

首都绿色电力采购交易政策建议 研究报告

Beijing Policy Suggestions on Green Power Purchasing and Trading Mechanism Report

北京能见科技发展有限公司

2022.12

Beijing NengApp Technology Co., Ltd

December, 2022

致谢

本研究由北京能见科技发展有限公司统筹撰写，由能源基金会提供资金支持。

ACKNOWLEDGEMENT

This report is a product of NengApp and is funded by Energy Foundation China.

ABOUT NengApp

Beijing NengApp Technology Co., Ltd: Beijing NengApp Technology Co., Ltd was established in September 2015, and is directly under the Global Energy Internet Development Cooperation Organization. The Global Energy Internet Development Cooperation Organization (GIEDO) is a voluntary international organization composed of enterprises, organizations, institutions and individuals committed to promoting sustainable energy development in the world. The registration place is located in Beijing. Liu Zhenya, as the former chairman, general manager and party secretary of State Grid Corporation, was the chairman of the cooperative organization. Zhu Diwen, former vice chairman of the Department of Energy of the United States, was the vice chairman of the cooperative organization. Shu Yinbiao, former chairman of State Grid Corporation and chairman of Huaneng Group, was the vice chairman of the cooperative organization.

The core team of the company has a deep comprehensive background in the energy and environment industry. It has outstanding energy expertise and research ability. It publishes industry white papers and research reports every year. In the field of energy storage, we should maintain close policy exchanges with local authorities such as the State Energy Administration, Jiangsu, Sichuan and Northwest China. We should establish long-term and in-depth communication with well-known domestic energy storage units such as Nandu Power Supply, Zhongtian Science and Technology, Jiangsu Integrated Energy Service Co., Ltd., State Grid Energy Conservation Service Co., Ltd., Shanshan Stock, Taihu Energy Valley, Voltai Energy and so on, and grasp domestic energy storage in real time. Market dynamics. Beijing NengApp Technology Co., Ltd has long-term cooperative relations with China Electric Power Research Institute, Tsinghua University, North China Electric Power University and other research institutions.

北京能见科技科技发展有限公司成立于2015年，是全球能源互联网发展合作组织的直属企业。公司业务包括能源行业的媒体、会展、课题研究、科技创新及金融服务等。

编委会

项目管理：李洁、刘欣、周锋、彭丽楠

北京电力交易中心：张楠

首都电力交易中心：王沁

中国电力科学研究院：耿建、陈爱林、于韶源、韦涛

协合新能源集团：陆一川

北京京能清洁能源电力股份有限公司北京分公司：常识

能见能源研究院：曾菲菲、曹开虎、栗灵

免责声明

- 若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

Disclaimer

- Unless otherwise specified, the views expressed in this report are those of the authors and do not necessarily represent the views of Energy Foundation China. Energy Foundation China does not guarantee the accuracy of the information and data included in this report and will not be responsible for any liabilities resulting from or related to using this report by any third party.
- The mention of specific companies, products and services does not imply that they are endorsed or recommended by Energy Foundation China in preference to others of a similar nature that are not mentioned.

目录

首都绿电交易政策建议（摘要）	1
一、首都绿电交易建议	1
二、区外绿电交易建议	2
三、绿证交易政策建议	2
四、绿电市场与碳市场联动	2
五、绿电与国际碳市场互认	3
首都绿色电力交易采购政策与建议报告	4
1. 首都绿色电力需求背景	4
1.1 华北和京津唐网架结构	4
1.2 首都绿色电力需求与现状	6
2. 首都绿色电力交易	9
2.1 首都绿电交易方案	9
2.2 首都绿电交易面临的困难	11
2.2.1 首都本地绿电资源少	11
2.2.2 首都电网结构存在特殊性	11
2.2.3 域外地区惜售绿电	12
2.2.4 用户购买绿电意愿不强	12
2.2.5 市场交易机制亟待完善	12
2.2.6 京津冀绿证核算方式亟待明确	13
3. 国内绿色电力交易典型案例及经验总结	14

3.1 冬奥绿电.....	14
3.1.1 冬奥绿色电力交易开展概况.....	14
3.1.2 政府政策与绿电交易实施细则.....	14
3.2 浙江省绿电交易	15
3.3 江苏省绿电交易	15
3.4 湖北省绿电交易	16
3.5 南方区域绿电交易.....	16
3.6 山西省绿电交易	17
3.7 典型案例经验总结.....	18
4. 国内外碳市场政策和交易开展情况.....	20
4.1 全国碳市场背景介绍及政策现状	20
4.2 国外碳市场政策及运行现状.....	22
4.3 全国碳市场首个履约期运行情况	24
5. 首都绿电交易政策建议	26
5.1 首都绿电交易建议.....	26
5.1.1 加强绿电区外购电的措施和建议	26
5.1.2 推动首都绿电建设和消费，打造自身硬实力.....	27
5.1.3 推动绿电、绿证和碳市场的协调发展.....	27
5.2 区外绿电交易建议.....	28
5.3 绿证交易政策建议.....	28
5.4 绿电市场与碳市场联动	30

5.5 绿电与国际碳市场互认	31
6. 研究总结	33
6.1 近期建议	33
6.2 远期建议	34
6.3 结语	34

首都绿电交易政策建议（摘要）

一、首都绿电交易建议

加强绿电区外购电的措施和建议

倡导用户与区外绿电企业签订中长期合约，积极争取输电配额并加强自身绿电购买力。建议一是鼓励绿电用户与区外绿电企业签订年度合约并建立长期合作联系，二是在年度和月度市场中争取更多的绿电落地首都输电配额，三是通过社会宣传、舆论引导激发终端用户的绿电使用意识并推动构建全民分摊环境价值的机制。

推动首都绿电建设和消费，打造自身硬实力

尽快核查北京地区绿电开发潜力，构建绿电用电技术支撑体系，推动分布式电力交易落地实施。建议一是推动制定首都绿电开发发展规划、制定配套激励政策，二是大力推动建设柔性负荷资源，提高新能源消纳水平，三是推动分布式电力交易落地，建立试点地区先行先试。

出台激励型政策激励用户主动消纳绿电，推进构建绿电交易资金形成良性疏导机制。建议进一步加大政策激励，通过各种优惠政策引导用户主动采购和消费绿电，同时出台高耗能企业参与绿电交易的责任权重政策，积极推进绿证、碳市场的建设和协调发展。

保障绿电交易电量按计划完成交割，大力推动负荷侧灵活性资源协同新能源生产消纳。一方面鼓励发电侧资源开展灵活性改造，另一方面在有限发输电资源条件下，大力推进负荷侧灵活性资源参与电力调控，保证电力平衡加大新能源发电和消纳。

深入推进绿电交易，鼓励用能企业开展“证电合一”的绿电交易，或者与新能源企业达成长期购电协议（PPA）。鼓励用能企业积

极参与绿电交易获得消纳凭证。与此同时，引导新能源企业放弃补贴，参与“证电合一”的绿电交易，满足金融、高科技等行业，尤其是外向型企业的绿电消费需求。

完善绿电交易机制，推进构建“双绿电交易”实现绿电环境价值全流程。建议建立双重绿电交易品种，现有绿电交易为绿电交易 A，保障消纳和享受新能源补贴的电量作为绿电交易 B，通过结算分劈提供用户绿电使用电量，为后续绿证、碳交易提供交易依据。

