

2025 年 06 月 22 日

绿电底层需求持续扩容 看好下游运营和监测设备

——新型电力系统系列报告之一：绿电绿证碳市场政策体系全景梳理

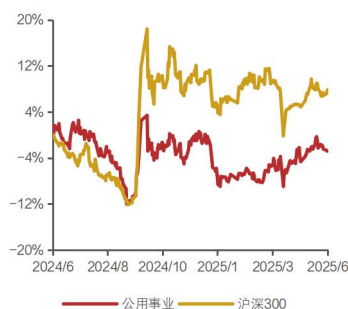
投资评级：看好（维持）

证券分析师

刘晓宁
SAC: S1350523120003
liuxiaoning@huayuanstock.com
查浩
SAC: S1350524060004
zhahao@huayuanstock.com
蔡思
SAC: S1350524070005
caisi@huayuanstock.com

联系人

板块表现：



- 在新型电力系统机制框架的理论体系中，电力价值呈现出多元复合的特性，其核心由能量价值、时间价值与环境价值三大要素构成，当前碳市场建设的滞后，致使电力的环境价值未能有效纳入定价范围，成为新能源发展承压的症结所在。为有效解决电力环境价值定价问题，我国系统性构建了以碳市场、绿电交易市场和绿证交易市场为核心的绿色电力交易市场体系，其中碳市场交易碳配额，绿电市场交易绿电（含绿证价值），绿证市场交易绿证，同时还催生出碳排放权的抵消机制——CCER，这些政策工具相互联动，相互影响。
- 从上述政策工具的关系和变化来看，主要有两点：1）碳市场与绿电绿证市场从碳电联动到碳电分离。全国碳市场自 2021 年启动后，原定八大行业纳入碳市场，至今仅纳入电力、钢铁、水泥、铝冶炼四大行业，碳市场扩容进度较慢。而从近几年发展来看，碳市场最大的变化在于对下游用户不再核算间接排放（仅核算直接排放），其意味着碳市场与绿电完全脱钩，碳市场扩容不能对绿电需求产生影响。2）CCER 作为碳市场的抵消机制发展迅速。目前国内被认可的 CCER 方法学主要有 6 种，分别为造林碳汇、并网光热发电、并网海上风力发电、红树林营造，公路隧道照明系统节能和甲烷体积浓度低于 8% 的煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用。2025 年 CCER 开启交易，首批交易以海上风电和光热发电项目为主。随着 CCER 与绿证双重认证问题得到解决，海上风电 CCER 受到欧盟 CBAM 的认可，其交易价格提升至 120 元/吨，为海风项目提供较高的额外收益。
- 需求侧：国内政策推动+国际认可度提高，绿电绿证需求逐步扩容。碳电脱钩后，国内绿电绿证需求主要来源政策要求，具体包括：1）地方政府完成可再生能源电力消纳权重考核；2）地方政府完成能耗双控考核；3）部分省份出台政策鼓励或强制省内高耗能企业消费绿电；4）政策要求部分行业强制消纳绿电，包括电解铝、数据中心等高耗能行业，可以看出我国绿电/绿证强制消纳政策从省级层面下沉至企业层面。
- 在国际政策方面，国际上对于可再生能源电力消费政策较多，影响较大的主要有三个：CBAM 碳边界调整机制、电池法案和 RE100。其中 CBAM 政策相对认可绿电交易和以海风为代表的 CBAM；电池法案认可绿电直供；RE100 对我国绿证从有条件认可转为无条件认可，可以看出国际政策体系对我国减碳政策工具的认可度逐步提升，也将从底层企业需求上提高下游用户购买绿电/绿证/CCER 的意愿。
- 供给侧：136 号文的出台使得绿证供给减少，供大于求的态势预计得到扭转。2025 年 2 月，国家发展改革委发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，其中明确“纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益”，受此影响，预计未来绿证供给量将有所下降，绿证当前供大于求的状况将得到持续好转，从而有望改善当前绿证价格低至个位数的现状。

➢ 投资分析意见：

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

- 国内碳市场持续扩容，碳减排、碳监测方向有望持续受益。2025 年钢铁、水泥、电解铝三大高耗能行业将强制性纳入全国碳市场，覆盖碳排放量从 51 亿吨增至 80 亿吨，控排企业数量预计突破 8000 家，同时 2025 年欧盟碳边境调节机制（CBAM）从过渡期迈向正式实施阶段，倒逼国内企业加速减排，建议关注碳检测企业**雪迪龙**。
- 当前国内政策逐步扩大绿电绿证使用场景，国际市场对于绿证认可度逐步提升，绿证价格中枢长期有望抬升，建议关注绿电运营企业，尤其是生物质发电企业。对于绿电运营商而言，未纳入机制电量的部分可以获得绿证收益，对于生物质发电企业而言，其运营期间电价稳定（0.75 元/千瓦时），且可以核发可交易绿证，随着绿证价格中枢逐步抬升，绿电项目回报率有望提高，除**新能源发电企业**外，还建议关注**长青集团、光大绿色环保**。
- 当前海上风电项目对应申报的 CCER，在国际市场上认可度较高，其交易价格也相应抬升，推荐海风运营商**福能股份、中闽能源**，建议关注**江苏新能、浙江新能、广西能源**等。据前所述，当前海上风电 CCER 因欧盟 CBAM 认可涨价至 120 元/吨，以行业内首个被签发的三峡能源江苏如东 H6（400MW）海上风电场项目为例进行测算，该项目签发的 CCER 量为 150 万吨，按照 120 元/吨进行测算，预计收入 1.6 亿元（不含税），净利润约 1.2 亿元。我们认为，在当前国内用户面临碳关税政策限制背景下，出口企业对于海风 CCER 的需求预计将维持高位，将为海上风电项目持续贡献额外收益。此外，建议关注其他 CCER 方法学方向，例如**岳阳林纸、长青集团**等。
- 绿电直供政策重磅出台，对于新能源企业而言，直供用户端意味着用电量需求长期稳定，有望签署带有固定电价性质的多年期长协，保障项目盈利性和稳定性优于其他企业。文件明确“项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议”，多年期购电协议保障电价长期稳定，推荐**韶能股份、银星能源**，建议关注**龙净环保、山高新能源、金开新能**；对于垃圾焚烧发电企业而言，新增项目或尚未开展电网接入的项目开展电量直供更为容易，存量项目或仍以“浦东黎明”模式开展，推荐**永兴股份、瀚蓝环境、军信股份**，建议关注**旺能环境**。
- **风险提示**。政策推进存在不确定性；绿证价格波动风险，CCER 价格波动风险；国际政策体系存在不确定性与潜在调整风险

内容目录

前言	5
1. 碳市场与绿电绿证市场：从碳电联动到碳电分离	6
2. 碳市场的配角：CCER，碳市场的抵消机制	11
3. 碳电分离后，绿电/绿证交易需求来源于政策要求	12
4. 国际降碳政策：绿电认可度更高	17
5. 绿电绿证：供需格局有望改善 绿电交易溢价更高	21
6. 投资分析意见	22
7. 风险提示	23

图表目录

图表 1: 绿电交易合同费用拆解	7
图表 2: 国内各种政策工具（碳市场、绿电/绿证交易市场、CCER）关系图	8
图表 3: 2021 年以来碳市场配额发放方法	8
图表 4: 2021 年 7 月至今碳配额交易量（万吨，左）和碳价（元/吨，右）	9
图表 5: 碳排放核算范围	9
图表 6: 水泥行业消耗电力产生的二氧化碳计算方法	10
图表 7: 生态环境部明确电力碳排放计算方法	11
图表 8: 2022-2025 年各省非水电消纳责任权重	13
图表 9: 内蒙古自治区 2024 年 7 月 17 日《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》征求意见稿内容	14
图表 10: 各省市 2024、2025 年绿色电力消费比例	15
图表 11: CBAM 费用计算公式	17
图表 12: 江苏绿电直供试点企业	19
图表 13: 2022 年 RE100 认可的 5 种绿电消费形式的占比	20
图表 14: 2024 年 7 月-2025 年 3 月绿证交易规模（左：万个；右：亿个）	21
图表 15: 2022-2025 年 3 月单月绿电交易规模（亿千瓦时）	22

