



2023电力市场化改革洞察： 面向市场参与者的20大趋势





关于落基山研究所(RMI)

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

作者与鸣谢

作者

落基山研究所: 陈梓浩, 高硕, 刘雨菁, 刘子屹
清华四川能源互联网研究院: 王康

其他作者

落基山研究所: 李婷, 田嘉琳, 周勤

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

刘雨菁, yujingliu@rmi.org; 高硕, sgao@rmi.org

版权与引用

刘雨菁, 王康, 高硕, 刘子屹, 陈梓浩, 2023电力市场化改革洞察: 面向市场参与者的20大趋势,
落基山研究所, 2023

目录

引言 全球能源危机与“双碳”背景下,中国电力市场化改革加速破浪前行...6

第一章 2015年以来电力市场化改革的总体思路和进展9

“管住中间、放开两头”：建立和完善输配电价体系，理顺电价形成机制9

循序渐进：省级电力市场化进程的五个组成部分 10

经营性用户全面参与交易：建设批发与零售两级市场，扩展发用电双方交易主体 12

更广地域内的电力流动：省间与区域电力市场 13

2021-2022年电力市场化改革重点 14

2023-2025年电力市场化改革趋势展望 14

第二章 中长期电力交易.....16

01 中长期市场将迎来更多市场主体，交易占比维持高位，交易总量快速增长 16

02 煤电继续发挥价格基石作用，未来电价将持续反映新能源占比的变化 17

03 优先发电电源逐步入市，与煤电机组同场竞争，资产经营风险增加 19

04 多年合约机制有望进一步完善，逐渐成为可再生项目主要风控手段之一 20

05 作为与现货市场衔接的必然手段，中长期分时段交易将进一步推广 21

第三章 现货电力交易 23

06 现货市场加速推进，预期十四五期间省级市场全面建成 23

07 现货市场限价将逐步放松，但其对中长期价格传导作用仍然受限..... 25

08 省间与区域现货市场初见雏形，有望进一步促进可再生消纳并逐步打通省间价格壁垒 ... 27

09 储能迈出参与现货市场第一步，但其收益恐难达到理论预期水平..... 28

第四章 零售市场	29
10 随着工商业用户全面入市、电网代理购电逐步退出，售电公司将迎来更大市场	29
11 售电公司“洗牌”持续，短期内发售一体企业优势维持，长期看风控和客户服务是核心竞争力	30
12 电力零售套餐开始体现差异化设计，更好满足用户对价格波动的风险偏好	31
第五章 辅助服务市场	32
13 新版“两个细则”呼应新型电力系统建设，新增适应新能源发展的辅助服务品种	32
14 调峰辅助服务融入现货市场，调频、备用辅助服务市场化发展，其他辅助服务品种补偿机制优化调整	33
15 辅助服务供给主体扩维，服务成本开始向下游传导	35
16 辅助服务市场利好新型储能，但难以成为其主要收入来源	36
第六章 容量市场与容量补偿机制	37
17 容量机制从目前少数省份起步，将进一步优先覆盖新能源比例较高且现货市场连续试运行的省份	37
18 短期内基于容量成本的行政定价仍会是容量机制的主流，且有望进一步分时段细化	38
第七章 输配电价格机制	40
19 多种储能资产或将重新纳入成本核算范围，输配电价继续下探空间有限	40
20 增量配网进展速度不及预期，微电网、源网荷储一体项目或将成为配电业务发展改革新渠道	42
参考文献	44

引言 全球能源危机与“双碳”背景下，中国电力市场化改革加速破浪前行

中国电力体制与电力市场化改革已经走过了二十多年的路程，迄今取得了多阶段突破和切实进展。2002年发布的电力体制改革“5号文件”率先打破电力系统的垂直一体模式格局，实现了“厂网分离”；2015年的“9号文件”及其一系列配套文件进一步在批发、配电、零售的环节引入竞争，推动了全国范围内中长期电力交易常态化和现货交易的大范围试点。

随着2020年9月中国提出“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”目标，各个行业、各个领域的政策与市场都在向适应“双碳”理念、推动“双碳”进程的方向发展。作为社会经济繁荣发展的托底基石，电力行业同时也是助力“碳达峰、碳中和”目标实现的关键抓手。一方面，电力行业是国内二氧化碳排放最大的行业来源，年排放量达40%左右，充分发展利用技术相对成熟的低零碳发电技术，可以在中短期内快速推动低零碳转型；另一方面，工业、交通、建筑等终端用能部门的低碳转型也要依赖于终端用能电气化，因而推动电力低零碳发展将对全社会、全行业的“双碳”进程带来溢出效应。

电力行业的“双碳”进程，不仅需要技术创新作为“硬件”支撑，还需要市场改革作为“软件”赋能。2021年10月，作为“双碳”目标“1+N”政策体系的顶层设计，中共中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确指出，一方面要严格控制化石能源消费、积极发展非化石能源；另一方面也要继续深化能源体制机制改革，特别是继续全面推进电力市场化改革、完善电力等能源品种价格市场化形成机制，支撑可再生能源和储能等技术的大规模发展。

在“双碳”顶层设计的指导下，为了“推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统”，国家发展和改革委员会、国家能源局于2022年1月联合印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出“推进适应能源结构转型的电力市场机制建设”，“构建适应新型电力系统的市场机制”，并“提升电力市场对高比例新能源的适应性”。这一文件明确了“十四五”和“十五五”期间电力市场进一步改革的目标和方向：到2030年，一个适应新型电力系统要求的全国统一电力市场体系将基本建成。电力市场化建设，已成为赋能“双碳”进程的重要行动。

回顾“电改”的历程，我们看到改革的行动也正在多个目标中调整锚点和寻找平衡，不仅关注如何引入竞争、提升效率和优化资源配置，也关注如何在保障电力系统低碳稳定运行的前提下进一步提高零碳电力渗透率。实际上，随着各国可再生发电渗透率的持续提升，这一问题已经成为全球议题。特别是在2021到2022年间，在全球能源危机和国内季节性缺电叠加的背景下，电力市场支撑高比例可再生电力系统的重要性和迫切性达到了前所未有的高度。欧洲可再生电力渗透率水平领先全球，其电力市场也相对成熟，但在全球能源危机的冲击下也正在寻求进一步的电力市场化改革，旨在增加可再生发电占比的同时提高电力系统灵活性，从而可以在满足气候承诺的前提下为电力消费者和本土制造业提供更多保护。

在此背景下，未来几年对中国实现碳达峰和持续推进电力市场化改革至关重要。首先，目前各省在现货市场和辅助服务市场等短周期交易方面普遍刚刚起步，亟待进一步巩固基础、形成连续机制。第二，在可再生多年合约这样的长周期交易方面，目前的机制尚未真正发挥稳定投资预期、大规模吸引社会资本的作用，仍然有很大改善空间。第三，在2025初步建成全国统一电力市场体系的目标下，目前在多层次市场协同运行、跨省跨区灵活调度与交易方面仍面临众多挑战，迫切需要打破行政壁垒、优化资源配置。我们判断，上述提到的几个方向，在接下来几年都会有比较密集的改革动作，需要保持密切关注。

落基山研究所一直以来深入观察并积极助力中国电力市场化改革。过去一年，我们发布了《电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》，立足于2030年基本建成适应新型电力系统要求的全国统一电力市场体系这一总体目标，深入探讨了适合国情且更有利于零碳电力增长与新型电力系统建设的电力价格机制。我们还深入到省级层面，在《西北地区电力系统低碳转型探索——打造零碳电力系统的青海样本》中，针对青海省在2030年基本建成零碳电力系统的目标，提出了分步推进到省内电力市场建设的路线图。上述专题报告更多着眼于较长的时间维度，并回答“电力市场应该如何改革”的问题。从今年开始，我们也将聚焦更短的时间维度，以年度回顾和展望报告的形式，回答“电力市场化改革接下来会发生什么”的问题，期望为国内外关注中国电力市场化改革进程的读者提供兼顾广度与深度的阶段性洞察，并助力电力市场多方参与者更好地建设电力市场，支撑新型电力系统建设。本报告的各章节，将按照电力市场的组成部分，按电能量市场、辅助服务市场、容量市场、输配电价的思路，细化回顾近期市场建设进展，并展望未来一至三年内电力市场化发展趋势。此外，我们近期也发布了《企业绿色电力采购机制中国市场年度报告：2022年进展、分析与展望》，更侧重于从企业采购绿电的角度来解读机制变化。

图表 ES 2023-2025年中国电力市场化改革的20大趋势总结

电能量市场	中长期市场	01 中长期市场将迎来更多市场主体，交易占比维持高位，交易总量快速增长
		02 煤电继续发挥价格基石作用，未来电价将持续反映新能源占比的变化
		03 优先发电电源逐步入市，与煤电机组同场竞争，资产经营风险增加
		04 多年合约机制有望进一步完善，逐渐成为可再生项目主要风控手段之一
		05 作为与现货市场衔接的必然手段，中长期分时段交易将进一步推广
	现货市场	06 现货市场加速推进，预期十四五期间省级市场全面建成
		07 现货市场限价将逐步放松，但其对中长期价格传导作用仍然受限
		08 省间与区域现货市场初见雏形，有望进一步促进可再生消纳并逐步打通省间价格壁垒
		09 储能迈出参与现货市场第一步，但其收益恐难达到理论预期水平
	零售市场	10 随着工商业用户全面入市、电网代理购电逐步退出，售电公司将迎来更大市场
		11 售电公司“洗牌”持续，短期内发售一体企业优势维持，长期看风控和客户服务是核心竞争力
		12 电力零售套餐开始体现差异化设计，更好满足用户对价格波动的风险偏好