二、区外绿电交易建议

建立跨区绿电的途径与计量分解机制，实现跨区绿电环境价值。通过顶层设计建立绿电整体核算和分解体系，实现分层分区和转供绿电的全面核算。建议采用“平均绿电”的方式，即先在一级电网中，从源端到受端按关口上网和下网计算绿电，然后逐级分解，由此可以到每一个受端给出平均的绿电消纳量。

三、绿证交易政策建议

建立“证电合一”的绿证颁发和交易分配机制。建议有序开展绿电、绿证交易，绿电交易主要开展“证电合一”的绿电和绿证捆绑式交易，绿证市场主要开展非捆绑式绿色证书交易。建议统一当前绿电发电量证书与绿电消纳量证书为绿色责任证书,由国家统一机构生成，交由交易机构确定其证书初始权益归属。

构建绿证环境价值实现的绿证市场交易机制。建议积极探索创新不同的政策机制激励绿证市场交易活力，结合可再生能源消纳权重机制，引导电力用户绿证消费需求，同时积极推动绿证核算与碳排放权履约的衔接。

四、绿电市场与碳市场联动

建议在实现“证电合一”基础上更进一步，建立电力市场绿电交易与碳市场 CCER 交易的共享联动和可追溯机制，具体实施时应关注五点：1) 促进新能源发展，增加新能源装机水平；鼓励新能源

消费，促进新能源消纳，双措并举；2) 避免绿电与碳市场 CCER 重复计算，建立溯源机制，提高绿证的国际认可度；3) 引导国际化企业、外向型企业、高新企业等积极参与绿电和绿证交易，提高绿电与产品竞争力的适配度，避免资源浪费，保持国际竞争力；4) 倡导绿电与 CCER 有序共存，绿电重点适配国际化、出口型、高新企业，后者在碳排放权市场满足控排企业降低履约成本；5) 提高交易效率，降低交易成本，提升国际认可度。

五、绿电与国际碳市场互认

建立与国际碳市场互认和技术储备。我们应与国际各相关方一起推动全球碳交易和碳市场的建设，包括碳信用的衡量标准、全球碳价的形成以及碳市场的互联互通。建议在中欧之间、亚欧之间研究建立专项基金，专门处理跨欧亚交通的排放问题。在技术储备方面，可利用区块链技术分布式、自信任、公开透明、不可篡改、集体维护以及隐私保护等特点，在跨国互认中发挥其技术支撑作用。

首都绿色电力交易采购政策与建议报告

1. 首都绿色电力需求背景

2022 年 5 月 25 日，北京电力交易中心发布《绿色电力交易实施细则》，省级电力交易中心可在 e-交易平台开展绿电交易。截至 11 月 13 日，北京电力交易中心共组织绿电交易 291 笔，成交电量 204.15 亿千瓦时。

9 月 15 日，北京电力交易中心发布《绿色电力证书交易实施细则（试行）》，省级电力交易中心可在绿证交易平台开展绿证交易。截至 12 月 4 日，平台已累计成交绿证 103.8 万张（10.38 亿千瓦时）。

经过各省电力交易中心的大力推广，市场主体参与绿电交易和绿证交易的积极性日渐活跃。结果显示，北京参与的绿电和绿证交易量排名并不靠前。事实上，首都北京采购绿电的需求巨大。由于网架结构独特，交易组织方式也不同于其他省，目前面临诸多的困难。

下面简要描述首都网架结构与绿电采购需求背景。

1.1 华北和京津唐网架结构

华北电网由京津唐、河北南网、山西、山东、蒙西五个电网组成。蒙西电网隶属内蒙政府，但纳入华北电网统一调度，供电区域包括京、津、冀、鲁、晋、蒙地区，供电面积 171 万平方公里，供电人口约 2.7 亿。

华北电网是跨区互联重要枢纽，形成了“一交六直”跨区联网络局，与东北、西北、华中、内蒙四个区域电网互联。目前，华北电网已建成 1000 千伏“两横两纵+三环网”特高压交流网架，线路 47

条、9073 公里，变电站 18 座、变压器 34 台 102000 万千伏安，规模约为华东的 1.8 倍，资源配置能力强。调度管理的张北柔直电网是北京冬奥会“绿色办奥”重要举措，是世界上首个柔直组网工程，采用世界领先的新能源传输技术，创造了 12 项世界第一，每年可向北京输送清洁能源电量 140 亿度。

京津唐电网依托华北交流特高压电网、京津冀 500 千伏大环网，其中特高压廊坊站、保定站从东部、南部向北京输送电力北京 500 千伏电网向西延伸至张家口，向南延伸至保定、廊坊，提高北京电网从京津冀电网受电能力，保障首都北京电力可靠供应。

截至 2021 年 8 月，北京电网现有 110 千伏及以上变电站 580 座，变电容量 1.44 亿千伏安，线路长度 1.05 万公里，形成了“500 千伏扩大双环网、220 千伏分区供电、110 千伏辐射状供电”的坚强网架结构。北京电网是典型的超大型城市电网，从供给侧看，外受电比例近 70%，发电资源依赖于津唐、华北点对网送入，本地装机以燃气发电为主，占比近 90%；从消费侧看，电能在终端能源消费占比达 44%，其中第三产业和居民用电占比超过 70%。

与其他省级电网不同，北京电网是京津唐电网的一部分。京津唐电网作为统一控制区，实行电力电量统一平衡和优先保障北京原则，统一组织开展各类交易。京津唐电网年度电力电量平衡方案制定涉及国家发改委及北京、天津、河北政府电力主管部门，相关工作统筹协调。

送入北京的跨区通道包括华中送华北、东北送华北和西北送华北。华中送华北通道有长南特高压；东北送华北通道有鲁固特高压直

流和高岭直流；西北送华北有银东直流和昭沂特高压直流。另外，新增蒙东、雁淮、锡泰等送出能力，还有特高压配套电源陆续投产。

依据统一市场、两级运作的原则，京津唐电力交易由北京电力交易中心统一组织安排，首都、冀北、天津三家省级电力交易中心协同配合。跨区跨省电力交易可通过跨区联络线送入华北电网，再由华北网内联络线送入京津唐电网，送入北京的统购电量按照京津冀结算关口总量的比例来分配电量。

1.2 首都绿色电力需求与现状

我国力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和，这是党中央作出的重大战略决策，也是中国对世界的庄严承诺，我国绿色发展展现美好未来。本世纪初北京以举办 2008 年奥运会为契机，形成了“人文北京、科技北京、绿色北京”的发展战略，绿色成为城市发展的底色。有关研究显示，国际上大都市碳排放达峰，大约需要六个条件：能源利用效率较高、人均 GDP 达到 2 万美元以上、人口总数达到峰值并趋于稳定、城市化率达到 75%以上、三产比重超过 65%、环境质量诉求较高等，而北京已具备这多方面的条件。同时北京多年来大力推进污染物和温室气体协同减排，环境质量持续好转，节能降碳始终走在全国前列。

城市发展，深刻转型。党的十八大以来，我国生态文明建设从认识到实践都发生了历史性、转折性、全局性的变化，北京城市发展，实现深刻转型，减量发展，形成刚性约束。在北京新总规和“十二五”、“十三五”规划纲要中，确立了绿色低碳循环发展的总体思想和高标准目标任务，目前北京市的经济主要增长点，来自金融、科技

