有助推动集中式项目投资。如2.1.2节所言，随着政策层面不断释放支持多年期交易的信号，加之企业的积极推动，预计多年期绿电交易将加速铺开。在多年期绿电交易中，企业或将被允许在项目开工之前的融资阶段进行合同签署，这将有利于新项目的投建。而多年期的合同也将为企业提供长期收益的稳定性，进而提升对集中式项目的投资意愿。

新项目投资开发受限，投资企业或青睐收购存量项目。随着优质资源开发接近饱和，企业投资新项目空间进一步收缩。一方面，可用土地的减少导致企业难以开发新项目；另一方面，即使土地资源能够满足项目建设需求，相应的风光资源条件往往不够理想，致使项目缺乏经济可行性。因此，企业全额或者部分收购已有项目可能成为直接投资方式下的优先选择。然而，收购存量项目对企业的尽职调查能力提出了更高要求，尤其是对于环境权益归属和电费收益模式等关键属性。此外，存量项目不能体现绿电采购的额外性。因此，对于企业而言，获得理想的直接投资项目仍然面临一定挑战。

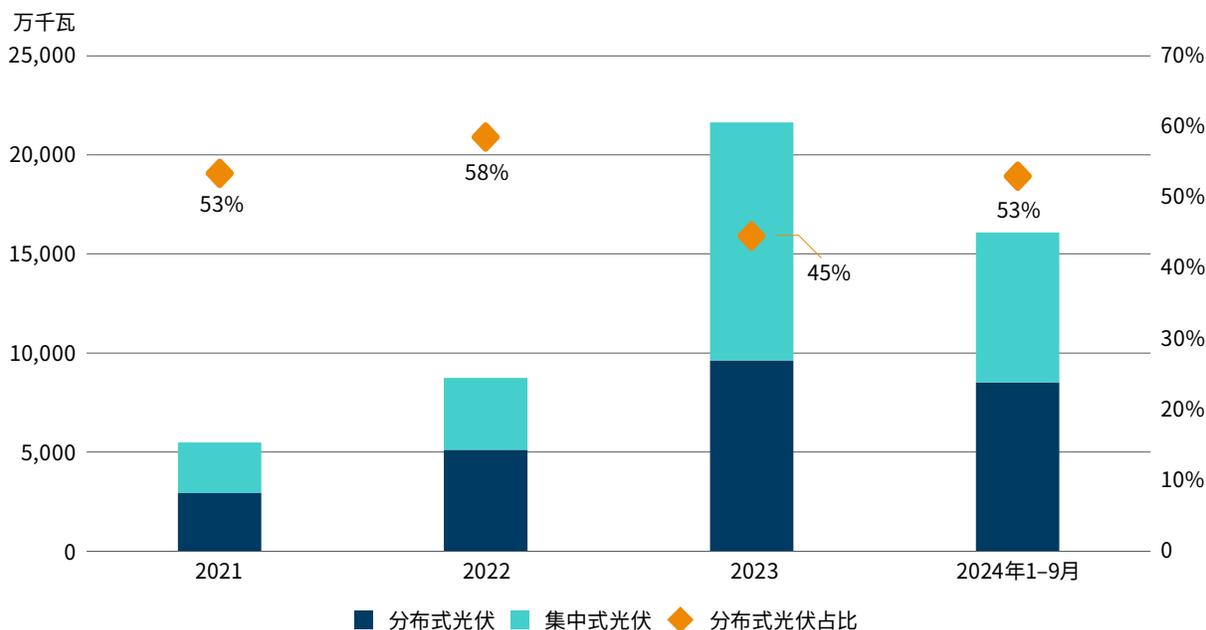
xii 中国光伏行业协会：2024年上半年，“产业链价格上，多晶硅、硅片价格下滑超40%，电池片、组件价格下滑超15%”

2.4 场内分布式新能源项目开发：电力市场改革推动更多商业模式，环境权益归属与配网容量约束备受瞩目

2.4.1 场内分布式新能源项目开发的主要进展：

分布式光伏保持高速增长，新增装机一度超越集中式光伏。自 2021 年分布式光伏新增装机首次超过集中式光伏新增装机以来，分布式光伏一直保持飞速增长的势头。2024 年前三季度分布式光伏新增装机达到 8,522 万千瓦，占光伏新增装机总量的 53%¹⁹。（见图表 8）

图表 8 光伏发电新增并网容量^{xiii}



来源：国家能源局，落基山研究所整理

场内分布式项目收益模式改变，企业投资意愿或将收紧。随着绿证规则的更新及绿电交易范围的不断扩大，企业在通过自发自用达到绿电消费目标的基础上，还可通过出售余电部分的绿证或余电参与绿电交易来获取收益。2024 年 9 月《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67 号）已对自发自用部分电量的绿证核发做出初步指导，提出企业可通过提供电量信息、计量相关材料、证明等申请绿证，利于企业证明绿电消费，但该部分绿证的核发还需企业密切关注各地的具体实践。而余电上网部分电量早已可被核发绿证，浙江、江苏、广东等省份均已开展分布式项目参与绿电交易，其中不乏场内自发自用、余电上网的机组，从而进一步提高了分布式项目的经济性。然而，2024 年 10 月发布的《分布式光伏发电开发建设管理办法》（征求意见稿）（以下简称“办法”）要求大型工商业分布式光伏^{xiv}所发电量必须全部自发自用，且项目投资主体须配置防逆流装置以实现发电量全部自发自用。此项要求增加了投资成本，阻断了大型工商业分布式光伏参与电力市场获取收益的可能性，并且对用户的绿电消纳能力提出了更高要求。由于第三方投资主体只能依赖企业用户的自用部分来实现收益，其投资风险增大，可能导致投资意愿下降，使得企业用户难以寻找合适的 EMC 服务公司共同开发大型工商业分布式项目。此外，目前大型工商业分布式光伏项目大部分采用全额上网模式²⁰，因此若该《办法》最终落地，将改变传统的收益模式，有意愿投资的企业需重新谨慎评估投资回报率。

