



中国碳市场、绿证交易和绿色电力交易的政策梳理和衔接机制浅析

研究报告

委托单位：

德国国际合作机构（GIZ）

中德合作：碳交易，碳市场机制和减缓工业相关氧化亚氮排放项目

2022年6月，北京

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

On behalf of:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

of the Federal Republic of Germany

关于德国国际合作机构

德国国际合作机构 (GIZ) 是一家联邦企业，旨在帮助德国政府实现国际合作项目的各项目标，实现可持续发展。

出版方

德国国际合作机构 (GIZ)

中德合作：碳交易，碳市场机制和减缓工业相关氧化亚氮排放项目

项目联系人：张铮

网站：<https://climatecooperation.cn/zh-hans/zhongde-qihou-bianhua-hezuo-zhichi-guojia-zizhu-gongxian-shishi-xiangmu/>

报告作者

王宇

清华大学能源环境经济研究所

声明

本文所表达的观点、解释和结论由作者所有，并不一定代表德国国际合作机构或德国联邦经济和气候保护部 (BMWK) 的观点。本文对所提供的信息不提供任何类型的担保。

目录

1. 中国利用碳排放权交易体系控制温室气体	2
2. 中国利用市场机制推动可再生能源发展	3
2.1. 国家核证自愿减排量交易	3
2.2. 绿色电力证书	6
2.3. 绿色电力交易	8
3. 市场价格	10
3.1. 碳配额价格	10
3.2. CCER 价格	11
3.3. 绿证价格	11
3.4. 绿电价格	13
4. 绿证与绿电	13
4.1. 绿证和绿电交易的关系	13
4.2. 绿电交易与绿证交易的充分融合	15
4.3. 绿证与可再生能源消纳保障机制的衔接	16
5. 绿色电力市场与碳市场的衔接	17
5.1. 碳市场中电力间接排放的核算	17
5.2. 跨市场交易	17
5.3. 绿证、绿电交易与 CCER 交易（用于抵销）	18
6. 应对可能的国际碳关税	20
6.1. 欧盟碳边境调节机制（CBAM）	20
6.2. 利用市场化机制应对国际碳关税	21
7. 总结和建议	22

1. 中国利用碳排放权交易体系控制温室气体

为应对气候变化，落实中国二氧化碳排放达峰目标与碳中和愿景，除调整能源结构、升级产业结构等传统政策之外，中国还逐步引入市场机制，持续推进全国碳市场建设，建立温室气体自愿减排交易机制，充分发挥市场作用，持续提升应对气候变化支撑水平。

碳排放权交易也被称为“总量和交易机制”，它对所覆盖行业的排放总量设定上限，并发放不超过上限的排放配额。每个配额通常对应于一吨的排放量。碳排放权交易覆盖的排放企业可以通过配额交易，进而形成碳价。因此，碳排放权交易是通过法律界定、人为建立起来的政策性市场，其设计初衷是为了在特定范围内合理分配减排资源，降低温室气体减排成本。碳排放权交易利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的重大制度创新，为处理好经济发展与碳减排关系提供了有效途径。

2011年，国家发展改革委批准了北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳7地的碳排放权交易地方试点，并于2013年起陆续启动上线交易。中国试点碳市场覆盖了电力、钢铁、水泥等20多个行业近3000家重点排放单位，为全国碳市场建设运行奠定了基础、积累了宝贵经验。截止2021年底，试点碳市场配额累计交易量近5亿吨CO₂，成交金额达122亿元人民币，成交均价近25元/吨CO₂，对促进试点省市控制温室气体排放、探索达峰路径发挥了积极作用¹。

在此基础上，国家发展改革委于2017年印发了《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，标志着全国碳市场建设工作正式开启。《建设方案》中明确指出“以发电行业为突破口率先启动全国碳排放交易体系，建设全国统一的排放数据报送系统、注册登记系统、交易系统和结算系统等市场支撑体系，分三阶段稳步推进碳市场设计工作”。在发电行业碳市场平稳健康运行之后，将进一步把全国碳市场的覆盖范围扩大至钢铁、有色金属、建材、化工、石化、造纸、民航等高排放行业。

2018年，应对气候变化和减排的工作职能从国家发展改革委转至生态环境部。作为碳排放权交易的主管部门，生态环境部于2020年底集中发布了一系列政策，包括：《碳排放权交易管理办法（试行）》，明确了全国碳市场的各项定义，奠定了全国碳市场稳定运行的基础；《纳入2019-2020年全国碳排放权交易配额管理的重点排放单位名单》，明确了2013-2019年任一年排放达到2.6万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约1万吨标准煤）的发电实体（含其他行业自备电厂）将被纳入全国碳交易；《2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》，公布了对不同类别机组规定的配额分配方法及相应的单位供电（热）量的碳排放限值；《企业温室气体排放核算方法与报告指南（发电设施）》及《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》，为准确掌握发电行业配额分配和清缴履约的相关数据，夯实全国碳排放权交易市场扩大行业覆盖范围和完善配额分配方法的数据基础提供指导。

2021年7月16日，全国碳市场上线交易正式启动，纳入发电行业重点排放单位2162家，年覆盖约45亿吨二氧化碳排放量，成为全球规模最大的碳市场。截止2022年3月4日，全国碳市场碳排放配额累计成交量1.88亿吨，累计成交额81.80亿元人民币，平均价格43.51元/吨CO₂。

¹ 数据来源：北京绿色交易所。

2. 中国利用市场机制推动可再生能源发展

《可再生能源法》颁布以来，中国可再生能源发展已取得显著成就，但在“双碳”目标背景下，大力推进能源革命向纵深发展的战略路径为可再生能源带来新的战略机遇。2022年，国家发布的《“十四五”可再生能源发展规划》中明确提出坚持市场主导的基本原则，进一步强调了充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，明确了营造公平开放、充分竞争市场环境的未来趋势。当前，中国可再生能源电力参与的市场机制主要包括国家核证自愿减排交易、绿色电力证书交易和绿色电力交易²。

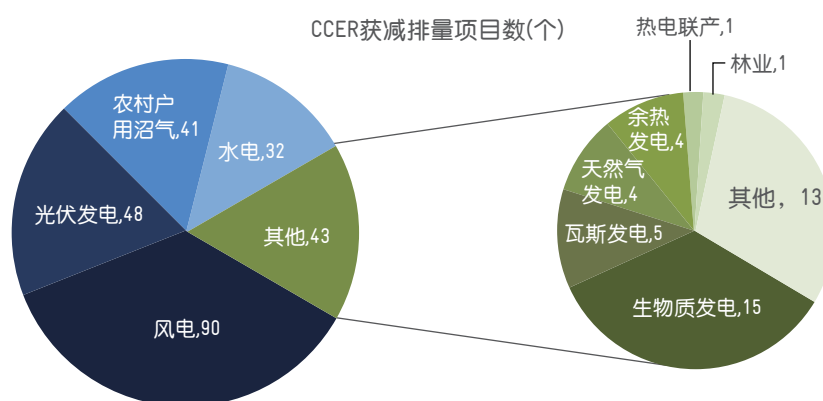
2.1. 国家核证自愿减排量交易

为保障自愿减排交易活动有序开展，调动全社会自觉参与碳减排活动的积极性；为逐步建立总量控制下的碳排放权交易市场积累经验，奠定技术和规则基础，国家发展于2012年组织制定了《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》（以下简称《暂行办法》）。

《暂行办法》明确了国家核证自愿减排量（CCER, China Certified Emission Reduction）的定义，即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；规定了CCER应在国家主管部门备案的交易机构内，依据交易机构制定的交易细则进行交易。2015年初，国家发展改革委出台《关于国家自愿减排交易注册登记系统运行和开户相关事项的公告》，温室气体自愿减排注册登记系统正式上线运营。同年，广州碳排放权交易所完成了全国首单CCER线上交易，交易量为20万吨CO₂当量、交易额200万元，拉开了我国温室气体自愿减排交易的帷幕。

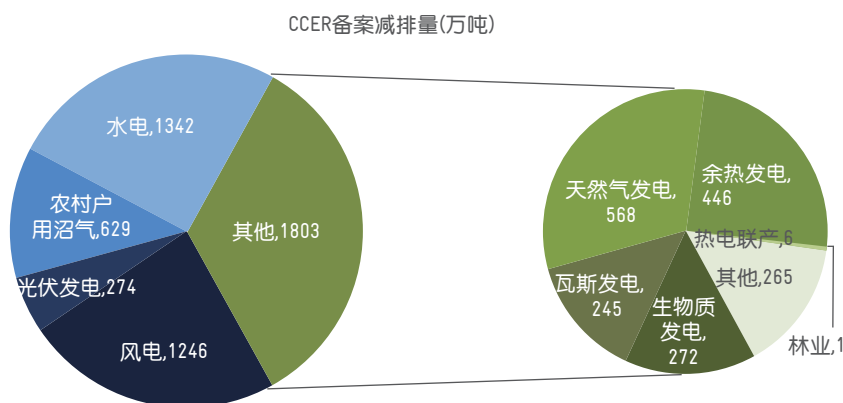
来自国家能源局的信息披露显示³，CCER共备案了200个减排方法学，9个交易机构，12个审定与核证机构和1315个减排项目；共计签发454批次（近400个项目）的约7800万吨项目减排量。中国自愿减排交易信息平台挂网公示了其中254批次（234个项目）的约5300万吨备案减排量的相关信息：风电和光伏发电项目数量占比一半，而其备案减排量占公示总量的30%；水电项目32个，备案减排量占公示总量的1/4。