等产业，具有能耗低、技术先进、附加值高等特点。2020 年，万元 GDP 能耗和碳排放分别下降至 0.21 吨标准煤和 0.42 吨二氧化碳，为全国最优水平。

北京市政府颁发的《北京市“十四五”时期生态环境保护规划》中提到优化调整能源供给结构，持续提升能源利用效率。到 2025 年，化石能源消费总量实现稳中有降，全市新增能源消费量优先由新能源和可再生能源保障。加强可再生能源供应保障。建立稳定的可再生能源保障体系，深化与河北、内蒙古、山西等地区能源合作，鼓励本地能源企业在更大空间范围积极投资绿电项目，统筹本地及周边区域设施布局。推动绿电进京输送通道和配电调峰储能等设施建设，提升北京电网“多方向、多来源、多元化”受电能力和系统灵活性。逐步理顺外调绿电输配、交易和消纳机制，形成有利于促进绿色电力调入和消纳的政策环境。

北京本地绿电装机少，绿电消费需求巨大。到 2025 年，北京市太阳能、风电总装机容量约 280 万千瓦（仅为河北省 2021 年装机水平的 1/20），新能源和可再生能源供暖面积高达 1.45 亿平方米，新型储能装机容量达到 70 万千瓦，市外调入绿色电力规模力争达到 300 亿千瓦时。到 2030 年，太阳能、风电总装机容量达到 500 万千瓦左右，新能源和可再生能源供暖面积比重约为 15%。

近两年来，北京绿电交易量越来越活跃，成交量增长显著。2021 年，北京共成交绿电交易电量 2.8 亿千瓦时。截至 2022 年 11 月底，北京已成交绿电交易电量超过 4.6 亿千瓦时，预计年度总交易量增长超过 75%。

另外，为了进一步提升北京城市副中心及行政办公区可再生能源比例，推动城市绿色发展，在山西公司大力支持下，北京电力交易中心连续组织两轮交易，顺利完成 7-12 月山西新能源送北京城市副中心省间外送交易。本场交易共有 286 家山西地区新能源企业参与，最终成交电量 6212 万千瓦时，可减排二氧化碳约 6 万吨，助力北京城市副中心实现零排放。

2. 首都绿色电力交易

2022 年 12 月 16 日，为贯彻落实碳达峰、碳中和战略部署，加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推进首都绿色电力交易工作有序开展，北京市城管委发布了《北京市 2023 年绿色电力交易方案》。

2.1 首都绿电交易方案

北京市绿色电力交易主要为跨区跨省绿色电力交易，依托 e-交易电力市场统一服务平台开展，由北京电力交易中心、首都电力交易中心共同组织开展，交易方式以双边协商、集中撮合、挂牌交易等为主。京津唐电网绿色电力交易待相关规则出台后，按规则执行。

鼓励批发用户、售电公司采取双边协商交易方式，与跨区跨省发电企业开展绿色电力交易，具备交易条件的，将双边意向协议提交首都电力交易中心，并按照交易组织程序执行。

1) 交易安排。北京电力交易中心会同首都电力交易中心，根据市场主体需求及跨区跨省风电和光伏发电企业交易意向，以年（多年）、月（多月）等为周期常态化组织开展绿色电力交易，适时开展月内绿色电力交易。

市场主体采用分时段报量、单一报价的模式，以各时段总量参与交易。市场主体申报的分月电量不得超过其月度实际最大可用电力。

绿电交易价格由市场化机制形成，成交价格应包含电能量价格和绿色环境价值，以交易平台达成的成交价格为准。用户用电价格由绿色电力交易市场化电价、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成。执行峰谷分时电价政策的用户，交易电价作为平段电价，

尖、峰、谷电价按浮动比例执行，相关要求按照北京相关政策文件执行。

2) 交易组织。依据北京电力交易中心《绿色电力交易实施细则》（京电交市〔2022〕24号）、《跨区跨省电力中长期交易实施细则》（京电交市〔2022〕26号）组织开展交易。

首都电力交易中心在 e-交易平台发布申报公告，组织北京地区批发用户、售电公司（依据零售用户需求）参与跨区跨省绿色电力交易电量、电价需求申报，国网北京市电力公司会同首都电力交易中心汇总批发用户、售电公司跨区跨省绿色电力需求。

北京电力交易中心根据北京地区跨区跨省绿色电力需求申报结果，在 e-交易平台上发布跨区跨省绿色电力外送交易公告和承诺书，通过市场化方式形成交易电量和价格，并发布预成交结果。

北京电力交易中心将预成交结果提交相关调度机构，以优先组织、优先调度的原则进行安全校核，经安全校核后发布交易结果。北京电力交易中心会同首都电力交易中心根据跨区跨省绿色电力交易成交结果，分解形成北京市批发用户、售电公司成交结果。

3) 交易结算。京津唐电网、跨区跨省绿电交易结算分别按照《绿色电力交易实施细则》、《跨区跨省电力中长期交易实施细则》执行。绿色电力交易优先结算，月结月清，合同偏差电量不滚动调整。按照跨区跨省绿电交易、京津唐电网绿电交易次序结算。电力用户按照实际用电量、合同电量、发电企业上网电量三者最小值作为绿电结算电量，并以此为依据划转绿证。

4) 绿证划转。绿证核发机构按照相关规定为新能源发电企业核发绿证，并将有关信息推送至北京电力交易中心，绿证信息计入 e-交

易平台发电企业的绿色电力账户；北京电力交易中心依据绿色电力交易结算结果等信息，经发用双方确认后，在 e-交易平台将绿证由发电企业划转至电力用户。

2.2 首都绿电交易面临的困难

由于首都特殊的网架结构、绿电交易、绿证核定等因素，目前北京市绿电交易面临诸多困难，具体描述如下。

2.2.1 首都本地绿电资源少

北京市绿电来源主要靠输入。2021 年，北京市绿电消纳总量完成 244.66 亿千瓦时，占比 19.8%（年度目标 18%）。其中，本地分布式电量 5.48 亿千瓦时，外购绿电加集中式分摊电量 194.73 亿千瓦时，占比 79.6%，本地绿电资源较少。

2022 年，预计本地全社会用电量 1295 亿千瓦时，同比增长 5%。经测算，年度绿电构成如下：一是本地分布式电量约 5.8 亿千瓦时；二是京津冀集中式分摊电量约 169.54 亿千瓦时；三是京津冀外购绿电分摊约 39.88 亿千瓦时；四是市场化交易电量 4.63 亿千瓦时。2022 年 1-8 月，可再生能源电力总量消纳责任权重完成 20.03%，暂高于国家下达的预控目标（19%）。

2.2.2 首都电网结构存在特殊性

从京津唐域内来看，域内集中式绿电按照三省市的全社会用电量分配，首都地区属于接受方，可操作空间小。同时，张北地区可再生能源发电企业保障性收购小时以外电量均被河北省内部消化，域内（指京津唐地区）可交易电量十分受限。从京津唐域外来看，一是华北分部采购的域外绿电由京津唐电网三地统一平衡分解，首都地区很

难直接独立购买绿电。二是华北网跨省跨区的外送电通道落点多数集中在山东省，须与山东省协商后增加京津唐落地电量。

2.2.3 域外地区惜售绿电

随着国家“双碳”战略的实施，绿电的环保价值愈发突显，国家向各省（区、市）下达可再生能源电力消纳责任权重目标，明确2021年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备。据了解，内蒙古自治区、山西省、东北地区（黑吉辽）为完成国家下达的消纳责任权重目标，均出现了较为严重的绿电惜售。对外出售绿电的意愿不强，采取与域外省市签约购买绿电进京面临诸多困难。同时，据国网华北分部统计，今年蒙西送京绿电比重大幅下降，6、7、8三个月送京绿电电量均为0。