辅助服务市场	13 新版“两个细则”呼应新型电力系统建设,新增适应新能源发展的辅助服务品种
	14 调峰辅助服务融入现货市场,调频、备用辅助服务市场化发展,其他辅助服务品种补偿机制优化调整
	15 辅助服务供给主体扩维,服务成本开始向下游传导
	16 辅助服务市场利好新型储能,但难以成为其主要收入来源
容量市场	17 容量机制从目前少数省份起步,将进一步优先覆盖新能源比例较高且现货市场连续试运行的省份
	18 短期内基于容量成本的行政定价仍会是容量机制的主流,且有望进一步分时段细化
输配电价格机制	19 多种储能资产或将重新纳入成本核算范围,输配电价继续下探空间有限
	20 增量配网进展速度不及预期,微电网、源网荷储一体项目或将成为配电业务发展改革新渠道

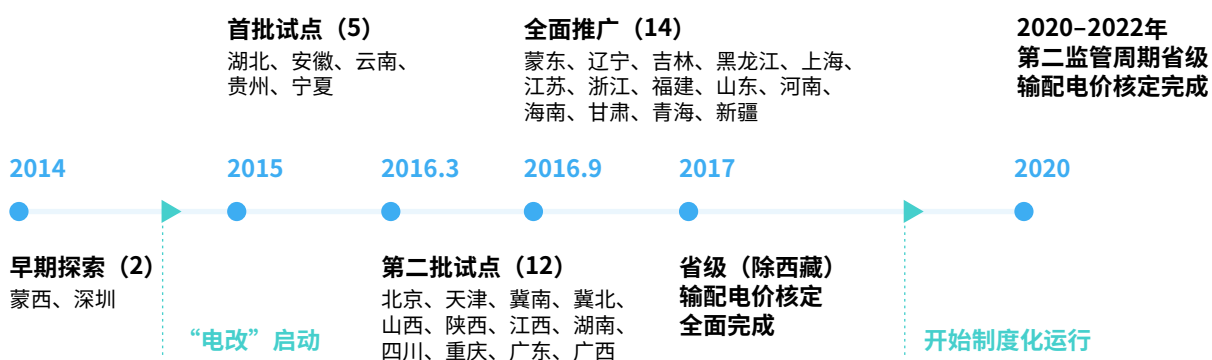
第一章 2015年以来电力市场化改革的总体思路和进展

电力市场化改革是中国电力体制改革的核心任务之一。在2002年“电改”实现“管办分开、厂网分开”的基础上，2015年“9号文”开启的新一轮电改，将推进电价改革、完善市场化交易体系等作为改革的重点任务。八年以来，电价改革与电力市场建设取得了长足的进展，为进一步建设全国统一电力市场体系和构建新型电力系统提供了有力支撑。

“管住中间、放开两头”：建立和完善输配电价体系，理顺电价形成机制

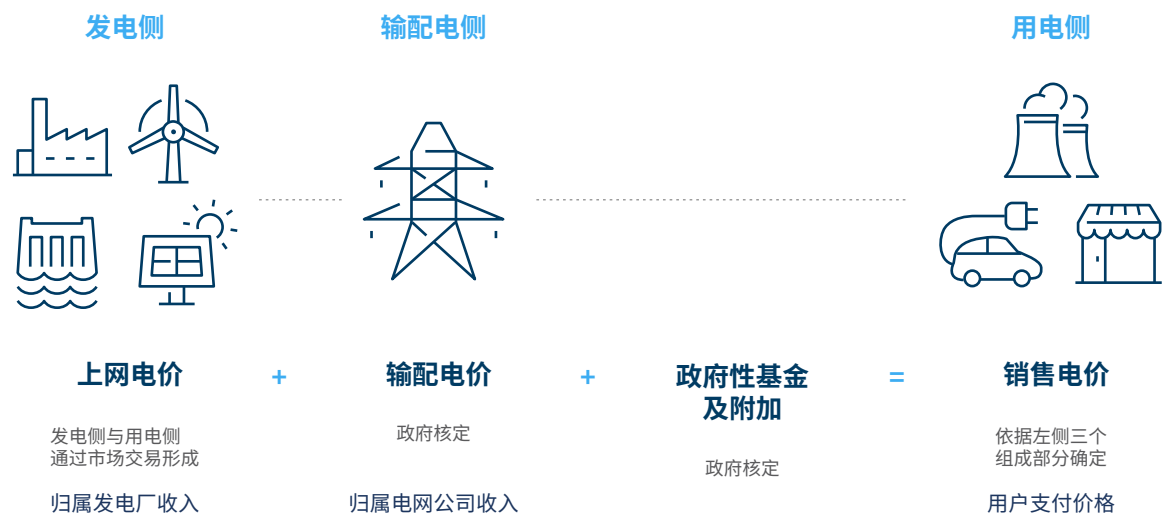
2015年以前，国内电力价格体系是“上网电价+目录电价”模式：行政主管部门制定面向发电方（电网支付给发电厂）的上网电价和面向用电方（电网向用户收取）的目录电价。2015年开始，在“管住中间、放开两头”的理念下，国家分三批逐步推动核定省级输配电价（图表1），按“准许成本+合理收益+税金”的形式确定输配电价，形成“上网电价+输配电价+政府性基金及附加=销售电价”的工商业电价顺价模式（图表2），为推动电力市场化改革、推动发电厂与用户直接交易打下了基础。此外，本轮电改针对配电环节进行了增量配电业务改革，引入社会资本参与增量配电网的投资、建设、运营，通过竞争创新为用户提供更优质的供电服务。

图表 1 输配电价改革进程



来源：落基山研究所

图表 2 工商业电价顺价模式示意图



来源：落基山研究所

循序渐进：省级电力市场化进程的五个组成部分

国内电力系统运行与管理以省为实体，这一特性确定了“省级电力交易+省间电力交易”两个空间尺度的市场构建思路，同时也决定了省级电力市场建设成为电力市场化进程的优先和重点事项之一。省级电力市场建设不可能一蹴而就，它首先需支撑电价从计划体制向市场体制平稳过渡，而后需健全完善交易品种，实现对电力系统各功能的系统性覆盖。截至目前，国内省级电力市场进程可划分为五个主要部分（如图表3）。

图表3 国内省级电力市场组成及发展进程

电能量	电力中长期交易	从多日到多年尺度的电能量交易，以年度和月度交易为主
	电力现货交易	包括日前和日内电能量交易，两批共14个省级试点，正向全国推广
辅助服务	调峰辅助服务市场	针对日内调峰设计，逐步向现货市场和调节型容量市场转变
	辅助服务市场（除调峰外）	面向调频、备用、无功补偿、灵活爬坡、转动惯量等辅助服务品种
容量	容量补偿机制/容量市场	维持系统充裕度，激励可用发电容量，提高电力供应韧性

来源：落基山研究所

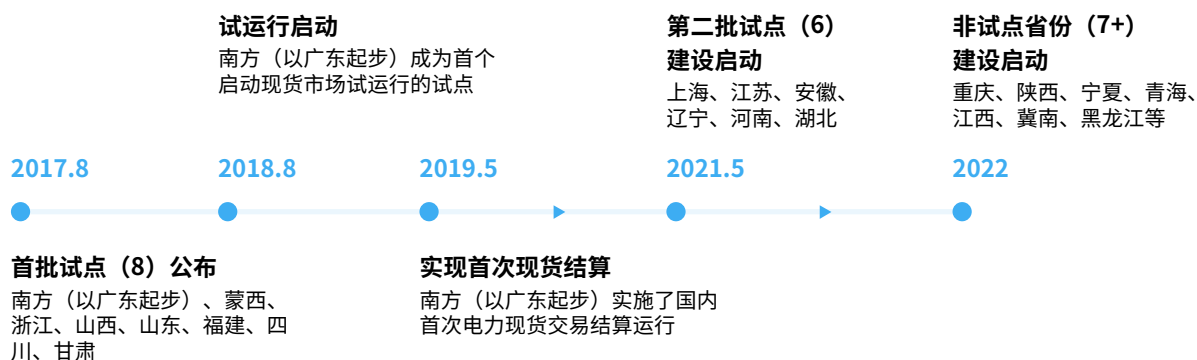
a. 电力中长期交易

电力中长期交易指发用电双方从多日到多年尺度的电能量交易，是省级电力市场建设中最先开始的步骤，也是电力交易量的绝对主体。目前，电力中长期交易以年度交易和月度交易为主，通常在上一年/月末由发用电双方通过双边协商或集中交易的方式交易次年/月的电量，部分地区少量开展了多日、周等尺度的电力交易。中长期交易继承了电力计划体制时期部分特点，例如以年度尺度交易/计划作为电力运行的核心参考、价格水平长期稳定等，这也使电力中长期交易成为计划体制向市场体制转换的桥梁。年度和月度为代表的中长期交易为发用电双方提供具有相对确定性的电量和价格预期，实现对冲短时电力价格波动的作用。

b. 电力现货交易

电力现货市场指发用电双方在日前和日内尺度的电能量交易，通常以每15分钟一个单元，每日96个单元组织交易。建立电力现货市场是发现实时电力电能量价值的基础，理论上电力现货市场价格及波动是电力中长期交易价格的参考。国家于2017年推出了第一批8个省级电力现货市场试点，2021年推出第二批6个试点，目前省级电力现货市场建设工作已在各省普遍展开（图表4）。