图 1 获得备案减排量的 CCER 类型及来源



² 国家能源局，“十四五”可再生能源发展规划。2022-06-01。 <https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/P020220602315650388122.pdf>

³ 国家能源局，对十三届全国人大三次会议第 4659 号建议的答复 http://zfxxgk.nea.gov.cn/2020-09/23/c_139540319.htm



图表来源：2021年中国碳市场年度回顾（中创碳投）

CCER 交易允许非重点控排企业进入碳市场，并为这些企业出售其经核定的 CCER 提供了交易平台，从而为我国碳交易体系引入了抵销机制。这意味着纳入配额管理的重点排放单位可以在全国碳市场中购买其他企业的碳排放配额，也可以选择在全国碳市场上购买基于项目的 CCER，用于抵销自己的碳排放量，完成履约。因此，CCER 抵销机制不仅可以扩大碳市场参与主体，以市场化补偿手段，促进林业、清洁能源等环境友好型产业发展，还可以降低控排企业的履约成本。各试点碳市场都对 CCER 抵销履约做出了规定，包括 CCER 的项目类型、来源地区、时间点及具体操作流程和 CCER 可用于抵销的比例等（表 1）。

为进一步完善和规范温室气体自愿减排交易，促进绿色低碳发展，按照简政放权、放管结合、优化服务的要求，国家发展改革委于 2017 年发布了《关于暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请的公告》；2020 年生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》中明确“重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴”；2021 年国家生态环境部发布了《关于做好全国碳排放权交易市场第一个履约周期碳排放配额清缴工作的通知》，明确提出 CCER 的抵销比例不超过应清缴配额排放配额的 5%，且不得来自纳入全国碳市场配额管理的减排项目。

目前已有约 6000 万吨的 CCER 被用于试点碳市场和全国碳市场配额清缴履约抵消，其中近 3400 万吨 CCER 被用于全国碳市场第一个履约周期内的配额清缴履约的抵消。自 CCER 开市以来至 2021 年 12 月，全国 CCER 累计成交 4.43 亿吨，其中 2021 年成交 1.76 亿吨，占总交易量的近 40%⁴。根据上海环境能源交易所披露数据，CCER 价格由 2021 年 1 月的 10 元 / 吨升至 2021 年底的 35 元 / 吨左右，但与全国碳市场碳价水平相比，CCER 仍可降低重点排放单位配额清缴履约的经济负担，从而受到青睐。

4 成交数据来源：https://mp.weixin.qq.com/s/Sek5DZfu0ui3loQ_p5r3Uw

表 1 国内碳市场对使用抵销指标的规定⁵

试点	指标类型	使用比例	地域限制	时间、类型限制
全国碳市场	CCER	抵销指标使用比例不超过应清缴配额排放配额的 5%	无	无
北京	CCER、节能项目碳减排量、林业碳汇项目碳减排量、CCER、节能项目碳减排量、林业碳汇项目碳减排量	抵销指标使用比例不高于重点排放单位当年核发配额的 5%	京外项目产生的 CCER 不得超过其当年核发配额的 2.5%；优先使用来自与本市签署合作协议地区的 CCER	2013 年 1 月 1 日后产生的 CCER、节能项目减排量 2005 年 2 月 16 日后开始实施的碳汇项目非来自 HFC _s 、PFC _s 、N ₂ O、SF ₆ 气体及水电项目 非来自本市行政辖区内重点排放单位固定设施的减排量
天津	CCER	抵销指标使用比例不超过纳入企业当年实际排放量的 10%	优先使用京津冀地区产生的减排量 本市及其他试点碳市场纳入企业排放边界范围内的 CCER 不得使用	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量 仅来自二氧化碳气体项目 水电项目除外
上海	CCER	抵销指标使用比例不得超过试点企业该年度通过分配取得的配额的 5%	无	2013 年 1 月 1 日后实际产生的减排量
重庆	CCER	抵销指标使用数量不得超过审定排放量的 8%	无	2010 年 12 月 31 日后投入运行的减排项目（碳汇项目不受此限），来自节约能源和提高能效、清洁能源和非水可再生能源、碳汇、能源活动、工业生产过程、农业、废弃物处理等领域减排项目
湖北	CCER	抵销指标使用不超过该企业年度碳排放初始配额的 10%	本省行政区域内，纳入碳排放配额管理企业组织边界范围外的 CCER	已在国家备案的农村沼气、林业类项目产生的 CCER 项目产生地区为长江中游城市群（湖北）区域的贫困县（国定和省定） 项目进入期为 2013 年 1 月 1 日 -2015 年 1 月 1 日
广东	CCER、省级碳普惠证减排量（PHCER）	抵销指标使用总量不超过企业 2019 年度实际排放量的 10%	提交的 CCER 中必须有 70% 以上是本省 CCER	来自 CO ₂ 、CH ₄ 项目的 CCER 占有温室气体减排量 50% 水电项目，非来自煤、油和天然气（不含煤层气）等化石能源的发电、供热和余能（含余热余压、余气）利用项目，非来自其他试点地区的 CCER
深圳	CCER、碳普惠核证减排量，其他核证减排量	抵销指标使用比例不超过管控单位年度排放量的 10%	无	来自制定地区的风力发电、太阳能发电、垃圾焚烧发电项目 来自本市及和本市签署碳交易区域战略合作协议地区的农村户用沼气、生物质发电项目、清洁交通减排项目、海洋固碳减排项目 全国范围内的林业碳汇项目及农业减排项目

5 参考文件：《北京市碳排放权抵消管理办法（试行）》、《关于天津市碳排放权交易试点利用抵消机制有关事项的通知》、《关于本市碳排放交易试点期间有关抵消机制使用规定的通知【沪发改环资【2015】3 号】》、《关于 2018 年湖北省碳排放权抵消机制有关事项的通知》、《广东省控排企业使用国家核证自愿减排量（CCER）或省级碳普惠核证减排量（PHCER）抵消 2019 年度实际碳排放的工作指引》、《深圳市碳排放权交易市场抵消信用管理规定（暂行）》。

2.2. 绿色电力证书

为引导全社会消费绿色电力，完善风电、光伏发电补贴机制，拓宽可再生能源补贴资金来源渠道，2017年1月，国家发展改革委、财政部、能源局联合发布了《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知（发改能源〔2017〕132号）》，明确从2017年7月起在全国范围内试行绿色电力证书（简称绿证）自愿认购制度。

“绿证”是国家对发电企业每兆瓦时非水可再生能源上网电量颁发的具有特殊标识代码的电子证书，是非水可再生能源发电量的确认和属性证明以及消费绿色电力的唯一凭证。与国际通行做法一致，绿证代表了可再生能源电力的环境价值，可再生能源发电企业通过出售绿证获取环境价值收益；绿证的购买方则获得了声明权，即宣称自身使用了绿色能源。但与国际做法不同的是，目前只有陆上风电、光伏发电企业（不含分布式光伏发电）可通过可再生能源发电项目信息管理系统，依据相关文件申请绿证，其他可再生能源电力无法申请绿证。

企业出售绿证后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴。国家鼓励各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人自愿认购绿证，绿证经认购后不得再次出售，国家可再生能源信息中心负责对购买绿色电力证书的机构和个人核发凭证。

绿证交易制度通常是可再生能源配额制的配套政策。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。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。

随着风电、光伏发电规模化发展和技术快速进步，部分地区已具备平价上网的条件，国家发展改革委等于2019年发布了《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，提出“鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿”，国家将通过多种措施引导绿证市场化交易。目前，根据产生绿证的可再生能源项目是否享受补贴，绿证可分为补贴绿证和平价绿证两类。由于补贴绿证一旦出售，其对应的电量将不再享受国家补贴，所以补贴绿证价格一直居高不下⁶；而平价绿证来自于平价新能源项目，或补贴期限已经结束的新能源项目，所以其价格相对较低。

2020年，国家公布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》中明确提出，自2021年1月1日起，实行配额制下的绿证交易，持续扩大绿证市场交易规模，并通过市场化方式推广绿证交易。