2.2.4 用户购买绿电意愿不强

绿电具有环境价值，虽然部分用户有绿电需求，但也并非迫切需要百分之百的绿电，相较之下，用户更倾向购买较便宜的火电。大多数用户认为，消费绿电是一种社会责任的象征，因跨区交易更复杂，成本更高，消费需求少，参与积极性相应较低。跨区域电力通过输送通道送至受端，不承担本地机组那样的容量备用或调频义务，加之线损成本，导致落地后没有价格优势。

2.2.5 市场交易机制亟待完善

目前，跨省跨区绿电交易主要通过“网对网”和“点对网”的交易方式开展，“点对点”的交易方式打破了电网公司对跨省跨区电力

通道的控制权，目前国家尚未明确“点对点”交易的具体实施细则，制度壁垒尚未完全突破，国家电网区域内暂未放开“点对点”跨省区绿电交易，市场活力不足。

2.2.6 京津冀绿证核算方式亟待明确

按照国家发展改革委、国家能源局《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）要求，“京津冀地区接入的集中式可再生能源发电项目和区域外输入的可再生能源电量，按全社会用电量比例分摊原则计入各区域消纳量”。1258号文件中，国家首次明确以绿证作为可再生能源电力消费的凭证。在此情况下，京津冀区域的可再生电力消纳权重如何计算需重新定义。北京部分绿电通过分摊方式获得，绿证分配到电网代理用户或是直接交易用户尚无明确方案。

3. 国内绿色电力交易典型案例及经验总结

3.1 冬奥绿电

3.1.1 冬奥绿色电力交易开展概况

(1) 冬奥绿电开展背景

2019 年 6 月，北京冬奥组委发布的《北京 2022 年冬奥会和冬残奥会低碳管理工作方案》提出，“通过光伏、风电等可再生能源消纳和适用于北京冬奥会的跨区域绿电交易机制，以及储能系统、电力电子设备多能互补等，保障场馆常规电力消费需求充分利用可再生能源”。该方案意味着 2022 年北京冬奥会将在奥运历史上首次实现全部场馆绿色电力供应。

(2) 冬奥绿电成交概况

2022 年 1 月 14 日，为满足北京地区冬奥会、冬残奥会场馆及配套设施第五批用户新增绿电需求，北京电力交易中心组织开展了第 8 次北京 2022 年冬奥场馆绿色电力交易，达成交易电量 1 亿千瓦时，全力保障冬奥会场馆全绿电供应。

自 2019 年 6 月 20 日北京电力交易中心首次组织开展冬奥场馆绿电交易以来，北京电力交易中心会同首都、冀北、河北电力交易中心已累计组织开展 8 批次冬奥绿电交易，成交电量 7.55 亿千瓦时，时间覆盖 2019 年 7 月 1 日至 2022 年 4 月 30 日，确保了冬奥场馆及附属设施建设期、测试赛期、正赛期足额绿电供应。华能、华电、国家电投、京能等 10 家发电集团所属 22 家新能源发电企业参与冬奥绿电交易，实现向三大赛区 26 个场馆及附属设施 100%绿电供应。

3.1.2 政府政策与绿电交易实施细则

为保证北京冬奥会 100%绿电供应，相关部门出台了《张家口零碳冬奥绿色电力交易实施办法》《张家口四方协作机制用户准入规定》《京津冀绿色电力市场化交易规则》等一系列交易规则，冬奥组委办公区、国家体育馆、国家游泳中心、延庆场馆群等多家市场主体获得了绿色电力交易市场准入资格。

张家口市首次将 2022 年冬奥赛区场馆及配套项目纳入可再生能源市场化交易，采用双边协商交易方式，交易电量和电价由购售双方协商确定，张家口地区准入注册的风力发电项目保障小时之外电量可自愿参与交易。张家口赛区的一个冬奥场馆如需购买绿电，经由政府相关部门准入后，就可以与冀北电力签订代理协议，由公司代理，通过冀北电力交易平台，以市场化方式向河北省可再生能源发电企业购电。在双边协商方式下，河北省发电企业首先登录平台申报交易信息，由代理方根据交易意向对交易信息进行确认并达成交易。

3.2 浙江省绿电交易

2021 年，全国首次绿色电力交易启动。浙江省共有 32 家风光发电企业与 30 家电力用户参与此次交易，合计成交 50 笔，成交电量 3.0075 亿千瓦时，用户侧自愿在目录电价基础上平均加价 0.01 元/千瓦时购买绿色电力。

2021 年 11 月 26 日，浙江电力交易中心协同北京电力交易中心组织年内第三次绿电交易，达成 12 月绿电交易电量 1120 万千瓦时。

2022 年 1 月 21 日，甘肃、浙江完成**首笔跨省跨区绿电交易**，交易电量为 1500 万千瓦时。

3.3 江苏省绿电交易

2022 年，江苏电力交易中心组织了年度及月度绿色电力交易，其中年度成交电量 9.24 亿千瓦时，成交均价 462.88 元/兆瓦时；2 月共有 1 家新能源发电企业、1 家一类用户、2 家售电公司参与，以双边协商方式成交绿电交易 4 笔，电量 0.047 亿千瓦时，成交均价 461.65 元/兆瓦时；3 月共有 6 家新能源发电企业、3 家一类用户、11 家售电公司参与，以双边协商方式成交绿电交易 15 笔，电量 0.53 亿千瓦时，交易均价 464.98 元/兆瓦时。

江苏省按月进行绿电双边协商交易，截至 2022 年 8 月，江苏成交绿电交易电量共计 18.35 亿千瓦时，成交均价约 452 元/兆瓦时，成交电量呈现增长态势，总体上，江苏绿电交易呈现“量价齐升”态势。

3.4 湖北省绿电交易

2022 年 4 月湖北省内首场绿色电力交易签约仪式上，7 家发电企业、8 家电力用户代表签署绿色电力交易协议，并获颁由湖北电力交易中心、湖北碳排放权交易中心共同认证的绿色电力交易凭证。据称这是**全国首张电碳市场双认证的绿电交易凭证**，标志着电碳市场协同迈出关键一步。

3.5 南方区域绿电交易

2022 年 1 月 25 日，南方区域各电力交易中心联合发布《南方区域绿色电力交易规则（试行）》，规定绿电交易包括**直接交易和认购交易**两种形式。绿电交易价格由电能量价格和环境溢价组成，具体根据市场主体申报情况通过市场化方式形成。绿色电力的环境溢价可以作为绿证认购交易的价格信号，形成的收益同步传至发电企业，不参与输配电损耗计算、不执行峰谷电价政策。绿色电力交易按照“年度

（含多月）交易为主、月度交易为补充”的原则开展交易，鼓励年度以上多年交易。

3.6 山西省绿电交易

2022年5月30日，山西省发改委、山西省工信厅等6部门联合发布**促进绿色消费实施方案**。方案中提到，进一步激发全社会绿色电力消费潜力。将“十四五”时期新增的可再生能源电力消费量，在能源消费总量考核时予以扣除。完善电力交易平台技术支持系统功能，对中长期交易中绿色电力交易合同单独标识和统计。建立可再生能源消纳责任权重落实情况认定及考核机制，创新交易机制，通过政策机制引导市场化用户通过购买绿色电力或绿证等多种交易方式完成可再生能源消纳责任权重。综合考虑全省可再生能源总量消纳责任权重组织完成情况，分类制定高耗能企业与其他市场化用户的新能源电力消纳责任权重，加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束。每年对用户侧消费绿色电力情况进行动态统计，在电力供应紧张时期对用户侧实施有序用电时，根据用户年内历史绿色电力消费占比反向分配有序用电任务。鼓励行业龙头企业、省属企业等消费绿色电力，发挥示范带动作用。积极参与全国碳市场交易，严格按照行业碳排放核算报告技术规范开展企业碳排放核查，全面落实对企业碳排放量核算中绿色电力相关碳排放量的扣减要求。完善绿色消费激励约束政策。