图表4 电力现货市场建设进程



来源：落基山研究所

c. 调峰辅助服务市场

调峰辅助服务市场是较早展开试点的市场种类。其交易主要在发电机组之间展开，可调度机组（通常为火电机组）在日时间尺度竞争调节（调降）发电机组出力，用于对冲新能源发电的波动性，从而促进新能源更高比例消纳。调峰辅助服务是具有中国特色和阶段性特点的辅助服务市场品种：国际电力实践中一般不设置单独的调峰服务，而是通过现货市场实现相应功能；在国内现货市场建成之前，可认为调峰辅助服务市场承担了现货市场的部分任务。随着现货市场的建立和扩展，调峰辅助服务市场机制也在发生变化，正逐渐向调节型容量市场转型，以激励火电机组进行深度调峰改造。

d.辅助服务市场(除调峰外)

辅助服务是指除电能生产、输送、使用外，为维持电网安全稳定运行和保证电能质量所需的各项服务。有偿辅助服务主要包括调频（二次调频）、备用、无功补偿、黑启动等。受物理特性和地域特点的影响，不同省区、不同辅助服务品种的定价方式存在差异。目前，已有市场建设的省区中，辅助服务市场一般以调频辅助服务（二次调频）为主要品种，主要由发电侧提供服务并分摊成本。

e.容量补偿机制或容量市场

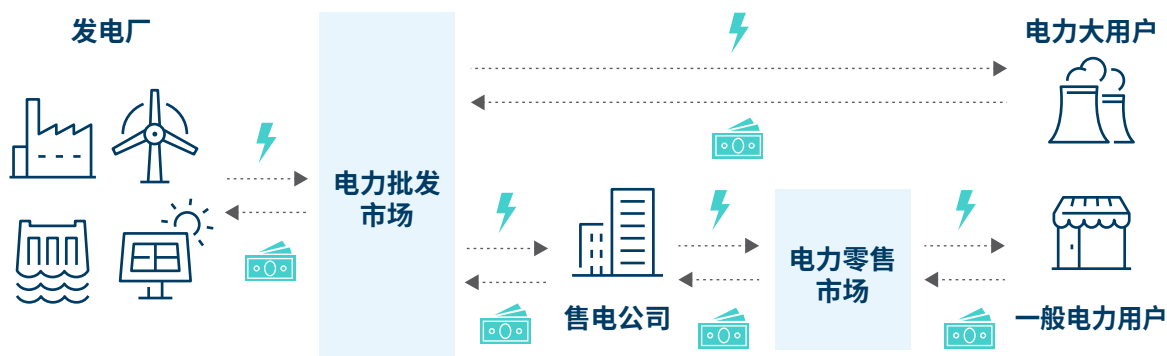
容量补偿机制或容量市场，是电力市场化体系下，为确保远期电力系统充裕度，而设立的交易品种。一般国际实践中，容量服务通常由发电方提供，由用电方购买。顾名思义，与传统上按电量结算收入的方式不同，容量补偿机制和容量市场通常按有效联网容量结算收益，不考虑实际发电出力状态。

经营性用户全面参与交易：建设批发与零售两级市场，扩展发用电双方交易主体

全面放开经营性电力用户发用电计划，推动其参与市场化交易，是电力体制改革的重要举措。经营性电力用户的用电量约占全国用电量的八成，这意味着相当水平的发电量和更多种类、更大数量的电源侧主体将不可避免地参与市场交易，新能源、水电、核电等非火电机组的部分或全部电量，也将逐步纳入电能量市场交易体系。

按照交易主体，电力市场又可划分为电力批发市场和电力零售市场。电力批发市场由发电企业与电力批发用户（在国内一般指具备一定电压等级和用电量的电力大用户）或售电公司进行交易；电力零售市场由电力零售商（售电公司等）和用户进行交易（图表5）。

图表5 电力批发市场及零售市场示意图



来源：落基山研究所

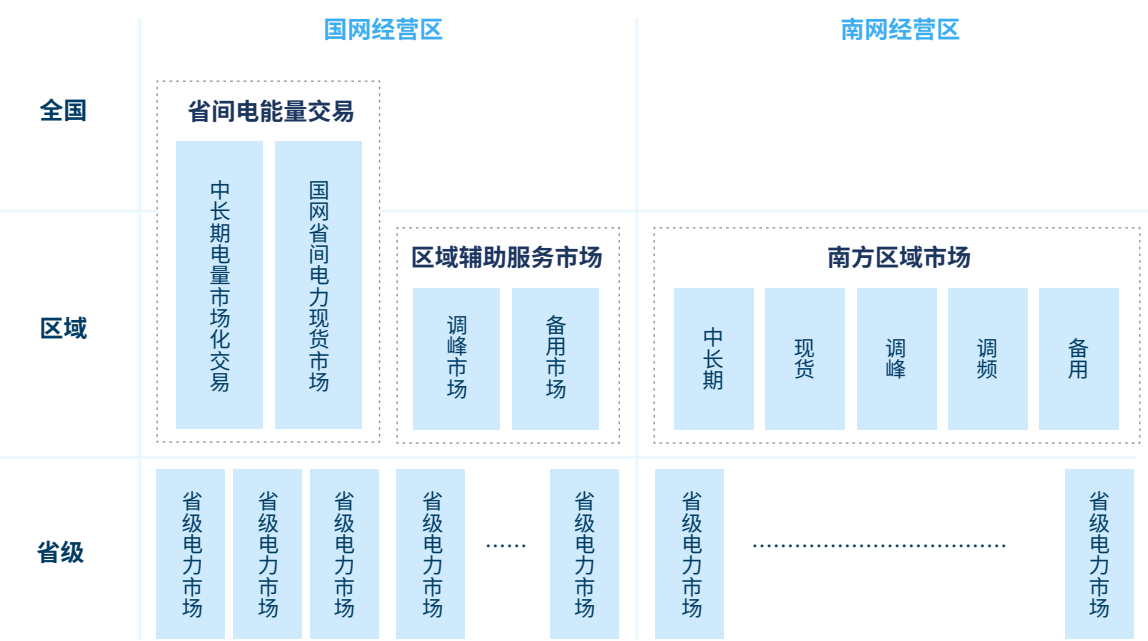
i 除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外，其他电力用户均属于经营性电力用户。

电力批发市场中，电力大用户和售电公司为买方，发电方为卖方，双方直接进行电能量交易。一般电力用户由于体量较小，需要在电力零售市场中与售电公司进行交易，再由售电公司代理，间接参与批发市场。电力大用户也可以选择参与电力零售市场。电力批发和零售市场建设都是2015年以来电力市场化建设的重要组成部分。对比两者的市场化情况，目前电力批发市场的建设进度更快、体系更成熟。

更广地域内的电力流动：省间与区域电力市场

在省级电力市场之上，随着可再生能源和特高压输电的发展，省间电力交换正变得愈发活跃，省间电力市场建设也在稳步进行。目前，省间电力交易主要包括电能量交易和辅助服务交易（图表6）。

图表6 省间电力市场结构



来源：落基山研究所

电能量交易主要包括两部分，一是由原有跨省跨区送受电国家计划、地方政府协议等发展形成的中长期市场化交易，二是利用省间剩余输电通道完成的省间现货交易（国网经营区）或一体化的区域现货交易（南网经营区）。多数省间电能量交易发生在受端电网与送端电网或电源之间，少部分交易为用户与电源的直接交易。

与电能量交易不同，省间市场化辅助服务交易主要以区域为单位进行组织。目前，区域辅助服务市场交易的主要品种为调峰和备用服务，在南方电网亦有区域调频辅助服务市场的尝试。

2021-2022年电力市场化改革重点

2021年至2022年，在推进实现“双碳”目标和国际能源市场大幅震荡的大背景下，全国电力市场化改革进程取得了诸多实质进展。

顶层设计方面，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》明确到2025初步建成、到2030年基本建成全国统一电力市场化体系。构建适应新型电力系统的市场机制、各级市场联合运行、新能源全面参与市场交易等成为2030年前电力市场化发展的总体目标，并将助推电力资源在全国范围内进一步优化配置。

电能量市场方面，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》推动燃煤发电原则上全面进入市场，推动工商业用户都进入市场，并扩大了交易电价浮动上下限。相关举措加快了发用电双方的市场化速度和市场参与深度，强化了市场在电力价格发现中的作用，为价格传导注入了新动能。《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》推动省级现货市场建设扩围、提速：第一批8个试点省区基本实现长周期连续试运行，第二批6个现货试点省区展开试运行，多个非现货试点省份公布规则或开启试运行。国家电网《省间电力现货交易规则（试行）》发布，省间现货交易开启连续结算试运行。

辅助服务方面，新版《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》发布，针对新型电力系统的建设和运行需要，对辅助服务品种、主体、分担机制等进行了丰富和扩展，为辅助服务市场建设提供了纲领性指导。

绿色电力交易方面，在2021年9月开展首批绿电交易的基础上，2022年《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》和《南方区域绿色电力交易规则（试行）》分别发布实施，为实现规则化、制度化、常态化的绿电交易打下了基础。

储能交易方面，《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》和《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》为抽水蓄能电站和新型储能电站明晰了价格形成机制，推动各类储能设备参与电力市场交易。

2023-2025年电力市场化改革趋势展望

到2025年，全国统一电力市场体系将初步建立。在这一宏观目标下，中国电力市场在2023-2025年间的主要发展趋势包括：

中长期电力交易的交易体量将继续维持高位，煤电仍将发挥市场价格基石作用。市场交易主体将继续增加，部分优先发电电源将逐步进入市场。中长期分时段交易将进一步推广，多年合约机制机制有望实现突破。

现货电力交易方面，省级电力现货市场预期“十四五”期间全面建成，省间/区域电力现货市场将快速孵化。现货电力市场的申报或出清价格限制将逐步宽松。在中长期分时段交易完善后，现货价格将更好地传导至中长期电力交易中。储能主体将在现货市场中试水，新型储能的实际收益水平仍具有不确定性。

