

新能源参与市场系列研究

体现新能源多维价值的市场体系



编写单位：

中国电力企业联合会、自然资源保护协会

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：张家口坝上风力发电场 | 图源：中新社（张家口市能源局供图）

体现新能源多维价值的市场体系

项目单位及研究人员

中国电力企业联合会：

韩放、孙健、周正道、刘旭龙、朱蕾、杨晨光、
邬菲、邵永智、于旭光、蒋非彤、刘嘉

自然资源保护协会：

黄辉、王杨、林明彻

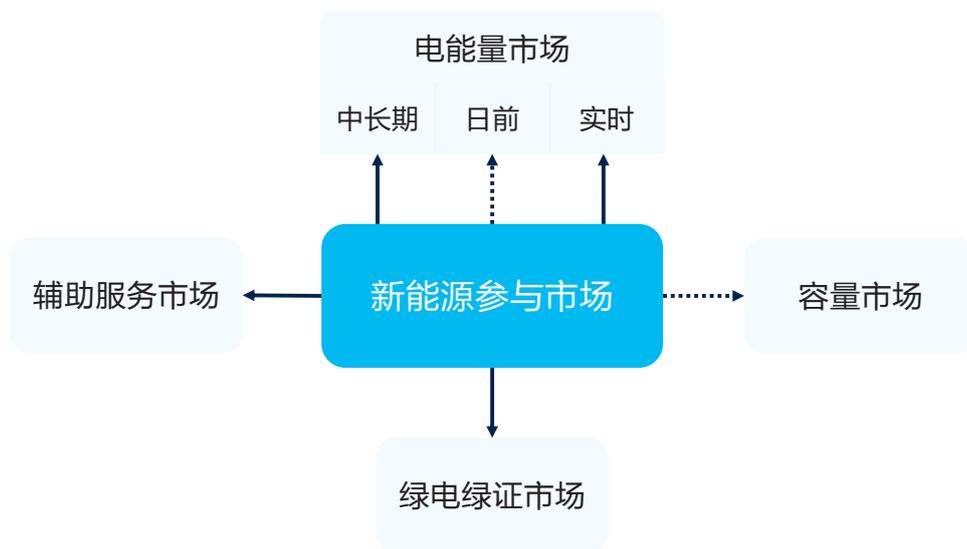
目录

前言	1
第一章 研究背景	2
第二章 我国新能源市场化改革政策分析	5
2.1 开展新能源上网电价市场化改革	5
2.2 推动电力市场绿色价值体系建立	7
第三章 电力市场建设进展	9
3.1 电力市场规则体系和总体框架	9
3.2 电力价格形成机制	10
3.3 电能量市场建设	10
3.4 辅助服务市场	11
3.5 绿电、绿证市场	11
第四章 新能源参与市场情况分析	13
4.1 新能源市场化交易现状	13
4.2 新能源参与市场面临的问题和挑战	14
4.3 国外新能源参与市场方式借鉴与启示	17
第五章 适应新能源特性的电力市场体系分析	19
5.1 新能源参与电能量市场交易机制	19
5.2 新能源参与辅助服务市场机制	22
5.3 新能源参与绿证市场交易机制	22
5.4 新能源参与容量市场交易机制	23
第六章 支撑新能源市场化发展的配套技术手段	25
6.1 激发系统灵活调节资源	25
6.2 改进新能源功率预测水平	26
6.3 提升新能源主动支撑能力	26
第七章 有关政策和市场机制建议	27
7.1 建立适应新能源特性的电力市场机制，保障新能源全面入市的有序过渡	27
7.2 建立支撑新能源发展的引导机制和手段	28
7.3 完善体现新能源绿色价值的政策体系，支撑新能源可持续发展	29
参考文献	31

前言

“双碳”目标下，我国能源转型战略加速推进，新能源发展成效显著。但随着新能源装机规模的快速增长，新能源高质量发展面临系统性挑战，亟需通过市场化机制建设，以价格信号引导资源优化配置，破解新能源规模化发展与系统平衡的矛盾。

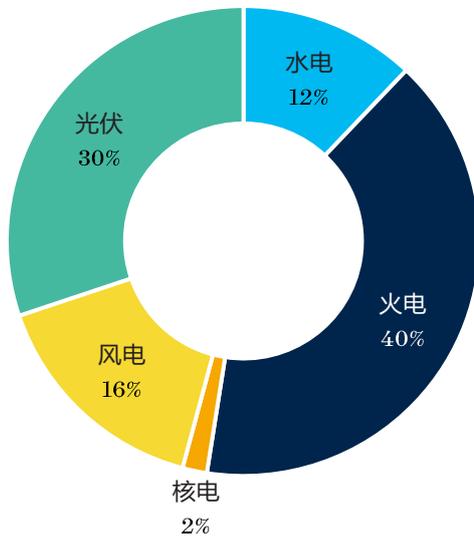
为贯彻落实国家关于能源绿色转型和统一电力市场的建设要求，建立适应高比例新能源的电力市场机制，促进新能源高质量发展，中国电力企业联合会与自然资源保护协会（NRDC）合作开展“新能源参与市场系列研究”工作，本期结合《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）有关内容，分析了我国新能源参与电力市场的现状，梳理了新能源产业发展政策脉络，识别了市场化加速带来的价格风险加剧、支持新能源提高自主支撑能力的辅助服务和容量机制尚未建立、新能源绿色价值在市场中尚未得到充分反映等关键问题，研究提出了建立适应新能源特性的电力市场机制、丰富支撑新能源市场化发展的技术手段、完善体现新能源绿色价值的政策体系等建议，希望有助于推动体现新能源多维价值的市场体系构建，为相关政府机构、行业和企业提供参考。



第一章

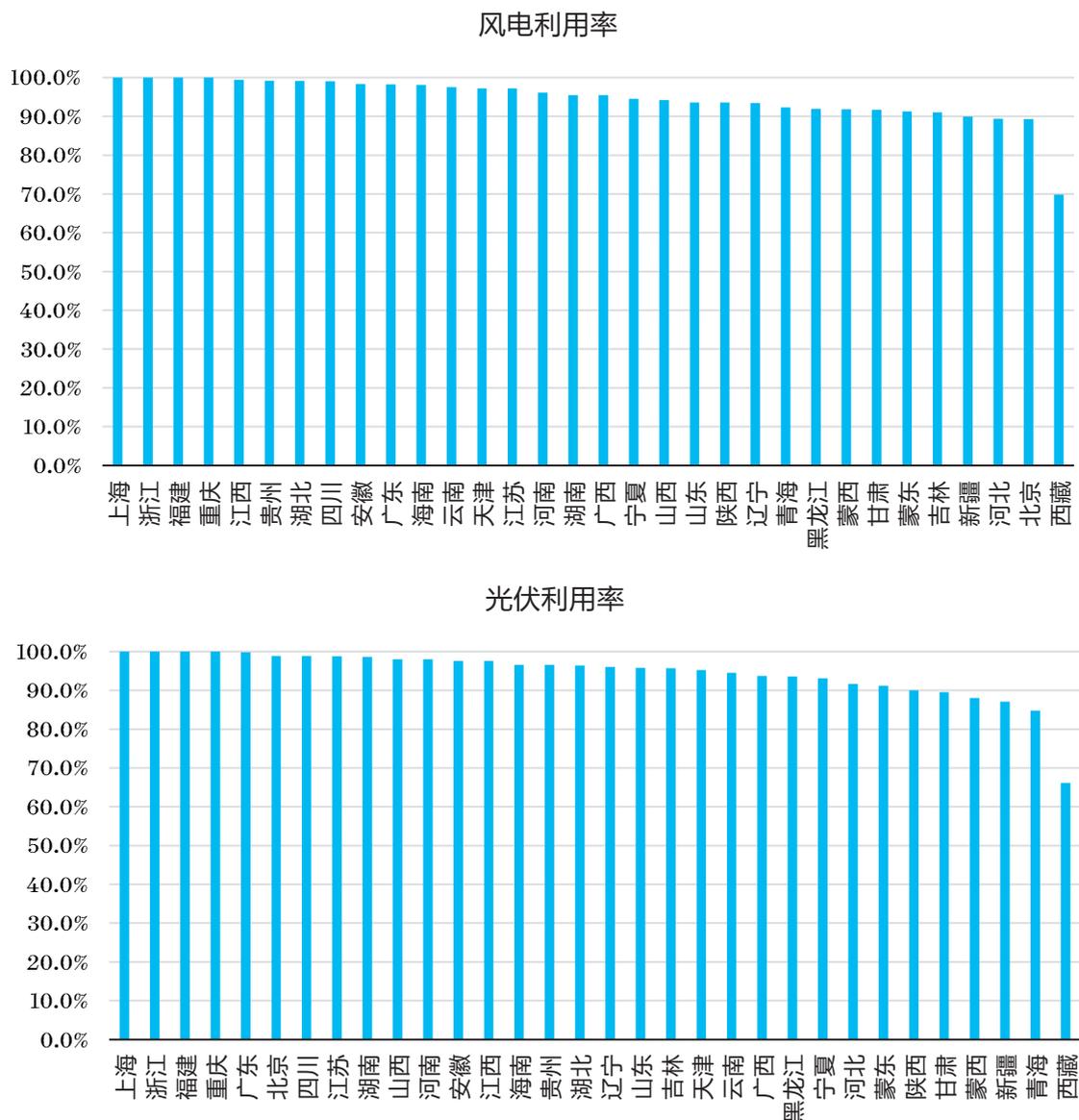
研究背景

我国新能源产业在“双碳”目标驱动下实现跨越式发展。截至2025年6月，全国新能源装机规模已达到16.7亿千瓦，占比达到45.8%，超过火电装机占比5个百分点^[1]，成为新型电力系统主体电源，电力行业绿色低碳转型成效显著。