^{xiii} 图表8中分布式光伏包括户用、工商业分布式光伏，并非特指本报告所探究的企业可采用的工商业屋顶分布式光伏项目

^{xiv} 根据《分布式光伏发电开发建设管理办法》（征求意见稿），大型工商业分布式光伏是指公共连接点电压等级为35千伏、总装机容量不超过20兆瓦或公共连接点电压等级为110千伏（66千伏）、总装机容量不超过50兆瓦的分布式光伏

环境属性归属普遍成为存量和新增项目的关注重点。由于分布式项目在 2023 年 1044 号文出台之前无法核发绿证，因此原有 EMC 模式下的分布式光伏发电项目合同能源管理及屋顶租赁合同中并不涉及由第三方投资项目时产生的绿证归属问题。而由于目前分布式项目可发绿证，已通过 EMC 模式进行场内分布式项目建设的企业用户须对原有合同在环境权益方面进行更新补充。对于未来分布式项目的投资，若项目所有权涉及第三方，企业用户也应在合同中对环境属性及利益分配进行明确。

分布式光伏大规模并网，配电网容量不足严重制约新增装机发展空间。2024 年 3 月，《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》首次以正式文件形式指导配电网建设，要求到 2025 年，配电网需具备 5 亿千瓦左右分布式新能源的接入能力。尽管政策着力通过配电网建设打破分布式发展瓶颈，但从 2024 年山东、河南、河北、广东、湖南、福建、辽宁、黑龙江 8 省公布的分布式光伏接网承载力评估情况来看，多地分布式项目接网问题仍在扩大²¹。由于分布式项目需要通过接网来平衡电压及频率以保证电能质量，因此即便是高比例自发自用分布式项目，接网仍受当地配电网容量限制。《办法》中电网接入的评估要素里，并未要求根据项目的上网量进行接网优先级划分，但江苏 2024 年 8 月发布的《关于高质量做好全省分布式光伏接网消纳的通知》中明确全部自发自用的分布式项目可简化接网流程，由电网企业提供绿色通道服务。因此，高比例自发自用分布式项目能否优先接网也主要取决于当地政策及实际执行情况，企业需全面了解当地配电网容量及接入政策后再评估是否投资分布式光伏。

2.4.2 场内分布式新能源项目开发的发展趋势：

场内分布式项目投资模式或呈多样化发展。由于过去企业对分布式项目的建设及运维等了解有限，在以往常见的 EMC 与自建两种模式中，EMC 模式受多数企业欢迎，而选择自建模式的企业主要为大型上市公司²²。近年来，随着企业对大量场内分布式项目的长期观察，企业内部团队专业性逐渐提高，加之 2024 年组件成本大幅下降，企业自投自建意愿增强。为配合企业用户的需求，已有部分分布式项目开发商推出 EMC+ 自建的混合模式作为过渡，在项目 20 余年的周期中，只收取 3-4 年的电费，后续将项目所有权移交于企业用户。预期企业用户偏好将持续变化，场内分布式光伏项目的商业模式将随之创新。

分布式项目的传统财务模型面临调整。对分时电价的时段进行更精确的调整以及拉大峰谷电价比例是正确引导新能源项目装机发展的重要手段及未来修正方向。在这一趋势下，由于光伏往往在电价低的谷段出力较多，峰谷电价的调整将不利于分布式光伏的发电收益。传统的投资收益模型计算结果可能无法成立，企业需密切关注电网接入与上网价格政策变化。目前，绝大部分分布式光伏项目虽然并没有直接参与电力市场，但其实际结算价格已经受到电力市场的影响。对于自用部分电量，目前常见定价方式之一是在用户所对应的电网代理购电价格基础上打折。因此，在工商业用户进入电力市场后、特别是在现货市场运行区域，现货曲线价格影响电网代理购电价格、进而影响自用部分电量的实际结算价格。对于上网部分电量，目前通常以当地煤电基准价结算。但展望未来，随着近年来分布式光伏项目（含户用和工商业）加速发展、分布式上网电量体量猛增，这部分电量预计将根据现货市场价格曲线进行分时结算，或直接进入电力市场。

探索分布式直连将助力我国企业就近直接消费绿电。2024 年起，国家及省级层面政策均更加关注分布式项目通过直接连接的方式为周边企业用户提供绿电。2024 年 12 月，《河南省加快推进源网荷储一体化实施方案》提出鼓励源网荷储一体化项目建设绿电专线，就近开发并汇集接入，实现 20 公里内绿电就近就地可溯源的消纳；国家能源局在《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》中提出探索通过新能源直连增加企业绿电供给的机制，并且新型经营主体原则上可豁免申领电力业务许可证。上述政策都在鼓励分布式可再生项目通过直接连接的方式进一步扩大绿色电力供给，但并未对相关的技术标准、物理边界、价格机制等提出具体指导意见，2025 年有望迎来更多相关试点实践，从而进一步推进相关的监管和市场规范。

3. 绿色电力采购应用场景

在 2022 至 2024 年间，得益于政策和市场体系的加速完善，绿色电力采购实现了飞速扩张，进一步夯实了企业在不同需求场景下使用绿电、绿证的基础。在国内，绿色电力采购应用场景的多样化是市场扩张的主要推动力，应用场景的不断拓宽激发了特定行业、尤其是高耗能企业通过绿色电力采购满足强制性市场刚性约束的需求。在国际层面，绿色供应链是全球应对气候变化的关键环节之一，充分利用绿色电力采购积极面对绿色出口的需求，成为绿电、绿证市场扩张的另一重要推动力。与此同时，在国内外的多种需求场景之下，企业的绿色电力采购行为呈现自愿和强制双轮驱动的态势，近年来出于强制需求场景的政策推动力在国内外都更为显著。