电力零售方面，售电公司在用户入市和电网代购退出进程中将迎来更大的市场，不同售电公司的零售套餐将更具差异性，发售一体的售电企业在近期内仍有优势。

辅助服务市场设计将持续反映新型电力系统建设需要，交易品种、供给主体、分摊主体将扩围，调峰市场将与现货市场实现融合，调频、备用服务将市场化发展，无功和辅助服务新品种预计将以补偿交易为主。

容量方面，可再生能源比例较高且现货市场试点较为成熟的省份有望推广容量机制，价格形成机制预计以行政定价为主，但有望向分时段精细定价演化。

此外，在**输配电**方面，预计输配电价格继续下探空间有限，源网荷储、微电网等渠道将是探索解决增量配电网发展问题的新途径。



第二章 中长期电力交易

01 中长期市场将迎来更多市场主体，交易占比维持高位，交易总量快速增长

随着市场化的推进，未来更多的优先发电电量和经营性用户都将逐步进入市场，中长期交易电量在当前基础上将继续上升，且在电能量市场中维持高占比。在2023年电力中长期合同签订工作中，¹政府延续了要求市场化电力用户全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量90%的要求，燃煤发电企业的月度及以上周期合同签订电量比例不低于上一年实际发电量的90%。

降低电力市场准入门槛，促进各类型主体进入市场，对于提高电力市场活跃度非常重要。中国2022年提出建立全国统一电力市场体系的要求，也强调培育多元竞争的市场主体。当前，中国参与电力市场的主体主要是煤电企业、工商业大用户和售电公司，未来将有更多其它主体的进入：

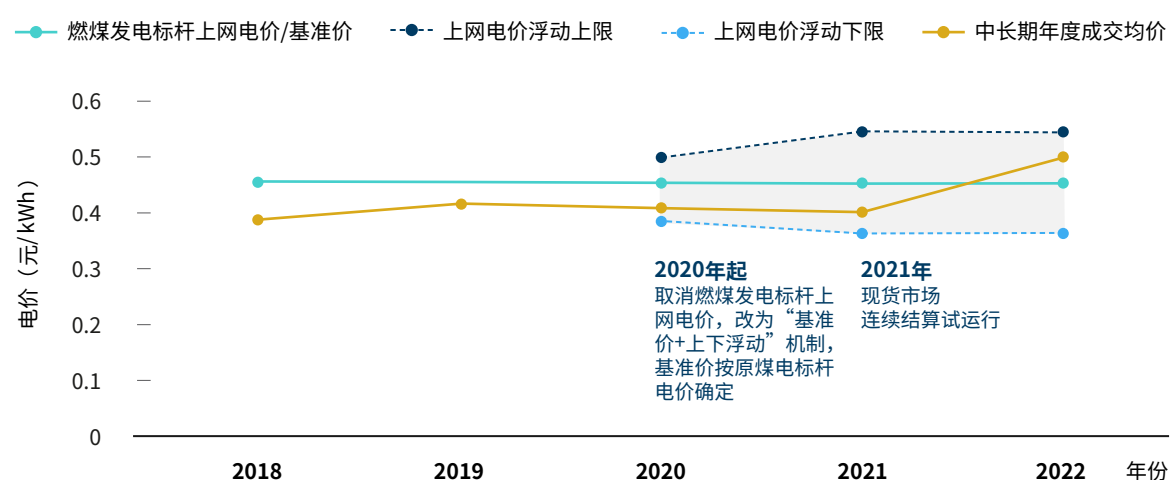
- 发电侧，当前煤电已全部进入电力市场，新能源、水电、核电电站的部分电量也参与市场交易；后续将逐步引导各类电源有序进入市场交易，由优先发电计划逐步转变为电力中长期合同或差价合约。在发电侧，特别对于增量的风电、光伏等电源，加大市场化进程以实现新能源更大规模的消纳。
- 在用户侧，当前较大规模的工商业用户通过大用户直购或者售电公司代理的方式参与电力市场，小用户基本上仍由电网企业代理购售电。政策要求分批次推动经营性用户全面参与市场，社会资本将继续进入售电业务，售电公司的构成将更加多元，形成更加有效的竞争，由电网企业代理的中小工商业用户将逐步由市场化售电公司代理。为了加快用户市场化程度，各地均要求已直接参与市场交易、改由电网企业代理购电的用户，其价格按电网企业购电价格的1.5倍执行。

展望未来，更多的新型市场主体将进入电力市场，它们将在电力市场中发挥重要作用。通过中长期分时电价或现货市场，用户侧可调负荷资源、储能、分布式能源、新能源汽车等新型市场主体将逐步参与市场交易，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

02 煤电继续发挥价格基石作用，未来电价将持续反映新能源占比的变化

尽管中国非化石能源装机已超过50%，但按发电量计算煤电仍占大头，2022年，中国煤电在发电量中的占比约为58%，所以当前煤电价格是决定平均用电成本的关键因素。各省级地区均按照煤电平均发电成本出台了煤电基准价，其它电源类型如新增可再生能源，也以煤电基准价作为定价参考，从而使煤电成为中国电价的基石。

图表7 广东省燃煤发电基准价、中长期交易价格浮动范围和成交均价



来源：广东省发改委，广东电力交易中心，落基山研究所

煤电价格的基石作用主要在以年度合同为主的中长期交易中得到体现，因为年度合同主要以未来一年平均煤价进行定价，年度合同的高占比以及合同电量结算时遵循的“照付不议、偏差结算”的原则保证了年度平均电价的稳定。长期来看，由于中国以煤为主的能源资源禀赋，煤电在保电力供应方面的作用尚无法替代，决定了中国以煤电为主的电源结构特点不会改变，以煤电价格为价格基石的趋势将长期延续，但也发生着缓慢的变化：

- **煤电的价格调整更加灵活。**随着煤价波动加大，中国将逐步放开煤电中长期价格的浮动上下限，而现货价格则不受浮动上下限的限制，预计在3-5年内中长期的浮动限额将逐步放开，中长期价格和现货价格实现完整衔接，从而使煤电价格与煤炭价格挂钩联动，煤电基准价的作用将逐步消失。
- **现货市场定价机制对中长期价格产生重大影响。**现货市场真实反映了电力的实时价格，也发现了电力供需的基本规律，现货市场的平均价格将逐步成为中长期交易价格的参考。随着中国电源结构的变化，其它电源特别是新能源在某些时段对电价的影响显著加强。以山东为例，随着光伏比例的增加，山东省“鸭形曲线”效应已比较明显，中午时段电价显著低于其他时段。当中长期交易中分时段曲线推广后，现货市场发现的这一现象将会影响中长期定价，中长期合同按时段划分中午时段电价将显著降低。

- **长期来看，电价由新能源、煤电综合成本（含碳成本）竞争形成。**一方面，新能源等可再生能源更大规模的发展，以及进入电力市场的比例增加，与煤电将形成竞争态势，煤电不再是唯一的定价机组；另一方面，随着碳市场的加快建设，叠加碳市场成本后的煤电竞争力将消退，可能带来可再生能源更大的竞争优势。在现货市场中，新能源发电比例较高时段，完全由新能源进行定价；在中长期合约中，平均电价将是新能源成本、煤电成本以及碳成本的综合反映。电力市场中煤电的价格基石作用将发生变化，而由可再生能源、煤电共同进行定价。根据当前可再生能源发展以及市场化趋势，预计2030年共同定价的局面将初步形成。



03 优先发电电源逐步入市, 与煤电机组同场竞争, 资产经营风险增加

对于新能源、核电、生物质等优先发电电源, 进入市场意味着与煤电机组进行竞争, 将带来一定的收益风险。目前, 国内中长期交易以年度和月度合同为主, 多年合约的应用十分有限, 这实际上是更偏向于化石燃料发电的一种机制格局, 一定程度上反映了电改从煤电起步的事实。对于变动成本占全成本比重较大的化石燃料发电机组而言, 年度及月度合同有利于及时传导燃料、碳排放等可变成本的变化。相反, 若提早锁定多年价格, 如果没有灵活的调整机制, 燃料和碳成本上升可能导致发电商增加的可变成本没法疏导。对于变动成本几乎为零、初始投资成本占比很高的可再生发电机组而言, 提前锁定多年价格更有利于确保初始投资成本的回收。

在新疆、内蒙、山西等新能源富集省(区), 最低保障收购年利用小时之外的电量已进入市场化交易。随着新能源装机的进一步增长, 中国对于新能源更大规模参与电力市场交易提出了更高的要求。根据中国建立全国统一电力市场文件, 要求引导新能源签订较长期限的中长期合同, 到2030年新能源全面参与电力市场。根据该要求, 部分省(区)逐步出台加大新能源入市的要求, 按照新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》的通知, 2021年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场, 此类项目涉及新疆内部实际交易电价均为各时段加权平均价。当前山东、山西、甘肃、蒙西等多个省级现货试点要求新能源参与现货市场交易。新能源进入电力市场, 意味着“保量保价”(保障消纳+标杆上网电价)为主的经营模式将改变, 将带来经营风险的显著增长。新能源参与市场的主要风险包括:

一是在年度长协这样的长周期机制中, 由于煤电电量在大部分省份仍占主导地位, 新能源定价通常锚定煤电的年度平均交易价格, 形成了新能源定价看煤电、煤电定价看动力煤的定价思路。但是, 动力煤并无多年期货市场, 因此导致煤电价格以及新能源电价也只能一年一定, 新能源无法提前锁定收益确保覆盖初始投资成本。

二是在现货市场这样的短周期机制中, 新能源的发电特性将导致“价格踩踏”。新能源发电具有同时性与反调峰特性, 光伏比例较高地区, 中午时段将发生电力大量富余与电价的快速下降; 风电也具有同样的特性。光伏和风电的扎堆发电, 将导致新能源发电时段相互的激烈竞争, 导致其在中长期和现货市场中均难获得高电价。该问题对于光伏更加明显, 据初步统计, 进入2022年国网省间现货市场交易的光伏平均电价仅为0.2元/kWh, ²显著低于煤电基准价。