图I-1 2025年全国发电装机结构

然而，新能源装机高速增长带来了消纳压力的持续增加。2025年上半年，全国风电、光伏利用率分别为93.4%和94.3%，较2024年平均水平下降2个百分点；青海、内蒙、甘肃等西部富集地区弃风弃光率已接近10%（见图1-2）。^[2]



图I-2 2025年上半年全国风电光伏利用率^[2]

未来五年，我国新型电力系统构建将取得坚实成效，为新型能源体系建设提供关键支撑。预计2026-2030年年均新增风光发电装机超过2亿千瓦，风电、光伏发电总装机容量达到25~30亿千瓦。随着新能源渗透率逐步提高，电力系统的基本形态和运行特征正在发生深刻变化，对电力市场建设提出了更高的要求，原有固定电价的机制已难以反映市场供需变化与公平承担系统调节责任，凸显了深化改革的紧迫性。

与此同时，新能源技术装备水平显著提升，风电技术实现国际同步，光伏转

换效率持续突破。发电成本大幅下降，近十年陆上风电与光伏单位造价分别降低约30%和75%^[31]，全面进入平价无补贴阶段，为新能源市场化发展奠定了基础。

在此背景下，全国统一电力市场建设的加速推进为新能源入市创造了机制条件。2025年初新能源正式开启全面入市进程，要求电力市场机制加快创新升级，构建更适应新型电力系统的制度体系，在更大范围发挥市场作用，以全面提升电力系统效率，保障新能源高质量发展。

为支撑能源低碳转型，服务新能源高质量发展，课题组开展新能源参与电力市场机制与政策研究，明晰新能源入市核心动因，着力化解计划与市场双轨制矛盾，探讨激发系统灵活性与技术支撑能力的路径，为下一步市场机制的优化设计提供参考。

第二章

我国新能源市场化改革政策分析

2014年“四个革命，一个合作”能源新战略的提出为我国深化电力体制改革提供了基本的指导原则。2015年《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及配套文件的相继出台标志着我国新一轮电力体制改革的开启。

2022年《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）提出到2030年新能源全面参与市场交易，可再生能源的保障消纳政策将逐步向市场化交易机制过渡。随着新能源市场化目标的确立，为了保障新能源在市场环境下的可持续发展，我国从上网电价改革、绿电绿证机制建设等多个方面为新能源参与市场提供了政策支持。

2025年初，《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》（发改价格〔2025〕136号，以下简称“136号文”）和《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》（发改能源〔2025〕262号）两项重要政策先后发布，促进了新能源市场化电价机制和绿色价值体系的协同演进，构建起支撑新能源参与市场竞争的完整价值链。

2.1 开展新能源上网电价市场化改革

我国新能源经历了从固定上网电价到全面市场化的过程。2006年的《可再生能源法》确立了“燃煤标杆电价+财政补贴”机制，保障新能源全额消纳。2009年通过区分资源区域差别化设立新能源标杆电价。2018年，新能源补贴逐步退坡。2019年新能源正式进入平价上网阶段，并逐步开展市场化试点。2025年新能源正式进入全面市场化时代。

136号文提出推动新能源上网电量全面进入市场，上网电价由市场形成，配套建立可持续发展价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，促进新能源持续健康发展。

截至7月底，内蒙古（蒙东、蒙西）、新疆正式下发136号文省级实施方案，山东、广东、山西、海南、甘肃、辽宁、宁夏7个地区印发136号文省级实施方案

的征求意见稿。各个地区都遵循136号文总体思路，结合地方资源禀赋与市场成熟度制定了差异性的规则，对全国新能源上网电价市场化改革具有重要的示范和引领作用。

（1）存量项目

除广东外，各地区均针对存量项目从机制电量规模、机制电价水平和执行期限等方面做出了详细的规定，并保持与原有保障性规则的有效衔接。而广东的存量项目则整体参照136号文要求执行，未在细则中进行明确。

从机制电量规模来看，各地区在衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策的基础上，采取了不同的策略。新疆区分补贴情况设置不同的机制电量规模，补贴项目机制电量比例为30%，平价项目机制电量比例为50%。海南区分项目投产年份设置机制电量比例，2023年以前投产的项目，其全部上网电量纳入机制电量；2023年投产的项目，机制电量比例取90%；2024年投产的项目，机制电量比例取85%；2025年1月1日至2025年5月31日投产的项目，机制电量比例取80%。宁夏则按照分布式和集中式进行了区分，其中分布式（分散式）项目上网电量全部纳入机制电量，集中式光伏、风电项目上网电量中纳入机制电量的比例各为10%。甘肃则是唯一明确了机制电量规模的省份，其纳入机制的电量为154亿千瓦时。

从机制电价来看，各地基本采用了当地的“煤电基准价”，而新疆将存量项目分为补贴、平价两类，衔接原优先电量上网电价。

从执行期限来看，各地普遍设置为达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年后，不再执行机制电价。

（2）增量项目

机制电量方面，各地普遍衔接136号文要求，根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定，同时不同地区根据自身需求设置了三种机制。一是山东、山西、辽宁和海南为引导新能源充分竞争，设置了申报充足率机制，山东、山西和辽宁的申报充足率下限分别为125%、120%和120%，海南未明确下限。二是广东、海南、辽宁和宁夏对机制电量总规模设置了比例限制，广东为不高于存量机制电量的90%；海南则分时间和类型进行了限制，2025年6月1日至2026年12月31日期间新建投产的海上风电项目按年上网电量的80%确定，陆上风电和光伏项目按年上网电量的75%确定；辽宁为增量项目上网电量的55%；宁夏为全区增量新能源项目年度预测上网电量的10%；内蒙古更为激进，“暂不安排新增纳入机制的电量”，保留了后续评估后再新增机制电量的空间。三是海南、甘肃、辽宁设置了单个项目申报上限，分别

为单个项目全部上网电量的85%、80%和90%。

机制电价方面，各地普遍采用边际出清的方式来确定机制电价，新疆、海南、辽宁、宁夏明确了竞价区间。

执行期限方面，相较于山东省的原则性表述，广东、海南针对不同的新能源项目类型直接规定了具体的执行期限，即海上风电项目14年、其他新能源项目12年，到期后不再执行机制电价，有利于保障老项目的收益；考虑回收项目初始投资平均期限，新疆和宁夏将执行期限设定为10年，甘肃和辽宁将执行期限设定为12年。

绿电绿证交易方面，各地均贯彻136号文中“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”的要求，山西、海南、甘肃明确对应绿证统一划转至省级绿证专用账户，由承担“新能源可持续发展价格结算机制电量差价结算费用”的用户共有。甘肃和辽宁进一步明确了绿电交易相关结算方式，即绿电交易电量的绿证收益，采用当月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量。辽宁还进一步规定，选择优先结算绿电交易所对应的绿证收益的，需绿电交易双方协商一致，向电网企业提交书面结算委托函，当月因未扣减绿证收益对应的机制电量将视为自动退出，后续作为市场化电量参与交易。

考核机制方面，山东、广东、甘肃、辽宁针对未投运项目延迟投运情况设立了不同程度的考核机制，其中山东违约考核最为严格，对于全容量并网时间较申报投产时间次月1日晚于6个月以上时，该项目当次竞价结果作废，扣除全部履约保函，并取消其最高控股公司未来三年内在山东所有项目的竞价资格。甘肃、辽宁为取消该项目投资企业所有新能源项目未来三年竞价资格。广东最轻为取消三年内该项目的竞价资格。