3.1 国内应用场景：从能源使用场景向更多碳排放控制场景延伸，场景多样化推动市场需求稳步上升

近三年来，绿色电力的采购难度有所降低，同时，相关政策体系的逐步完善也使得绿色电力采购的应用场景由初期用于满足可再生能源电力消纳的基本需求，逐步扩展至用能优化和减碳等更广泛的领域。

应用场景一：完成可再生能源电力消费目标

绿色电力采购在电力消费领域的主要应用是满足可再生能源电力消费的目标要求。最初，可再生能源电力消费目标仅由国家层面向各省下达，并要求切实将权重分解到具体的承担主体上。2019 年 5 月，国家发改委和国家能源局联合发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，首次提出了可再生能源电力消纳责任权重的概念，并于 2020 年 6 月首次向各省下达目标，建立了绿电与绿证协同完成可再生能源电力消费目标的制度框架。

在此基础上，各省可再生能源电力消费目标再进一步向重点行业分解。目前，部分高能耗企业聚集省份以及典型高耗能行业也逐渐开始针对特定用电主体提出具体要求。例如，省份层面，2022 年 6 月，《江苏省促进绿色消费实施方案》提出到 2025 年，高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于 30%^{xv}。行业层面，2024 年 7 月，《电解铝行业节能降碳专项行动计划》提出到 2025 年底，行业可再生能源利用比例达到 25% 以上。鉴于电解铝行业的用能结构以电力为主，这一目标实质上是对可再生能源电力消费提出了要求。2024 年 8 月，《2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》延续了通过实际物理量核算可再生能源电力消纳责任权重完成情况的要求，同时新增了针对电解铝行业的可再生能源电力消费目标，并明确将持有绿证作为核算依据。

应用场景二：满足能耗双控指标

除了满足可再生能源电力消费目标之外，绿电、绿证还可基于非化石能源可在能源消费量及能耗强度计算中扣除的原则，帮助考核主体满足能耗双控指标。2021 年，中央经济工作会议明确提出“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”的方针，初步建立了可再生能源与能耗双控制度的衔接。为落实中央经济工作会议的要求，2022 年 11 月发布的《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》准确界定了可再生能源电力的范围，并明确将绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证，将绿电、绿证与能源消费量直接连接。而更细化的执行方式则在 2024 年的文件中得以明确：2024 年 2 月，《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》(发改环资〔2024〕113 号) (以下简称“113 号文”) 提出在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核指标核算中，实行以物理电量为基础、跨省绿证交易为补充的可再生能源消费量扣除政策，并将能耗双控的豁免范围从新增可再生能源扩大至全部非化石能源。同年 5 月，国务院发布《2024—2025 年节能降碳行动方案》明确实行重点用能单位化石能源消费预算管理，超出预算部分通过购买绿电、绿证进行抵消。

xv 绿证是否计入需视具体执行情况

事实证明，完成能耗双控是绿电、绿证市场交易的重要因素。从中国绿色电力证书交易平台的数据来看，广东、内蒙古、青海等高耗能企业聚集地区位列绿证购买排行榜前列，其背后驱动力主要源于地方政府为完成能耗双控指标而大规模开展跨省绿证采购。

应用场景三：满足碳排放双控目标

“十四五”时期绿电、绿证的应用以能耗双控为重点，主要发挥其作为可再生能源、不纳入能源消费考核的作用。而“十五五”期间，我国将着力推进由能耗双控向碳排放双控的全面转型新机制，将碳排放强度降低作为国民经济和社会发展的约束性指标，并启动碳排放总量核算工作，不再将能耗强度作为约束性指标^{xvi}。这意味着，未来绿电、绿证与碳排放的衔接将会更加紧密。2024年2月《碳排放权交易管理暂行条例》提出“重点排放单位消费非化石能源电力的，按照国家有关规定对其碳排放配额和温室气体排放量予以相应调整”，为绿电纳入碳排放核算体系创造了基本条件。2024年2月，113号文提出研究核算不同应用场景中扣除绿证的修正电网排放因子，将绿证纳入产品碳足迹核算基本方法与通用国家标准。2024年4月，《2021年电力二氧化碳排放因子》首次正式公布扣除市场化交易的非化石能源电量的二氧化碳排放因子，意味着绿电交易电量不计入排放计算。2024年12月，生态环境部与国家统计局印发《2022年电力二氧化碳排放因子》，继续更新我国扣除市场化交易的非化石能源电量的二氧化碳排放因子。

3.2 国际应用场景：多方正在加速推进绿电、绿证国际认可工作

对我国绿电、绿证采购的国际需求场景主要体现在以下两个层面：首先，起步较早的企业采购主要由跨国供应链的链主企业推动，要求其中国上游供应商通过采购绿色电力进行减排、以支持链主企业完成其气候目标；与此同时，部分国内出口型链主企业（主要以新能源相关行业为主）也是绿电、绿证采购的主要实践方。此外，2021年以来，多个国际贸易规则中开始针对绿色电力的使用和认证提出了具体要求，并且这些规则多将于2025-2026年间集中进入实质性实施阶段。以企业采购为代表的前者更偏向于自愿性质，对绿电、绿证等基于市场的（market-based）方式皆持较开放态度；以贸易规则为代表的后者属于对采购方式要求更加严苛的强制性性质，目前看来更加接受基于位置的（location-based）采购方式，例如自发自用、物理直连发用双方等。

针对以上两个层面，本报告分别选取3个具有代表意义的国际应用场景梳理其对中国绿电、绿证的认可情况，即RE100、欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）和新电池法案（New Batteries Regulation）。

3.2.1 RE100：已基本具备获得无条件认可的基础

RE100是一项由非盈利组织发起的全球企业可再生能源倡议，目标于2040年实现零碳电力系统。RE100由企业自愿加入，目前汇集了数百家致力于100%使用再生电力的企业。为实现RE100承诺，成员企业须遵循如下两个原则以完成RE100技术要求的有效采购²³：