三是无论在长协还是现货市场中, 新能源的随机波动性都导致了报价策略和偏差管理的困难。新能源功率的可预测性与发电可调性较差, 而较为精准的出力预测是新能源合理制定中长期+现货市场交易策略的基础, 否则很容易因量、价申报不合适承受偏差损失。新能源因功率预测准确度带来的发电偏差, 反映在中长期市场上就是要承受一定额度的偏差考核; 而在现货市场上, 相当于按现货价格买入偏差电量履约, 可能带来较大的损失。

新能源参与电力市场, 打破了以往相对稳定的经营模式, 以前相对确定的投资决策和资产评估方式将不适用, 新能源企业需要调整财务收益与资产评估模型, 从相对固定的收益模式过度到应用不确定模型, 将带来新建项目投资决策以及现有项目资产评估的困难。

04 多年合约机制有望进一步完善，逐渐成为可再生项目主要风控手段之一

在《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》文件中，中国能源主管部门开始引导市场主体签订一年期以上的电力中长期合同，要求探索建立多年合约价格调整机制，如果多年合约与实际市场价格偏离较大时，引导市场主体平等协商调整合同执行价格。

在2021年9月的首批绿电交易中，巴斯夫、科思创、施耐德等外资以及国内科技企业与多家新能源企业签订了多年期电量采购协议。作为参与第一批全国绿电交易试点的电力用户代表，万国数据在南方区域绿色电力交易签约仪式上与中广核新能源投资（深圳）有限公司签署了绿色电力合作框架协议。在该协议中，万国数据计划在未来10年内向中广核新能源采购绿色电力，合计采购电量不低于20亿千瓦时。2022年5月，巴斯夫广东湛江市一体化基地与博枫签署了中国第一份25年期固定价格可再生能源电力采购协议³，以平准化度电成本（LCOE）为标准对正在开发建设中的可再生能源项目进行定价。

一般而言，对未来动力煤价格水平、可再生成本下降速度、绿色权益价格趋势等因素的判断，都会影响买卖双方对于合同周期和定价方式的选择。在过去两年的实践中，多年合约的标准化程度并不高，一方面反映了市场参与者需求和风险偏好的多样性，另一方面也反映了各市场主体对于上述因素判断的一致性不高。我们观察到了三个主要现象：

- 绝大多数多年合约仍然以锚定煤电价格的方式逐年定价。根据我们对绿电买卖方的调研，目前可再生多年合约的定价方式仍然主要以锚定煤电年度平均市场化价格为主，并在考虑绿色权益、折扣等方式后约定一定的浮动比例或空间。但因为存在煤电市场化价格一年一定的问题，这些合约实际上并无法直接约定未来价格绝对值，而只是约定了一个未来定价的方式，今后的每一年再根据当年煤电市场化价格核定当年绿电价格。目前，燃料成本、电力市场结构、绿色权益价格等因素都缺乏明确的长期政策，也没有相应风控手段，因此买卖双方都更偏向于延续当下的主流定价方式并签署周期较短的多年协议。这种方式除了无法在合约周期内锁定价格以外，还将面临合同到期之后重新寻找买方，与建成年份更晚、成本更低的可再生能源项目竞争的问题。
- 以可再生项目LCOE定价且覆盖项目全生命周期的方式仍未被大范围了解和接受。虽然这种思路虽然更符合可再生项目投资和运营特征，但按照这个方式定价的且已经签订的合约比例很低，一般更为跨国电力用户熟悉，本土工商业用户普遍缺乏深度了解。我们预计，随着可再生成本进一步下降，且越来越多的绿电采购方要求与新建项目签订合约、满足额外性（additionality）需求，以LCOE定价的方式会逐渐被更多市场参与者接受。
- 多年合约目前仍然普遍需要场外合同或者协议作为补充。目前，交易中心场内的标准化多年合同普遍而言比较简单，买卖双方需要在场外另外签署协议，从而在交易方式、价格调整方式、风险承担方式等方面约定更多的定制化条款。随着多年购电协议适用场合增多，交易电量稳步增长，为了满足需求的增长，我们预计场内标准化合同将进一步完善，多年购电协议将从场外逐步转向场内。

05 作为与现货市场衔接的必然手段，中长期分时段交易将进一步推广

由于电力生产的实时平衡特性，不同时段电力电量价值不同。但中长期合约不进行实时交易组织，因此需主要通过分时段电量和价格曲线来体现不同时段电力价值。然而，由于国内现货市场机制仍不健全，大部分省份仍普遍延续了以往中长期交易的不分时段机制。该机制中，合同双方仅约定合同期内总电量和同一电价，执行时发电曲线仍由交易机构、调度机构按一定规则进行分解，所有电量按照中长期同一合约价格执行。

不分时段的中长期交易弊端很多：首先，按同一价格无法准确体现电力的时间价值，无法激励发用电双方依据价格进行发用电管理。其次，不分时段的中长期交易，在电力平衡方面由电网整体平衡，通过交易双方发电曲线匹配促进整体电力平衡方面的作用没有发挥。所以参照现货市场价格划定中长期分时段曲线非常重要，当前在山西、广东等市场分时段交易已经取得了一些成果。山西和广东的分时段交易机制类似，都是在原有的年度、月度、周、多日等周期交易中，增加了分小时级集中竞价的功能。周期越短的交易，其价格趋势将越趋同于现货价格。

随着各省级现货市场的加快推进，中长期市场进行分时段交易，以实现与现货市场的衔接，将是大势所趋。政府在中长期交易的相关文件中，均要求进一步扩大分时段交易范围与电量比例。分时段交易组织方式将更加多样，双边协商、集中交易（包含竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易）等各类中长期交易方式中，均可以灵活组织开展分时段交易，交易周期包含年度、季度（多月）、月度等。预计未来年度、季度（多月）分时段交易以双边协商为主，月度分时段交易以集中竞价为主。具备条件的省份，进一步将分时段交易逐步细化至月内，实现按旬、周定期开市，从而实现与现货市场无缝衔接。

专栏1：典型省份2022年分时段中长期交易机制

山西分时段交易

山西2022年已经开展中长期分时段交易，这是一种与电力现货市场不间断结算试运行一体协调的中长期交易机制，其关键是将每日的中长期合同按小时分为24个时段，以每个时段的电量为交易标的，相当于每天开设了24个子市场。各子市场互不影响，在24个子市场分别组织发电侧与用户侧开展电量交易，各市场主体24个时段的交易电量依次组合形成的阶梯式曲线即为中长期交易曲线。

山西市场的分时段交易主要体现在年度、季度、月度、旬和日交易的集中竞价和滚动撮合上。集中竞价交易由各市场主体自主申报购、售电量和电价，在申报截止后进行统一边际出清，形成该时段的统一出清价格。滚动撮合交易在集中竞价交易之后开展，以集中竞价统一出清价格为参考，市场主体自主申报购、售电量和电价，成交顺序按照价格优先、时间优先。在集中竞价与滚动撮合交易中，发电侧、用电侧均可以买入或卖出电量，根据自身需求进行交易自由调节各时段合同电量。

广东分时段交易

2022年12月，广东电力交易中心印发《广东电力中长期分时段交易实施方案》，推动中长期分时段交易的执行。具体而言：

在年度交易中，广东新增年度分时段集中竞争交易，采用分峰段、平段、谷段交易形式。按月分别组织集中竞争交易，每个标的月分峰段、平段、谷段三个标的，全年共36个标的。成交电量按照月分日权重、日内均分到小时的原则进行分解。

月度中长期交易中，开展月度双边协商、挂牌交易和集中竞争交易，其中双边协商、挂牌交易机制不变，月度集中竞争交易采用分24小时分时段交易的形式。月度集中竞争交易标的为次月24小时的分时电量，成交电量按照月分日权重分解到日。

周及多日分时段交易。开展周双边协商和多日集中竞争交易，不再开展周挂牌、周集中竞争交易，其中周双边协商交易机制不变，多日集中竞争交易采用分24小时分时段交易的形式。

来源：山西电力交易中心，广东电力交易中心，落基山研究所

第三章 现货电力交易

06 现货市场加速推进，预期十四五期间省级市场全面建成

2022年中国政府加大了现货市场推进力度。2月，国家发改委、能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，确定现货市场在分步推进的基础上，最后实现所有省份覆盖。文件要求第一批试点地区2022年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区在2022年6月底前启动现货市场试运行。其他地区在2022年一季度上报建设方案，预计2023年启动试运行。在总结各地电力现货市场试点经验基础上，11月25日，国家能源局对《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》公开征求意见，提出了省内、省间电力现货市场的基本规则，确立了各省、区域电力现货市场运行的基本框架，为实现现货市场从试点向全国推广创造了条件。

目前，试点省（市、区）现货市场试点建设取得了一定成果，但呈现出进度参差不齐的状态。首批省级试点中，8个试点地区按要求陆续进入电力现货市场长周期连续试运行。山西、山东、广东、甘肃、蒙西等省（区）进入长周期连续试运行时间较早，并取得了较好的效果。第二批6个试点地区（河南、辽宁、江苏、安徽、湖北、上海）均启动电力现货市场试运行。