2.2 推动电力市场绿色价值体系建立

从2017年试点绿证自愿认购，到2022年推动市场化流通，再到2025年建立强制消费机制，我国逐步形成覆盖全产业链的绿证交易体系，助力“双碳”目标实现。

2017年，我国正式启动绿证交易，通过绿证交易机制完善可再生能源补贴政策，引导绿色电力消费。2021年起由国家电网公司、南方电网公司组织开展绿色电力交易，标志着我国绿电交易机制正式落地。

2022年起，建立用户自愿消费绿色电力机制，要求中央企业和地方国有企

业、高耗能企业、地方机关和事业单位承担绿色电力消费社会责任；在国家可再生能源信息管理中心组织绿证自愿认购的基础上，推动电力交易机构开展绿证交易，引导更多市场主体参与绿电绿证交易，促进可再生能源消费。推动我国绿证交易从“自愿认购”转向“市场化流通”。

2023年，推进带补贴绿电项目参与绿电交易，从供给侧扩大绿电绿证市场规模，更好实现绿色电力环境价值；明确绿证作为中国可再生能源环境属性的唯一凭证，规范绿证核发，健全绿证交易，扩大绿电消费，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖。

2024年，加强绿证与节能降碳政策的协同，明确将绿证交易电量纳入节能评价考核指标核算，进一步完善绿证政策体系，丰富绿证应用场景；实施重点用能单位化石能源消费预算管理，超出部分需通过购买绿证绿电抵消；启用国家绿证核发交易系统，实现绿证核发全覆盖；印发《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》，在国家层面统一绿电交易规则。

2025年3月，《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》印发。通过建立强制与自愿消费相结合的绿证市场机制、扩大重点行业强制消费比例，完善绿证交易定价体系、建立绿证价格指数、推动绿证与碳市场及国际规则衔接等举措，充分激发绿色电力消费需求、合理体现绿证环境价值，加快构建以绿证为基础的绿色电力消费体系，为经济社会发展提供绿色动力。

第三章

电力市场建设进展

近年来，我国电力市场化改革成效显著，电力市场交易规模快速扩大，多层次电力市场体系建设有序推进，多元竞争主体格局初步形成，电力系统运行效率和资源配置效率不断提升。全国统一电力市场的规划和建设为加快构建新型能源体系、支撑经济社会高质量发展注入了新的活力和动力。

3.1 电力市场规则体系和总体框架

中共中央、国务院部署新一轮电力体制改革以来，我国电力市场化建设快速推进，以《电力市场运行基本规则》为基础，电力中长期、现货、辅助服务规则为主干，市场注册、计量结算、信息披露规则为支撑的“1+6”基础规则体系基本建立。



图3-1 全国统一电力市场“1+N”基础规则体系

我国已基本建成“统一市场、协同运作”的电力市场总体框架。实现全空间、全周期、全品种覆盖，市场间的协同运作水平不断提升，有效促进了资源的大范围优化配置和能源清洁低碳转型。

3.2 电力价格形成机制

我国通过深化上网电价改革、开展输配电价成本监审、建立容量电价机制等方式，不断完善电力价格形成机制，放开竞争性环节价格，科学反映电力成本变化和电力商品多元价值，更加适应新型电力系统构建要求。

2021年，燃煤发电和工商业用户全部进入电力市场，建立了市场化的价格传导机制和浮动机制。2025年，上网电价改革全面扩容，建立新能源可持续发展价格机制，推动新能源全面参与电力市场，与其他各类电源同台竞价，充分发挥市场发现价格、平衡供需的作用。

输配电价成本监审工作有序推进，形成跨省跨区专项工程、区域电网、省级电网三级输配电价体系，引入系统运行费归集和疏导系统调节性成本，市场化环境下用户侧的电价构成和形成机制进一步完善。

2023年，煤电容量电价机制建立，第一次实现了电能量价值和容量价值的区分，是对我国电价结构的重大调整完善。有力推动了煤电机组固定成本的回收，推动煤电机组向“兜底调节”功能转型，煤电机组保供积极性显著提高。

3.3 电能量市场建设

随着我国发用电计划进一步放开，电力市场交易规模不断扩大。2024年，全国市场交易电量6.18万亿千瓦时，同比增长9%，占全社会用电量比重为62.7%，占售电量比重超过75%。市场规模自2016年起，8年增长了5倍，全社会用电量市场化率提高40个百分点。全国跨省跨区市场化交易电量接近1.4万亿千瓦时，市场促进电力资源更大范围优化配置的作用不断增强。经营主体数量快速增长，各类经营主体市场参与度和技术能力不断提升，市场开放度、活跃度大幅提升。截至2024年底，全国电力市场累计注册经营主体突破80万家，同比增长9.8%。市场主体数量较2016年增长了近20倍。^[4]

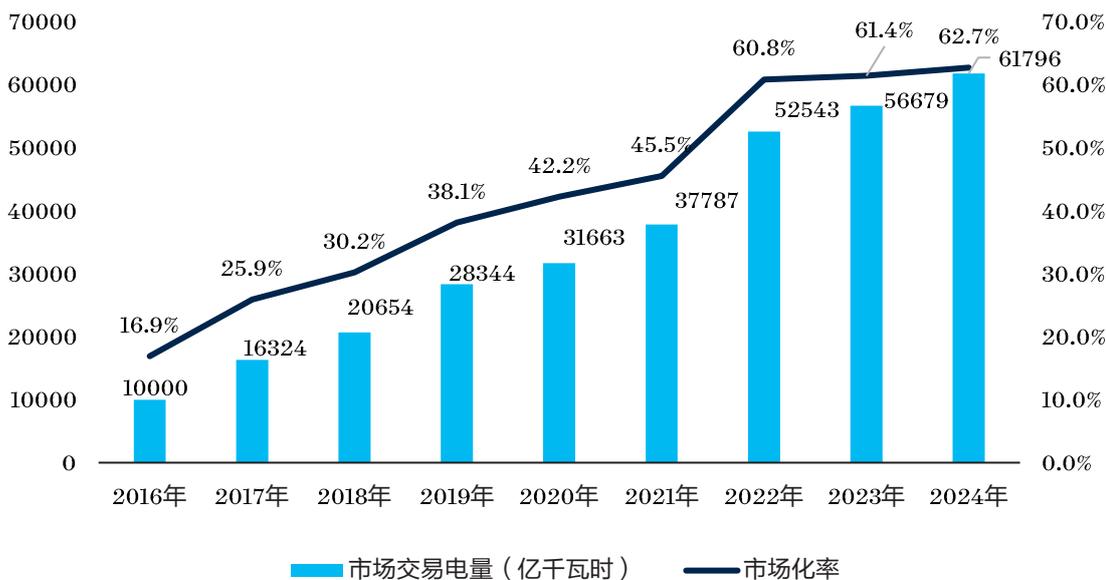


图3-2 2016—2024年全国电力市场交易规模^[4]

电力中长期市场已在全国范围内基本实现常态化运行，中长期交易规模持续增长。2024年全国中长期交易电量占市场交易电量比重的90%以上，成交价格平稳，充分发挥了电力中长期交易保供稳价的基础作用。电力现货市场进入转正式阶段。省间电力现货市场和六个省级电力市场陆续转入正式运行，11个省级现货市场完成或正在开展整月结算试运行，2个省级现货市场完成短期结算试运行，南方区域电力市场启动连续结算试运行，电力现货市场发现时空价值、实时传导供需信号的作用不断凸显。

3.4 辅助服务市场

电力辅助服务市场基本实现全国覆盖。《电力辅助服务市场基本规则》正式印发，市场化交易的辅助服务品种不断拓展，初步建立市场引导的辅助服务资源优化配置机制，形成以调峰、调频、备用等交易品种为核心的区域、省级辅助服务市场体系，实现了市场对资源的优化配置，对保障电力系统安全稳定运行、促进新能源消纳、降低系统调节成本发挥了积极的作用。

3.5 绿电、绿证市场

我国积极构建绿电、绿证市场体系，不断完善交易机制，促进绿电、绿证交易规模不断扩大。2021年9月绿电交易开市以来，至2024年底全国累计绿电交易

超3000亿千瓦时。2024年，绿电交易2349.5亿千瓦时，同比增长237.9%。^[4]

国家绿证核发交易系统正式上线，绿证核发驶入快车道。2024年绿证核发范围全面拓展,对已建档立卡的集中式可再生能源发电项目基本实现全覆盖。截至2024年12月底，全国累计核发绿证49.55亿个，其中可交易绿证33.79亿个；全国绿证交易规模较2023年翻两番，达4.46亿个。交易模式灵活多样，绿证单独交易2.77亿个，以跨省交易为主；绿色电力交易绿证1.69亿个，以省内交易为主。^[5]