- 可信声明 (Credibility of claims): 企业须确保独立性和排他性 (unique & exclusive) 才可有效声明绿电的使用。为此，RE100 对企业申明绿电使用时所涉及的数据、权益双重计量、地理范围、采购时效性做出强制要求。
- 有影响力的采购 (Impact in procurement of renewable electricity)：更强调企业的哪些自愿行为能最大化社会效益——除对采购项目的投运时间做出强制要求外，还侧重于鼓励企业尽可能通过对采购项目进行筛选或直接签署长期采购协议以最大程度帮助电力系统零碳转型。

^{xvi} 2024年8月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，加快构建碳排放总量和强度双控（以下简称碳排放双控）制度体系，建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制

当前，RE100 并未对中国绿电市场里现行的每一种采购机制进行针对性的评估，成员企业需根据技术目录中列举的被认可的采购机制自行匹配。如匹配上的采购机制能够提供能源属性证书（energy attribute certificates, EAC），则企业应用对应的 EAC 来声明可再生电力的使用，否则考虑使用采购合同等来证明可再生电力使用。在我国情景下，由于 1044 号文要求对已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，并且明确绿证是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证，所以成员企业不论采用哪种方式在中国获取绿电、从哪种技术生产的绿电，理论上都应获得相应绿证，并通过绿证来进行 RE100 汇报。

报告中图表 9 将 RE100 认可的方式与潜在的国内绿电获取方式进行对应，并根据绿证的实际获取情况概括总结：

图表 9 RE100 认可方式与我国绿电采购机制对应

RE100认可方式	国内现有机制	绿证获取情况
Self-generation from facilities owned by the company	自有发电设施	难点主要在于分布式项目。67号文已对发自自用部分电量的绿证核发做出初步指导，但有待详细执行规则出台及实践，余电上网部分电量已可核发绿证
Direct procurement (contracts with generators)	EMC模式下的场内分布式项目	
Contracts with electricity suppliers	绿电交易 ^{xvii}	绿证将随交易的完成自动被划转分配至电力用户账户
Unbundled procurement of energy attribute certificates (EACs)	单独购买绿证	目前可通过中国绿色电力证书交易平台、广州电力交易中心及北京电力交易中心平台购买或场外协商
Passive procurement	无直接对应模式	目前电网公司无法为电力用户提供默认分配至用户的绿电所对应的绿证，不满足RE100要求的“由电网默认提供的可再生电力应有EAC支持”（Default delivered renewable electricity from the grid, supported by EACs）

根据 2020 年 8 月 RE100 发布的 *Green Electricity Certificate (GECs) of China*，RE100 对于中国绿证有条件认可（见图表 10 中标红部分），主要是因为海上风电、光热项目潜在的绿证与 CCER 的重复核发及使用问题，但这一问题已经在政策层面迎来突破。随着 2024 年 9 月《可再生能源绿色证书核发及交易规则》与《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》的发布，逐步完善的绿证体系已一一回应了 4 年前 RE100 对绿证提出的有条件认可的缘由。目前为止，RE100 还未公开发布新版技术细则或针对中国绿证的更新声明，企业在 2024 年进行 RE100 汇报时，可能还需参照图表 10 中的“应对策略”部分进行材料准备。根据 RE100 现有规则，我国目前的政策和市场机制设计已经基本具备获得 RE100 无条件认可的基础，但仍需等待 RE100 内部相关认可流程的推进。

^{xvii} RE100声明中国绿电交易属于Contracts with electricity suppliers方式，但因绿电交易实际也可跳过售电公司与发电企业直接签属，落基山研究所认为也应符合Direct procurement方式。由于RE100并未对采购方式进行偏好排序，因此汇报成何种方式对于最终绿电消费量认定并无影响

图 10 RE100 对中国绿证的观点及企业应对策略

两大原则	要素	RE100对绿证观点	应对策略
可信声明	可靠发电数据		注意留存交易相关合同、电费结算单据、项目物理信息、环境权益查证资料，例如绿色电力账户中绿证核发划转情况、绿色电力消费证明等
	属性聚合	海风、光热项目核发CCER	· 注意与售电方签订补充协议并明确要求电量所对应的环境属性不会再以任何其他环境属性形式，比如减碳价值等，在其他任何市场中被出售、转让和声明
	无双重计量		· 赎回所有形式的环境属性，例如温室气体抵消和任何其他证书（如果发给了相同的可再生能源电量） · 尽可能使用平价项目
	无双重声明	使用绿证的同时无法同步核销CCER	RMI备注：2024.9《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》明确海风、光热不得同时核发绿证与CCER，避免重复获益
	市场地理边界		香港地区可使用大陆绿证，但是台湾地区需使用台湾本地绿证
	发、用电量期限	未明确过期时间，建议使用最接近日期	建议选择用电时间“21个月内”生产的绿证，以充分做到环境属性生产时间与消纳时间接近——绿证应当为企业当年财务报告期的12个月，加上前6个月和后3个月。 RMI备注：2024.9《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》已明确绿证有效期两年，过期或已用于声明的绿证，资质中心将予以核销
	影响力采购(非强制)		尽可能筛选优质项目、直接签署长期采购协议
有影响力的采购	机组投运日期限制——15年内机组		可将提升产品溯源透明度作为选择供电商的条件；对于来源复杂的可再生电，企业买家应尽可能详细汇报；可考虑签署长期协议，从固定项目购买绿证