图表8 第一、第二批部分省级现货市场试点建设进展及特征

批次	省份	进展	特点
第一批	山东	长周期连续试运行	新能源10%的电量以“报量不报价”的方式参与，被动接受市场出清价格。新型储能 ⁱⁱ 作为独立主体参与报量报价，通过现货市场电价差获得收益。引入容量补偿机制，新型储能根据其有效容量可以获得容量补偿收益
第一批	山西	2022年全年连续结算试运行	新能源以“报量不报价”的方式参与，首推虚拟电厂以现货市场交易方式开展需求响应
第一批	蒙西	2022年6月起连续结算试运行	新能源报量报价的方式进入现货市场；日前市场预出清不结算，实时市场出清结算；分两个价格区域，各个区域采用用户侧节点加权平均价作为参考结算点电价。
第一批	广东	2022年全年连续结算试运行	包括日前现货交易和实时现货交易，现阶段现货电能量与辅助服务分开独立出清
第二批	江苏	2022年先后完成三次模拟试运行及三次结算试运行	试运行期间日均现货出清电量约10亿千瓦时，度电最高价1.5元，度电最低价0.1元

ii 新型储能系统指除抽水蓄能以外的其他所有储能

批次	省份	进展	特点
第二批	河南	2022年11月,完成第一次短周期结算试运行	累计出清电量35.66亿千瓦时,交易均价较中长期交易价格有所上涨
第二批	湖北	2022年11月,完成第一次短周期结算试运行	市场化机组日均出清电量4.06亿千瓦时,早、晚高峰出清价格高,午间腰荷出清价格低,反映了不同时段、不同地区电力供需关系

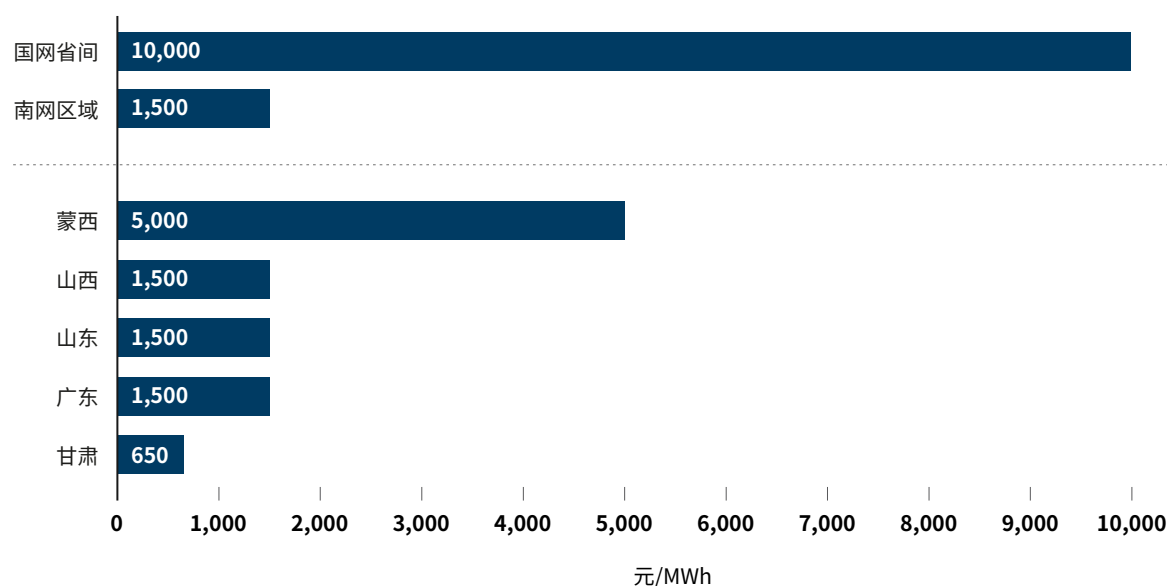
来源: 各省能源局, 落基山研究所

随着现货市场的逐步推进,未来全国统一电力现货市场将逐步完善。在覆盖广度上,省间-省内两级市场协同运行,省级电价壁垒打开,通过现货市场提供的价格信号促进电力资源在全国范围内的优化调配;省内现货市场基本采用全电量出清模式,形成日前-日内-实时三级市场结构,现货市场促进电力平衡和电价发现机制更加完善;参与主体更加多元,可再生能源、核电、水电等优先发电电量以更大比例进入电力市场,小规模工商业用户、分布式储能、分布式光伏、电动汽车等主体逐步参与现货市场交易,交易活跃度大规模提高。

07 现货市场限价将逐步放松，但其对中长期价格传导作用仍然受限

在现货市场建设的初期，为了限制市场力的滥用（如供电紧张阶段恶意保留发电容量），同时应对燃料供应突然中断、机组故障以及极端天气等突发情况带来的价格震荡，中国对现货市场设置了价格上限（价格帽，见图表9）。

图表9 2022年国内部分现货市场报价价格帽



来源：各省电力交易中心,落基山研究所

整体来看，除国网省间和蒙西外，国内其他地区现货市场价格偏低，而欧洲、美国现货市场限价则更高。国内与欧美存在价格帽限价差异的主要原因是定价机制不同，中国的价格帽根据最高可能出现的机组边际成本进行设定，欧美主要基于机会成本进行定价。

尽管价格帽的设置削弱了发电厂商行使市场力抬高价格的能力和动力，也减轻了用电主体价格突增的风险，同时降低了监管的难度，但是削弱了现货市场价格发现和资源调配的作用，抑制了对长期投资的激励作用，不利于虚拟电厂、储能等新型主体的进入。

展望未来，中国将根据实际情况逐步放宽现货市场限价幅度，价格帽将逐步提高。因为随着新能源比例的逐步上升，发用电平衡难度也将同时增大，这一点客观要求现货市场在价格发现方面发挥更大的作用。但国内价格帽与国际水平比较大可能会持续维持在相对低的水平。

理论上，即使90%左右的电量通过中长期合同锁定了价格，现货市场对电能量市场价格形成仍将起到重要的作用。省内现货市场采用全电量出清模式，能较好发现电力价格。按照现货市场的结算机制，中长期交易价格向现货市场靠拢，是规避中长期合同风险的有效方式。因此，现货市场中发现的电力价格和分时价格规律，将影响中

长期交易的合约电价。未来几年内，随着中长期分时段交易以及中长期价格限制逐步放开，现货市场在价格发现中的作用会更加明显。

目前，中长期交易的限价政策以及未普及分时段交易，仍限制着现货市场充分发挥定价作用。从图表10可以看出，广东、甘肃、蒙西等省份现货市场年度均价相对煤电基准价上涨超过20%，而在用电紧张的月份（如7、8、9月），现货市场均价比年均价更高出10%，但由于中长期市场的20%上下浮限制，现货市场价格无法完全有效传递至中长期市场，导致电能量价格的扭曲。同时，在分时段中长期未推广阶段，现货市场发现的价格分布规律（如光伏带来的鸭形曲线）也难以在中长期反映，对于合理平衡发用电需求，促进灵活性资源参与调节的作用不明显。

图表10 2022年国内部分现货市场电价情况

省份	年均价 (元/MWh)	年时点最低价格	年时点最高价格	燃煤发电 基准价	现货均价 相对燃煤 基准价上 浮比例	年分时平 均日内峰 谷差
广东	556.59	0	1481.36	453	22.87%	195.4
山西	389.27	0	1500	332	17.25%	504.8
山东	366.52	-100	1500	394.9	-7.19%	415.3
甘肃-河东	428.1	0	800	297.8	43.75%	219.9
甘肃-河西	366.23	0	800	297.8	22.98%	268.8
蒙西-呼包东	451.64	-0.8	1891	282.9	59.65%	536.9
蒙西-呼包西	457.97	-70.86	1785	282.9	61.88%	548.3
省间	631.94	34.89	6015	-	-	-

来源：兰木达电力现货，落基山研究所

08 省间与区域现货市场初见雏形,有望进一步促进可再生能源消纳并逐步打通省间价格壁垒

2021年11月,国网公司发布《省间电力现货交易规则(试行)》,规则提出了国网区域省内现货市场与省间现货市场按照“统一市场、两级运作”的方式布置。相对省内现货市场的全电量出清模式,省间电力现货市场采用的是增量电量出清模式,是在省间通道既有中长期电量上的增量交易,以最大限度利用剩余省间通道,优化提升省间电力的互补互济。根据2022年省间交易数据,除夏季西南地区供电紧张时期以外,可再生能源交易量在各月份占比均达到约9成,切实促进了可再生能源在更大范围内优化消纳。

2022年,国家电网启动了省间现货市场结算试运行,累计超过6000家发电企业参与。全年累计交易电量278亿千瓦时,单日最大成交电量达3.19亿千瓦时,送端成交均价0.87元/kWh。⁴迎峰度夏期间,受持久高温、用电需求增加以及水电急缺等多重因素影响,西南、华中、华东多省出现电力短缺,省间现货市场购电需求增长明显,而送端省份由于保供压力可外送能力减小,形成供不应求的省间市场形势,推动省间现货市场价格大幅上涨。第三季度省间交易均价达到1300元/MWh,最高电价甚至超过6000元/MWh。⁵

与国家电网经营区不同,南网区域通过建设一体化的区域电力市场实现省间电力交易,区域电力现货市场是区域电力市场体系中的重要环节。南网区域电力现货市场从云南、贵州、广东三个省起步,于2022年7月启动结算试运行,合计超过157家电厂和用户达成南方区域首次省间现货交易,发电主体价格申报上限为1500元/MWh。⁶此后,9-10月间,南方区域电力现货市场实现与广东省内电力现货市场协同运行;11-12月间,广西、海南两省区纳入南方区域电力现货市场运行范围。

尽管跨省交易电价激增增加了受端省份的购电成本,但是跨省交易对缓解电力供需紧张起到了有效作用。2022年迎峰度夏期间,国网省间交易最大功率达到1900万千瓦⁷,有效支援了缺电省份。同时,跨省交易也搭建了省间电力价格流动的桥梁,真实反映了电能的时空价值,电价日内曲线呈现出明显的单峰单谷特性,而年内显示出明显的季节性差异,为全网电力资源优化配置提供了全局价格信号。