前言

在新型电力系统机制框架的理论体系中，电力价值呈现出多元复合的特性，**其核心由能量价值、时间价值与环境价值三大要素构成**。电能量价值作为电力价值的基础维度，长期以来主导着传统电力市场的交易逻辑，以千瓦时（kWh）为基本计量单位，直观体现电力作为商品的物理属性和基础使用功能，用户依据实际消耗的电量支付费用，发电企业则以发电量为主要收益依据。

随着电力现货市场的持续推进与深化，时间价值逐渐进入电力定价的视野。电力供应与需求在时间维度上的不均衡性，赋予了电力不同时段差异化价值。以峰谷电价机制为例，在用电高峰时段，电力需求激增，发电侧需投入更多资源保障供应，此时电力的时间价值显著提升，电价相应上涨；而在用电低谷时段，电力需求锐减，电力时间价值降低，电价也随之下降。这种定价方式有效引导用户合理调整用电行为，提升电力系统整体运行效率。

然而，当前碳市场建设的滞后，致使电力的环境价值未能有效纳入定价范围，成为新能源发展承压的症结所在。实践经验表明，若仅将时间价值纳入定价考量，而忽视环境价值，新能源实现平价上网的目标远没有到来。**为有效解决电力环境价值定价问题，碳定价与可再生能源配额制成为重要的政策工具与市场机制。**

碳定价机制通过建立碳排放权交易市场，对发电企业的碳排放行为进行量化约束与市场化定价。发电企业若排放超出配额的二氧化碳，需在碳市场中购买相应的碳排放权；而新能源企业因无碳排放，可通过出售碳排放配额获得额外收益，从而将环境价值转化为经济效益。从各国实践来看，最早开展碳市场实践的地区是欧洲，2005年欧洲碳排放交易体系（EU ETS）开始运行，两年后，美国西部7个州和加拿大中西部4个省签约成立西部气候倡议（WCI），建立了涵盖多个行业的综合性碳市场。2009年，美国东部多个州启动区域温室气体倡议（RGGI），成为美国第一个以碳市场为基础的强制性减排体系。2013年，中国也开始启动七个试点碳市场，建立了各具特色的碳交易体系，并于2021年开展全国碳市场。

可再生能源配额制是从消费端强制可再生能源消费比例的政策。国家或地区用法律的形式，强制性规定可再生能源发电在总发电量中所占比例，又称可再生能源购买义务，制度的核心是政府制定强制的可再生能源配额目标，并依赖市场机制降低开发成本，形成可再生能源的高效发展模式，从而改善能源结构和保护环境。

而可再生能源证书（Renewable Energy Certificate-REC）制度，又称绿色电力证书制度，是基于可再生能源配额制度的一项政策工具，其市场运行机制具体为，政府设计配额制度参数和规则（包括基准配额比、惩罚机制和监督机制等）诱导厂商交易绿色证书。其中，绿色证书需求由配额承担者形成，供给由绿电厂商形成；需求与供给共同决定绿色证书价格。关于绿色证书价格，对绿电厂商来说包含了可再生能源发电高于非可再生能源发电成本的差额，从能源系统层面看应反映了前者替代后者所带来的环境正效应。

基于上述追本溯源的概念理清，本报告将大致分为三个部分，第一部分介绍各种政策工具的发展脉络和相互关系，其中涉及碳市场、CCER、绿电绿证，主要章节为第一、二章；

第二部分介绍绿电绿证在国内市场和国际市场上的认可度差异，为进一步分析市场用户购买行为和市场价格差异奠定基础，主要章节为第三、四章；第三部分介绍绿电绿证的实际价格，对市场未来需求和价格变化进行展望，主要章节为第五章。

1. 碳市场与绿电绿证市场：从碳电联动到碳电分离

为推动绿电消费，助力实现“双碳”目标，我国系统性构建了以碳市场、绿电交易市场和绿证交易市场为核心的绿色电力交易市场体系，其中碳市场交易碳配额，绿电市场交易绿电（含绿证价值），绿证市场交易绿证。

1) 碳市场：全国碳市场自2021年启动（此前部分省份碳市场早已开始运行），其**交易标的为碳排放配额**，实际操作中由政府确定碳排放总量目标，给纳入碳市场的行业限定碳排放配额（即碳排放权），排放主体因实际经营情况的调整导致碳排放配额的余缺，需要到市场上对碳配额进行自由买卖交易即为碳交易。

2) 绿电市场：绿电交易是电力中长期的一部分，交易电能量价值的同时交易绿证，根据2024年7月，发改委发布的《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》，**绿色电力交易是指以绿色电力¹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（以下简称绿证）；根据2024年4月国家能源局组织起草的《绿色电力交易专章（征求意见稿）》，**绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算**，电能量部分按照跨省区、省内市场交易规则开展结算，绿证部分按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量，根据可再生能源发电项目每月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证划转至发电企业或项目业主的绿证账户。

¹ 根据国家发改委发布的《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》，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。

图表 1：绿电交易合同费用拆解



注：环境价值结算电量取当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者最小值

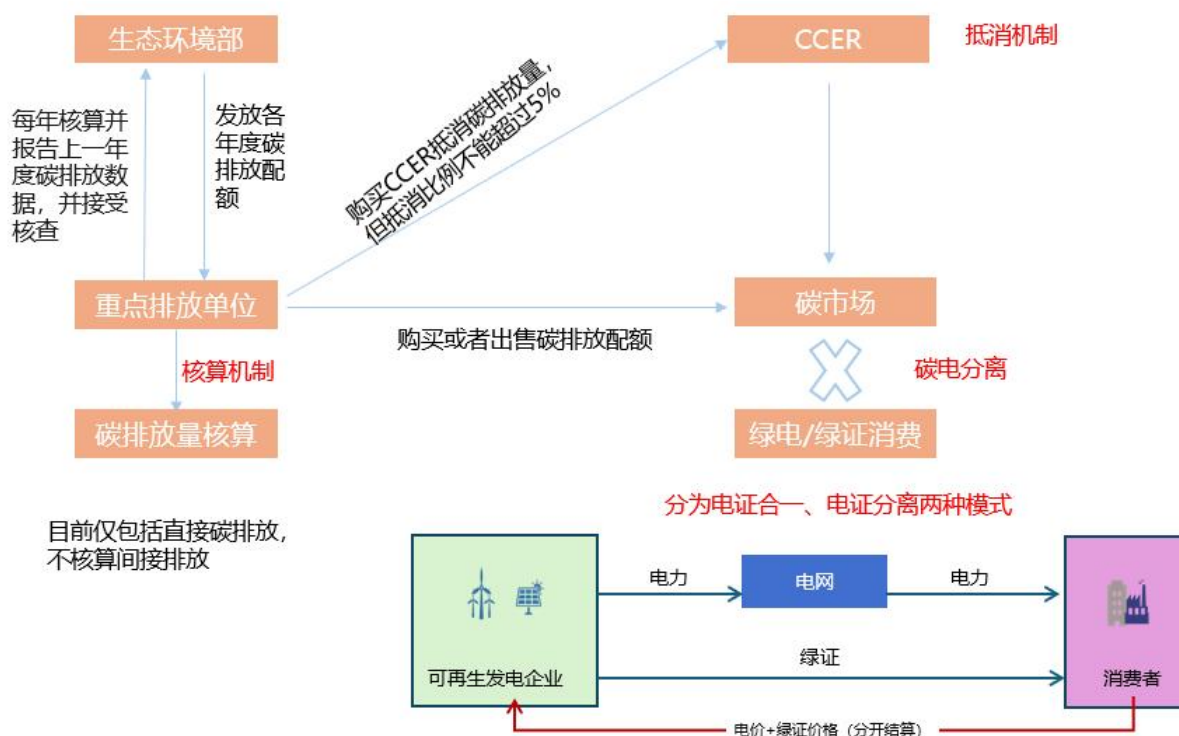
资料来源：朗新研究院，华源证券研究所

3) 绿证 (GECs) 交易市场：绿证是证明绿色电力环境属性的标准化工具，其依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易，**交易标的为可再生能源绿色电力证书**，1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量；