■ 满足要求 ■ 满足要求，但有附加建议 ■ 不满足要求，存在风险

注：绿色为满足 RE100 要求，黄色为满足要求但 RE100 有附加建议，红色为不满足要求，存在风险。

来源：RE100 Technical Criteria; Green Electricity Certificate (GECs) of China

我国绿证制度的完善改变了绿色电力证书市场的供给格局，使得许多企业的采购策略也作出相应调整。2023 年以前，I-REC 一直是企业向 RE100 汇报其在中国市场中使用绿电的最主要的方式²⁴。而彼时中国绿证由于价格高并且被有条件认可，企业采购、沟通成本较高，因此通过单独购买绿证完成绿电使用的量极少。而受 2023 年 8 月 1044 号文对于可再生发电项目实施绿证核发全覆盖的影响，我国可再生能源电量原则上只能申领核发国内绿证的要求，以及可再生发电项目建档立卡的大幅提速，在中国几乎无新增机组可用于核发 I-REC。但由于已签约注册的存量机组产生电量仍可核发 I-REC，1044 号文在短期内并未对 I-REC 的实际核发量造成巨大影响：2024 年前 8 个月 I-REC 核发量比 2023 年同期下降 12%，其中 62% 来自于 2023 所产生的电量，2023 年核发的 I-REC 中 61% 来自于 2022 年所产生的电量²⁵。而随后 2024 年 9 月《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》发布，要求卖方建立绿证账户时就须承诺仅申领中国绿证、不重复申领其他同属性凭证，I-REC 在中国的核发阻力极大。建立 I-REC 体系的背后机构 I-TRACK Foundation 随即宣布将不再新批准位于中国的机组，已批准的存量机组 2025 年起所发电量将不能核发 I-REC，意味着 I-REC 退出中国市场。

以 RE100 为代表的自愿市场已出现对绿电消费细颗粒度的匹配要求，相关部门与企业应予以重视。2023 年，RE100 Reporting Guidance 2023 中首次提出小时级匹配的汇报步骤，并声明未来可能会针对分时匹配修订标准。在 2024 年更新的一版中提出已进行更细颗粒度匹配的企业需要对于匹配的时间精度和发用电位置进行汇报，汇报者可获得额外加分。RE100 将根据企业汇报的结果进一步开发细颗粒度匹配的标准框架²⁶。由于 RE100 汇聚了众多行业的龙头跨国企业，因此 RE100 对于绿电消费的细颗粒度要求最终将传导至我国的供应商，相关部门与企业可从更细的时间尺度及地理尺度上关注绿电的发用匹配。

3.2.2 欧盟碳边境调节机制或将扩大覆盖范围

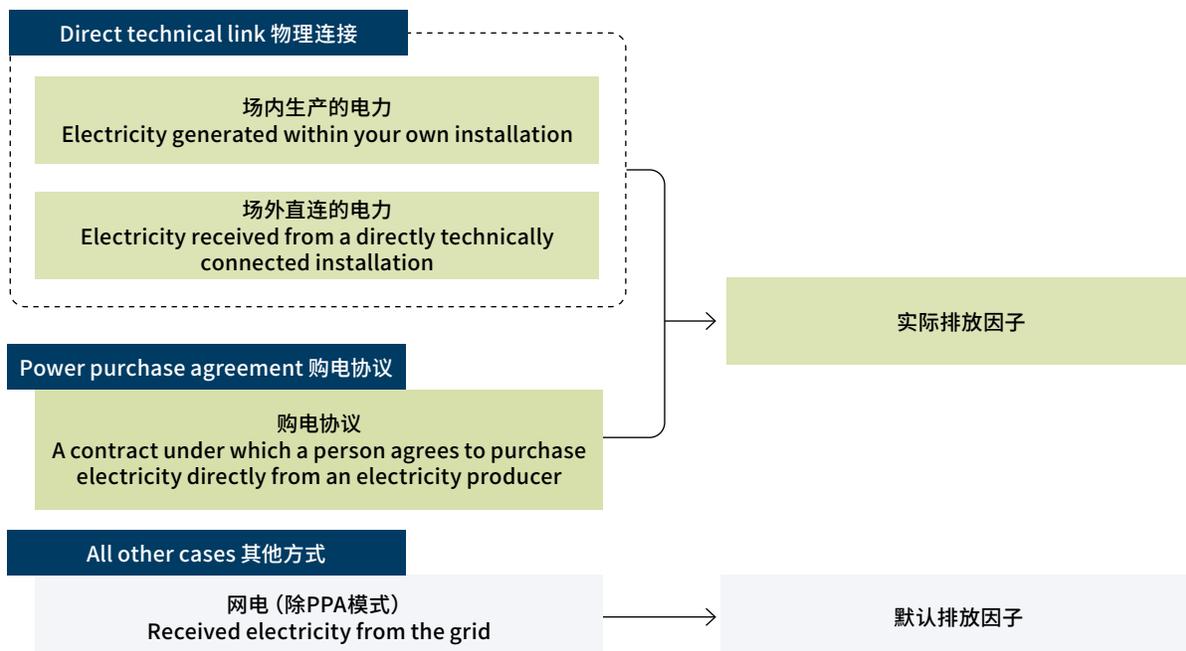
欧盟于 2019 年发布了“欧洲绿色新政”（Green Deal），目标是在 2050 年前使欧洲成为全球首个实现气候中和的大陆²⁷。为支撑这一宏伟目标，欧盟于 2021 年推出了“Fit for 55”一揽子计划，以实现到 2030 年温室气体净排放较 1990 年水平至少降低 55% 的阶段性目标。作为“Fit for 55”计划的重要组成部分，欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）于 2023 年 5 月正式成为欧盟法律。欧盟通过 CBAM 对出口到欧盟的特定产品征税，以防止欧盟企业为了规避欧盟碳排放权交易市场（EU-ETS）的费用，将生产或进口地转移至碳排放管控宽松的国家，进而防止碳泄漏的发生。CBAM 主要影响对欧盟出口钢铁、水泥、铝、化肥、氢及电力的六大行业的企业。CBAM 的具体实施主要分为两个阶段：从 2023 年 10 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日为过渡期，期间进口商须对其进口产品的排放进行汇报，但无需缴纳费用；从 2026 年 1 月 1 日开始，CBAM 覆盖的六大行业在 EU-ETS 中获得免费配额的比例逐年减少，进口商将依据产品碳排放缴纳费用。