09 储能迈出参与现货市场第一步,但其收益恐难达到理论预期水平

国家政策鼓励储能等新型市场主体参与现货市场交易。2022年,独立储能在山东、山西迈出参与现货市场交易的第一步。山东市场中,通过现货市场价格套利以及获得容量补偿,是储能重要的收益来源。根据山东电力交易中心公告,2022年间,累计8家储能企业参与现货市场交易,电站总规模712MW/1504MWh,共计参与现货市场交易电量已超过2亿千瓦时。但是,储能参与现货市场交易,收益明显普遍低于理论计算值,主要原因有三个:

- 峰谷电价难以预测。现货市场中日内电价峰谷差波动较大,电价低值和高值事先预测难度大,新型储能难以制定准确的运行策略,当日储能充放电电价阈值设置不合适,可能导致新型储能当日错失充放电机会,或者不能实现在电价最优点充放电,导致储能收益明显低于理论收益。此外,未来随着储能资产增多,也将进一步平滑日内负荷曲线,大概率压缩日内电价峰谷差,从而进一步限制储能充放的收益幅度。
- 平均峰谷电价差并无显著高于储能度电成本。根据图表10,山东的年分时平均峰谷差仅略高于0.4元/kWh。据我们的行业调研,新型储能中间磷酸铁锂目前度电成本最低,在0.45-0.65元/kWh,其它省份的年分时平均峰谷差也并无显著高于储能度电成本。同时,储能峰值电价具有尖峰特性,并不能保证储能全部以尖峰电价放电,也造成储能收益大打折扣。
- 难以执行两充两放策略。在目录电价时代,用户侧储能一般按照晚低谷充电、早高峰放电;下午平段充电、晚高峰放电的“两充两放”模式进行电价套利,以加快成本的快速回收。但新能源特别是光伏的快速发展,改变了峰谷时段的时间分布。很多省份已呈现出明显的鸭形曲线,现货市场价格中午低、晚上高的特点显著,典型日基本只具备一充一放的条件,储能成本回收周期将拉长。随着光伏更大规模发展,未来日内单次充放将是长期运行模式。

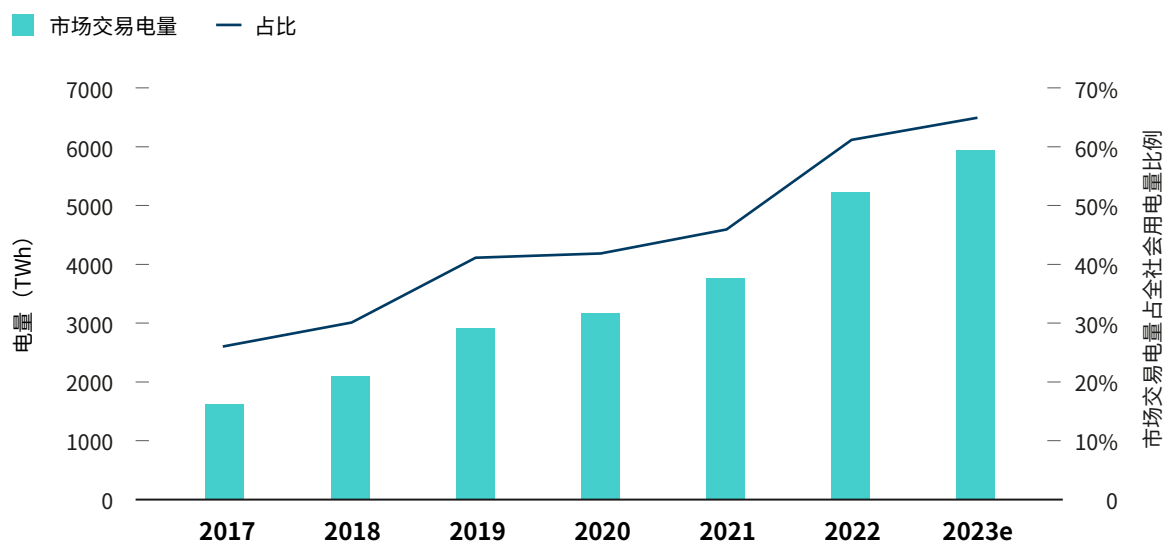


第四章 零售市场

10 随着工商业用户全面入市、电网代理购电逐步退出，售电公司将迎来更大市场

随着国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号），工商业用户逐渐全面进入电力市场，市场交易电量大幅提高。我们预计，2023年市场化交易电量将同比增长14%，达到60000亿千瓦时左右，占全社会用电量65%，持续创下新高。

图表11 2017-2023年市场化交易电量及占比



来源：中国电力企业联合会，落基山研究所

在市场交易电量中，绝大部分都是用电主体通过售电公司代理购电，其次是通过电网企业的代理购售电，剩下为数不多的是小部分仍然选择直接在批发市场购电的大工业用户。2023年，我们预计这三部分交易电量占全社会用电量的比例大概分别在40%、20%和5%左右的水平。

展望未来，我们认为售电公司代理购电比例会进一步提高。电网代理购售电仍然是目前众多中小型工商业企业的选择，这部分企业虽然用电量占比不大，但用户数量非常广。按照当前改革趋势，该部分用户逐步退出电网代理购售电范围，由售电公司进行代理是大势所趋，我们预计到2025年目前由电网公司代理的工商业用户将基本实现市场化。大工业直购电部分，我们认为随着现货市场推进、市场规则进一步复杂，也会有部分大工业用户转向由更为专业的售电公司进行代理购电。

11 售电公司“洗牌”持续，短期内发售一体企业优势维持，长期看风控和客户服务是核心竞争力

售电公司虽然将迎来总体代理购电规模进一步扩大的利好，但也将受到更严格的监管。受到电力市场化改革利好的刺激，2016年以来，售电公司数量井喷式增长，从当年5月份的559家急剧增至年底的5410家，但由于电力市场化进程限制，很多售电公司并未开展实质性业务。2021年11月，国家发改委和国家能源局出台《售电公司管理办法》，与原有规则相比，新办法更加注重对售电公司的风险管理，对连续3年未在任一行政区域开展售电业务的售电公司强制退出，并要求建立售电公司履约保函、保险制度，从资金实力、抗风险能力以及信用方面对售电公司加强管理，售电业务经历了一轮“洗牌”。2022年8月，因三年内未开展业务等原因，广东266家售电公司被强制退市，占到广东全省比例近45%。这仅是中国售电公司主体变迁的一个缩影，而根据北京电力交易中心网站，2022年也注销了多家售电公司。截至2021年底，全国各电力交易中心售电公司4989家，此后全国售电公司数量保持在4000家上下。

除了监管从严，售电公司也将迎来更激烈的竞争和淘汰。现货市场的推广要求售电公司降低运营成本，并提升价格预测和风险管理能力，通过更低的电价和更好的服务争取客户，采用中间商挣差价的商业模式将难以维系。预计未来售电业务将进入专业化、高质量发展阶段，具备较强市场风险管理能力和客户服务能力的售电公司将做大做强，而简单依靠挣差价的售电公司将逐步消亡。

目前，在各类售电公司中，主要有能源央企下属公司、地方国企、上市公司等类型，而由于发电企业具有电源、专业技术、客户渠道等先天优势，发电央（国）企在售电公司中占有重要地位，它们构建了发电-售电一体化的模式，以提升企业的整体效益。按照全国年度售电量，华能国际、国电电力售电营收均超过千亿元，居于售电公司营收榜首。其他发电集团尽管未出现在千亿俱乐部中，但其各省子公司在当地的售电量中也居于前列。以江苏为例，华润、中国能源集团、大唐、国电、国家电投所属售电公司代理电量都处于前十位置。

展望更长远的未来，随着现货市场推进、风控要求提高，我们判断售电公司单一的代理购售电模式将向更多其它增值业务扩展，增值业务成为主要的利润增长点，主要的增值模式包括：充分识别代理用户的负荷特性，增强代理用户之间用电曲线互补性，形成更优的现货市场报价策略，能提升防控电价风险的能力，降低用户侧的购电成本；有效组织代理的用户侧灵活性资源特别是分布式储能和电动汽车，建立灵活的虚拟电厂商业模式，参与现货市场交易和需求响应交易，在电力市场上获得额外收益；在用户侧扩展能源数字化管理、设备代运维、分布式能源建设等综合能源服务，为用户提供一揽子服务。上述增值服务的发展，建立在售电公司贴近用户、深入了解用户痛点问题的基础上，将对售电公司专业能力提出非常高的要求。

12 电力零售套餐开始体现差异化设计, 更好满足用户对价格波动的风险偏好

售电公司针对用户喜好设计不同的套餐, 以增强竞争优势。以浙江省电力零售套餐为例, 主要分为固定价格套餐、比例分成套餐和价格联动套餐。

- **固定价格套餐**是指售电公司与零售用户约定固定结算价格的零售套餐。固定价格套餐能为用电客户有效控制电价风险, 批发市场价格上涨时, 无需承担涨价风险, 但下降时也无法享受降价收益。该套餐下用户电价波动风险最小。
- **在比例分成套餐中**, 售电公司与零售用户约定分成基准价和分成比例, 参照月度交易均价进行收益分享、风险共担的零售套餐。该套餐特点是合同期内电价随市场价格变动, 批发市场价格上涨时, 承担部分涨价风险; 下降时, 享受部分降价收益。承担风险和收益的比例可以分别设置。该套餐下用户电价波动风险适中。
- **在市场价格联动套餐中**, 售电公司与零售用户在交易均价基础上约定上浮费用或下浮费用作为交易结算价格的零售套餐。特点是成交电价随市场波动, 承担全部市场价格波动风险。该套餐下用户电价波动风险较大。