第四章

新能源参与市场情况分析

4.1 新能源市场化交易现状

从是否参与市场交易角度看，在136号文发布前，新能源参与电力市场已基本实现各省区的全覆盖，但各地依据新能源消纳占比的高低采取了不同的消纳策略。新能源占比低的地区以“保量保价”的保障性收购为主，新能源上网电量执行批复电价；新能源占比较高的地区以“保障性消纳+市场化交易”结合方式消纳新能源，“保量竞价”电量参与电力市场，由市场形成价格。

从市场范围和市场形态来看，省间市场方面包括新能源与火电打捆参与中长期交易，跨省区可再生能源现货交易以及跨省调峰辅助服务市场。省内市场方面新能源参与了中长期市场、现货市场、辅助服务市场等各类市场交易，交易品种有电力直接交易、自备电厂替代交易、发电权交易、合同转让交易、绿电交易等。

从市场类型来看，为适应新能源发电特性，中长期连续运营机制不断强化，交易周期不断缩短，交易频次进一步提高。各省在遵循市场化原则的同时，因地制宜探索出符合区域需求的交易模式，呈现出“基础统一、局部创新”的特点。现货市场也迎来新一轮改革深化与高质量发展。除西藏、香港、澳门、台湾外，全国其余30个地区已开展现货市场运行实践。从2024年部分省份电力现货市场运行情况来看，高比例新能源参与现货市场将在一定程度上降低市场出清均价。辅助服务市场已实现7个区域、27个省级电网全覆盖，新能源在山西、广东等十余个省份参与辅助服务市场交易。同时，绿色电力交易蓬勃开展，交易机制不断完善，基本建立“省内为主、省间为辅”绿电市场。推动分布式光伏聚合参与绿电交易，创新推出多年期绿电交易协议参考模版（PPA）。

从参与市场的程度来看，2024年，全国新能源市场化交易电量近1万亿千瓦时，同比增长38%，占全部新能源发电的55%。各省新能源参与市场交易的程度不同，部分省份下达的保障性利用小时数较高，而湖南、云南等省份则已全部参与市场。全国电力市场绿电交易电量2349.5亿千瓦时，同比增长237.9%；全国绿证核发47.34亿个，同比增长39倍，交易绿证4.46亿个，同比增长4.46倍。^[5]

4.2 新能源参与市场面临的问题和挑战

4.2.1 支撑新能源大规模发展和入市的政策机制仍需完善

随着全球能源结构加速向清洁低碳方向转型，以风电、光伏为代表的新能源装机规模持续攀升，其出力特性对传统电力系统运行机制形成显著挑战。具体表现为短期交易品种难以匹配新能源出力快速变化，实时平衡市场容量储备机制欠缺灵活性；节点电价体系尚未充分考虑新能源场站空间分布特性，跨区输电通道利用率与新能源消纳需求存在时空错配；调节性资源参与市场的经济激励不足，导致系统爬坡能力与备用容量难以满足高比例新能源接入需求。为此，亟需统筹设计适应新能源特性的市场体系和交易机制，支撑高比例新能源平稳参与市场。

4.2.2 新能源参与电力市场面临价格风险

（1）新能源参与现货市场面临“价格震荡”风险

现货市场价格与新能源出力高度相关，以边际成本申报定价的现货交易模式面临巨大挑战：新能源大发，则供给充裕、价格走低；新能源欠发，则供给趋紧、价格走高，导致新能源参与现货交易后，其价格较标杆电价有较大下降，回收成本困难。现货市场长时间保持地板价，将进一步拉低中长期交易价格，从而影响各类电源的成本回收。

案例1：我国西北区域某现货试点风电场站，当月签约中长期电量占该场站实发电量的70%左右，由于当天风电出力较大，中长期持仓量只占到实发电量的42%，剩余所发电量均为现货低价电。其中，日前结算电量170.43万千瓦时，日前结算电价70.59元/兆瓦时，实时结算电量-18.84万千瓦时，实时结算电价58.79元/兆瓦时，当日该场站综合结算电价为94.80元/兆瓦时，远低于当地燃煤基准价。

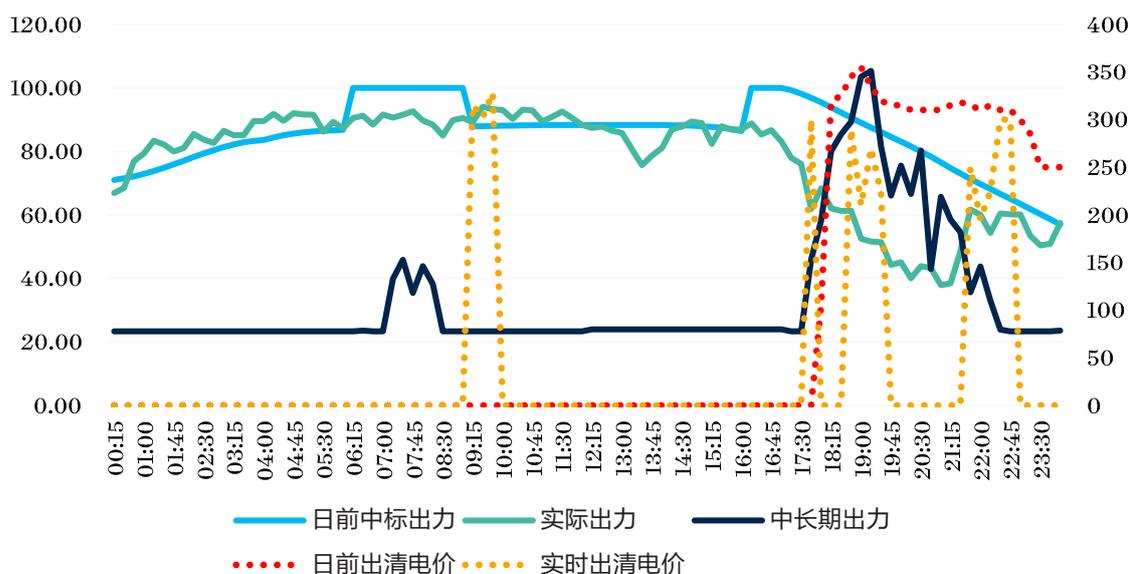


图4-1 某场站典型日现货市场出清（正负现货偏差分析）

（2）新能源参与中长期市场面临“偏差考核”风险

偏差风险主要是由新能源出力随机性和波动性特点造成的。当前各地新能源出力预测偏差仍然较大，在现货市场中需要为预测偏差引发的平衡成本付费，即出力超出部分往往低价卖出，出力不足的部分往往需要高价被替发，导致新能源签订中长期曲线合同难以达到“锁定长期收益、规避现货风险”的作用。

（3）新能源参与双边交易面临“曲线波动”风险

由于新能源出力具有波动性和间歇性，新能源发电曲线难以与用户的用电曲线匹配。在新能源占比较少时，新能源功率曲线的波动性由电网企业统一消纳和承担，而随着新能源占比的逐步提高，电网企业也将无法承担曲线波动消纳成本，新能源企业未来将承担更多的消纳责任，通过配置储能、购买或分摊辅助服务等措施，平移出力曲线的波动性，由此也将增加新能源企业的成本。

（4）新能源参与市场受到地方政策因素影响

一是部分省份建立了新能源超额获利回收机制，部分省份对新能源因中长期签约、日前申报电量超出允许范围而获取的价差收益按规则进行回收。而因中长期合约倒挂产生的亏损更多还是由新能源企业自行承担，总体上降低了新能源参与现货市场的收益。

二是部分地区新能源中长期交易价格受到限制，主要体现为降价参与交易。

部分地区仍存在以降价为导向的专场交易、中长期电量电价不合理限制及不当干预行为。限价措施降低了新能源企业参与中长期市场的意愿，也违背了电力市场“同质同价”的原则。

三是强制要求新能源签约高比例中长期电力合同。一些现货试点省份强制要求电力用户与发电企业签订高比例带曲线中长期合同电量，或强制分配未达成政府间交易总量的低价省间外送电量。这使得原本因带曲线签约就难以锁定收益的新能源企业在现货交付时面临更大的量价风险，降低了新能源企业签约外送合同的积极性，也对新能源的外送消纳造成了一定影响，增加了弃电风险。

4.2.3 支撑新能源发展的灵活性调节价值仍需合理传导

一是当前电力市场中对灵活性调节资源价值体现不足。提升系统调节能力的电价机制尚未形成，促进新型储能发展的价格机制尚未形成，电网侧替代性储能电价政策尚处于研究探索阶段，负荷侧资源主动参与调节积极性不高，通过价格信号调动需求侧资源的机制尚未形成。