就目前规则而言，CBAM 对我国钢铁与铝行业的对欧出口贸易有一定影响但规模有限，其他板块则几乎不受影响。在 CBAM 统计口径下，我国 2023 年出口欧盟的钢铁产品量为 649.6 万吨²⁸，铝产品量为 68.9 万吨²⁹。钢铁与铝产品的对欧出口量仅占我国相应产品全球出口量的 5.8% 与 8.7%，且 CBAM 不对铝产品的间接排放征收费用，因此目前 CBAM 对我国产业的实际影响较小。欧盟委员会将在 2025 年 12 月 31 日过渡期结束前，就 CBAM 的产品适用范围进行评估。作为 EU-ETS 的补充，CBAM 未来可能将追随 EU-ETS 的趋势，覆盖更多行业的产品及相关间接排放，届时可能对我国更多行业的对欧出口贸易带来更为显著的影响。

CBAM 的作用对象是进口商进口产品的碳排放，并非像 RE100 直接作用于企业电力使用，二者在电力获取途径的分类上也有所区别。在计算电力排放时，CBAM 将电力获取途径划分为 3 个类别：

- **物理连接（Direct technical link）**：主要包括场内生产的电力（如屋顶分布式光伏）与场外生产但是发用电之间有直连线路的电力，可使用实际排放因子进行计算。
- **购电协议（Power purchase agreement）**：指电力用户与发电企业之间直接签署的采购协议，可以使用实际排放因子。我国目前的绿电交易合同多为电力用户与售电公司之间的合同，不一定符合 CBAM 框架下的要求。虽然欧盟目前并未对 CBAM 框架下的购电协议提出进一步定义，但我国相关主管部门与电力交易中心已经正在筹备允许零售用户与发电企业直接签署绿电采购协议的交易机制，并在北京电力交易中心发布的多年期绿电双边协议模版及上海绿电交易规则中有所体现。非生物来源的可再生液态和气态运输燃料（RFNBO）授权法案与 CBAM 具有共同覆盖的行业——氢，因此企业可参考 RFNBO 授权法案中对 PPA 的要求来预测未来 CBAM 中 PPA 的判定要素，如时间关联（Temporal correlation）和地理关联（Geographical correlation）。在通过 PPA 来获取绿电时，时间关联即要求绿氢的生产使用来自同一小时或同月产生的绿电；地理关联则要求绿氢的生产使用来自同一区域（bidding zone）的绿电³⁰。
- **其他方式**：主要指没有明确发电企业信息的网电，比如通过电网按默认比例分配的绿电。这种方式下只能使用欧盟认可的数据库中的默认排放因子。默认排放因子包括三种：第一种是欧盟基于 IEA 数据计算并公布的各国电网平均排放因子；第二种是基于公开信息的产品原产国的电网平均排放因子；第三种是原产国定价机组的碳排放因子（指导过渡期默认值的文件中提出³¹），企业可任选其一。但由于欧盟并未明确要求第二种与第三种方式中排放因子的数据来源，因此企业使用我国官方披露的数据是否能被欧盟接受仍有待确认。IEA 于 2023 年发布的 2022 年中国电网平均排放因子是 0.594t CO₂/MWh³²，而我国生态环境部于 2023 年公布的 2022 年全国电网平均排放因子为 0.5703t CO₂/MWh³³。由此可见，基于 IEA 的默认排放因子高于我国生态环境部发布的排放因子。若生态环境部发布的排放因子能够被欧盟允许应用到 CBAM 计算中，则企业使用我国公布的排放因子将更加理想。至于第三种方式，由于我国的定价机组为火电，根据 2024 年发布的《2022 年电力二氧化碳排放因子》，我国 2022 年全国化石能源电力二氧化碳排放因子为 0.8325t CO₂/MWh，远高于前两种方式。

图表 11 CBAM 认定的电力获取途径分类及对应排放因子选取



3.2.3 新电池法案或将收紧电力碳足迹建模方法

新电池法案（New Batteries Regulation）于 2023 年 7 月正式成为欧盟法律，要求在欧盟销售或使用的所有电池^{xviii} 在从原材料采购到回收、再利用等全生命周期过程中都要符合可持续性要求，其中最受企业关注的便是对电池碳足迹的要求。电池碳足迹是指电池在生命周期各阶段累积的温室气体排放总量。新电池法案中的 Article 7、Annex II，以及还未公布的授权法案（Delegated Act）是电池碳足迹核算的依据。目前欧盟仅发布了电动汽车电池碳足迹披露的文件，尚未对其他种类电池以及碳足迹表现等级、限值作出设定。

动力电池是电动汽车全生命周期中碳排放的最主要来源。其中，电力碳足迹是动力电池碳足迹的最主要贡献方，占动力电池碳足迹的 40% 以上³⁴。我国作为动力电池主要生产国与出口国，新电池法案对于我国动力电池企业影响巨大。在欧盟出台碳足迹披露授权法案之前，各界均参考 2023 年 6 月欧盟联合研究中心（Joint Research Centre, JRC）发布的《电动汽车电池碳足迹核算方法 (CFB-EV)》（Rules for the Calculation of the Carbon Footprint of Electric Vehicle Batteries）最终草案（下称“旧碳足迹草案”）中提供的 4 种电力消费模型计算电力碳足迹。这四种电力消费模型包括：