本质上，绿证是可再生能源绿色电力的“电子身份证”，作为绿色电力环境价值的唯一凭证，绿电交易之所以能表征绿色环境属性也是因为其同时成交绿证。这两者的区别在于，绿电交易为“证电合一”模式，受电网架构限制，需要交易双方有电网物理通道连接，绿证交易为“证电分离”模式，不受电网物理连接约束，在全国范围内自由交易。

4) 此外，交易品种中还有 CCER：其全称为国家核证自愿减排量，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，其主要用于全国碳市场重点排放单位履约，**从碳市场的清缴机制来看**，重点排放单位需在履约截止日期前，提交不少于自身实际排放量的配额用于履约，若实际排放量高于配额，重点排放单位可以通过碳市场购买碳排放配额，或者通过购买 CCER 抵消碳排放量，**不过其抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%。**

图表 2：国内各种政策工具（碳市场、绿电/绿证交易市场、CCER）关系图



资料来源：华源证券研究所绘制

全国碳市场自 2021 年启动后，原定八大行业纳入碳市场，至今仅纳入电力、钢铁、水泥、铝冶炼四大行业，碳市场扩容进度较慢。我国碳市场于 2021 年 7 月 16 日正式上线，期初仅有发电行业重点排放单位纳入，其已经历两个履约周期；2025 年 3 月，生态环境部正式印发《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》（以下简称《方案》），明确将钢铁、水泥、铝冶炼三大重点行业纳入全国碳市场，覆盖温室气体排放量新增约 30 亿吨二氧化碳当量，占全国总量的比例从 45% 跃升至 60% 以上，碳市场正式实现扩容。

从过去两年的履约表现来看，碳市场交投活跃度显著上升，交易价格稳中有升。据上海环境能源交易所数据，2024 年，全国碳市场碳排放配额年成交量 1.89 亿吨，年成交额 181.14 亿元，截至 2024 年底全国碳市场 CEA 累计成交量 6.3 亿吨，累计成交额 430.33 亿元，我国碳市场已成为全球最大碳市场。

图表 3：2021 年以来碳市场配额发放方法

履约周期	履约期	分配方案	计算公式	变化
第一履约周期	2019-2020	免费分配，采用基准法核算重点排放单位所拥有机组的配额量	$\text{机组配额总量} = \text{供电基准值} \times \text{实际供电量} \times \text{修正系数} + \text{供热基准值} \times \text{实际供热热量}$	
第二履约周期	2021-2022		$\text{机组配额量} = \text{供电基准值} \times \text{机组供电量} \times \text{修正系数} + \text{供热基准值} \times \text{实际供热热量}$	2021 年基准值大幅下调，300MW 等级以上常规燃煤机组、300MW 等

	准值 × 机组供热量	级以下常规燃煤机组、燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组 2021 年供电基准值分别较 2020 年（2019 年与 2020 年基准值相同）降低 7%、10%、18%，供热基准值均降低 12%
第三履约周期	2023-2024	未列出具体计算公式

资料来源：生态环境部，华源证券研究所

图表 4：2021 年 7 月至今碳配额交易量（万吨，左）和碳价（元/吨，右）



资料来源：wind，华源证券研究所

从近几年发展来看，碳市场最大的变化在于对下游用户不再核算间接排放，其意味着碳市场与绿电完全脱钩，碳市场扩容不能对绿电需求产生影响。

根据国际常用碳排放核算规则，碳排放核算分为三个范围。其中，范围 I 指企业生产过程中产生的直接排放，范围 II 指企业购买电力、蒸汽等产生的间接排放，范围 III 指企业价值链中的其他间接排放。是否纳入范围 II 在不同政策下规则不同，例如欧盟碳市场 EU-ETS 在核算碳排放时仅把范围 I，也就是直接排放纳入碳市场进行管控，但碳关税（CBAM）在核算碳排放时覆盖间接排放。

图表 5：碳排放核算范围

排放类型	范围	定义	举例
直接排放	范围 1	由核算企业直接控制或拥有的排放源所产生的排放	企业拥有或控制的锅炉燃煤排放、车辆燃油排放和工艺过程排放
间接排放	范围 2	核算企业自用的外购电力、蒸汽、供暖和供冷等产生的间接排放	外购的电力、热水、蒸汽和冷气
	范围 3	核算企业范围二之外的所有间接排放,包括价值链上游和下游的排放	购买原材料的生产排放、售出产品的使用排放等

资料来源：世界资源研究所，华源证券研究所

期初，我国多个省市级碳市场在核算重点企业碳排放量时把范围 II 间接排放纳入碳市场，其主要考量是原来发电上网价格和终端用户电价基本都执行政府定价，碳价无法从发电端顺畅传导至用户端，认为将电力用户间接排放纳入碳市场有助于推动用户节能。

以旧版《企业温室气体排放核算与报告填报说明（水泥熟料生产）》为例，水泥行业二氧化碳年度排放量=燃料燃烧产生的二氧化碳排放量+过程二氧化碳排放量+净购入使用电力和热力产生的二氧化碳排放量之和；

其中净购入电力产生的二氧化碳=净购入电量*全国电网平均排放因子，而净购入的电量中要扣除直供非化石能源电量、自发自用非化石能源电量、自产电量。从公式中我们分析，在核算排放时，若使用直供非化石能源电量将直接减少净购入电力产生的二氧化碳。

图表 6：水泥行业消耗电力产生的二氧化碳计算方法

熟料生产线消耗电力产生的二氧化碳排放 采用公式（7）计算。

$$E_{电j} = AD_{电j} \times EF_{电} \quad (7)$$

式中： $E_{电j}$ — 熟料生产线 j 消耗电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
 $AD_{电j}$ — 熟料生产线 j 消耗电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
 $EF_{电}$ — 电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（ $tCO_2/MW \cdot h$ ）；
 j — 生产线代号。

其中，熟料生产线消耗电量采用公式（8）计算。

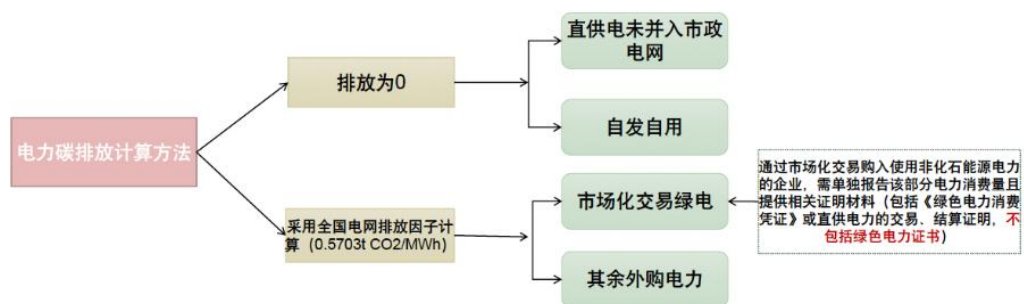
$$AD_{电j} = AD_{消耗电j} - AD_{购入非化石能源电j} - AD_{自发自用非化石能源电j} - AD_{自产发电j} \quad (8)$$