二是辅助服务补偿力度小、补偿机制不完善。辅助服务补偿费用偏低，参与主体不全，尚未对虚拟电厂等新兴服务品种进行整体规划；成本向用户侧疏导不畅，辅助服务费用主要由发电企业分摊，成本压力无法有效传导。

三是以省为边界的新能源消纳机制难以应对日益突出的波动性、间歇性问题。当前电力资源配置以省（区）为主，省间市场以落实西电东送、北电南送战略、政府间框架协议为主，在此基础上开展小比例余缺互济，其时效性及灵活性难以满足大规模高比例新能源消纳需要。

四是用户侧资源参与市场机制有待完善。现行的用户侧资源参与市场机制存在用户入市门槛高、参与模式单一等问题，一定程度上影响用户侧可调节资源的充分利用。目前，我国大部分地区实施的需求响应仍呈现较强的季节性、节假日性和响应总量计划性特点，仅将需求响应作为有序用电的前置保险措施，尚未成为常态化、市场化的系统调节手段。

4.2.4 新能源的绿色价值尚未得到充分体现，绿色消费有待提高

一是可再生能源消纳责任权重机制还需进一步向用户传导。我国的可再生能源消纳责任权重分解机制近年来极大地促进了可再生能源的发展和消纳。但当前机制的约束对象主要是地区政府、电网公司等“中间用户”，消纳责任权重与考核只是初步传导至电解铝企业等高耗能行业，还没有全面传导到用户，不利于引导建立社会绿色消费的普遍意识，市场主体认购绿证动力不足，认购量不高。

二是绿证供需匹配不协调，新能源消纳难和绿电购买难并存。自2023年绿

证全覆盖政策实施以来，我国绿证核发不断规范，供给量大幅增加，但市场主体自愿购买绿证并未与税收、金融等优惠政策挂钩，绿证需求未得到有效释放。同时绿证的二次买卖受到限制，证书价格和流通性尚不完全具备金融属性，导致其吸引力不足，绿证应用场景有待进一步拓展。从地域分布看，西部地区受消纳责任权重和能耗考核等因素影响，新能源外送积极性不高；东部地区，特别是外向型企业集中的地区存在大量的绿电消费需求，但单独参与省间绿电交易较为困难，使得绿电供需关系错配，新能源消纳难和绿电购买难的问题并存。

三是绿色电力消费环境溢价的效用未体现，绿证价值体现不足。目前企业购买的新能源电力暂无法抵扣能耗双控，也无法获得碳配额，绿电绿证机制无法与碳排放核算、碳足迹等机制有效衔接，“电-碳-证”协同尚不顺畅，可再生能源消纳责任权重政策也主要是为促进新能源消纳，没有对环境价值进行约束和体现。

4.3 国外新能源参与市场方式借鉴与启示

从全世界范围来看，在新能源发展初期，许多国家通过固定上网电价机制、溢价补贴机制、可再生能源配额制、绿证等政策鼓励新能源产业发展，基本是以保障性消纳为主，市场化机制为辅，不断提升新能源在电力市场中的竞争力。随着新能源快速发展、竞争力不断提升，政府逐渐减少补贴，推动其平价甚至低价上网。此外，国外还在完善电量偏差处理机制、调峰调频及辅助服务机制，推动新能源在更大市场范围内消纳等方面进行了很多探索和实践，积累了宝贵经验，对我国具有很强的借鉴意义。

一是发挥政策补偿激励作用，保障新能源发展。国外新能源参与电力市场往往不考虑新能源的特殊性，与其他市场主体一样，平等参与电力市场交易，但是会配套建立额外的政策措施，保障可再生能源发电的合理收益。例如美国部分州基于可再生能源配额制及其额配套绿证机制、PPA、VPPA等价格激励机制鼓励新能源参与电力市场；德国新能源基于溢价机制和招标机制等参与电力市场。通过配额制和绿证的机制体现新能源绿色价值，是国际通用的做法，保障新能源参与电力市场的收益。

二是健全中长期合约调整机制，为新能源提供调整机会。参考国际经验，研究建立适应新能源参与的多时间尺度的电力市场、缩短交易周期，便于新能源企业在交割日到来之前协商调整，降低市场风险。

三是发挥市场价格信号作用，提升系统调节能力。国外现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易和备用、调频等辅助服务交易，现货市场所产生的价格信号可以为资源优化配置、规划投资、中长期电力交易、电力金融市场提供

一个有效的量化参考依据。充分利用灵活调节资源，引导常规电源参与调峰，例如丹麦的风电通过与挪威水电配合调度；北欧地区热电联产机组参与系统电力供需平衡的调节，应对风电的波动性。

四是建立可调节性电源投资保障机制，保障系统充裕度。通过合理的投资保障机制，与市场平衡获取合理收益，增强相关方投资信心，调动灵活调节性资源投资积极性，并通过运行阶段规则设计充分调动灵活性调节资源的潜力，保障电力系统长期安全可靠运行。

五是发挥区域联网和多能互补的作用，保证系统可靠性。由于新能源的特点，欧洲通过在更大区域和市场范围内进行交易，与其他类型电源相互配合。欧洲建立了涵盖36个国家的输电运营商联盟，实现跨国中长期市场、日前市场和日内市场的平稳运行。我国可借鉴跨区跨国电力交易机制，根据不同省份的电力供需形势，优化电力资源配置，配合我国的“沙戈荒”大基地项目建设进程，促进基地电量消纳。

第五章

适应新能源特性的电力市场体系分析

5.1 新能源参与电能量市场交易机制

5.1.1 新能源参与中长期市场交易机制

建立适应新能源发电特性中长期市场交易机制。放宽对新能源高比例签约中长期合同的要求，允许新能源企业在年度、季度、月度、周以内等不同周期的交易中签订差异化中长期合约电量比例，探索15分钟级超短期合约，匹配光伏出力短时波动特性，允许新能源企业在月内、周内动态调整分解曲线。提升电力中长期市场的灵活性和流动性，允许不同电源品种之间自由转让市场合同，增加市场合同的流通性，为经营主体提供更多交易和调仓机会，有效管理风险。

丰富新能源参与中长期市场交易模式。通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式参与中长期交易。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。通过差异化机制设计，既保障了新能源企业参与市场的灵活性，又实现了通过市场发现交易价格与资源配置效率的提升。

优化新能源参与跨省跨区交易组织方式。以绿电交易方式落实省间优先发电计划，扩大跨省区绿色电力供给，满足跨省区绿色电力消费需求。对应绿电合同优先执行、优先出清，绿色电力交易优先于其他优先发电计划和市场化交易结算。推广绿电分时段签约，通过签订分时曲线，精准化匹配绿色电力消费意愿。鼓励签订多年期购电协议。建立风电、光伏项目通过长期购电协议参与绿电交易机制。公平划分各省消纳责任权重，进一步释放绿电供给侧跨省跨区外送能力。形成以可再生能源消纳责任权重作为政策约束，以绿电交易作为履行消纳责任的主要手段、并以绿证作为履约的配套措施，体现可再生能源绿色价值的市场机制体系。

探索集中式风、光联营参与中长期市场。以“沙戈荒”地区为重点的大型风电光伏基地通过签订长期合同或组建合资公司等方式实现“联营”，并作为一

个整体参与市场交易。在调度层面，坚持“联营不联运”模式，同时可选取合适项目试点探索一体化调度运行模式。鼓励集中式新能源通过自建或购买调节性资源，联合作为一个单独主体参与市场，也可按照部分容量独立、部分容量联合的方式同时参与市场。

鼓励分布式新能源聚合参与电力市场交易。允许分布式新能源在满足“可观、可控、可测、可调”要求下，作为市场主体或聚合参与市场交易。明确虚拟电厂（VPP）、负荷聚合商等新型主体的市场主体地位。制定分布式资源聚合技术标准，建立聚合商分级管理制度，根据调节能力、信用等级授予差异化的市场权限。完善聚合体内部治理规则，要求聚合商与分布式业主签订收益风险共担协议，明确出力偏差责任分摊比例。

5.1.2 新能源参与现货市场交易机制

（1）全面落实新能源可持续发展价格机制

新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。为保障新能源的平稳发展和政策的有序过渡，区分存量和增量分类施策。存量项目的电量规模由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策进行确定；新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年；机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。增量项目每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加；竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。