2021年度，我国风电绿证交易量为13,181个，其中补贴绿证占总成交量的28%，平均交易价格为193元/个；光伏绿证成交量共计9967个，其中补贴绿证成交量仅15个，平均交易价格为650元/个。无补贴绿证已经占绿证交易总量的84%，成交均价为50元/个。

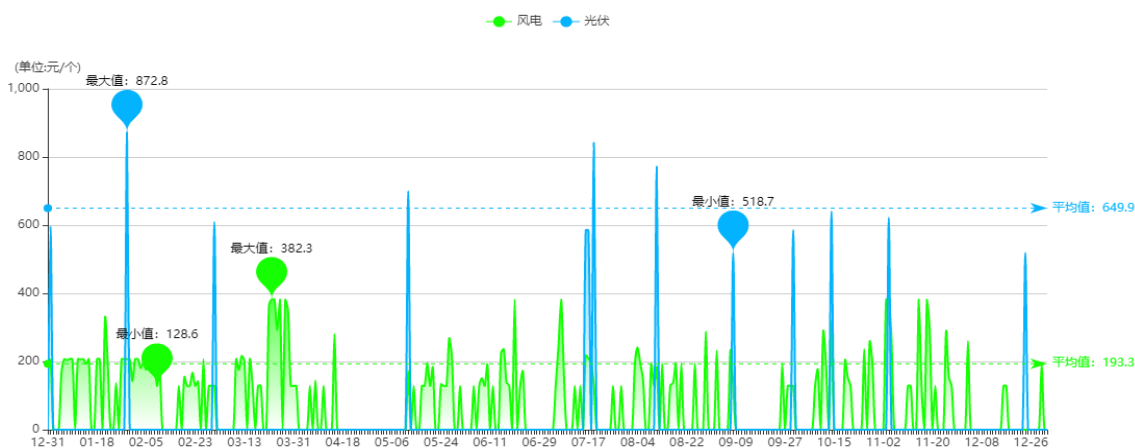
⁶ 补贴绿证成交价格上限 = (项目的风电/光伏的标杆上网电价 - 当地脱硫煤标杆电价) × 1000；平价绿证价格按市场情况确定，首单交易价格为50元/个，即0.05元/kWh。

表 2 风电光伏补贴绿证交易量及交易价格

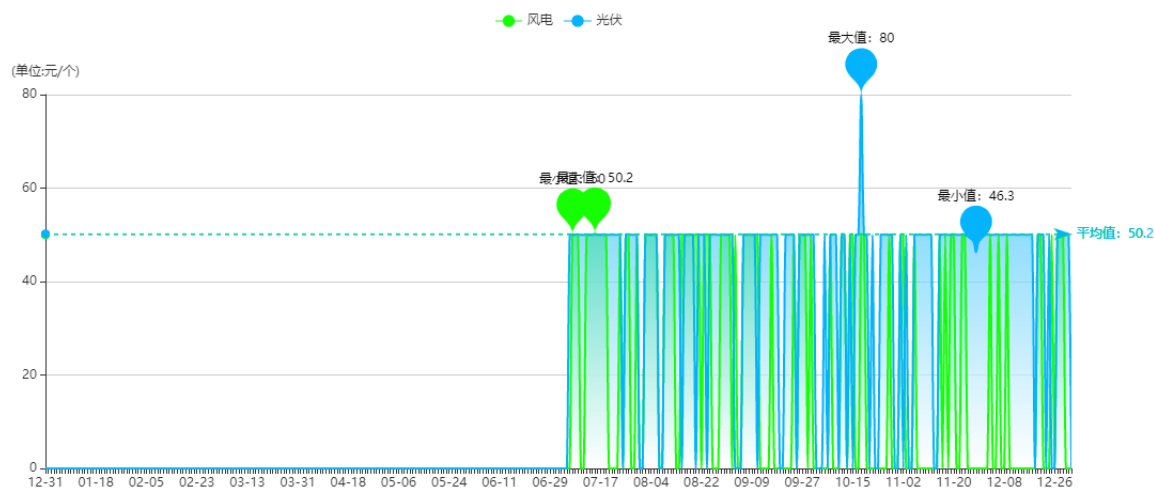
	交易量 (个)		平均价格 (元 / 个)	
	有补贴	无补贴	有补贴	无补贴
风电	3737	9444	193.3	50.02
光伏	15	9952	649.9	50.02

数据来源：中国绿色电力证书认购和交易平台

图 2 补贴绿证逐日交易量及交易价格



数据来源：中国绿色电力证书认购和交易平台



数据来源：中国绿色电力证书认购和交易平台

2.3. 绿色电力交易

为贯彻落实“双碳”战略部署、推动搭建新型电力系统，加快建设有利于促进绿色能源生产消费的市场化体系和长效机制，推进绿色电力交易工作有序开展，2021年9月，国家发展改革委、国家能源局正式批复了《绿色电力交易试点工作方案》（简称《工作方案》），拉开了中国绿色电力交易的大幕。2022年1月和5月广州电力交易中心和北京电力交易中心分别发布了《绿色电力交易实施细则》，对绿电交易的组织、价格、结算、绿证划转等方式和流程进行了细化，为绿电交易常态化开展提供支持⁷⁸。

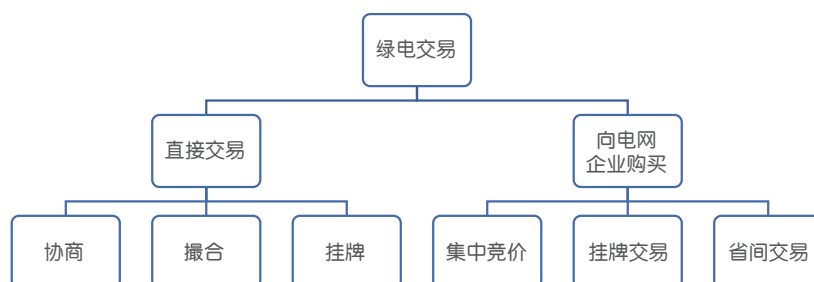
绿色电力产品是指符合国家有关政策要求的风电、光伏等可再生能源发电企业上网电量。目前主要为风电和光伏发电企业上网电量，根据国家有关要求可逐步扩大至符合条件的其他电源上网电量。绿色电力（简称“绿电”）交易是指以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等市场主体出售、购买绿色电力产品的需求，并为绿色电力产品的电力用户提供绿色电力证书。

根据《工作方案》及相应实施细则，绿电交易的市场主体包括：发电侧，目前为光伏、风电，未来发电侧可扩展到符合条件的水电等可再生能源；用电侧，目前为售电公司、电力用户，未来将逐步扩大到电动汽车、储能等新兴主体。参与绿色电力市场化交易的成员还包括市场运营机构，即负责绿电输送的电网企业、负责组织和组织管理绿色电力交易的电力交易中心、保障优先执行绿色电力交易合同的电力调度机构及向发电企业核发绿证的国家可再生能源信息管理中心。

绿电交易分为电力直接交易和向电网企业购买两种方式。电力直接交易主要面向省内市场，交易双方可通过双边协商、集中撮合和挂牌等方式达成交易电量、电价，签订双边交易合同，实现绿电供需的精准匹配。在无法满足绿色电力消费需求的情况下，电力用户可通过向电网企业购买其保障收购的绿色电力产品达成交易，主要方式为集中竞价（电网代理保障性申报量价）、挂牌交易（电网代理保障性挂牌量价）及省间交易（电网代理省内购电需求）等方式进行。省间市场化交易可通过市场机制实现绿电的优化配置，扩大了绿电交易范围，有助于形成全社会消费绿色电力的理念。

绿电交易优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围的风电和光伏电量参与交易；已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏电力可自愿参与绿色电力交易，其绿色电力交易电量将不再领取补贴，不计入其合理利用小时数；分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。因此，绿色电力交易可实现从计划体系下的定量定价转向由市场决策下的量价构成，通过市场机制分担补贴，缓解补贴缺口压力。

图 4 绿电交易方式



7 北京电力交易中心绿色电力交易实施细则，2022-05-23。

8 《南方区域绿色电力交易规则（试行）》，2022-01-25。

《方案》中提出了初期开展以年度（多月）为周期的交易，同时鼓励市场主体之间可签订 5-10 年的长期购电协议，从而建立促进绿色电力发展的长效机制；而《细则》中则均明确以年（多年）、月（多月）、月内（旬、周）等为周围组织开展绿色电力交易的流程。另一方面，我国绿电交易充分发挥电力交易中心平台作用，依据绿电交易结算结果将绿证分配至电力用户，实现绿电环境价值从交易源头到“消费认证”的贯通。在此过程中，交易平台保证绿证划转的准确性和及时性，避免了环境权益的重复计量，强化了绿电与绿证的衔接。但我国绿电与绿证之间仍存在统一、合并和衔接的问题需要解决⁹