加大对绿色低碳产品和服务的采购力度，发挥绿色低碳采购需求标准在采购执行中的统领作用，对符合绿色低碳规定的采购设计方案、工艺、材料、建造方式、技术设备和服务等，大幅度给予采购政策支持。推动资源综合利用税收优惠政策落地，更好发挥税收对市场

主体绿色低碳发展的促进作用。鼓励有条件的地区对绿色建材、节能低碳产品等消费品予以适当补贴或贷款贴息。

落实分时电价政策，有效拉大峰谷价差和浮动幅度，引导用户错峰储能和用电。

探索建立绿色消费积分制度，以兑换商品、折扣优惠等方式鼓励绿色消费。鼓励各类销售平台制定绿色低碳产品消费激励办法，通过发放绿色消费券、绿色积分、直接补贴、降价降息等方式激励绿色消费。

3.7 典型案例经验总结

上述案例中，首都冬奥绿电经验可为城市副中心碳中和争取国家政策支持提供了成功借鉴。江苏案例中，本省绿电交易凭证在江苏发改委（能源局）、江苏能监办备案，政府部门提供背书，提高了绿电消费凭证的可信度。除此之外，其他省陆续在 e-交易平台上开展绿电交易。

目前，绿电交易量占比仍然较小，大部分用电企业仍倾向于购买价格低的电力，但是绿电交易量较去年相比，呈现大幅增长态势，交易越来越活跃，主要原因是 2030 碳达峰年的迫近，以及欧美碳关税政策（CBAM）的出台，国际化企业、外向型企业、高新企业等为了保持产品竞争力，消费绿电的需求越来越强烈。

全国范围内的绿电交易采用了统一的 e-交易平台、业务流程和绿证划转规则。绿证作为绿色电力的唯一凭证。尽管国内绿证的国际认可度还有待提升，但统一开展的绿电交易具有权威性，绿电交易划转的绿证具有环境价值，这一点得到市场主体的广泛认同。与此同时，绿证交易也在开展，绿证交易可以实现绿电的电能价值与环境价值的

分离，促使绿证（绿电减碳量）可以跨区跨省转让与流通，极大地提高了市场主体消费绿电的灵活性，特别适合首都本地绿电资源少、省外绿电惜售的情况，因此建议首都企业积极参与绿证交易。

总之，绿电交易快速发展，已成为电力市场、碳市场协调联动的重要一环。据了解，国家电网公司正在打造兼容国际标准规范的可信绿电交易平台，未来绿电交易的国际认可度和交易效率将得到极大提升，消费绿电、购买绿证将成为企业碳减排和碳排放权履约的重要手段。

4. 国内外碳市场政策和交易开展情况

4.1 全国碳市场背景介绍及政策现状

碳市场是市场化减排工具，可以实现资源的优化配置。碳市场是碳定价机制的一种，通过市场形成的价格信号对控排企业进行低碳转型提供引导。控排企业减排成本低于碳价时，可选择减排并在碳市场上出售碳配额以获利，而减排成本高于碳价时，则可选择从市场购买配额以履约。因此，与要求所有企业均进行减排的行政命令相比，碳市场可以帮助全社会以更低的成本实现同等的温室气体减排量。与二氧化硫等污染物具有较强地域特征不同，二氧化碳等温室气体具有高度同质性，在全球任何地方排放的二氧化碳都会为地球带来同等的温室效应，因此取得同等温室气体减排量相当于实现了相同的气候变化减缓目标。总体而言，碳市场可以为企业长期低碳转型、低碳投资等活动提供较为确定的政策与价格信号，从而助力实现碳中和这一长期战略目标。

2011 年 10 月以来，我国陆续在北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳和福建 8 个省市开展了碳排放权交易试点。截至 2021 年 6 月，试点碳市场共覆盖 20 多个行业，近 3000 家重点排放企业，累计产生约 4.8 亿吨交易量，累计成交金额约 114 亿元。各试点碳市场对碳排放交易进行了制度设计、纳入行业与交易产品等各方面的探索，为全国碳市场的制度设计与人才培养提供了宝贵且丰富的试点经验。

全国碳市场的流动性将显著强于试点碳市场。一方面，从规模来看，全国碳市场当前覆盖 2162 家电力企业所产生的约 45 亿吨二氧化碳当量排放，占全国总排放量的 40%以上，规模远大于试点碳市

场，同时也是世界上规模最大的碳市场，覆盖的排放量约为欧盟碳市场的 3 倍，且未来随着纳入更多行业与温室气体，这一数字将进一步增长；另一方面，各试点碳市场存在地理与行政上的分隔，导致配额无法互认，处在不同地区、参与不同试点碳市场的企业无法互相交易，导致流动性不足，这一缺点将随着全国碳市场将覆盖范围拓展至全国而得到改善，企业将可以突破属地限制进行交易，碳配额将在全国范围内流动。

2021 年 7 月 16 日，全国碳市场在北京、上海、武汉三地同时开市，第一批交易正式开启。从交易机制看，全国碳排放交易所仍将采用和各区域试点一样以配额交易为主导、以核证自愿减排量为补充的双轨体系。从交易主体看，全国交易系统在上线初期仅囊括电力行业的 2225 家企业，这些企业之间相互对结余的碳配额进行交易。

2021 年 2 月 1 日，《碳排放权交易管理办法（试行）》正式施行，落实“中央统筹、省负总责、市县抓落实”的工作机制要求，以部委规章形式，从国家层面对全国碳交易市场的建设作出明确规定。

生态环境部于 2021 年 5 月公布的《关于发布〈碳排放权登记管理规则（试行）〉〈碳排放权交易管理规则（试行）〉和〈碳排放权结算管理规则（试行）〉的公告》称，全国碳排放权交易机构成立前，由上海环境能源交易所股份有限公司承担全国碳排放权交易系统账户开立和运行维护等具体工作。2021 年 6 月 22 日，上海环境能源交易所发布《关于全国碳排放权交易相关事项的公告》（以下简称《公告》）标志着全国碳市场各项准备工作已基本完成，相关规定将为全国碳市场交易活动的正常进行提供指引。

《公告》确立了一系列规定，对全国碳市场的平稳顺利运营提供有效保障。首先确定了碳排放配额的名称为 CEA (Carbon Emissions Allowance)，同时规定了交易方式包括挂牌协议交易、大宗协议交易和单向竞价，前两种统称为协议交易。《公告》对协议交易的交易量、交易价格与交易时段等作出规定，其中挂牌协议交易单笔买卖最大申报数量应小于 10 万吨二氧化碳当量，价格波动限制为上一交易日收盘价的 $\pm 10\%$ ，交易时间为每周一至周五上午 9:30-11:30、下午 13:00 至 15:00，与 A 股主板保持一致；大宗协议交易单笔买卖最小申报数量不小于 10 万吨二氧化碳当量，价格波动限制放宽，为上一个交易日收盘价的 $\pm 30\%$ ，交易时段为每周一至周五下午 13:00 至 15:00。同时，《公告》也对收盘价进行了明确，为当日挂牌协议交易所有成交的加权平均价；当日无成交的，以上一个交易日的收盘价为当日收盘价。该规定同样与股市保持一致。