式中： $AD_{电j}$ — 熟料生产线 j 消耗电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
 $AD_{消耗电j}$ — 熟料生产线 j 总消耗电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
 $AD_{购入非化石电j}$ — 熟料生产线 j 总消耗电量中包括该生产线分摊的直供企业使用且未并入市政电网的非化石能源电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
 $AD_{自发自用非化石电j}$ — 熟料生产线 j 总消耗电量中包括该生产线分摊的企业自发自用非化石能源电量，单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）；
 $AD_{自产发电j}$ — 熟料生产线 j 核算边界内自产发电量（余热电站发电量），单位为兆瓦时（ $MW \cdot h$ ）。

资料来源：旧版《企业温室气体排放核算与报告填报说明（水泥熟料生产）》，华源证券研究所

后来这一规则在 2023 年 10 月 18 日生态环境部发布的《关于做好 2023-2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》中进一步明确，文件明确在核算企业层级净购入电量或设施层级消耗电量对应的排放量时，直供重点行业企业使用且未并入市政电网、企业自发自用（包括并网不上网和余电上网的情况）的非化石能源电量对应的排放量按 0 计算；通过市场化交易购入使用非化石能源电力的企业，需单独报告该部分电力消费量且提供相关证明材料，对应的排放量暂按全国电网平均碳排放因子进行计算。即明确仅有“直供电和自发自用”的绿电，其电力碳排放可以以 0 进行计算，其余方式（例如市场化购买绿电）仍采用电网排放因子计算，与其余电源无异。

图表 7：生态环境部明确电力碳排放计算方法



资料来源：生态环境部，华源证券研究所

但认可间接排放这一点在过去几年受到了很多行业人士的诟病，认为“**电力间接碳排放进市场将导致重复核算付费**”，即从发电到用电过程中产生的同一碳排放，在发电侧燃煤电厂等需要购买配额支付碳排放成本，到用户侧受管控用户将同样需要购买配额并再次支付碳排放成本。

受此影响，2024 年生态环境部办公厅印发《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，其中在温室气体管控范围方面，只提出“**化石燃料燃烧、工业过程等产生的直接排放**”，并未涉及间接排放，意味着未来我国全国碳市场不再核算间接碳排放，这也就导致“**因为使用绿电而形成的更低的间接碳排放**”不再受到认可，碳市场与绿电正式脱钩。

2. 碳市场的配角：CCER，碳市场的抵消机制

根据我国生态环境部在《碳排放权交易管理办法（试行）》（下称“管理办法”）中的定义，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”，其用来标记**温室气体减排量**，控排企业向实施“碳抵消”活动的企业购买 CCER 可用于抵消自身碳排放量（抵消上限 5%）。

实际上，我国温室气体自愿减排交易市场最早启动于 2012 年，后因交易量小而停滞，2024 年再次启动。2012 年 6 月，国家发改委通过印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，正式启动了首轮温室气体自愿减排交易市场的建设，并于 2015 年启动交易。2017 年，由于市场交易量小、部分项目不够规范等原因，发改委暂停了对 CCER 项目的审批备案。签发暂停后，存量的 CCER 仍可在地方碳市场上交易，但数量有限，直到 2024 年 CCER 全国统一交易市场才正式启动。

目前国内被认可的 CCER 方法学主要有 6 种。方法学是指导温室气体自愿减排项目开发、实施、审定和减排量核查的主要依据，即被官方政府认可的方法学，可以前往申报 CCER。

2023 年 10 月 24 日，生态环境部发布了首批 4 项温室气体自愿减排项目方法学，分别为造林碳汇、并网光热发电、并网海上风力发电、红树林营造，2025 年 1 月 3 日，生态环境部发布第二批 CCER 方法学，共两项，公路隧道照明系统节能和甲烷体积浓度低于 8% 的煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用。这些项目可以委托相关机构对减排量进行核查，经注册登记系统登记的项目减排量称为“核证自愿减排量”，单位以“吨二氧化碳当量”计。

2025 年 CCER 开启交易，首批交易以海上风电和光热发电项目为主。生态环境部 3 月 26 日举行新闻发布会提到，全国温室气体自愿减排交易市场首批核证自愿减排量完成登记，开始进行交易，根据生态环境部的数据，首批上市交易的“CCER”由位于江苏、甘肃等地的 9 个海上并网风力发电或并网光热发电项目产生，共计 948 万吨二氧化碳当量，首日成交了 74.88 万吨，成交金额 6024.17 万元，成交均价 80.45 元/吨，与前述碳配额交易价格相差无几。截至 2025 年 3 月 25 日，CCER（中国核证自愿减排量）累计成交量达 133 万吨，成交额为 1.05 亿元。

CCER 与绿证双重认证问题得到解决，海上风电 CCER 受到欧盟 CBAM 的认可。过去，由于 CCER 涉及双重权属认证问题（以海上风电项目为例，其既可以申请核发绿证，也可以委托机构认证 CCER），导致国际市场认可度低。2024 年 8 月，国家能源局综合司、生态环境部办公厅发布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，“对于深远海海上风电、光热发电项目，拟选择参加绿证交易的，相应电量不得申请 CCER；拟申请 CCER 的，在完成自愿减排项目审定和登记后，由国家能源局资质中心‘冻结’计入期内未交易绿证；在完成减排量核查和登记后，由国家能源局资质中心注销减排量对应的未交易绿证，并向社会公开信息”，这一举动解决了 CCER 与绿证项目可能重复获益的问题，其国际市场上的认可度大幅提升，进一步推动价格提高。目前，海上风电 CCER 因欧盟 CBAM 认可溢价至 120 元/吨，而林业碳汇因审核严格维持 80 元/吨低位。

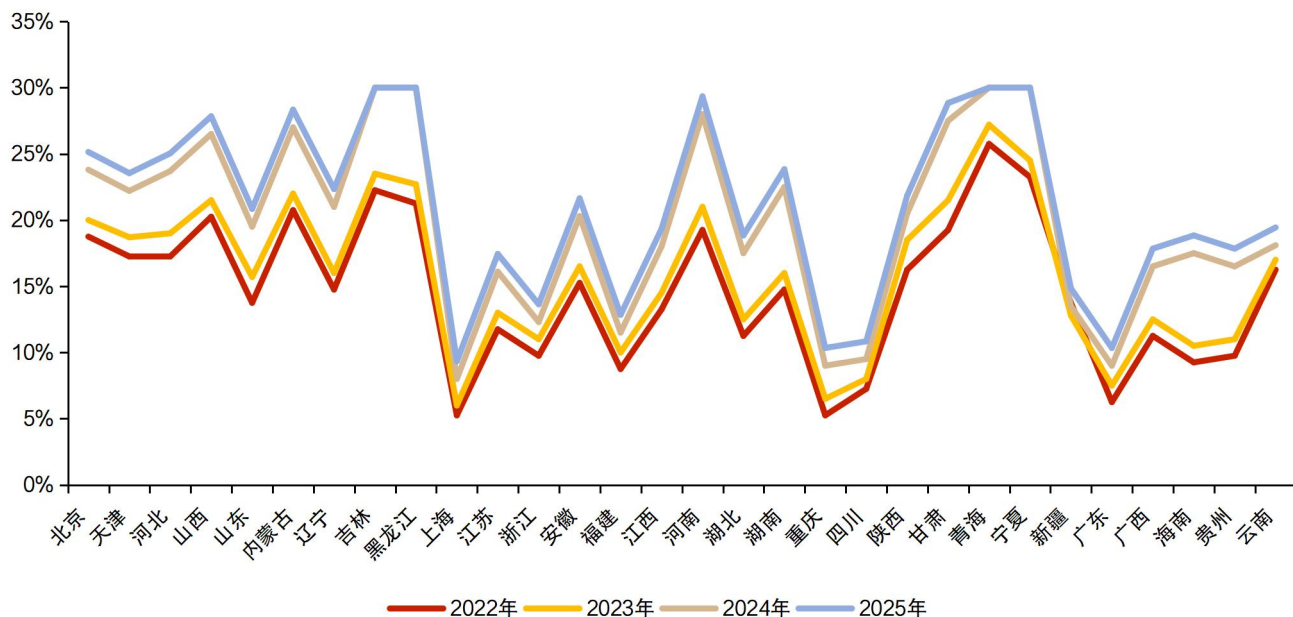
3. 碳电分离后，绿电/绿证交易需求来源于政策要求

碳电分离后，下游用户购买绿证（或绿电）的底层需求与碳市场脱钩，目前主要与政策要求相关，我们梳理了当前下游用户购买绿证（或绿电）的主要驱动力：

1) 地方政府完成可再生能源电力消纳权重考核

2019 年，国家发改委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重，指按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源电量比重，包括可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电可再生能源电力消纳责任权重，满足总量消纳责任权重的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类；满足非水电消纳责任权重的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。