购买绿色电力产品的交易价格由发电企业与电力用户、售电公司通过双边协商、集中撮合等市场化方式形成。《工作方案》中对绿电交易价格未设有限制，且鼓励交易价格可以高于发电企业核定的上网价格和电网企业收购价格，从而充分体现电能的绿色价值和环境价值。《工作方案》规定交易价格高于核定上网价格的收益，将分配给对应的发电企业，以鼓励发电企业为绿色能源发展做出的贡献，并支撑发电企业持续建设绿色能源；交易价格高于电网企业收购价格的部分，将补偿给参与交易的新能源发电企业、促进新能源消纳的相关投资及运营方，以激发新能源发电企业及相关方积极参与绿色电力交易，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。《细则》中进一步提出在绿色电力交易试点初期，参考绿色电力产品供需情况合理设置交易价格的上限和下限，待市场成熟后逐步取消的定价机制。

根据绿色电力交易试点启动会中公布的信息，9月7日，首批绿色电力交易达成交易电量 79.35 亿千瓦时。其中，国家电网公司经营区域成交电量 68.98 亿千瓦时，南方电网公司经营区域成交电量 10.37 亿千瓦时。根据初步核算，首次绿色电力交易可减少化石燃料消耗量为 243.6 万吨标准煤（307gce/kWh），相当于减排 607.18 万吨二氧化碳（765.2 gCO₂/kWh）¹⁰。绿色电力成交价格较当地电力中长期交易价格增加 0.03 元 / 千瓦时 -0.05 元 / 千瓦时。

9 【专家解读文章：绿色电力交易，助推我国能源消费绿色升级】 - 国家发展和改革委员会 (ndrc.gov.cn)

10 我国绿色电力交易试点正式启动——绿电消费有了“中国方案” - 滚动新闻 - 中国政府网 (www.gov.cn)

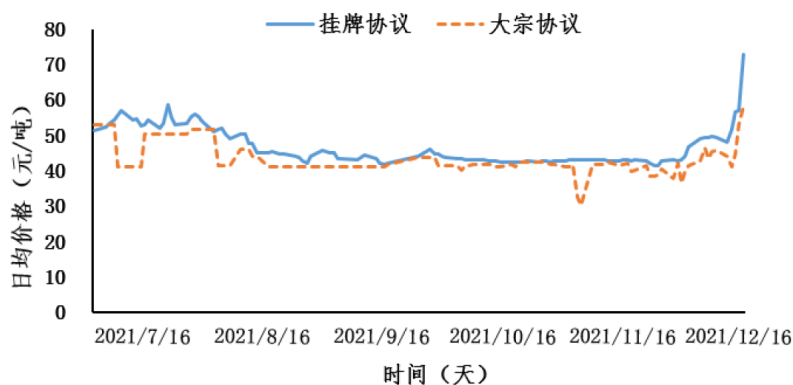
3. 市场价格

3.1. 碳配额价格

全国碳市场自 2021 年 7 月开始上线交易。启动交易伊始（2021 年 7 月至 8 月），全国碳市场的日成交均价在 50-60 元 / 吨 CO₂ 之间波动；从 8 月开始，日成交均价的波动性减弱且有小幅下降；9 月至 12 月初，日成交均价基本稳定在 40 元 / 吨 CO₂ 左右；进入 12 月中旬，随着全国碳市场履约期到来，碳市场的日成交均价开始攀升，于年底升至 60 元 / 吨 CO₂。整体来看，全国碳市场第一个履约期配额日成交均价在 40-60 元 / 吨 CO₂ 范围内波动，基本保持平稳。

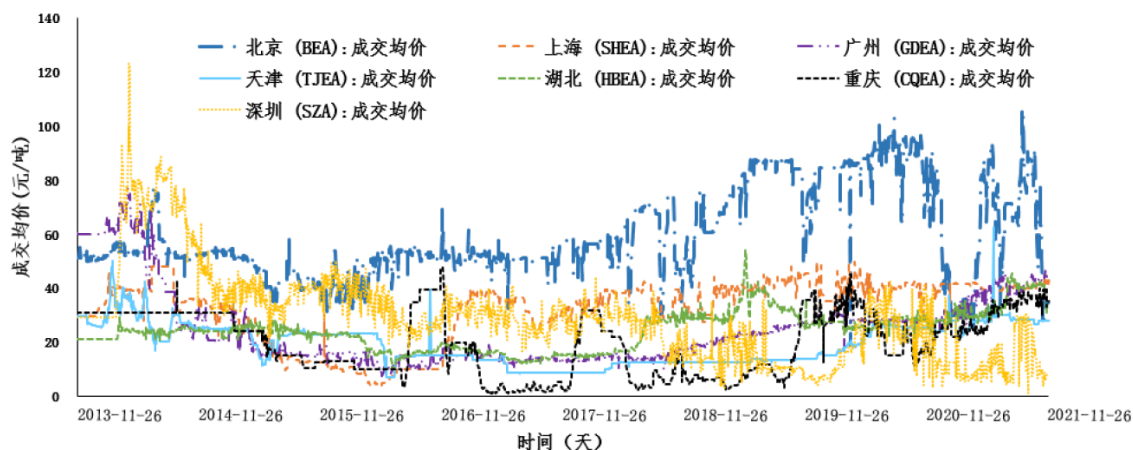
与全国碳市场相比，试点碳市场的价格波动幅度较大。2021 年度，北京碳市场成交价格呈现显著下降再急剧回升的趋势，平均碳价约为 60 元 / 吨 CO₂，略高于全国碳市场的平均碳价水平。除北京碳市场外，天津、上海、湖北、重庆和广东碳市场配额成交价格在 2021 年度保持在 30-40 元 / 吨 CO₂；深圳碳市场成交价格波动较大，在 2021 年度基本处于 20 元 / 吨 CO₂ 左右的价格，均低于全国碳市场的碳价水平。

图 5 全国碳市场大宗协议、挂牌协议日均价格



图表来源：中国碳市场回顾与展望（2022）

图 6 2013-2021 年试点碳市场日均成交价格变化趋势



图表来源：中国碳市场回顾与展望（2022）

3.2. CCER 价格

随着全国碳市场首个履约期临近，使得重点排放单位 CCER 交易意愿大幅度提升，CCER 交易活跃度节节攀升，CCER 交易价格不断上涨。以上海碳市场为例，CCER 自 2021 年 10 月下旬以来每天成交量都在十万吨以上，CCER 价格也出现了较大涨幅，由 20 元 / 吨 CO₂ 上涨至 35 元 / 吨 CO₂ 左右¹¹。

根据复旦大学可持续发展研究中心公布的碳价指数报告中预测的 2022 年 3 月的配额价格（CEA）和各碳市场中 CCER 价格，CCER 价格随碳市场中配额价格的上升呈现出上涨的趋势，处于 40-50 元 / 吨 CO₂ 的价格水平¹²。

表 3 碳价预测价格（2022 年 3 月）

产品类型	买入价格	卖出价格	中间价格
CEA	55.90	60.45	58.08
全国 CCER	46.40	50.60	48.50
北上 CCER	44.47	49.00	46.73
广州 CCER	47.13	53.00	50.07
其余 CCER	41.55	46.20	43.88

3.3. 绿证价格

绿色电力价值可在不同的电价机制中有不同的体现，因此我国绿证也分为有补贴绿证价格和无补贴绿证价格。

在固定上网电价机制下，可再生能源电力上网价格为当地燃煤基准电价加上国家对每度可再生能源电力的补贴（即补贴强度）。绿证交易启动后，符合要求的发电企业可选择申请核发绿证及出售绿证提前获得补贴，通过市场机制促进企业生产可再生能源电力的积极性。绿证交易相关政策明确‘认购价格按照不高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额由买卖双方自行协商或者通过竞价确定认购价格’，因此，绿证上限价格即为该绿色电力的补贴强度。根据不同地区的补贴政策不同，各区域的风电和光伏项目的绿证价格也有所不同。2021 年度，补贴光伏项目绿证平均价格为 650 元 / MWh，远高于补贴风电项目绿证价格（190 元 / MWh）。