《公告》对风险管理工作进行补充与完善。《公告》指出，全国碳排放权交易信息由交易机构进行发布和监督，交易机构根据《交易规则》对与全国碳排放权交易有关的交易活动、交易账户管理等业务活动进行监督，并允许交易主体通过交易系统查询相关交易记录。

《公告》同时确定了风险警示与异常交易监控制度，对异常行为的相关处理措施除提醒与要求报告之外，还包括强制资金、限制账户使用与限制交易产品划转与交易等强制措施，对交易活动正常进行提供保障。

4.2 国外碳市场政策及运行现状

排放权交易首先被美国国家环保局 (EPA) 用于大气污染源 (如二氧化硫排放等) 及河流污染源管理。随后德国、英国、澳大利亚等

国家相继实行了排污权交易。1997 年全球 100 多个国家签署了《京都议定书》，该条约规定了发达国家的减排义务，同时提出三个灵活的减排机制，碳排放权交易是其中之一。

自《京都议定书》生效后，碳交易体系发展迅速，各国及地区开始纷纷建立区域内的碳交易体系以实现碳减排承诺的目标，在 2005-2015 十年间，遍布四大洲的 17 碳交易体系已建成；而在近一年中，碳排放权交易覆盖的碳排放量占比比 2005 年欧盟碳交易启动时覆盖的高出了 2 倍多。当前，约有 38 国家级司法管辖区和 24 个州、地区或城市正在运行碳交易市场，呈现多层次的特点，碳交易已成为碳减排的核心政策工具之一；这些区域 GDP 总量占全球约 54%，人口占全球的 1/3 左右；当前全球范围内 24 个正在运行的碳交易体系已覆盖了 16% 的温室气体排放，还有 8 碳交易体系即将开始运营。

截止目前，还未形成全球范围内统一的碳交易市场，但不同碳市场之间开始尝试进行链接。在欧洲，欧盟碳市场已成为全球规模最大的碳市场，是碳交易体系的领跑者；在北美洲，尽管美国是排污权交易的先行者，但一直未形成统一的碳交易体系，当前是多个区域性质的碳交易体系并存的状态，且覆盖范围较小；在亚洲，韩国是东亚地区第一个启动全国统一碳交易市场的国家，启动后发展迅速，已成为目前世界第二大国家级碳市场，中国也开始启动全国统一碳交易市场；在大洋洲，作为较早尝试碳交易市场的澳大利亚当前已基本退出碳交易舞台，仅剩新西兰碳排放权交易体系，已回归稳步发展。

2014 年，美国加州碳交易市场与加拿大魁北克碳交易市场成功对接，随后 2018 年其又与加拿大安大略碳交易市场进行了对接；2016

年，日本东京碳交易系统成功与埼玉市的碳交易系统进行联接；
2020 年，欧盟碳交易市场已与瑞士碳交易市场进行了对接。

不同碳交易市场在覆盖范围、碳交易规则及政策上均有所不同。从碳交易体系覆盖行业上来看，工业、电力、建筑是各碳交易市场重点纳入减排的行业，约 76.5%、76.5%、52.9%的碳交易体系分别对以上行业进行了覆盖，其中，新西兰碳交易体系覆盖行业范围最为广泛，包含工业、电力、建筑、交通、航空、废弃物、林业；从碳交易体系覆盖温室气体排放比例上看，加拿大新斯科舍省碳交易体系、魁北克碳交易体系、加州碳交易体系覆盖了当地温室气体排放比例较高，但实际覆盖排放量较小；从覆盖温室气体排放量大小上看，中国碳市场、欧盟碳市场、中国碳市场试点、韩国碳市场覆盖的温室气体排放量较大。

全球交易规模从高到低在 2016 年触底反弹，2018 进入高速增长阶段。2018 年增长超过三倍，2019 年、2020 年增速分别为 34%、20%，2020 年市场规模达到 2290 亿欧元。交易量大幅增长的主要原因是各国气候政策逐渐积极，碳排放权稀缺性增加。

欧盟碳市场是全球最大的碳交易市场，占据近 90%的市场规模。2020 年 EU-ETS 交易额达 2013 亿欧元，占世界总额的 88%，交易量超 80 亿吨二氧化碳，占世界总交易量的 78%。

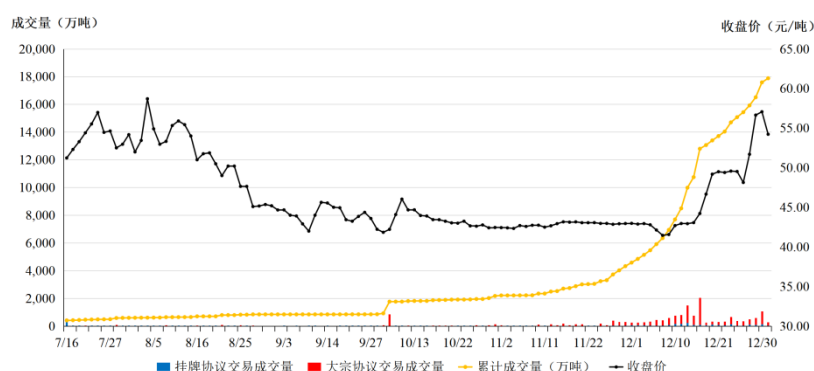
我国全国碳市场于 2021 年 7 月 16 日正式启动，首批纳入发电行业重点排放单位超过 2000 家，是全球规模最大的碳市场。据上海环境能源交易所，截至 2022 年 12 月 22 日，全国碳排放权交易市场碳排放配额累计成交量 2.23 亿吨，累计成交额 101.21 亿元。

4.3 全国碳市场首个履约期运行情况

2021 年 12 月 31 日，全国碳排放权交易市场第一个履约周期顺利结束。全国碳市场第一个履约周期共纳入发电行业重点排放单位 2162 家，年覆盖温室气体排放量约 45 亿吨二氧化碳。

自 2021 年 7 月 16 日正式启动上线交易以来，全国碳市场累计运行 114 个交易日，碳排放配额累计成交量 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元。按履约量计，履约完成率为 99.5%。12 月 31 日收盘价 54.22 元/吨，较 7 月 16 日首日开盘价上涨 13%，市场运行健康有序，交易价格稳中有升，促进企业减排温室气体和加快绿色低碳转型的作用初步显现。

首期全国碳市场交易价格总体保持在 40 ~ 50 元/吨区间波动。多方面因素导致全国碳市场交易价格波动，但从目前情况来看，碳市场的价格发现机制并不完善，所以应密切关注碳市场的价格，必要时可



以实施一些合理的干预手段。从交易量的变动趋势来看，全国碳市场日常交易并不活跃，需要进一步激发市场活力。

5. 首都绿电交易政策建议

5.1 首都绿电交易建议

5.1.1 加强绿电区外购电的措施和建议

北京绿电需求大，本地绿电资源少，供不应求。绿电需求需要大量从区外购电。针对当前绿电购电困难，建议从四方面推动绿电采购：

第一是倡导用户与区外绿电企业签订中长期合约，重点以年度合约的方式保障大部分或全部绿电需求。建议在年度绿电市场开展前鼓励绿电用户与区外绿电企业签订年度合约并建立长期合作联系，同时为在交易中获得竞价优势，一方面要引导用户提升价格优势；另一方面要发挥首都行政地位有效作用，在价格相同的情况下争取更多份额。