- 场内自发自用（On-site generated electricity）：指电力来自于与用电设施处于同一场内的发电设备，并且通过专有线路直接与用电设施连接。
- 特定供应商提供电力（Supplier-specific electricity）：指可被合同工具（Contractual Instrument）溯源的由特定供应商提供的电力。旧碳足迹草案给出的合同工具代表为：欧洲绿证 Guarantees of Origin (GO)。其他国家的合同工具（例如我国绿证）如果想要被认可，则需要提交相应材料等报批。合同工具需要能够清晰地溯源使用的电力及证明相应环境属性的可靠性和唯一性。该种模式类似于我国“证电合一”模式下的绿电交易。

^{xviii} 包括六类电池：便携式电池 (Portable battery)、启动、灯光与点火电池 (SLI battery)、轻型交通工具电池 (LMT battery)、电动汽车电池 (EV battery)、工业电池 (Industrial battery)

- 剩余消费组合 (Residual consumption mix): 指扣除特定供应商提供的可溯源的电力后, 剩余电力的发电结构。扣除可溯源的电力确保了环境属性不被双重计量, 从而提高市场透明度和数据完整性。
- 平均消费组合 (Average consumption mix): 指不区分可溯源和不可溯源的电力, 以默认值代表企业所有电力消费的发电结构。

旧碳足迹草案仅是当前阶段的参考之一, 欧盟还未最终确认碳足迹建模方式, 但今年 4 月的新草案显示出了进一步收紧建模方式的趋势。今年 4 月, 欧盟发布了电动汽车电池碳足迹授权法案的草案 (下称“授权法案草案”), 并开放约一个月的征求意见窗口期。授权法案草案最大的影响在于对电动车电池电力消费碳足迹计算模型进行了删减: 授权法案草案仅允许“直接连接”和“全国平均电力消费组合”两种电力消费模型, 而将旧碳足迹草案中的“特定供应商提供电力”和“剩余消费组合”的两种模型直接剔除。此举引起了各方主体较大反响, 且主要持反对意见。根据落基山研究所的统计, 在 127 条授权法案草案的意见反馈中, 约有一半的反馈关注点在电力消费模型部分。其中除个别位于欧洲的电池/电池原材料生产企业等表达了对授权法案草案中电力消费模型的支持外, 90% 以上的反馈均持反对态度, 要求扩大允许的电力建模方式或进一步阐释提出的电力建模方式。具体反对意见可分为以下三类:

- **认为授权法案草案中的电力建模方式有悖欧盟现有规则或法令:** 仅允许直接连接和全国平均电力消费组合这两种电力消费模型, 违背了可再生能源指令 (RED III)、企业可持续发展报告指令 (CSRD)、温室气体核算体系 (GHG Protocol) 等框架中认可的多种电力使用方式, 如 PPA 以及各类绿色电力证书 (如中国绿证、欧盟 GO、美国 REC、国际 I-REC) 等。此外, 减少受认可的电力消费模型种类将削弱企业多元化获取可再生能源电力的动力, 阻碍可再生能源项目的投资和发展, 不利于欧盟实现其提升可再生能源使用比例的战略目标。
- **认为应调整电力建模方式:** 建议包括 PPA、各类绿色电力证书等基于市场的方式, 并且允许使用区域电力消费组合。部分意见特别提出, 对于像中国、美国等地域面积辽阔的国家, 使用全国平均值而不是区域值无法反映电力消费的真实情况, 结果不客观、不精确。
- **认为应细化规则及配套数据:** 要求对直接连接方式进行进一步说明, 否则相关企业难以落地执行。此外, 新电池法案要求相关企业在电力建模时使用的欧盟生命周期数据网络 (LCDN) 中的数据并不完善: 数据质量、来源透明度、时效性方面都存在不足。

对于企业而言, 只有通过直接连接这种方式使用绿电, 绿电的减碳价值才能在碳足迹计算中体现出来。由于授权法案并未对直接连接方式做出详尽解释或提供案例, 落基山研究所根据对于原文的理解, 在下图表 12 中整理出直接连接方式在我国情境下可能对应的用电方式及实践挑战。

图表 12 直接连接方式的中文释义、潜在对应方式及挑战

法案原文	中文理解	可能对应方式	实践挑战
From a production asset within the same installation	场内自发自用	场内自发自用项目	场内分布式项目模式成熟但发电量少，降低碳足迹能力有限
An electricity line linking an isolated generation site with an isolated customer	离网发电站连接单一用户	以专线形式从发电侧直接将电线接到用户负荷的变电站	专线建设成本高、回收周期长、电网结构复杂，落地难度较大，鲜有成功实践案例
An electricity line linking a producer and an electricity supply undertaking to supply directly their own premises, subsidiaries and customers	连接发电方与供电方以直接为其自有场所、子公司和用户供电	微电网、或以专线形式从发电侧直接将电线接到供电方，再通过供电方所有的配电网将电接到园区内多个用户	涉及电网结构、配网调度权力等问题，推进难度较大

从目前情况看，我国企业符合直接连接方式的电量较少，绝大部分电量只能使用全国平均电力消费组合的方式计算碳足迹。我国发电结构中煤电占比远高于日韩等主要电池生产国，这一计算方式将对我国电池企业造成不利影响。LCDN 中的数据显示，我国煤电发电量占总发电量比例约 62%，韩国约为 33%，日本约为 29%³⁵。在此情况下，使用全国平均电力消费组合的方式计算电力碳足迹将显著抬高我国电池碳足迹。