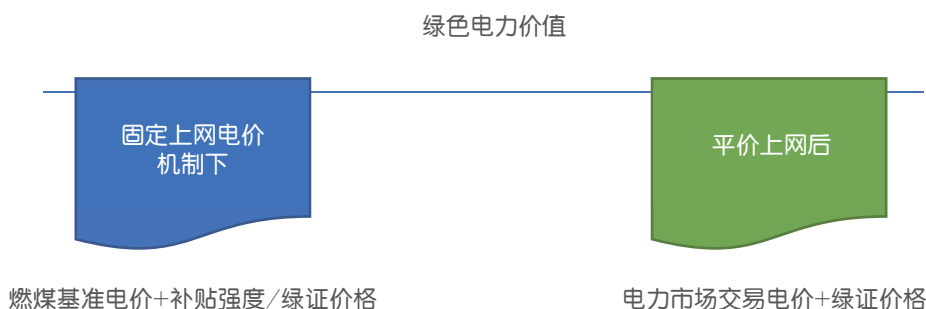
2021 年起，风电、光伏发电项目全面进入平价、低价时代，国家在《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》中明确鼓励符合要求的可再生能源发电项目通过绿证交易获得合理收益补偿。对于无补贴风电、光伏发电项目申请、核发的绿证为无补贴绿证，对应的交易价格为无补贴绿证价格。自 2021 年 6 月开始，无补贴绿证交易启动，其平均价格基本保持在 50 元 / MWh 的指导价水平。

11 碳排放抵销市场量价齐升 - CCER【碳交易网——全球领先的碳市场中文门户网站】(tanjiaoyi.com)

12 2022 年 3 月复旦碳价指数 - 复旦大学可持续发展研究中心 (fudan.edu.cn)

与补贴绿证价格相比，无补贴绿证价格更具市场竞争优势，因此目前绿证交易多为无补贴绿证交易。截止2022年3月，无补贴绿证交易量占绿证交易总量的95%以上，其中风电绿证与光伏电站绿证交易量各占50%。

图 7 绿证价格及其作用



3.4. 绿电价格

绿电价格相当于捆绑销售的平价上网绿电的价格，其中包含能量价值和环境价值两部分。能量价值通过绿电项目在电力市场中的交易电价体现，环境价值则由超出当地电力中长期交易价格部分体现。

统计数据显示绿电交易价格中包含的环境属性高达 30-50 元 /MWh，折算成碳价高达 40-70 元每吨¹³。但需要注意的是，目前绿电交易中并未将环境价值单独列出，2021 年度煤价提高导致煤电成本攀升，使得绿电优势凸显，所以绿电交易价格中体现了消费者对未来煤电价格提升的预期，并不能完全归结于企业为获得绿电的环境价值愿意额外付出的成本。

总体来说，平价风电、光伏电站项目绿证上线交易启动后，绿证价格大幅下降，线上挂牌价格为 50 元 / MWh，线下大宗交易价格在 20-50 元 /MWh 之间，与当前绿电交易中统计的环境价值量相当。全国碳市场上线交易后，CCER 价格逐步攀升至目前的 40-50 元 / 吨 CO₂，按 0.8 吨 CO₂/MWh 排放系数折算，此价格接近 30-40 元 /MWh 的水平。由此可见，CCER 价格与无补贴绿证和绿电环境价值范围基本一致¹⁴。

13 如何充分挖掘绿电交易的电能价值、环境价值 - 北极星售电网 (bjx.com.cn)

14 新能源环境价值衔接机制怎么建? (china-cer.com.cn)

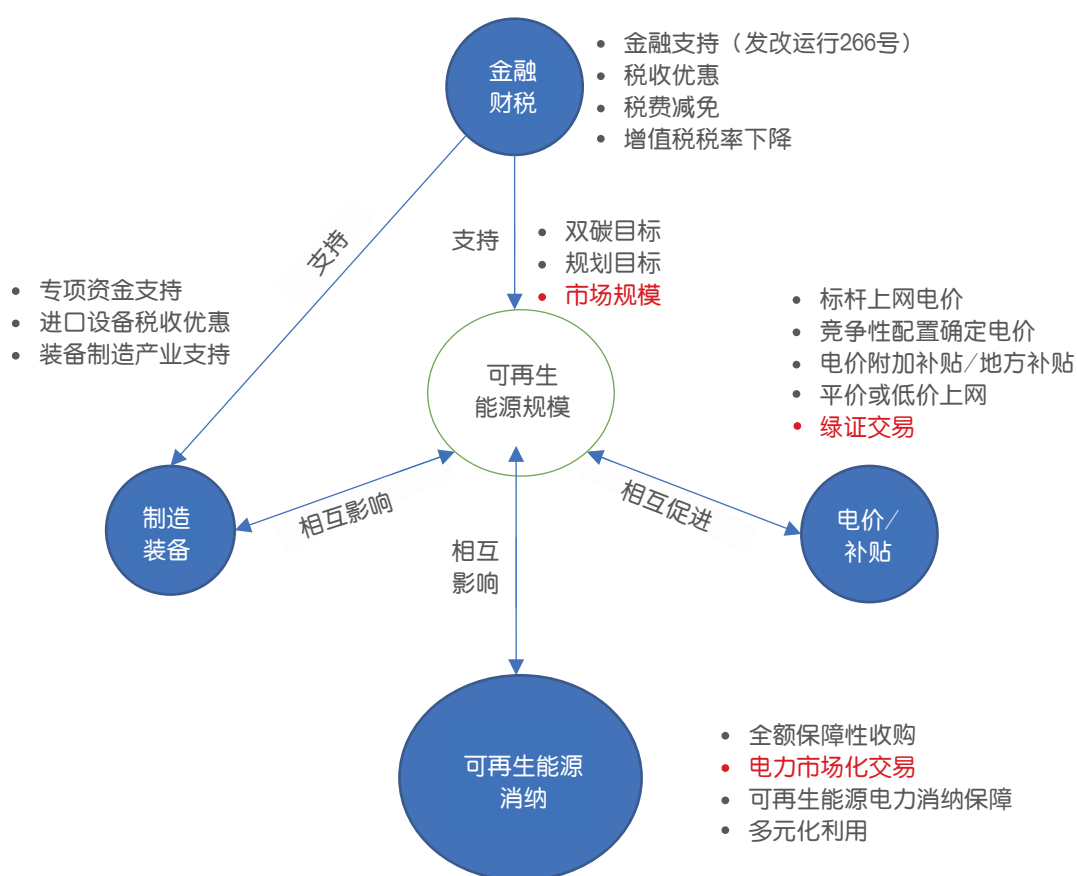
4. 绿证与绿电

可再生能源电力与 CCER、绿证交易和绿电交易制度息息相关，这些制度在促进可再生能源电力发展的过程中发挥着不同的作用，也存在一定程度的交叉重叠。

4.1 绿证和绿电交易的关系

在应对气候变化的大背景下，国家宣布了碳达峰目标和碳中和愿景，可再生能源发展对于“双碳”目标的实现具有关键性作用，国家规划了明确的可再生能源发展目标，以保证可再生能源电力发展的规模，确定市场容量。与此同时，国家还颁布了一系列的政策措施和保障机制，着力在金融财税、价格补贴和保障消纳等方面促进和保障可再生能源的大规模发展及市场化竞争能力的提升。其中，绿证交易可为可再生能源发展提供补贴资金来源，助力我国能源转型，治理大气污染；为企业和社会大众提供便捷、权威的绿色电力消费途径，培养我国绿电消费市场；为下一步强制配额交易积累经验。

图 8 中国可再生能源相关政策体系



在电力市场中，新能源参与电力市场已成为必然趋势，国家发改委、国家能源局《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》中明确提出新能源项目与电网企业、用户、售电公司通过签订长周期（如 20 年及以上）差价合约参与电力市场；引导新能源项目 10% 电量通过市场化交易竞争上网（不计入全生命周期保障收购小时数）；尽快研究建立绿色电力交易市场，推动绿电交易。而在推进绿色电力交易试点的过程中，需要还原绿电属性。如下图 9 所示。