机制电量规模计算案例

2024年，某省新能源上网电量1000亿千瓦时，非市场化比例70%，预测2025年6月1日至12月31日新增新能源电量50亿千瓦时，则2025年6月组织竞价时：

纳入机制的电量规模可定为 $50 \text{ 亿千瓦时} \times 70\% = 35 \text{ 亿千瓦时}$ 。

若2025年完成非水电可再生能源消纳责任权重，则2026年新增纳入机制的电量可以小于 $35 \times (12/7) = 60 \text{ 亿千瓦时}$ ；若2025年未完成非水电可再生能源消纳责任权重，则2026年新增纳入机制的电量可以大于60亿千瓦时。

机制电价竞价组织案例

假设某地制定机制电量2.5亿千瓦时，竞价上限为0.4元/kWh，竞价下限为0.25元/kWh。A、B、C、D四个申报主体申报机制电量规模均为1亿千瓦时，申报价格分别为0.25元/kWh、0.26元/kWh、0.32元/kWh、0.38元/千瓦时。则中标主体为A、B、C，中标机制电价为0.32元/kWh，中标机制电量分别为1亿千瓦时、1亿千瓦时和0.5亿千瓦时，D未中标。

机制电价结算案例

某风电场2025年6月1日后投产，2026年1月上网电量1000万千瓦时，其中参与机制电价竞价成交电量分配至该月为600万千瓦时，机制电价为0.3元/千瓦时，该风电场所在省份开展现货结算运行工作。该风电场1月参与现货市场后的电能量收益为0.15元/兆瓦时，该地区风电项目现货实时市场加权均价为0.2元/千瓦时。则该项目当月最终收益为210万元，其中获取机制电价补偿60万元。

（2）实现新能源企业公平参与市场竞价

以报量报价或报量不报价的方式参与实时市场交易，自愿参与日前市场交易。现货价格基于供需关系动态调整，分时段定价机制参考现货价格进一步细化至15分钟至1小时颗粒度，匹配光伏午间出力高峰与风电夜间低谷特性。为新能源提供灵活的交易申报机制与预测更新机制，在现货市场中实现按经济调度原则出清。

（3）适当放宽限价范围，增强价格弹性以引导供需平衡

现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定。

（4）在配网层面建立分布式资源池交易机制

允许聚合体以“可调负荷”身份参与供电公司组织的日前市场，优先满足台区平衡需求。省级市场层面创新“聚合包”交易品种，将分布式光伏出力曲线与工商业用户午间负荷曲线匹配。跨区交易中探索分布式资源打捆外送模式，通过多聚合商联合投标形成稳定出力曲线，满足受端电网最小交易单元要求。

5.2 新能源参与辅助服务市场机制

随着新能源装机占比的增加、传统电源装机占比的不断下降，导致系统辅助服务需求大幅增长，常规电源难以提供系统所需的全部辅助服务，新能源、储能、需求侧响应等也被纳入辅助服务市场。

（1）建立新型辅助服务产品供给体系

针对新能源高渗透系统的动态调节需求，拓展快速调频、虚拟惯量、爬坡率控制等新型辅助服务品类。明确新能源机组提供辅助服务的技术门槛。建立差异化性能评价指标，对新能源提供调频服务的响应速度设定与传统机组差异化的考核和补偿方案。设计辅助服务容量与能量解耦的交易机制，允许新能源场站独立申报调频容量与电能量。建立分布式资源参与辅助服务市场的通道，允许聚合体申报调峰、调频服务容量，补偿标准较集中式电源上浮一定比例。

（2）成本分摊与价格传导机制

推行“责任主体明晰、经济信号穿透”的成本传导模式。建立新能源渗透率与辅助服务成本联动的分摊系数模型。创新辅助服务价格空间传导机制，在跨省交易中实施“辅助服务费用随电能量捆绑外送”。建立辅助服务金融衍生品市场，允许新能源企业通过套期保值锁定辅助服务收益。南方区域已率先试点实施发电侧和用户侧对半分摊机制，并通过跨省交易扩大资金池规模，提供了全国推广的范本；浙江通过市场化竞价将辅助服务成本传导至用户，验证其可行性。

（3）多市场协同运行机制

设计“能量-辅助-容量”三要素耦合出清模型。在日前市场联合优化出清中，将新能源机组调频容量作为约束条件纳入目标函数，实现电能量与辅助服务的经济性统筹。探索建立辅助服务市场与容量市场的联动机制，对持续提供调频服务的新能源场站，给予容量可信度评估加分。推行跨省辅助服务共享交易，送端新能源富集区域可向受端输送调频容量。

5.3 新能源参与绿证市场交易机制

绿证是可再生能源绿色电力的“电子身份证”，是对可再生能源发电项目所发绿色电力颁发的具有独特标识代码的电子证书，也是消费绿色电力的唯一凭证，是实现可再生能源环境价值的重要手段。但是，受供需不协同影响，绿证价格不断走低，市场上绿色电力的环境价值被严重低估。

136号文发布以后，机制电量与绿证收益互斥，纳入机制的电量不可再获得

绿证收益，部分省级细则中已明确机制电量对应绿证统一划转至省级绿证专用账户，由承担新能源可持续发展价格结算机制电量差价结算费用的用户共有。这一政策将会导致可交易绿证数量减少，对外向型企业以及需要购买绿证来完成可再生电力消纳责任权重的地区带来一定影响。但目前绿证严重供大于求的形势并不会发生彻底的扭转，因此对绿证市场的价格影响有限。为了充分兑现新能源的环境价值，发挥绿证的作用，仍需从多方面完善绿证市场交易机制。

激发绿证消费需求。明确绿证强制消费要求，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。健全绿证自愿消费机制，鼓励相关用能单位在强制绿色电力消费比例之上，进一步提升绿色电力消费比例。鼓励居民消费绿色电力，推动电网企业、绿证交易平台等机构为居民购买绿证提供更便利服务，将绿色电力消费纳入绿色家庭、绿色出行等评价指标。推动绿证在全国范围内合理流通，各地区不得以任何方式限制绿证交易区域。支持发用双方自主参与绿证交易或绿色电力交易，推动绿证在更大范围内优化配置。

完善绿证交易机制。健全绿证价格形成机制，加强绿证价格监测，参考绿证单独交易价格，合理形成绿色电力交易中的绿证价格。完善全国统一的绿证交易体系，强化绿证交易平台建设。推动发用双方签订绿证中长期购买协议，推进多年、年度、月度以及月内绿色电力交易机制建设，鼓励发用双方签订多年期购买协议。支持代理机构参与分布式新能源发电项目绿证核发和交易。鼓励具备条件的地区结合分布式新能源资源禀赋和用户实际需求，推动分布式新能源就近聚合参与绿色电力交易。

5.4 新能源参与容量市场交易机制

我国在容量保障机制方面进行了大量的尝试和探索，目前容量保障机制的建设仍处于过渡阶段，以行政主导的容量补偿机制为主，主要覆盖煤电机组。电力市场顶层设计明确容量补偿机制或容量市场是电力市场的重要组成部分，是破解电力系统安全保供与市场化转型矛盾的关键抓手。

近期应全面完善容量保障机制，扩展覆盖范围，同时合理评估新能源可靠容量，研究适用于新能源的容量补偿方式和标准。远期探索建立容量市场，通过市场竞争形成价格，动态匹配系统容量充裕度与实际需求；通过前瞻性采购和市场化定价，反映容量资源的稀缺程度和价值，更有效地引导资源合理配置。

容量市场需要分类型明确入市标准，实现常规电源、新能源、新型储能、负荷侧资源等多元化经营主体准入，制定涵盖传统电源、新能源、储能、虚拟电厂及负荷聚合商的技术标准、准入资质和计量要求，通过差异化的可信容量认定标

准和技术规范，构建多能互补的容量供给体系。探索建立发电侧单边竞争的拍卖机制，为各类能够提供系统可信容量的经营主体设定可信容量系数，通过单边拍卖竞价的形式滚动确定未来3年的容量需求和容量价格。

完善容量电费在用户侧的疏导机制，初期可参考现行容量电费补偿机制，产生的相关费用由全体工商业用户（包含电网代理工商业购电）平均分摊或按照峰荷责任等方式分摊，提升用户在系统供应紧张时段主动削峰的积极性。未来可考虑建立用户侧的上网电价两部制电价机制，进一步优化容量电费疏导方式，发挥价格信号对用户侧削峰填谷的引导作用。

第六章

支撑新能源市场化发展的配套技术手段

为实现“双碳”目标，以风光为主的新能源逐步从“补充能源”向“主体能源”转变，但其波动性和不可控性对电力系统提出巨大挑战。在136号文推动新能源全面入市、电价市场化改革的背景下，激发系统灵活调节资源、提升新能源功率预测精度及增强主动支撑能力的技术，已成为保障新能源高效消纳与收益优化的关键支撑。