图表 8：2022-2025 年各省非水电消纳责任权重



资料来源：国家发改委，华源证券研究所
注：2022-2024 年为实际值，2025 年为目标值

从计算公式上看，非水电消纳责任权重=(预计本区域生产且消纳年非水电可再生能源电量+预计年净输入非水电可再生能源电量)/预计本区域年全社会用电量。各承担消纳责任的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成消纳量，同时可通过以下补充（替代）方式完成消纳量：①向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量；②自愿认购可再生能源绿证，绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量。

我们分析：每年发改委都会向各省发布可再生能源电力消纳考核指标，包括可再生能源消纳责任权重指标和非水可再生能源消纳责任权重指标，其中消纳量核算包括从其他承担消纳责任的市场主体购买的消纳量或购买绿证折算的消纳量，即购买绿证可以帮助完成可再生能源消纳责任权重考核，但当前各省新能源装机增速较快，其自身缺口量可能较少。

2) 完成各省能耗双控中的能源消费总量和能源消耗强度考核

2021 年，国家发展改革委发布《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，明确对能耗消费总量和能耗消费强度进行管控，即能耗双控，这对于部分高耗能占比较高的省份影响较大。2022 年 11 月国家发改委等三部门发布《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》，提出以各地区 2020 年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。

2023 年 8 月国家发改委、能源局进一步发布《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》，**提出可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制；**

2024 年 2 月，国家发改委发布《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》，提出在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，**将可再生能源、核电等非化石能源消费量**从各地区能源消费总量中扣除，据此核算各地区能耗强度降低指标；**同时明确绿证交易电量扣除方式**，指出“参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易对应的电量，按物理电量计入受端省份可再生能源消费量；未参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易、但参与跨省绿证交易对应的电量，按绿证跨省交易流向计入受端省份可再生能源消费量，不再计入送端省份可再生能源消费量。受端省份通过绿证交易抵扣的可再生能源消费量，原则上不超过本地区完成“十四五”能耗强度下降目标所需节能量的 50%。”

在此影响下，以青海、浙江、上海为代表的省份购买绿证的积极性大幅提升，根据电联新媒的数据，2024 年上半年，浙江绿证交易 1683 万张，上海交易绿证超过 1500 万张，同比均大幅提升。

3) 部分省份：出台政策鼓励或强制省内高耗能企业消费绿电

内蒙古：2024 年 7 月，内蒙古发改委发布《建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》，明确：1) 合理确定存量高耗能企业可再生能源电力消纳责任权重目标，2025 年高耗能企业全覆盖；2) 实施新上高耗能项目可再生能源电力消纳承诺制，用能结构以电力为主且可再生能源电力消纳责任权重达到 50% 的高耗能项目，在达到能耗强度要求的前提下，不需全额落实能耗指标；3) 对已审批在建和待建高耗能项目追加可再生能源电力消费承诺。

宁夏：2024 年 9 月，宁夏发改委发布《关于优化电力交易，打好“百日攻坚战”的通知》，每月对高耗能单位产品能耗达到标杆水平或先进水平，且可再生能源消纳比重超过 40%（其中绿证不少于 15%）的企业组织认定，满足 6 个月要求的经认定后，次月即动态调出高耗能电价企业名单。

图表 9：内蒙古自治区 2024 年 7 月 17 日《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》征求意见稿内容

要点	细节
加强可再生能源电力强制消费	实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制。各盟市综合考虑本地区节能目标完成进度、项目能效水平、能耗强度水平以及存量挖潜等因素，合理确定存量高耗能企业可再生能源电力消纳责任权重目标。 实施新上高耗能项目可再生能源电力消纳承诺制。新建高耗能项目，严格按照自治区现行项目节能审查标杆值政策，综合考虑本地区节能形势等，合理确定可再生能源电力消纳责任权重目标，并出具承诺函。
完善可再生能源电力消费核算制度	明确企业可再生能源电力消费核算范围。企业可再生能源电力消费量由物理消纳电量和购买绿色电力证书对应电量两部分构成。物理消纳电量由市场化项目自发自用可再生能源电量、用户绿色电力交易结算电量、用户常规电力交易的可再生能源电量三部分组成。 避免绿证对应电量重复计算。将绿证作为可再生能源电力消费基础凭证，加强绿证与能耗双控政策有效衔接

强化结果运用

完善盟市节能目标考核制度。突出重点控制化石能源消费导向，全面落实可再生能源电力不纳入能源消耗总量和强度调控政策。在“十四五”盟市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、绿证交易为补充的可再生能源消费量扣除政策。

强化激励约束。各盟市应加强对纳入强制消费机制覆盖企业的监督管理，督促完成可再生能源消费目标，当年没有完成目标任务的，要划转至下一年。加大节能失信行为惩戒力度，严格兑现新上高耗能项目可再生能源电力消纳承诺。

资料来源：内蒙古发改委，华源证券研究所

4) 部分行业强制消纳绿电：电解铝、数据中心等

2024年2月，国家发改委发布《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》，**强调鼓励各地区实行新上项目可再生能源消费承诺制，加快建立高耗能企业可再生能源强制消费机制，合理提高消费比例要求；**

2024年5月，国务院关于印发《2024—2025年节能降碳行动方案》的通知，明确“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于20%；**到2025年底，电解铝行业可再生能源使用比例达到25%以上；**

2024年7月，国家发改委印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》，**到2025年底，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%；**

2024年8月，国家发改委印发《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，**首次下发各省2024年、2025年电解铝行业绿色电力消费比例，各省电解铝行业绿色电力消费比例在20%-70%之间；**同时指出按其年用电量和国家下达的绿色电力消费比例核算应达到的绿色电力消费量，以持有的绿证核算完成情况。

图表 10：各省市 2024、2025 年绿色电力消费比例

省(区、市)	2024 年电解铝行业绿色电力消费比例	2025 年电解铝行业绿色电力消费比例预期值
北京	25.30%	26.36%
天津	25.20%	25.26%
河北	25.90%	25.96%
山西	27.80%	28.86%
山东	21.00%	22.06%
内蒙古	28.00%	29.06%
辽宁	25.40%	26.46%
吉林	38.50%	39.56%
黑龙江	32.60%	33.66%
上海	31.30%	32.36%
江苏	25.20%	25.26%
浙江	24.70%	25.76%
安徽	24.30%	25.36%
福建	24.40%	25.46%
江西	32.70%	33.76%
河南	33.60%	34.66%
湖北	45.30%	46.36%
湖南	46.80%	47.86%
重庆	37.70%	38.76%

四川	70.00%	70.00%
陕西	26.20%	27.26%
甘肃	51.70%	52.76%
青海	70.00%	70.00%
宁夏	34.30%	35.36%
新疆	23.60%	24.66%
广东	29.50%	30.56%
广西	39.20%	40.26%
海南	22.80%	23.86%
贵州	37.00%	38.06%
云南	70.00%	70.00%

资料来源：国家能源局，华源证券研究所

2025 年 3 月，国家发展改革委等五部门发布关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见。其中提出，依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算。加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到 2030 年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在 80%基础上进一步提升。在有条件的地区分类分档打造一批高比例消费绿色电力的绿电工厂、绿电园区等，鼓励其实现 100%绿色电力消费。将绿色电力消费信息纳入上市企业环境、社会和公司治理(ESG)报告体系。