图 9 绿色电力交易组织流程及关键环节

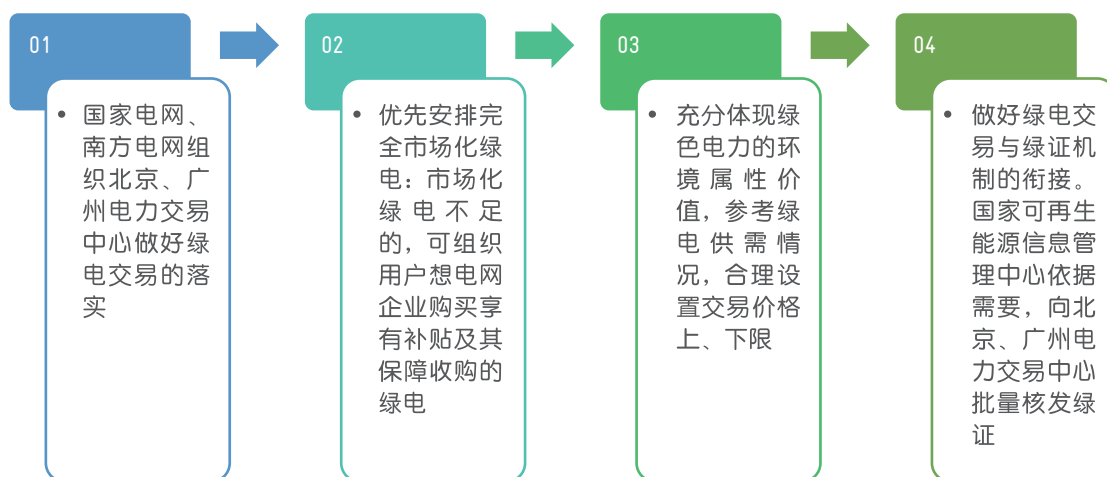
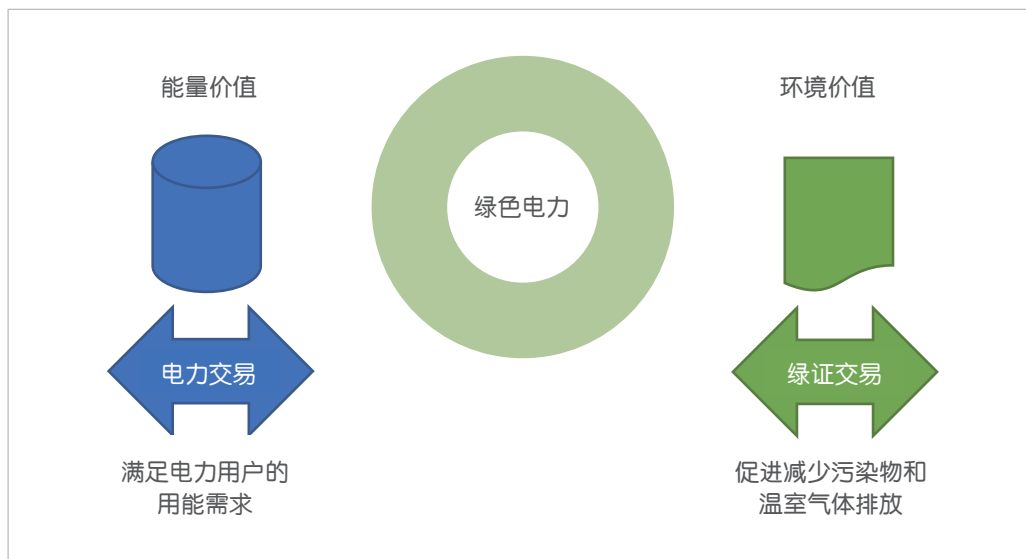


图 10 绿色电力的属性与交易机制



综上，绿电交易和绿证交易都基于绿色电力。绿电交易以区块链技术保证交易过程中的“证电合一”，交易绿电的环境属性不应在其他任何场合再次申明，从而避免重复计算。由此可见，我国实施的绿电交易相当于捆绑绿证销售。但目前，我国绿色电力交易覆盖的项目类型为风电和光伏发电，而绿证覆盖的项目为陆上风电和光伏电站（不包含分布式），因此绿证和绿电交易尚未完全衔接。而且，绿电交易中的成交价格中既包含电

力的能量价值又包含环境价值，即绿证价值没有单列出来，所以对于绿色电力环境价值的体现尚不明确。随着全国碳排放权交易市场启动、电力市场体系逐步完善、可再生能源电力消纳保障机制下的超额消纳量交易实施、绿证交易的开展，电力行业进入了一个多类型市场机制并存、共同促进“双碳”目标实现的市场化环境和格局。

4.2 绿电交易与绿证交易的充分融合

如前所述，国家发展改革委、国家能源局同意《绿色电力交易试点工作方案》的函复中明确，“建立全国统一的绿证制度”，国家能源主管部门组织国家可再生能源信息管理中心，根据绿电交易试点需要批量核发绿证，并划转至电力交易中心，电力交易中心依据绿电交易结果将绿证分配至电力用户。

这一方面明确了绿电交易是基于绿证的交易，相当于捆绑式绿证交易模式，购买绿电的用户将获得绿证；另一方面说明绿电交易包含了电力交易及其对应的环境属性交易，实行“证电合一”。由此可见，符合相关要求的可再生能源发电项目可以参与绿电交易，也可以单独出售绿证。但目前绿电交易和绿证交易之间尚需要进一步协同统一：

项目类型一致是绿电与绿证交易统一的基础。目前符合绿电交易要求的项目为风电和太阳能光伏发电项目，同时明确在未来条件允许的情况下，将纳入水电等其他可再生能源电力项目。而我国绿证交易则明确包含的项目类型为陆上风电和光伏电站项目，分布式光伏发电项目不在绿证申请核发的范围内。尽管当前绿电交易的项目主要来源于陆上集中式风电和光伏发电项目，但未来应考虑绿证交易和绿电交易的项目来源一致，才能实现两个市场的协同发展。

增强绿证与绿电交易之间的相互补充和相互促进。绿证交易作为“非捆绑式”交易具有灵活的特点，买方可以通过绿证交易机制购买任何地点、任何项目来源的绿证，但存在价格波动的风险和不确定性；绿电交易作为“捆绑式”交易通常以PPA（power purchase agreement）协议等方式¹⁵，签订长期合同。“捆绑式”虽然限制了用户对绿证选择的范围，但其合同时间较长（一般为两年以上），可以保证电量交易及其环境属性交易的稳定性，并获得一定的价格优惠。目前我国绿电交易的合同时长多为几个月至一年，还需要在试点过程中不断完善，发挥绿证交易和绿电交易的各自优势，从而实现绿证与绿电交易的相互补充和相互促进。

打通绿证在核发机构与绿电交易机构之间的划转通道。自2021年9月绿电交易启动后，广东、河北、山东、浙江、江苏、江西、宁夏等省份陆续开展了少量绿电交易，但绿证在国家可再生能源信息管理中心与电力交易中心之间的核发划转通道尚未打通。截止2022年3月底，绿电交易用户仍未获得绿证¹⁶。因此，信息中心应拓宽交易渠道，做好绿证核发、权属变更、注销以及绿证全生命周期信息记录和溯源工作，推动绿证与绿电交易顺利开展；应建设全国绿证认购平台与电力交易平台的系统对接，为北京、贵州交易中心开设专用账户，推动绿电交易中绿证的顺利交割。

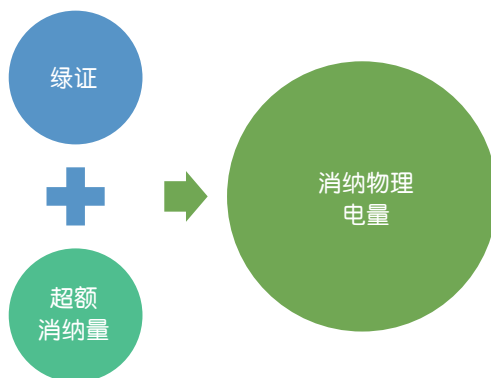
15 美国环保署绿电电力伙伴关系，理解绿证和绿电交易：https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-01/documents/webinar_20150415_critchfield.pdf

16 【绿证、绿电、CCER.....】新能源环境价值衔接机制怎么建？ - 北极星核电网 (bjx.com.cn)

4.3 绿证与可再生能源消纳保障机制的衔接

国家于 2019 年发布了《关于建立健全可再生能源消纳保障机制的通知》，按照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可再生能源电力消纳责任权重。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责任权重，同时可通过补充（替代）方式完成消纳目标。补充（替代）方式包括自愿认购可再生能源绿色电力证书，绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量，以及向超额完成年度消纳量的市场化主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量，双方自主确定转让（或交易）价格。目前，我国绿证交易为自愿认购，尚未启动绿证强制交易，且绿证覆盖的可再生能源电力来源比较单一，因此大部分省份实际执行的主要是电网组织的省间超额消纳量交易，未形成用户对绿证（绿电）的需求推动作用。

图 11 绿证与消纳保障机制



国际经验证明，采用“配额制 + 绿证”机制，建立绿证消费强制市场是一种行之有效、符合市场化原则的长效机制。我国可以考虑推动绿证交易与消纳保障机制的衔接，加快推动我国绿色电力消费，同时为可再生能源发展注入长效动力。具体建议包括：

建立全国统一的绿电消费认证体系，统一绿证与消纳量；将市场主体持有绿证所对应的电量作为配额考核的依据，被考核市场主体可通过购买绿证（绿电）完成考核；市场主体通过直接参与电力市场交易或从省级电网公司购电的方式，一方面完成消纳保障机制的考核，另一方面也可用于作为使用绿色电力的凭证。

此外，可再生能源消纳责任权重涵盖所有可再生能源发电项目，因此绿证与配额制的衔接要求绿证核发和交易主管部门将绿证涵盖的项目类型由当前的陆上风电和光伏电站项目拓展到所有可再生能源发电项目，否则无法实现绿证与消纳量的统一。