6.1 激发系统灵活调节资源

新能源大规模并网导致电力系统“双高”，即高比例可再生能源、高比例电力电子设备特征凸显，传统“源随荷动”的运行模式已无法适应新能源主导的电力系统。灵活性资源的开发需从时间、空间、主体多维度协同，通过储能、需求侧响应、跨区域互济、灵活性改造等技术手段与经济机制的结合，实现电力供需的动态平衡，提升系统对新能源的接纳能力，平抑新能源全面入市后因新能源的间歇性导致的收益波动。

储能技术在新能源全面入市交易的背景下，已成为支撑新能源消纳与收益优化的核心基础设施。一方面储能通过平抑波动性，增强新能源可调度性。在新能源超发时充电存储富余电量，在出力骤降时放电填补缺口，减少现货市场偏差考核费用；还可以利用抽水蓄能、长时电化学储能存储丰水期/大风季电量，在枯期释放实现跨季节调节，减少弃电损失。另一方面，储能通过减少新能源对系统平衡资源的依赖，提升竞争力。最后储能还可以通过多市场协同套利，将新能源的波动性转化为经济收益，为新能源的发展提供动力保障。

需求侧响应通过价格信号或激励机制引导用户调整用电行为，将负荷侧转化为“虚拟储能”。负荷侧灵活性资源的开发利用正经历从“单向调控”到“双向互动”的转变。需求侧响应通过负荷弹性调节，能够以更低成本实现系统平衡。

跨区域互济解决了新能源资源与负荷中心逆向分布的矛盾。我国已建成“22交20直”的特高压输电网络，西电东送输电能力超过3亿千瓦；柔性直流输电技

术和多时间尺度协调调度等技术不断突破，为能源资源大范围的优化配置提供了条件。

传统电源的灵活性改造是保障电力系统安全与经济性的关键举措。通过技术创新与系统集成，煤电、水电等传统电源正从“基荷保障者”向“灵活调节者”转型，形成与新能源互补共生的新格局。

6.2 改进新能源功率预测水平

改进新能源功率预测水平是支撑新能源全面入市的核心技术保障，尤其在136号文推动新能源全面参与电力市场交易的背景下，高精度预测已成为降低交易风险、优化收益结构、提升系统消纳能力的关键支撑，改进功率预测水平直接决定了新能源的经济性与可持续性。

新能源预测精度的突破要求加强气象数据融合和预测算法演进，高精度功率预测技术通过提升短期（分钟至小时级）和超短期预测准确率，能够显著减少偏差电量。同时，精准预测是新能源参与多级电力市场并实现收益最大化的决策基础，主要通过中长期合约锁定基础收益、现货市场套利和辅助服务收益拓展等方式实现。

6.3 提升新能源主动支撑能力

新能源主动支撑能力是新型电力系统实现高比例可再生能源消纳和稳定运行的关键技术，是实现新能源从“被动消纳”转向“主动参与市场”的关键技术保障，通过动态调节新能源设备的有功、无功功率及惯量响应，解决高比例新能源接入导致的电网频率波动、电压失稳等问题。这些能力能够显著提升新能源的“电网友好性”，使其满足电网安全并网标准，为参与电力市场扫除技术障碍，推动新能源成为系统调节的主动参与者，扩展市场收益渠道，对冲电价波动风险，适应电力市场机制转型需求，进一步深化新能源在电力市场中的主体地位，最终实现“安全性与经济性”的双重跃升。

提升新能源主动支撑能力的核心控制策略主要包括混合同步控制与电容电压解耦，惯量响应与调频调压，构网型技术应用与协同控制等，并可在场站和设备级进行多层次主动支撑。

第七章

有关政策和市场机制建议

7.1 建立适应新能源特性的电力市场机制，保障新能源全面入市的有序过渡

(1) 完善现货和中长期市场的衔接机制，为新能源全面入市奠定制度基础

实现现货和中长期市场的有效衔接，真正实现政策机制对新能源发展节奏的科学引导。进一步优化中长期市场组织方式，缩短交易周期，提高交易频率，增加市场合同的流动性。加速电力现货市场建设进程，发挥市场中各类资源潜力。建立合理的偏差处理机制，做好现货规则和“两个细则”¹等原有机制的衔接。探索大型风光基地项目与配套火电、配建储能等联营参与市场方式，完善新能源跨省区交易机制，促进新能源在更大范围的优化配置。引导分布式资源公平承担交叉补贴、电力平衡服务等相关责任，通过平台聚合或接受市场价格等多种方式参与交易。探索建立多部制电价机制或其他形式的容量机制，适时建立容量市场，确保高比例新能源新型电力系统的安全稳定运行。

(2) 推动各地立足实际供需特点制定差异化新能源入市实施方案，强化对新能源参与市场的全过程跟踪监测与成效评估

全面贯彻136号文核心要求，加快省级实施方案落地进程，推动各地立足区域资源禀赋与供需实际，科学设定差异化机制电量规模，优化竞价交易组织规则。持续跟踪各省政策执行效果，总结机制电价竞争性配置经验，重点关注采用范围较大的创新机制，如设置申报充足率，控制最后一个机组成交比例等措施，深化新能源全面入市后市场运行规律研究，分析不同机制的实施效果，动态完善配套政策体系，构建新能源可持续高质量发展的长效机制，为“双碳”战略目标实现提供坚实支撑。

¹ 两个细则指《并网运行管理实施细则》和《辅助服务管理实施细则》。

7.2 建立支撑新能源发展的引导机制和手段

新能源间歇性、波动性特点显著，大规模并网后给电力系统平衡、电力市场运行以及新能源自身的消纳都带来了巨大挑战，对调节性能力和新能源功率预测都提出了更高的要求，需要建立更加有效的引导机制和支撑手段，充分调动包括新能源自身在内的各类市场主体积极性，更合理地体现灵活性调节价值，更有效地引导灵活性调节资源投资，更充分地发挥市场主体参与调节的主动性，不断提高新能源预测水平，从而保证电力系统和电力市场的平稳运行，促进新能源的发展和消纳。

（1）发挥市场配置资源的作用，激发调节潜力

通过完善辅助服务管理机制和辅助服务市场，科学疏导辅助服务成本，有效引导灵活性资源投资，保证系统安全稳定运行，促进新能源消纳。

一是合理补偿调节成本，激励市场主体主动提高调节能力。持续推进电价改革，完善价格补偿机制，充分释放各类资源调节潜力。激励传统电源灵活性改造、制造，按照“成本+合理收益”的原则，考虑电能量部分收益情况，合理确定煤电机组等灵活性改造有偿调峰的补偿水平，提高发电企业实施灵活性改造和参与调峰的积极性及主动性；激发需求侧资源参与系统调节的潜力，完善可中断负荷电价、阶梯电价、差别电价等需求侧管理电价政策，发挥电价杠杆作用，引导和优化用电负荷；完善新型储能的电价政策及市场化机制，合理设置现货市场限价，提高峰谷价差，为储能等灵活性调节资源提供市场化成本回收机制，提高储能项目盈利能力，激励新型储能的容量投资。

二是有效疏导辅助服务成本，推动国家有关辅助服务的最新政策落实到位。精确划分含用户在内的各类发用电主体调峰、备用、调频、转动惯量、无功支撑等辅助服务需求及成本，按照“谁提供、谁获利；谁受益，谁承担”原则，科学确定电力系统调节的责任方和受益方，精确划分各类市场主体的辅助服务需求及成本，明确各方调节成本承担比例及计算方法，探索不同类型用户参与辅助服务的分担共享机制，推动辅助服务分摊资金的公平分摊和有效疏导。

三是根据系统运行需要，完善辅助服务交易品种。加快各地调频、备用等辅助服务市场建设，并针对高比例新能源电力系统运行特性，探索快速爬坡、转动惯量等新品种，同时，做好新增市场交易品种与原有机制的衔接，避免出现重复考核或补偿。

四是提高新能源主动适应能力，响应系统安全。激励新能源企业不断提高涉网性能。通过辅助服务市场机制的引导，促进新能源企业在保证电力系统安全管

控运行方面发挥更大的作用，不断优化新能源场站参数设计，完善控制系统，改进输出过电压等问题，提升新能源发电性能。

在新能源环境绿色价值得到充分体现的前提下，新能源发电企业承担起相应的系统经济平衡责任，新能源日前预测曲线与实时发电曲线的偏差，由其自行承担系统调节成本，促进新能源提升出力预测水平。