这一政策的出台意味着未来将有更多高耗能行业纳入绿电强制消费政策体系，为绿电消纳扩展更多的行业场景。

总的来看，我国绿电/绿证强制消纳政策从省级层面下沉至企业层面，有望深度挖掘绿电绿证消费需求。从上述政策分析来看，当前省级层面受到可再生能源消纳责任权重和能耗双控的考核要求，企业层面受到绿电强制消纳要求（例如数据中心、电解铝，其他重点用能单位等），我国正在逐步丰富绿电绿证消费场景，为后续进一步发挥绿电绿证环境价值奠定基础。

4. 国际降碳政策：绿电认可度更高

在全球减碳承诺背景下，国际上对于可再生能源电力消费政策较多，影响较大的主要有三个：**CBAM 碳边界调整机制、电池法案和 RE100**，本章我们重点梳理国际减碳政策要求，分析国内企业应对之法，重点分析绿电、绿证的使用场景差异。

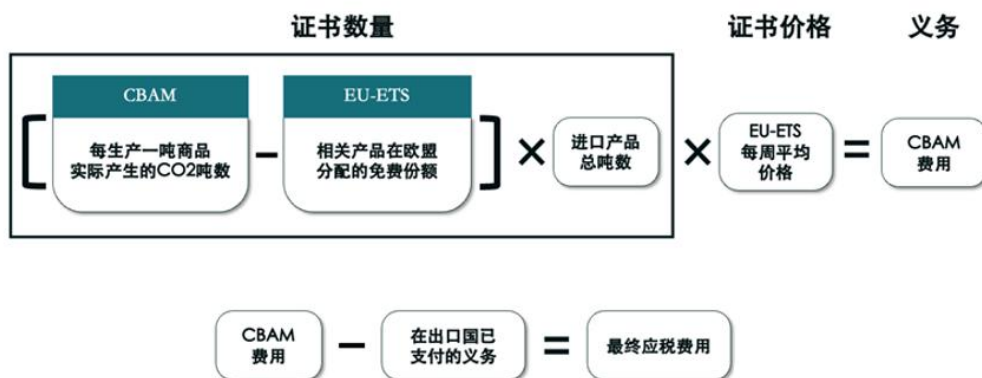
1) CBAM 碳关税：绿证不被认可，绿电理论上被认可，CCER 能否抵消需要受到审查

欧盟的碳边界调整机制（CBAM），是基于欧洲现有的欧盟排放交易体系（EU-ETS）下，针对部分进口商品的碳排放量所征收的税费，简单来说就是通过 CBAM 对同量的碳排放放在欧盟领域内外的价格差异进行调整，使欧盟内外的同量碳排放所需支付的价格基本持平，其本质是欧盟将气候政策转化为贸易壁垒的工具——既保护本土产业免受“不公平低碳竞争”冲击，又倒逼全球供应链加速脱碳。该政策已于 2023 年 10 月 1 日开始试运行，2027 年 1 月 1 日正式起征，并在 2034 年之前全面实施。

CBAM 覆盖行业：目前包括水泥、钢铁、铝、肥料、氢和电力六大类，其会对这些进口商品征收碳关税，按照其碳排放量扣减欧盟同类产品所获得的免费配额，乘以欧盟碳市场上的碳价，最后减去在进口国已经缴纳过的相关费用，即公式为：

CBAM 费用=CBAM 证书价格×碳排放量=上周 EU-ETS 平均结算价×（产品碳排放量-欧盟同类产品已获免费配额）；实际缴纳费用=CBAM 费用-在出口国已经支付的义务

图表 11：CBAM 费用计算公式



资料来源：CSRHOME，华源证券研究所

（1）CBAM 证书价格：可以认为相当于“税率”，与 EU ETS 碳价挂钩。欧洲委员会将计算每周欧盟拍卖碳排放额度的平均结算价格（以欧元/吨二氧化碳排放表示），作为下周的证书价格。同时，考虑到产品在原产国可能已支付部分碳价，应扣除已在原产国已支付的碳价，即税额抵扣，避免“双重计税”问题。每一张 CBAM 证书能够抵扣进口产品中所含的一吨碳排放。

(2) 碳排放量计算：CBAM 针对的主要是 CBAM 商品的“隐含碳排放”，商品生产过程中的直接排放和生产过程消耗的电力在电力生产过程中的间接排放，覆盖行业包括水泥、钢铁、铝、肥料、氢和电力六大类，不过对于钢铁、铝和氢仅计算和考虑其直接排放。

从公式来看， $\text{间接排放计算} = \text{产品生产的耗电量} \times \text{电力排放因子}$ ，其中电网排放因子分为缺省值和实际值。间接排放计算默认使用电力排放因子缺省值，我国电网排放因子明显高于欧盟。从当前 CBAM 法案文本看，缺省的电力排放因子可以基于 3 个数据：1、欧盟电网的排放因子，2、出口国电网的排放因子，3、出口国设定电价的发电源（price-setting sources）的化石能源发电的排放强度。

采用隔墙售电和 PPA 直接采购可采用实际值。在两种情况下，间接排放的计算可以不使用缺省值，改为实际值，情况一：生产企业与发电源直连。情况二：生产企业通过电力采购协议（power purchase agreement, PPA）从电厂直购电力。在当前学术界，一般认为我国绿电交易可以被认可为 PPA。

而在此政策体系下，不认可任何绿证抵扣机制，即使是欧盟自身的绿证也不能作为抵消工具，因此，基于 CBAM 政策，我国绿电交易的认可度高于绿证。

此外，碳关税政策认可碳减排量抵消，但其对碳减排量会进行审查。正如我们前述在第二章，碳市场的配角：CCER，碳市场的抵消机制中所提到的，过去由于 CCER 涉及双重权属认证问题，国际市场认可度低。2024 年 8 月，国家能源局综合司、生态环境部办公厅发布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，明确海上风电和光热发电只能选取绿证或 CCER 中的一种证明环境权属的方式，解决了 CCER 与绿证项目可能重复获益的问题，其在国际市场上的认可度大幅提升，目前，海上风电 CCER 得到欧盟 CBAM 认可，这意味着出口企业或航空企业（难以通过使用绿电降低碳排放）可以通过自建相关项目或购买 CCER 降低碳关税成本。

2) 电池法案：绿电、绿证均不受到认可，倒逼我国绿电直供政策出台

2023 年 8 月，欧盟正式发布了名为《欧洲议会和理事会关于电池和废电池的第 2023/1542 号条例》的新电池法规（EU），随后其配套细则也于 2024 年 4 月底发布，欧盟委员会在其官网发布了电动车电池碳足迹计算的授权法案草案及附件，规定容量大于 2 千瓦时的电动车电池需提供碳足迹声明，一旦超过欧盟规定的碳足迹阈值(目前未设定)，电池产品将禁止进入欧盟市场，而计算电池碳足迹的模型只有两种:全国平均电力消费组合和直连电力。

在电力直连方面，草案附件给出的定义是，需要符合从同一设施内或通过欧盟内部电力市场规则定义的直连线路，一般认为是电池生产设施与电源之间有直接的电气连接，而不通过外部电网。这意味着，使用绿电或绿证均无法受到政策认可。

受此影响，近年来我国头部电池企业开始提前布局电池碳足迹的规划和管理，宁德时代、比亚迪、远景动力、欣旺达、孚能科技、蜂巢能源等企业，已在成都、宜宾、鄂尔多斯、深圳、肇庆、惠州、昆明、枣庄等地布局零碳工厂/产业园。