总结目前，我国绿证交易尚未采取强制交易制度，绿证买卖完全属于自愿行为，新的 CCER 项目申请也处于暂停状态。绿证和 CCER 制度没有明确界定的部分尚未对企业造成实质的经济或政策执行方面的问题。但随着 CCER 相关政策重启和绿证强制交易制度的启动，届时，绿证制度和 CCER 制度的碰撞在所难免。

5. 绿色电力市场与碳市场的衔接

5.1. 碳市场中电力间接排放的核算

在全国碳市场中，重点排放单位需要清缴的配额既包括自身化石燃料消耗产生的直接排放，也包括使用外购电力带来的间接排放。根据目前所使用的核算方法，计算外购电力的间接排放使用的排放因子为相应区域或者全国的电网排放因子，并未考虑直供电等情形下企业所用电力的实际排放因子。

以水泥企业为例，为鼓励企业消费绿色电力，对于重点排放单位水泥熟料生产消耗电力产生的二氧化碳排放，可考虑按照水泥熟料生产消耗的电网供电量和化石燃料自备电厂供电量，扣除该生产工段的余热供电量和绿电电量数据，再乘以全国电力加权排放因子得出，采用如下公式计算：

$$E_{\text{购入电}} = (AD_{\text{电网}} + AD_{\text{自备}} - AD_{\text{余热}} - AD_{\text{绿电}}) \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{\text{购入电}}$ — 水泥熟料生产消耗电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$AD_{\text{电网}}$ — 水泥熟料生产消耗的电网电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$AD_{\text{自备}}$ — 水泥熟料生产消耗的化石燃料自备电厂供电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$AD_{\text{余热}}$ — 该熟料生产工段的余热供电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$AD_{\text{绿电}}$ — 水泥熟料生产消耗的绿电电量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ — 全国电网排放因子，单位为吨二氧化碳 / 兆瓦时（tCO₂/MWh）。

5.2. 跨市场交易

尽管目前全国碳市场仅纳入发电企业，但是随着未来覆盖范围的不断扩大，碳市场中的非发电重点排放单位也可以选择购买绿电的方式，减少由于电力消费带来的间接排放获得相对的配额盈余。若按照当前碳价每吨55元计算，减排的边际成本约为4.3分/kWh，与购买绿电需要付出的额外成本大体相当。从长期考虑，若碳价按照预期逐步升高，绿色电力的成本势必随着技术发展和使用规模扩大而持续下降，则购买绿电扣减企业的碳排放量则可能成为企业更具经济效益的选择¹⁷。但绿电交易与碳市场的衔接需要解决以下几个问题：

17 http://www.eco.gov.cn/news_info/45873.html 碳中和对电解铝行业的影响 - 生态中国网 (eco.gov.cn)

明确绿电属性。保证绿色电力定义及包含项目类型在各市场中的统一性。根据各国国情不同，绿证的核发范围、核发标准各不相同，但通常都包括风电、太阳能发电、小水电、生物质能发电、地热能发电和潮汐能发电。目前我国的绿证和绿电交易仅涵盖陆上风电和太阳能光伏电站项目，因此需尽快明确并拓展绿色电力及绿证核发的项目范围，否则可能会造成只有风电、光伏项目可与碳市场实现衔接，则其他可再生能源发电项目的健康、持续发展将受到冲击。

避免重复计算。应避免 CCER 与绿证的重复申请、重复计算风险。我国于 2017 年发布了《关于暂缓受理温室气体自愿减排交易方法学、项目、减排量、审定与核证机构、交易机构备案申请的公告》，现存 CCER 均为 2017 年前核发；目前我国绿色电力交易多来自平价陆上风电和光伏电站项目，与 CCER 项目之间不存在重叠。但 CCER 重启后，对同一项目是否能同时申请 CCER 和绿证应需做出明确规定，以避免减排量的重复计算。

统一排放因子。需对绿证对应的减排量与其在碳市场中扣减的间接排放量进行统一。绿证对应减排量根据减排项目中国区域电网基准线排放因子计算得出，根据发布的最新版 2019 年度排放因子，各区域之间存在较大差异，从南网区域电网的 0.6565 吨 CO₂/MWh 至东北区域电网的 0.8719 吨 CO₂/MWh。但在全国碳市场中，企业核算电力间接排放选择使用全国电力平均排放因子，最新版数据为 0.581 吨 CO₂/MWh。两者之间存在的巨大差异问题急需解决，才能贯通绿电交易与碳市场之间的衔接。

5.3. 绿证、绿电交易与 CCER 交易

2021 年 7 月和 9 月，中国相继推出全国碳排放权交易(即全国碳市场)和绿电交易试点，由此形成了绿证交易、绿电交易、包含碳配额与 CCER 在内的碳交易三种市场机制并行的局面。

CCER、绿证和绿电交易均为自愿市场，在规则上相对独立，但在政策目标、市场机制、参与主体等多方面存在着千丝万缕的联系，需要对其进行梳理。现总结三个自愿市场机制在目的、项目类型、交易产品、单位等方面的信息如下表所示：

表 4 CCER、绿证和绿电的主要差异比较¹⁸

	CCER	绿证	绿电
目的	给重点排放单位提供配额交易外的履约方式，帮助其完成减排；激励未纳入碳市场主体积极减排；同时为自愿进行碳中和的企业和组织提供抵消来源	缓解政府补贴资金缺口压力；配合可再生能源电力消纳责任权重目标，帮助企业完成配额目标	提供可再生能源电力环境价值变现、鼓励其发展；帮助企业完成可再生能源电力消纳
项目来源	CCER 来源不仅限于新能源项目，还包括林业碳汇和甲烷利用等。此外 CCER 项目的开发须满足相关的方法学、额外性和环境完整性要求	非水可再生能源电力，包括陆上风电和光伏发电(分布式项目除外)	绿色电力，当前为风电、光伏，未来可扩展至水电等其他可再生能源发电项目
交易场所	经备案的碳排放权交易所	中国绿色电力证书认购交易平台	电力交易中心
交易产品	核证自愿减排量	绿色电力证书	绿色电力消费证明 + 绿色电力证书
单位	1 吨 CO ₂ 当量	1MWh	1kWh

18 德恒律师事务所 | 绿证、绿电与碳交易现状问题分析及衔接机制的探讨 (dhl.com.cn)

从现行的交易制度来看，CCER 和绿证交易是两个平行的、并行运行的市场。绿证为符合要求的发电企业提供了一种可以提前拿到补贴的方式，而 CCER 是帮助企业将项目产生的减排量获取额外的碳资产收益。

与此同时，绿证交易和 CCER 抵销是在两个不同机制、不同主体和不同核算方式的市场进行的。购买 CCER 的主体通常为纳入碳市场的重点排放单位，通过交易获得的 CCER 用于在碳市场中抵销配额，帮助企业以低成本履约；而绿证的购买方范围更广，包括受到可再生能源电力消纳责任权重指标约束的主体，及其他自愿购买绿证的组织和个人，其购买的绿证有助于完成可再生能源电力消纳配额要求，也可证明其消费电力为绿色电力，实现相应的二氧化碳减排。

从实施难度看，绿电、绿证相对简单易行，交易成本也较低。从覆盖面看，CCER 市场的覆盖面更广，与清洁发展机制的做法保持衔接，既促进可再生能源发展，也包括促进能源效率提升，以及引导更大范围的产业结构调整。此外，CCER 还考虑了项目投资、减排和可持续发展等方面的额外性。

6. 应对可能的国际碳关税

作为推行欧盟绿色新政的重要组成部分，欧盟委员会提出建立欧盟“碳边境调节机制”（Carbon Border Adjustment Mechanism, 简称 CBAM），并在 2021 年 7 月公布了 CBAM 草案并计划对其进行立法。因其影响的广泛性和深入性，欧盟碳边境调节机制引起国际社会高度关注。根据欧盟碳边境调节机制，欧盟拟将对碳排放限制相对宽松的国家和地区进口的钢铁、水泥、铝和化肥和电力等商品征收“关税”，从而被欧盟看作为解决碳泄露问题的有效工具。欧盟委员会、欧洲理事会和欧盟议会已先后发布了各自关于 CBAM 的提案，欧盟 CBAM 的最终实施方案可能在今年（2022 年）内达成共识。

6.1. 欧盟碳边境调节机制（CBAM）

随着配额价格上涨和免费配额的逐渐削减，欧盟境内企业可能将投资和生产转移到境外国家，或将市场份额让给竞争对手，从而导致碳泄露风险不断升高。2021 年 7 月，欧盟在《欧洲绿色新政》中提议实施根据进口商品隐含的温室气体排放量对其征收关税或采取其他的价格调节措施，即碳边境调节机制，以期逐步取代欧盟现有的防止碳泄露风险的措施，如对企业免费发放配额和进行财政补偿等。