（2）改进新能源功率预测机制，完善支撑手段

一是加强新能源企业功率预测技术和管理水平。丰富天气预报数据渠道、提升气象监测数值准确度、提升极端天气预测水平、保证数据传输准确性，不断适应系统管理要求和市场运行的需要。建立预测工作机制，改进工作措施，开展技术攻关，加强现场核查，鼓励新能源企业之间进行数据共享，持续推动新能源功率预测精度的提升。

二是整合国家和区域新能源功率预测的资源。建议建立国家级新能源出力预测系统，新能源采取购买系统服务的方式，减少单个企业建设成本，使新能源企业专注数据挖掘和策略优化，助力和提高电网运行稳定性。同时，以国家级功率预测为依托，建设有大量功率预测厂家及新能源发电企业深度参与的功率预测集成平台，结合研究机构理论研究及行业实践经验，促进功率预测核心算法的迭代和升级，提高功率预测准确率。

7.3 完善体现新能源绿色价值的政策体系，支撑新能源可持续发展

在新能源无差别参与电力市场的情况下，需要进一步配套相关政策，充分体现新能源的绿色价值。提倡和引导全社会消纳和消费绿色电力，尽快完善绿电、绿证制度，理顺电力市场、绿证市场、碳市场底层逻辑关系，通过绿色环境价值政策的顶层设计，激发市场活力，促进新能源消纳的同时，实现新能源的绿色价值，有效疏导新能源企业成本。

（1）建立可再生能源消纳责任权重机制与绿电绿证市场相结合的市场模式

一是落实用户侧主体可再生能源消纳责任。建立可再生能源消纳责任权重机制与绿电绿证市场相结合的市场模式，建立相应的惩罚和考核机制，形成以绿证作为履行消纳责任的主要手段、体现可再生能源绿色价值的市场机制体系，共同保障新能源发展和消纳。

二是持续扩大绿色电力交易规模。进一步扩大省间绿电供给，鼓励通过绿电交易方式落实跨省跨区优先发电规模计划，推动发电企业与跨省区用户直接签订绿色电力交易合同，促进绿电在更大范围优化配置。推动绿电交易向长周期、精细化方向发展，鼓励电力用户与在建、已建新能源发电企业签订多年的长期购电协议（PPA）；建立灵活的公司调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。拓宽绿电、绿证应用场景，激发用户可再生能源消费需求。

三是统筹绿证和绿电交易体系。打造“电证分离”的绿证交易和“电证合一”的绿电交易并存、交易双方可按需自由选择交易模式的全国统一绿色电力交易市场体系。在绿电交易中明确绿证价格，量化环保、低碳价值，建立绿电交易中绿证核发的追踪机制。逐步理顺补贴项目与平价项目绿证价格，逐步推动绿证价格均通过市场形成。

四是完善绿证核发、交易、监管、消费体系。推进可再生能源绿色电力证书全覆盖，规范带补贴新能源、平价新能源、分布式新能源的绿色电力证书核发。研究建立绿证二次、多次交易机制，提升绿证交易的流通性。规范绿证标记信息，形成国家级绿色电力消费核算标准，完善绿证相关配套机制，提升国内绿证的国际认可度。

（2）探索“电-证-碳”机制衔接

一是理顺“电-证-碳”市场的关系。电力市场、绿证市场、碳市场三个市场有着不同的职能和规则，同时都通过终端用户消费价格相互耦合，因此三个市场既相互独立，又相互支撑。电力市场负责电力商品交易，形成更加清晰电价结构和体系；绿证市场负责可再生能源的绿色电力属性，体现新能源的绿色价值；碳市场负责约束化石能源的温室气体排放。

二是确保绿色环境权益的唯一性。研究三个市场的协同机制，避免电力用户在绿证市场与碳市场重复支付环境费用，结合全国碳市场相关行业核算技术规范的修订完善，研究考虑将绿电交易实现的减排效果核算到相应用户的碳排放结果中，或者对于体现环境溢价的绿电消费不纳入碳排放配额，进而提升全社会消费绿色电力的积极性，促进市场协同发展。

三是加强各市场平台间的数据交互。打通绿色电力证书与碳市场之间的流通环节，明确“电-证-碳”市场的相互关系，在绿证、绿电、CCER等交易机制并存的情况下，相关指标的签发、注销等信息应公开、可互相校核，避免环境权益的重复出售。同时，可建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制，市场化用户通过购买绿色电力或绿证完成可再生能源消纳责任权重。

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会. 《全国电力工业统计月报》[R]. 2025年.
- [2] 全国新能源消纳监测预警中心. 《2025年6月全国新能源并网消纳情况》[EB/OL]. (2025-08-04) [2025-08-4]. <https://mp.weixin.qq.com/s/BqocZzXoCwsCYR4uxnCMgg>.
- [3] 中国电力企业联合会. 《中国电力行业年度发展报告(2025)》[M], 北京: 中国电力出版社, 2025.
- [4] 中国电力企业联合会. 《中国电力企业联合会 2025 电力市场年度报告》[R]. 2025年.
- [5] 国家能源局电力业务资质管理中心. 《中国绿色电力证书发展报告》(2024) [R]. 2025年.
- [6] 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》编写组. 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》[M], 北京: 中国电力出版社;
- [7] 安洪光. 《构建统一电力市场新格局 激发高质量发展新活力》[J], 中国电力企业管理, 第784期(上旬).
- [8] 杨昆. 《电改十年绘宏图 奋楫笃行启新程》[J], 中国电力企业管理, 第772期(上旬).
- [9] 潘跃龙. 《建设全国统一电力市场 助力经济社会高质量发展》[J], 中国电力企业管理, 第763期(上旬).
- [10] 高赐威. 《从新能源入市看全国统一电力市场发展规划》[J], 中国电力企业管理, 第763期(上旬).
- [11] 国家发展改革委. 《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》[EB/OL]. (2025-01-27) [2025-01-27]. <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=20482>.
- [12] 山东省发展改革委. 《关于印发<山东省新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》[EB/OL] (2025-07-31) [2025-08-07]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/8/7/art_91082_10472502.html.
- [13] 内蒙古发展改革委. 《关于印发<深化蒙西电网新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》[EB/OL] (2025-05-29) [2025-05-29]. https://fgw.nmg.gov.cn/zfxgk/fdzdgknr/bmwj/202506/t20250625_2746031.html.
- [14] 内蒙古发展改革委. 《关于印发<深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》[EB/OL] (2025-05-29) [2025-05-29]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxgkz1/fdzdgknr/zcwj_16462/202506/t20250626_2746354.html.

- [15] 徐进. 《关于新能源全面入市带来的系统思考》 [EB/OL] (2025-05-08) [2025-05-08]. <https://mp.weixin.qq.com/s/oS3s2sKLYnGxRdSMS9h6pA>.
- [16] 南方能源观察. 《新能源全面入市地方实践启幕》 [EB/OL] (2025-06-05) [2025-06-05]. <https://mp.weixin.qq.com/s/Yl7umy1QOSWRGPeASSioQg>.
- [17] 徐耀强. 《新能源企业在“全面入市”政策导向下的竞争策略》 [EB/OL] (2025-03-25) [2025-03-25]. <https://mp.weixin.qq.com/s/4bDatoxkbXZqCByyfjVewQ>.
- [18] 王彩霞. 《全面入市，新能源发展仍有待解之题》 [EB/OL] (2025-05-29) [2025-05-29]. <https://mp.weixin.qq.com/s/8naBWW13seAN3u4YoDIeeg>.



中国电力企业联合会

CHINA ELECTRICITY COUNCIL

中国电力企业联合会于 1988 年由国务院批准成立，是全国电力行业企事业单位的联合组织、非营利的社会团体法人，至今已历经七届理事会。2021 年 4 月中国电力企业联合会第七届理事会成立，截至目前，共有 1595 个会员单位，其中 366 个理事单位（其中：常务理事单位 70 个，包括 1 个理事长单位，30 个副理事长单位），1229 个普通会员单位，设立 19 个专业分会，4 个专业委员会，1 个工作委员会，代管 11 个全国性专业协会，基本形成了功能齐全、分工协作、优势互补、规范有序、覆盖全行业的服务网络。2021 年，中电联被评为 5A 级全国性社会团体，同年获得民政部授予的“全国先进社会组织”称号。中国电力企业联合会围绕建设会员信赖、政府支持、社会认同的“国内领先、国际一流”行业协会的战略目标，坚持“立足行业、服务企业、联系政府、沟通社会”的功能定位，积极服务经济社会发展全局，充分发挥桥梁纽带和导向作用，不断提升行业服务能力，成为推动电力行业持续高质量发展的重要力量。



自然资源保护协会

NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们