第二是积极争取输电通道。区外绿电受输电因素制约，在输电通道容量紧张的情况下，为保障区外绿电有效落地首都，需要确保输电通道。主要建议一是根据输电计划安排优先保障年度合约的顺序加大年度市场绿电合约交易量；二是争取月度市场中绿电的优先输电权，保障月度绿电需求能在月度市场中得到优先组织。

第三是加强自身绿电购买力，推动绿电消费。市场化是未来资源配置的决定因素，关键是要保障竞争优势，核心竞争力还是价格优势：首先，通过社会宣传、舆论引导激发终端用户的绿电使用意识，增强绿电环境价值意识，提升绿电购买力；其次，推动用户电价建立环境附加价，构建全民分摊环境价值的机制。

第四是构建充分发挥首都地位，国际形象，打造绿电品牌，如副中心绿电等，通过打造绿电品牌，在市场交易中获得优先、保供地位。

5.1.2 推动首都绿电建设和消费，打造自身硬实力

北京绿电供不应求，除采购区外绿电外，还可以加强自身的硬实力，包括三个方面：

第一，在绿电发电开发方面，建议组织相关部门尽快核查北京地区绿电开发潜力。出台相关政策加大对城郊、农村地区风电、光伏开发；在城市区域鼓励屋顶光伏、建筑外立面铺设光伏发电材料。推动制定首都绿电开发发展规划、制定配套激励政策。

第二，尽快构建绿电用电技术支撑体系。绿电具有波动性和间歇性，这是发电、输电主要技术约束之一。建议大力推动建设柔性负荷资源，包括虚拟电厂、聚合商、车联网等，通过柔性调节负荷用电，实现荷随源动，即用电跟踪新能源，有效降低新能源发电输电难度，提高新能源消纳水平，同时还帮助柔性负荷获得收益。

第三推动分布式电力交易落地实施，北京地区的新能源多以分布式接入为主，推动分布式电力交易落地，是激励分布式风电、光伏发电的有效手段。当前还面临并网安全、辅助服务和输电费等技术和经济问题。建议大力开展相应的政策研究，妥善解决上述制约问题，突破现有政策，建立试点地区先行先试。

5.1.3 推动绿电、绿证和碳市场的协调发展

一方面有效激励绿电消费潜力，另一方面推动绿电环境价值的实现、转化和增值，实现绿电生产、输送、交易和消费的长期可持续发展。具体见报告后续章节。

5.2 区外绿电交易建议

建立跨区绿电的途径与计量分解机制，实现跨区绿电环境价值。北京地区内可再生能源有限，无法充分满足首都地区的绿电需求，需考虑区外开展绿电交易。区外供电从跨区跨省两级市场获得，跨区交易主要从东北、西北送电到华北，跨省交易主要在华北范围内省份电量供给京津唐电网继而供给北京地区。现有区外供电含有一定的新能源电量，根据电源和跨省区交易，新能源电量占比各有不同，随着跨区、跨省交易，源端的新能源电量去向不同，最后落入北京地区的新能源电量也不同。

区外来电的新能源电量核算方法对于北京绿电交易至关重要。北京地区用电量绝大部分来自区外，其中含有来自西北、东北及华北周边省区的新能源电量。这些电量同样具有环境价值，对于用户具有环境效益，因此需要把这些电量核算出来，与首都绿电环境价值共同形成公平的环境价值实现和兑现机制。

通过顶层设计建立绿电整体核算和分解体系，实现分层分区和转供绿电的全面核算。由于区外绿电发电、传输、消纳、转供的复杂性，目前尚无法精确核算出用户每度电的绿电含量，但借鉴电量结算的思路，可以采用“平均绿电”的方式，实现绿电环境价值。在一级电网中，从源端到受端按关口上网和下网计算绿电，保证绿电平衡；然后逐级分解，由此可以到每一个受端给出平均的绿电消纳量。该工作需要从顶层角度考虑，建立全国统一的核算方式，才能实现区外绿电的正确计算，需要各级电网按统一的计算方式开展。

5.3 绿证交易政策建议

建立绿电交易、绿证交易衔接的绿证资产两级流通市场。基于我国可再生能源上网电价不同的形成机制，建议有序开展绿电交易和绿证交易。绿电交易主要开展“证电合一”的绿电和绿证捆绑式

交易，对应的是中长期合同交易，交易价格由双边协商、或通过市场竞标确定，可起到稳定可再生能源市场、降低参与者市场风险的作用。绿证市场主要开展非捆绑式绿色证书交易，反映绿证因绿色电力出力不稳和季节性波动以及可再生能源供需等因素造成的价格波动，在零售市场还未建设起来的情况下，建议依靠绿电年月度中长期长期交易组织开展捆绑式绿证交易。

基于当前超额消纳量与绿证功能重叠的现状，建议统一当前绿电发电量证书与绿电消纳量证书为绿色责任证书，并由国家统一机构根据可再生能源上网电量生成，交由交易机构根据我国绿电不同的上网价格机制确定其证书初始权益归属。保量保价的可再生能源发电项目收益已基本得到保障，其绿色责任证书初始权益由电网企业分配至电力用户；市场化绿电电量形成的绿色责任证书初始权益原则上归属发电企业，根据不同市场交易的方式，实现权益由发电侧向用户侧转移。

构建绿证环境价值实现的绿证市场交易机制。基于当前我国绿证交易的现状，建议积极探索创新不同的政策机制激励绿证市场交易活力。结合可再生能源消纳权重机制，创造电力用户绿证消费需求，驱动绿电市场交易动机，同时妥善处理好过渡时期多种政策交叉执行造成用户重复支付补贴的问题。同时，积极推动绿证进入碳排放市场交易，实现绿证市场与碳排放市场的联动，激活绿证市场的活力。

为了减少绿证交易过程中市场交易主体准入和市场绿证的认证所面对的繁琐复杂的工作，考虑未来大量分布式产消者进入的准入管理，以及绿证溯源和审计的要求，建议合理采用区块链技术辅助绿证市场交易。首先，利用区块链的数据不可篡改特性，可以实现市场用户身份注册的安全管理；利用散列函数等技术，可以实现绿证和用户身份的绑定溯源管理。在基于可信数据存储的管理实践基础上，未来可以进一步采用智能合约技术实现绿证的自动交易。

5.4 绿电市场与碳市场联动

建立绿证与碳市场对冲的联动机制电力市场是常规的商品市场，碳市场是二氧化碳排放总量和强度控制的宏观政策工具。电力市场的主管部门是国家能源局，碳市场由国家生态环境部主管，二者存在关联，但是相对独立，现阶段迫切需要建立有效的衔接机制。

2017年1月18日，国家发改委、财政部、能源局联合印发《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），规定绿证是消费绿色电力的唯一凭证。绿证由国家可再生能源信息管理中心颁发，交易中心负责绿电项目登记、绿证办理。在绿电交易试点中，交易中心将绿证从发电企业划转到用电企业，定期将绿证核发、划转情况反馈至国家可再生能源信息管理中心，实现绿证全寿命周期管理。现阶段，建议基于现有政策，以需求为导向，重点以绿证、新能源发电补贴、碳关税、碳排放权履约能力、国家核证自愿减排量（CCER）、区域电网排放因子等利益攸关点为抓手，建立电力市场与碳市场的衔接。为此，建议做好两个方面的基础性工作。

精准计算区域电网排放因子，同时考虑北京市电网排放因子科学计算的可行性。目前纳入控排的行业只有发电行业，社会各界对排放因子不太关注。随着控排企业逐步延伸到钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸等高能耗行业，用电量将成为控排企业二氧化碳排放总量的决定性因素之一，科学精准发布区域电网排放因子变得尤为重要。对于已经实现碳达峰的首都，可以适时提出北京市电网排放因子的方法学。