参考文献

- 1 国家能源局 (2024), 全国电力工业统计数据, https://www.nea.gov.cn/2024-07/20/c_1310782235.htm
- 2 国家能源局 (2024), 国家能源局2024年第四季度新闻发布会文字实录, https://www.nea.gov.cn/2024-10/31/c_1310787069.htm
- 3 人民日报(2023), 我国绿电绿证交易规模稳步扩大, https://www.gov.cn/govweb/lianbo/bumen/202311/content_6915764.htm
- 4 国家能源局(2024), 刘刚: 2023年1-12月, 全国电力市场交易电量5.7万亿千瓦时, 同比增长7.9%, https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761959.htm
- 5 北京电力交易中心 (2024), 2024年1-10月绿电交易情况
- 6 南方区域电力交易平台 (2024), 《2024年第二季度南方区域跨省跨区电力市场运营报告》, <https://www.powermarket.com/upt/sr/pt/#/news?categoryId=d39259fef1c248cba9ee81badf7b47ca&categoryName=%E5%B8%82%E5%9C%BA%E8%B5%84%E8%AE%AF>
- 7 落基山研究所 (2024), 《创新金融机制助力中国可再生能源发展——绿电长期交易合同的机遇与挑战》, <https://rmi.org.cn/insights/green-power-long-term-agreement/>
- 8 European Union (2023), Renewable Energy Directive III, Article 20 a, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105#d1e2859-1-1>
- 9 European Union (2023), Delegated Act on a methodology for renewable fuels on non-biological origin, Article 6&7, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3ATOC
- 10 德邦证券(2023), 绿证制度不断完善, 新能源运营商有望受益, https://pdf.dcfw.com/pdf/H3_AP202308041593319732_1.pdf?1691177332000.pdf
- 11 界面新闻(2023), 翻番式增长! 国内绿电绿证交易受热捧, <https://www.stcn.com/article/detail/967120.html>
- 12 北极星 (2024), 绿证核发提速 促进绿电消纳, <https://news.bjx.com.cn/html/20240929/1403068.shtml>
- 13 国家能源局 (2024), 国家能源局发布2024年7月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据, https://www.nea.gov.cn/2024-08/29/c_1310785433.htm
- 14 国家能源局 (2023), 国家能源局2023年第四季度新闻发布会文字实录, https://www.nea.gov.cn/2023-10/31/c_1310748132.htm
- 15 国家能源局 (2024), 国家能源局2024年第四季度新闻发布会文字实录, https://www.nea.gov.cn/2024-10/31/c_1310787069.htm
- 16 PJM (2024), Generation Attribute Tracking System Hourly Certificate, <https://www.pjm-eis.com/-/media/pjm-eis/rec-creation/hourly-certification-info-sheet.ashx>
- 17 光伏们 (2024), 展望光伏2024年: 超600GW产能下的行业混战, “没有一个冬天不可逾越” <http://www.pvmen.com/article/16239.html>
- 18 落基山研究所 (2024), 《2024电力市场化改革与电价体系洞察: 面向市场参与者的十大趋势》, <https://rmi.org.cn/insights/2024powermarketreviewandoutlook/>
- 19 国家能源局 (2024), 2024年前三季度光伏发电建设情况, https://www.nea.gov.cn/2023-07/27/c_1310734298.htm
- 20 人民日报 (2024), 分布式光伏上网迎新规 大型工商业分布式项目告别全额上网时代, http://paper.people.com.cn/zgcsb/html/2024-10/21/content_26086501.htm
- 21 北极星太阳能光伏网 (2024), 最新! 8省分布式光伏接入受限一览, <https://mguangfu.bjx.com.cn/mnews/20240715/1388883.shtml>
- 22 OFweek太阳能光伏网 (2022), 凝心聚力共奋进! OFweek 2022分布式光伏发展大会成功举办! <https://solar.ofweek.com/2022-11/ART-260006-8120-30579493.html>

- 23 RE100 (2022), RE100 TECHNICAL CRITERIA, <https://www.there100.org/sites/re100/files/2022-12/Dec%2012%20-%20RE100%20technical%20criteria%20%2B%20appendices.pdf>
- 24 RE100 (2024), RE100 Annual Disclosure Report 2023, <https://www.there100.org/our-work/publications/re100-2023-annual-disclosure-report>
- 25 I-Track Foundation (2024), I-REC(E) Market Statistics, <https://www.trackingstandard.org/resource/2024-i-rece-market-statistics-january/>
- 26 RE100 (2024), RE100 Reporting Guidance 2024, page 6, <https://www.there100.org/sites/re100/files/2024-10/RE100%20Reporting%20Guidance%202024%20v3.pdf>
- 27 European Commission (2021), 《欧洲联盟简明指南》, https://www.eeas.europa.eu/sites/default/files/documents/0516_Short%20Guide%20to%20the%20EU_zh.pdf
- 28 冶金工业规划研究院 (2024), MPI专家观点 | 欧盟碳排放监管对我国钢铁低碳出海的影响及对策研究, <https://mp.weixin.qq.com/s/w0aLkufxSNTRHokmo8ljJg>
- 29 焊接设备分会 (2024), 2023年中国对欧盟出口CBAM铝产品情况分析, <https://mp.weixin.qq.com/s/tzk6vYwceLen5EpXJFR0Dg>
- 30 European Union (2023), Delegated Act establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin (EU) 2023/1184, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3ATOC
- 31 European Union (2023), DEFAULT VALUES FOR THE TRANSITIONAL PERIOD OF THE CBAM BETWEEN 1 OCTOBER 2023 AND 31 DECEMBER 2025, <https://taxation-customs.ec.europa.eu/system/files/2023-12/Default%20values%20transitional%20period.pdf>
- 32 IEA (2023), Emission Factors, <https://www.iea.org/terms>
- 33 生态环境部 (2023), https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202302/t20230207_1015569.html, 关于做好2023—2025年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知
- 34 郑颖 (2024), 详细说说欧盟电池碳足迹规则“征求意见稿”的电力部分, https://mp.weixin.qq.com/s/1p-svfspa3at0A3A8Hi_tQ
- 35 Sphera (2024), Dataset_List_MLC_Databases_2024_Edition_locked, <https://lccadatabase.sphera.com/>

江漪, 刘雨菁, 谢俊等, 企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告: 2024年进展与趋势, 落基山研究所, 2025, <https://rmi.org.cn/insights/2024-annual-report-corporate-green-power-procurement-in-china/>

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, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road

Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2025年1月, 落基山研究所版权所有。

Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的
注册商标。