与此同时，绿电直供政策也在江苏最先开始试点，用户企业均为电池企业。2025 年 2 月 13 日，江苏省发展改革委印发《关于创新开展绿电直连供电试点项目建设工作的通知》，确定了首批绿电直连供电试点项目，在全国率先启动由电网企业统一规划建设连接电池企业和绿电电源专线的创新试点。江苏此次试点共遴选了 5 家企业，均为电池企业，所在地包括常州、苏州、盐城三座城市，试点旨在通过建设绿电专线，利用物理方式，将风电场、光伏电站与电池企业“点对点”直连，为将受欧盟新电池法影响的电池企业出口提供解决方案。

图表 12：江苏绿电直供试点企业

序号	电池企业	所在设区市
1	江苏时代新能源科技有限公司	常州
2	江苏科速博新能源发展有限公司	苏州
3	盐城市大丰阿特斯电池科技有限公司	盐城
4	江苏凯金新能源科技有限公司	盐城
5	宁德时代新能源科技股份有限公司(规划拟建)	盐城

资料来源：江苏省发展改革委，华源证券研究所

从试点到全国推广，绿电直供政策突破性发布。2025 年 5 月 30 日，国家发改委、能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，明确绿电直供项目规范化发展，提出“省级能源主管部门应加强对绿电直连项目的统筹规划，确保绿电直连模式有序发展”，并且明确四类项目可以开展绿电直供，分别为“1）新增负荷可配套建设新能源项目。2）存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。3）有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。4）支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连”。

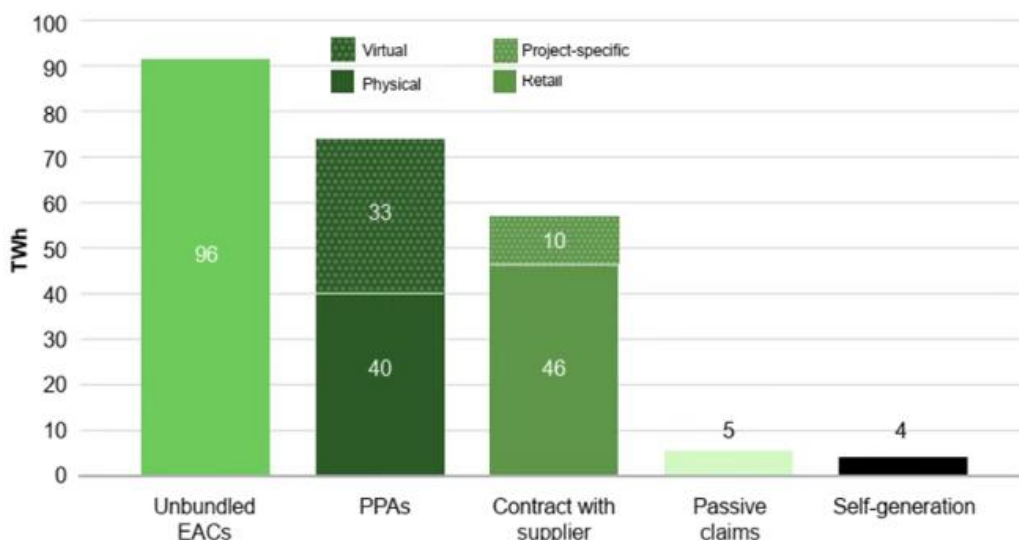
本次出台的文件对向单一用户绿电供给模式进行了规定，其特点是通过专用电力线路向单一用户供电，特点是**电量可清晰物理溯源，有助于绿电经济性和环境价值体现。**

3）RE100：对我国绿证从有条件认可到无条件认可

RE100，其全称为 Renewable Energy 100，即“100%可再生能源”，其与上述强制性政策不同，属于民间自发性组织，该倡议于 2014 年由气候组织 The Climate Group 和 CDP 在纽约气候周期间推出，旨在召集全球最具影响力的企业，承诺在特定时间框架内（最晚 2050 年）实现全部电力需求的 100%可再生能源供应，可包括生物质(含沼气)发电、地热能发电、太阳能发电、水电和风电——来自市场或自产，并且每年要披露其用电数据和目标进展，加入 RE100 的企业除承诺本身达到 100%使用清洁能源外，还会进一步要求供应链上的供应商做到这一要求。根据 RE100 官网最新统计，截至 2025 年初，全球共有超过 420 家企业加入倡议，总计用电需求超过 450 太瓦时（TWh），相当于英国 2024 年全年用电量的 1.5 倍。

目前受 RE100 认可的可再生能源采购方式共有五种，其中使用占比较高的是非捆绑绿证和 PPA。目前受其认可的可再生能源采购方式共有五种，从 2022 年 5 种绿电消费形式的占比中，可以看出比例最大的是非捆绑绿证（41%），其次是 PPA(31%)、供应商合同（24%）、被动声明（2%）、自发自用（2%）。

图表 13：2022 年 RE100 认可的 5 种绿电消费形式的占比



资料来源：RE100《2023 年年度信息披露报告》，华源证券研究所

2025 年 3 月，RE100 对我国绿证从有条件认可改为无条件认可。RE100 在 2020 年 8 月发布对中国绿证的技术评估报告中提出，企业采用中国绿证进行环境属性的声明需特别关注环境属性的排他性，若存在同一个项目具备多项环境属性凭证的情况（包括补贴），所有的凭证都需要在声明时全部注销，并建议考虑声明的时效性，意味着过去 RE100 组织对于使用我国绿证采用有条件认可，而且由于出具声明的难度，国际上很少采用中国绿证向 RE100 证明可再生能源使用量。

2025 年 3 月 24 日，国际可再生能源电力消费倡议组织 RE100（可再生能源电力 100%）废除了其 2020 年对中国绿证（China GECs，以下简称 GECs）的“有条件使用”结论，**采用中国绿证进行可再生能源电力消费声明将不再需要提供属性聚合和两年有效期证明**，意味着 GECs 在 RE100 中被确认了与欧盟 GOs、美国 REC 以及 I-RECs 同样的完整完全使用地位。

综合以上三种国际政策或倡议的要求，及其对于我国绿电、绿证的认可度，可以发现，整体国际市场对于我国绿电交易（因其类似于国际 PPA）认可度更高（对于绿证的认可度逐步提高），尤其是在以江苏、广东、浙江等出口型企业占主导的省份，绿电需求紧俏成为近几年的常态，也进一步使得这些省份绿电交易价格显著高于其余电力品种。

同时我们也注意到，为满足部分受到国际贸易限制（例如电池企业）的企业需求，我国政策推进速度也较快，不管是积极推动解决 CCER 和绿证的双重认证问题，还是突破性的开展绿电直供，均能反映政策端回应市场需求，加快国际接轨的态度。

5. 绿电绿证：供需格局有望改善 绿电交易溢价更高

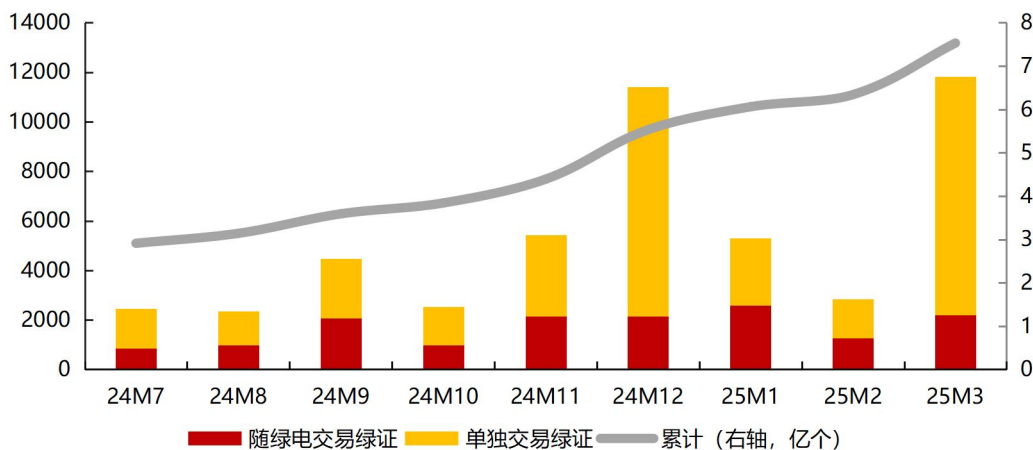
前述章节主要梳理行业政策（包括国内和国际端），其本质上是在分析行业对于绿电、绿证的需求，可以得到的结论是，1）国内政策持续加码绿电/绿证强制消纳，为省市层面和企业层面提高绿电绿证需求提供支撑；2）国际政策对于绿证认可度逐步提升（例如 RE100），在此影响下，下游用户对于绿电绿证的需求逐步提升。