欧盟碳边境调节机制是欧盟碳市场改革的主要组成部分。 欧盟拟通过对内减少碳市场免费配额、对外采用碳边境调节机制，来提高碳市场有效性，进而实现 2030 年比 1990 年减排 55%，到 2050 年实现碳中和的目标。欧盟碳市场目前仅针对本土生产产品，为进一步提高碳价机制的有效性，欧盟计划逐步取消免费配额的发放，同时拟通过实施碳边境调节机制确保进口产品与本土产品承担相同的碳排放成本，即严格实施碳减排政策的国家和地区，要求进口（出口）高碳产品缴纳（返还）相应的税费或碳配额，从而避免由于免费配额减少引起碳泄漏。

欧盟碳边境调节机制主要针对排放密集行业和贸易暴露型行业。 根据欧盟碳市场第四阶段（2021-2030）的实施要求，欧盟碳泄露清单于 2019 年进行了更新，而水泥、钢铁、铝、化肥和全体基础化学品等排放密集型工业产品，及电力行业最有可能率先被纳入欧盟碳边境调节机制。2021 年 7 月欧盟委员会发布了 CBAM 的实施草案，提出征收碳关税的起始范围目前仅限于水泥、电力、化肥、钢铁和铝。2022 年 6 月，欧洲议会“一读”通过了 CBAM 草案的审议案，计划将 CBAM 正式实施时间由 2026 年推后至 2027 年，并进一步将起始范围扩大至有机化学品、塑料、制氢和制氨行业。欧盟希望 CBAM 最终可覆盖 EU ETS 内的所有产品。

欧盟碳边境调节机制要求报告产品的间接排放。 欧委会的提案中，2023-2025 年为 CBAM 过渡期，在此期间进口商需要根据相关要求提交 CBAM 季度报告，包含进口产品数量、产品隐含的直接和间接排放、生产国碳价水平等信息；而从 2026 年开始的实施期只承认出口国的“显性碳价”，只对直接排放征税。而欧洲议会的审议案则提出将外购电力和电力产生的间接排放纳入征税范围，CBAM 纳入产品隐含的间接排放的进度可能提前。

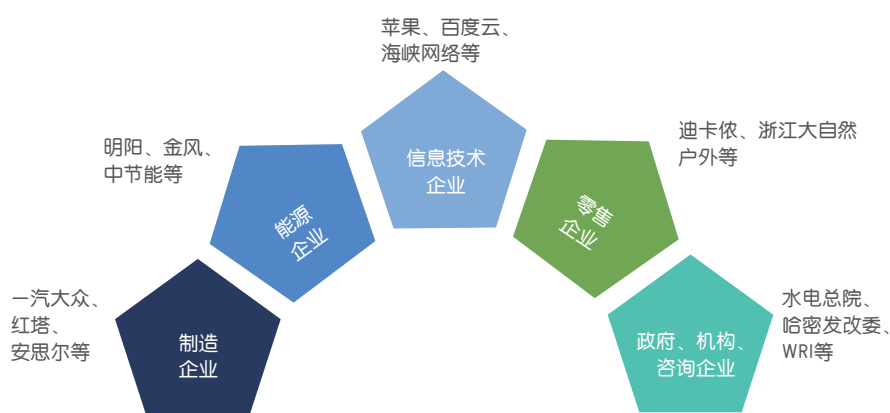
6.2. 利用市场化机制应对国际碳关税

欧盟已经在要求企业评估、报告、计算产品的碳足迹成本，随着碳中和目标的实施，欧盟可能很快对向欧洲出口产品的企业做出同样要求，在全球低碳转型的大背景下，中国企业应积极应对。

以绿色用能为基础的绿色低碳产业和国际贸易体系正在逐步形成，绿色电力消费需求将快速提升。随着碳中和目标的实施，全球对绿色电力消费形成了普遍共识，国际、国内各大企业纷纷提出自身实现碳中和的计划；越来越多的大型跨国公司、互联网企业纷纷加入 RE100 倡议；资本市场、基金公司将企业减碳目标进展和绿电消费表现作为越来越重要的评价指标。未来，受欧盟碳关税政策等影响，我国出口型企业必然加快绿色用能转型，大大提升了对绿色电力消费和绿证认购的需求。

截止目前，我国参与绿证认购的企业超过 300 家，认购绿证数量超 165 万个，其中平价项目绿证占比 95.5%。参与认购的企业多来自制造业、能源企业、信息技术企业、零售业和政府、机构、咨询企业（如下图）。尤其 2020 年以来，制造业、出口贸易企业认购绿证的积极性不断高涨¹⁹。

图 12 参与绿证认购企业类型



欧盟是否承认中国碳市场的碳定价体系尚存在不确定性。欧盟承认原产国已具有碳定价体系，是进口商可以申报碳关税扣减的前提。CBAM 对碳价的定义是“以碳税或者配额形式在温室气体排放交易体制下支付的货币金额”，可理解为欧盟承认的碳价为通过碳税或碳市场配额反映企业减排成本的显性碳价。当前我国碳市场仅纳入发电行业，且采取了免费发放的配额分配形式，因此欧盟是否承认我国的碳定价体系尚存在一定不确定性，有鉴于此，我国应采取如下措施：

- ① 加快钢铁、电解铝等行业纳入国家碳市场，从而为与欧盟就碳边境调节机制实施细则对话创造有利条件；
- ② 在行业配额总量设定与配额分配方案设计过程中兼顾国内实际情况与国际碳定价机制发展要求，为中国商品出口欧盟创造有利条件；
- ③ 敦促欧盟认可他国出口商品的现有碳成本，最大限度减少出口国的国内政策与欧盟碳边境调节机制共同作用下给贸易带来的负面影响。

推动电—碳市场联动，将隐性碳价减排效应传递至显性碳价端。我国已建立绿色电力交易和绿证交易市场，且我国绿证已成功获得 RE100 等国际组织的认可，因此企业或可选择采用购买绿电、绿证等方式声明自己由于使用可再生能源电力从而避免了间接二氧化碳排放。我国钢铁等出口行业企业可利用绿电、绿证间接填补可能的配额缺口，一方面利用多种市场机制互补发挥对碳价的平稳调控作用，避免企业面临承担国内碳市场及 CBAM 双重碳价征收压力；另一方面促进企业对绿电的需求上涨，有利于提高绿电溢价，促进绿色电力持续健康发展。

19 根据国家可再生能源信息中心专家报告整理

7. 总结和建议

为了更好地利用市场化机制推动可再生能源的发展，进一步控制和减缓温室气体排放，政府有关主管部门可从如下几个方面考虑碳市场和绿色电力市场的共同发展和协同：

加强政策统筹。从核发范围、价格机制、交易形式、交易渠道、认证体系建立及激励机制等方面出发，统筹考虑多个市场机制之间的衔接，厘清电、碳市场等各种交易界面，由此实现绿证与绿电交易、绿证 / 绿电与消纳保障机制、绿电与碳市场等多种交易机制的衔接融合，避免环境权益在不同的市场被重复计算和交易，充分发挥绿色电力的环境溢价，助力中国双碳目标的实现。

完善市场衔接。充分发挥市场资源优化配置的优势，通过各市场机制之间的衔接，释放合理的碳价及绿色电力的环境价值，一方面鼓励可再生能源的规模化发展，另一方面实现市场机制下的低成本减排。制定碳配额分配方案和碳排放基准线等政策时，应充分考虑碳成本在电力市场的有效传导；在进行 CCER 等碳减排机制设计时，需要注意与绿电和绿证交易的衔接；在制定碳排放核算办法时，需明确绿证、绿电在重点控排企业的间接排放核算扣减机制，为钢铁、铝、水泥等行业未来应对欧盟碳边境调节机制（CBAM）营造有利环境。

充分考虑绿色电力与全国碳市场、电力市场和欧盟碳边境调节机制之间的协同，根据我国的总体减排目标、可再生能源电力技术的发电成本和减排潜力，尽快拓展绿证核发范围，确保各类可再生能源技术的健康、持续发展。

深化机制设计。合理设计绿证及绿电交易模式，借鉴国际绿电 PPA 模式、国际绿证自愿认购与强制购买的组合交易模式，促进绿证自愿认购交易向与可再生能源消纳保障机制配合的强制购买方式的转变，完善我国绿电交易、绿证两种交易模式的优势互补。搭建绿证的核发、交易、核销全生命周期的追踪、认证系统。建立绿色能源消费评价、认证与标识体系，制订绿色电力消费认证标准，并积极推动我国绿证与国际绿证等标准的互认，使绿色价值有效传导至产品端，满足中国企业的社会责任需求和保持国际竞争力。

图 13 各市场机制主要模块之间的统筹