目前绿电交易试点中，各地均考虑交易电量不再享受新能源发电补贴，实现了“证电合一”。建议更进一步，考虑利用大数据、区块链等技术手段，建立电力市场绿电交易与碳市场 CCER 交易的共享联动和可追溯机制，新能源项目发出的每兆瓦时绿电要么在电

力市场获得绿电收益，要么在碳市场获得碳减排收益，具体实施时应关注五点：1) 促进新能源发展，增加新能源装机水平；鼓励新能源消费，促进新能源消纳，双措并举；2) 避免绿电与碳市场 CCER 重复计算，建立溯源机制，提高绿证的国际认可度；3) 引导国际化企业、外向型企业、高新企业等积极参与绿电和绿证交易，提高绿电与产品竞争力的适配度，避免资源浪费，保持国际竞争力；4) 倡导绿电与 CCER 有序共存，绿电重点适配国际化、出口型、高新企业，后者在碳排放权市场满足控排企业降低履约成本；5) 提高交易效率，降低交易成本，提升国际认可度。

5.5 绿电与国际碳市场互认

构建中国的电碳市场体系。我国新能源装机世界排名第一，未来将拥有世界上最大的新能源市场和碳市场。随着绿电交易的推进，市场规模预计将有大幅增长。绿电交易已经启幕，虽只是刚刚起步，但由“市场之手”激发的机制创新正加快布局，必将为我国能源绿色低碳转型提供更多支撑。在与碳市场衔接方面，电-碳市场的顶层设计将逐步完善，争取实现相关数据的贯通，以避免绿电交易的环境权益再以其他形式在碳市场售卖，同时将绿电交易实现的减排效果核算到相应用户的最终碳排放结果中，激励更多主体参与绿电交易。

按照当前的定价水平，碳市场总的资产规模可能会达到 4000-5000 亿。换手率如果是 5%左右，中国碳市场交易规模可能会达到 3.5-4 亿吨。中国碳市场配额规模达到 45 亿吨，欧盟碳交易市场不到 20 亿吨，但在流动性、价格、交易量方面，与欧盟碳市场存在差距。在如此大规模的交易市场中，碳流统计、监测、分析以及数据的真实性、完整性、准确性则更为重要。可考虑在绿电市场建立基于人工智能、区块链、云、大数据等现代科技基础上的一级市场检测比对、量化核查的大数据体系、系统和平台。在绿证市场建立防止操纵市场、防止违规交易的大数据预警系统，以促进建立真实

完整准确的碳数据跟踪系统。未来需充分调动碳市场活力，探索碳数据追踪模式，继续培育国内的碳市场，为与全球碳市场的联结做好准备。

建立与国际碳市场互认和技术储备。在欧盟、美国等国将加征碳关税的背景下，势必会导致我国对外出口的高碳产品成本的上升。我们应与国际各相关方一起推动全球碳交易和碳市场的建设，包括碳信用的衡量标准、全球碳价的形成以及碳市场的互联互通。有相关专家学者建议在中欧之间、亚欧之间研究建立专项基金，专门处理跨欧亚交通的排放问题。按照碳排放的价格，将收入交给基金，支出用于减排或零排放的新交通，以及其他减排和降碳方面的应用。

在技术储备方面，区块链技术可以在跨国互认中发挥技术支撑作用。区块链具有分布式、自信任、公开透明、不可篡改、集体维护以及隐私保护等特点，通过建立全球互认的低碳联盟链，生成可信的低碳凭证，以抵消碳关税。

日前，海南国际碳排放权交易中已经获批设立。定位于利建设国际碳市场，与全国碳市场错位经营、相互补充、差异化发展，以国际化为主要特征，高标准建设面向国际的碳排放权交易市场，连接全国碳交易市场与国际市场。与国际碳市场的联结，其更深层次的意义还在于如何提升中国在这些商品和产品的国际参与度，并能掌握定价话语权，服务于中国在未来全球化背景下的经济发展格局。

6. 研究总结

本报告汇聚了政府部门、交易机构、电网公司、发电企业、科研单位等各方的意见、建议与智慧，通过分析北京所属京津唐、华北电网的网架结构、资源禀赋、绿电交易现状，对比冬奥绿电和国内部分省绿电交易典型案例，给出了首都绿电采购相关的建议，并从深层次分析了电-碳市场联动、绿电消费证书国际互认的可行性，具有较强的针对性和前瞻性，同时具有实操和可落地价值。

6.1 近期建议

到 2025 年，在省外绿电惜售、本地新能源装机水平较低的情况下，建议做好以下工作：

- 1) 借鉴冬奥绿电的成功经验，充分发挥首都的特殊政治地位，争取政策支持，获得更多的绿电来源；
- 2) 预测省外协议绿电电量空间，保障输电通道，发挥首都可调节负荷优势；
- 3) 确定京津冀区域的可再生电力消纳权重，同时明确分摊部分绿电所产生绿证的分配方案；
- 4) 强化绿证是绿电的唯一计量凭证，引导广大市场主体开展绿电和绿证交易，推动绿电的电能价值与环境价值的分离，促使绿证跨省流通，同时参与国际标准制定，推动绿证国际互认；
- 5) 协调开展省内-省间联动的绿电和绿证市场交易，开展分布式新能源市场化交易，保障本地新能源充分消纳，同时引导分布式新能源的绿证流通到绿证市场，更好地匹配到生产企业；
- 6) 鼓励有条件的高耗能企业与新能源发电企业签订 PPA 长期购电协议交易，锁定新建、扩建的新能源发电资源；
- 7) 联合有关部门，出台绿证折算碳减排量的核算机制，推动电-碳市场衔接，让市场主体手里的绿证成为实实在在的碳资产；

8) 探索建立绿色消费的激励制度，例如新增可再生能源电力消费量抵消能源消费总量等，引导数据中心等用户消费绿电；

9) 提供绿电、绿证、碳市场的培训和咨询服务，减少企业的生产成本和风险。

6.2 远期建议

2025 年以后，国际碳关税政策将正式实施，电力市场、碳市场逐步实现协调联动，更多行业将被纳入碳排放权控制，绿电资源将更为珍惜，碳排放双控需要更多举措，包括：

- 1) 规划建设充足的输电通道，让省外绿电进得来；
- 2) 撮合发电和用电主体两两抱团，新建新能源发电项目，既可以促进新能源发展，又能保障稳定的绿电供应；
- 3) 继续发展本地新能源发电项目；
- 4) 鼓励企业积极参与跨省绿电、绿证交易；
- 5) 研究分析国际碳边界调整机制的影响与应对措施，保持国际竞争力；
- 6) 开发 CCUS 固碳项目；
- 7) 开发 CCER 碳汇项目。

6.3 结语

本项目研究具有前瞻性和挑战性，在研究过程中得到了北京市城管委、市发改委、市生态环境局、北京电力交易中心、国网华北分部、国网北京市电力公司、首都电力交易中心、国家可再生能源信息管理中心、北京碳交易所、清华大学、国家电力投资集团公司、中规院、协和新能源集团等相关单位领导和专家的指导，本报告凝聚了各方的宝贵意见与建议，在此深表感谢！

由于时间限制和疫情影响，同时绿电交易、绿证交易相关政策调整频繁，电力市场、碳市场、国际碳市场发展迅速，本报告内容难免存在不足之处，敬请批评指正。