而在供给端，136 号文的出台使得绿证供给减少，供大于求的态势预计得到扭转。

2023 年国家发展改革委发布《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》，明确“对全国风电（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核发绿证，实现绿证核发全覆盖”。随后《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）明确，“绿证有效期为 2 年，时间自电量生产自然月（含）起计算。早期可再生能源发电项目设置过渡期，对 2024 年 1 月 1 日（不含）之前的可再生能源电量，对应绿证有效期延至 2025 年底”。

受此影响，2024-2025 年我国绿证核发、绿证交易工作快速推进，截至 2025 年 3 月底，全国累计核发绿证 56.17 亿个，其中可交易绿证 38.35 亿个，全国累计交易绿证 7.53 亿个，其中绿电交易绿证 2.98 亿个，这也使得绿电交易价格大幅下跌，根据《中国绿色电力证书发展报告（2024）》，2024 年全国绿证单独交易月度均价位于 3~24 元/个区间，全年均价约为 5.59 元/个，对应度电价格约为 6 厘钱。

图表 14：2024 年 7 月-2025 年 3 月绿证交易规模（左：万个；右：亿个）

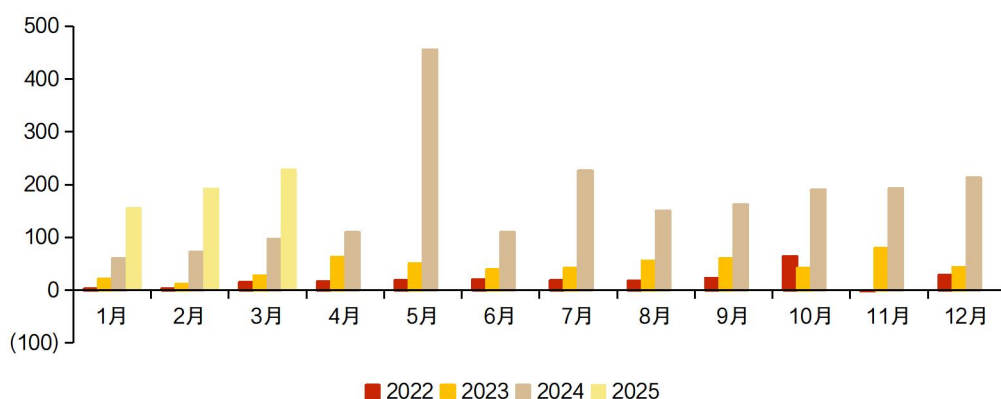


资料来源：国家能源局，华源证券研究所

但在 2025 年 2 月，国家发展改革委发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，其中明确“纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益”，受此影响，预计未来绿证供给量将有所下降，绿证当前供大于求的状况将得到持续好转。

在绿电交易方面，在前述政策的逐步推进下，2024 年以来绿电交易规模持续提升。根据中电联的统计数据，2024 年全国市场市场化交易 61795.7 亿千瓦时，同比增长 9%，市场化电量占据全社会用电量比重达到 62.7%，其中省内绿电交易 2048 亿千瓦时，同比增长 281%。2025 年 1-3 月，省内绿电交易规模 576 亿千瓦时，同比增长 151%，绿电交易规模持续高增。

图表 15：2022-2025 年 3 月单月绿电交易规模（亿千瓦时）



资料来源：中电联，华源证券研究所

国家电网区域内绿电交易溢价维持在 3-6 分钱，2024 年绿电交易溢价达到 4 分钱；根据前述，2024 年全国绿证单独交易月度均价位于 3~24 元/个区间，全年均价约为 5.59 元/个，对应度电价格约为 6 厘钱，大幅低于绿电交易价格。

我们分析主要原因在于国际政策体系对于绿电的认可度高于绿证，多数的出口型企业更愿意购买省内绿电满足海外要求，这也导致在浙江、江苏等东部沿海省份绿电交易供不应求，绿电交易溢价较高。

展望未来，预计在“双碳”目标与可再生能源消费责任权重考核机制推动下，高耗能企业对绿证的需求将持续增长，随着行业供需格局改善，绿证价格有望逐步提高，为更多非沿海省份的新能源项目提供环境价值，通过环境溢价机制提升项目全生命周期回报率。

6. 投资分析意见

国内碳市场持续扩容，碳减排、碳监测方向有望持续受益。2025 年钢铁、水泥、电解铝三大高耗能行业将强制性纳入全国碳市场，覆盖碳排放量从 51 亿吨增至 80 亿吨，控排企业数量预计突破 8000 家，同时 2025 年欧盟碳边境调节机制（CBAM）从过渡期迈向正式实施阶段，倒逼国内企业加速减排，建议关注碳检测企业雪迪龙。

当前国内政策逐步扩大绿电绿证使用场景，国际市场对于绿证认可度逐步提升，绿证价格中枢长期有望抬升，建议关注绿电运营企业，尤其是生物质发电企业。对于绿电运营商而言，未纳入机制电量的部分可以获得绿证收益，对于生物质发电企业而言，其运营期间电价稳定（0.75 元/千瓦时），且可以核发可交易绿证，随着绿证价格中枢逐步抬升，绿电项目回报率有望提高，除新能源发电企业外，还建议关注**长青集团**、**光大绿色环保**。

当前海上风电项目对应申报的 CCER，在国际市场上认可度较高，其交易价格也相应抬升，推荐海风运营商**福能股份**、**中闽能源**，建议关注**江苏新能**、**浙江新能**、**广西能源**等。据前所述，当前海上风电 CCER 因欧盟 CBAM 认可涨价至 120 元/吨，以行业内首个被签发的三峡能源江苏如东 H6（400MW）海上风电场项目为例进行测算，该项目签发的 CCER 量为 150 万吨，按照 120 元/吨进行测算，预计收入 1.6 亿元（不含税），净利润约 1.2 亿元。我们认为，在当前国内用户面临碳关税政策限制背景下，出口企业对于海风 CCER 的需求预计将维持高位，将为海上风电项目持续贡献额外收益。此外，建议关注其他 CCER 方法学方向，例如**岳阳林纸**、**长青集团**等。

绿电直供政策重磅出台，对于新能源企业而言，直供用户端意味着用电量需求长期稳定，有望签署带有固定电价性质的多年期长协，保障项目盈利性和稳定性优于其他企业。文件明确“项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议”，多年期购电协议保障电价长期稳定，推荐**韶能股份**、**银星能源**，建议关注**龙净环保**、**山高新能源**、**金开新能**；对于垃圾焚烧发电企业而言，新增项目或尚未开展电网接入的项目开展电量直供更为容易，存量项目或仍以“浦东黎明”模式开展，推荐**永兴股份**、**瀚蓝环境**、**军信股份**，建议关注**旺能环境**。

7. 风险提示

- 1) 政策推进存在不确定性。例如碳市场扩容、更多高耗能行业强制消纳绿电的政策推进存在不确定性；
- 2) 绿证价格波动风险，CCER 价格波动风险。绿证价格、CCER 交易价格受到多重因素影响，其价格波动可能较大；
- 3) 国际政策体系存在不确定性与潜在调整风险。

证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与、也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，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本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。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。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司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。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普500指数或者纳斯达克指数。