随着现货市场的深入推进, 批发市场上的价格波动加大, 尽管售电公司可以通过专业化运作以及代理用户的调节作用, 降低一定的市场风险, 但成本侧风险的增大仍不容忽视。未来, 售电公司的套餐设计将更多反映价格风险因素, 根据用户不同的风险偏好, 提供不同的套餐模式, 在价格方面需考虑一定的风险溢价, 即用户由于规避价格风险需要向售电公司支付的额外费用。采用固定价格套餐, 使用户侧免受了价格波动风险, 定价将在平均定价基础上增加风险溢价。而市场价格联动套餐使现货市场价格信号有效传递至用户侧, 能促进用户侧管理用电习惯, 平抑电力系统的供需波动, 是政策鼓励的套餐方式, 不需要支付风险溢价。而比例分成套餐实现风险共担, 用户支付按售电公司承担的风险比例支付一定的风险溢价。



第五章 辅助服务市场

13 新版“两个细则”呼应新型电力系统建设，新增适应新能源发展的辅助服务品种

2021年3月，中国提出建设“新型电力系统”，以应对新能源发展带来的电力平衡和电网运行安全问题。构建更加完善的辅助服务补偿机制和市场交易机制，对于解决新型电力系统诸多问题具有非常积极的意义。2021年底，国家能源局发布了新版《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》（以下简称“两个细则”），这是自2006年以来进行的首次修订。修订“两个细则”是为了适应新能源大规模发展和电力市场化改革加快的现实需要，对于增加电网急需的辅助服务品种，扩大辅助服务参与主体范围，建立更加公平的分摊或者市场化机制具有重大的意义。“两个细则”发布后，2022年南方、华东、华北、西北等区域都根据“两个细则”的基本原则修改了辅助服务实施细则，重新确定了辅助服务的整体框架。

随着电力系统中新能源和电力电子设备比重大幅增加，传统辅助服务（如调频等）需求增加的同时，需要新增辅助服务品种：新能源的出力波动性问题，可能带来某些时段电力系统发用电严重不平衡，如黄昏时段光伏整体快速降出力导致电网发电不足，需要配套爬坡辅助服务品种，以激励各主体快速升出力；随着新能源大规模替代常规同步电源，电力电子设备并网比例进一步增加，将降低电网同步转动惯量，带来频率稳定性下降问题，需要建立惯量辅助服务品种，支持新能源渗透率较高的时段，具有转动惯量的主体尽可能并网运行，以提供响应系统频率变化率的快速正阻尼。



14 调峰辅助服务融入现货市场, 调频、备用辅助服务市场化发展, 其他辅助服务品种补偿机制优化调整

购买辅助服务主要采用两种方式, 一种是由各区域“两个细则”(主要是辅助服务实施细则)确定的固定补偿方式; 另一种是市场化方式, 如AGC调频、备用等具备市场化条件的辅助服务品种, 各辅助服务提供主体通过市场化竞价确定价格和辅助服务数量。当前, 实现市场化的辅助服务品种以及覆盖区域较少, 仍以固定补偿为主。根据电力市场化改革整体要求, 当具备市场化条件时, 固定补偿的辅助服务将逐步转为市场化交易。

调峰辅助服务将逐步与现货市场并轨

调峰服务是当前主要的辅助服务品种, 各个区域都出台了对调峰服务的固定补偿, 华北、南方等区域, 湖南、福建、青海、西藏、甘肃等省份都开展了调峰辅助服务市场建设。为了促进市场主体进行调峰能力改造, 华北、甘肃市场中采用了调峰容量(按调节能力)、调峰电量(按实际调峰调用的电量)两种交易方式。

调峰服务衡量的是电力在不同时段上的价格差异, 但现货市场建立后可以更好地反映不同时段的价格差异, 调峰服务与现货市场融合势在必行。新版《电力辅助服务管理办法》也适时提出“现货市场运行期间, 原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种”, 各区域的辅助服务实施细则中也提出类似原则, 国家能源局在《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》中要求“加强现货市场与调峰辅助服务市场融合”。随着现货市场试点推进与完善, 调峰辅助服务将逐步退出。根据当前现货市场推进进度, 预计第一批现货市场试点地区调峰辅助服务将于2024年之前与现货市场并轨; 而第二批现货市场试点地区将在2025年实现与调峰辅助服务的并轨。

调频、备用等辅助服务市场化进程加快

2022年, 各地区加快了市场化辅助服务的进程, 除调峰外, 当前已开展市场化实践的辅助服务品种包括调频辅助服务、备用辅助服务, 部分地区(如广东)为了促进需求侧灵活性电源参与辅助服务的积极性, 对需求侧资源建立了独立的辅助服务市场。

二次调频市场化比例较高。调频是指电力系统频率偏离目标频率时, 并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式, 调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。按照原有调频市场的划分, 一般将一次调频作为无偿调节, 二次调频(AGC、APC控制)作为有偿调节。在各类辅助服务品种中, 二次调频市场化的比例较高, 南方区域、山西、江苏、福建、安徽、重庆等省都启动了调频辅助服务市场。调频市场适用于各类并网主体, 在调频市场中申报机组一般按照综合调频性能情况确定出清顺序。其中, 电化学储能等快速调节电源具有明显的调频优势, 而风电、光伏等新能源调频性能较差。

部分地区尝试有偿一次调频。随着可再生能源比例增加, 频率波动的风险可能增加。为了更好发挥一次调频的快速调节作用, 南方、华东等区域逐步将一次调频根据理论动作积分电量的大小进行分别处理, 如将理论动作积分电量低于70%的一次调频部分仍作为无偿调节, 大于70%部分作为有偿调节, 有效提升机组参与一次调频的积极性。2021年, 山西已尝试开展了一次调频交易, 交易按日开展, 一次调频报价范围为5-10元/MW, 由于飞轮储能在一次调频速率方面具有绝对优势, 占据了一次调频份额的大部分。^{8,9}

区域备用辅助服务市场建设加速。备用辅助服务是指为保证电力系统可靠供电, 并网主体通过预留调节能力, 在电网发电不足时响应调度指令增加出力的辅助服务行为。根据国内电网的物理特性, 建设区域备用市场更经济, 同一区域内各省级电网可实现备用共享。具备可调容量的新型储能、常规电源(煤电、水电等)均可以参与备用市场。2022年, 华中、南方等区域加快了省间备用辅助服务市场的建设。华中省间备用市场分日前、日内两层结构,

日前交易过程中，服务买方省级电力调度机构申报次日备用需求曲线，服务卖方机组按照备用预留范围进行分档报价，以边际出清的方式进行备用交易出清。日内由服务买方申报日内增量需求。为防止交易过程中价格剧烈波动，对申报价格实行限价，暂定备用容量报价、备用容量调用报价不超过所在省级电网代理购电价格的1.2倍，备用容量报价不超过100元/兆瓦时。¹⁰南方区域省间备用容量市场采用日前出清、日内调整的模式开展。运行日，在日前跨省交易基础上，南网总调根据各省日内电力平衡和备用容量情况，组织跨省备用容量调整，调整情况事后批露。备用价格申报上限为50元/兆瓦时，下限为0元/兆瓦时。¹¹

转动惯量、爬坡、无功补偿等辅助服务仍为补偿形式，未来发展路径不一

新版“两个细则”增加了转动惯量和爬坡辅助服务。2022年，南方区域、华北区域均已经启动转动惯量补偿，但暂未启动爬坡辅助服务。而华东区域和西北区域，均已启动了转动惯量和爬坡辅助服务。随着新能源更大规模发展，预计2025年之前各区域均将启动转动惯量和爬坡辅助服务品种。爬坡辅助服务、转动惯量辅助服务具备市场化的条件，未来将逐步进入市场。

无功补偿方面，由于新能源缺乏无功和电压支撑能力，未来无功补偿的需求会持续增加，需要优化无功辅助服务的补偿方式，提升无功补偿的力度。由于无功就近平衡的特性，无功补偿辅助服务预期将保持非市场化或有限市场化的补偿形式。

专栏 2 广东需求响应辅助服务

随着电力系统发用电平衡难度增大，促进需求响应参与辅助服务非常必要。但在一般的辅助服务市场上，由于竞价限制明显，不足以激励需求侧资源参与响应；同时也因为需求侧资源颗粒度小，难以响应调度的指令。为了促进需求侧的参与，2022年4月，广东电力交易中心发布《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》，通过更高的价格激励以及负荷聚合等方式，促进需求侧资源进入电网调节。

广东需求响应市场具有以下特点：一是大幅扩大了响应主体，扩展至具备直控能力的直控型虚拟电厂（10兆瓦以上）和非直控型虚拟电厂（0.3MW以上）；二是主要针对需求响应的削峰作用，体现需求响应在提升电力系统安全、降低电力系统投资的价值；三是设置了多月（半年或年）、周和日三个层次的市场匹配，形成按容量、响应电量等多方式的结算方式，既建立长效稳定收益方式促进需求响应的投入，又通过即时竞价方式激励需求响应资源的充分动作。

此外，江苏也开展了电力用户可调负荷辅助服务市场实践。除此之外，山东、浙江、湖南等地也开展了需求响应工作，尽管也采用了竞价模式，但仍停留在当地营销专项工作层面，并未形成连续运行的市场机制。随着电力系统灵活性资源稀缺性更加明显，需求响应市场化程度将提升。

15 辅助服务供给主体扩维，服务成本开始向下游传导

2022年，各地都实现了辅助服务参与主体的扩维，包括新能源、新型储能、工商业可中断负荷、虚拟电厂、电动汽车充电网络等新型主体，只要能够响应电力调度指令都可以参与辅助服务调节，主体扩维能有效调动负荷侧的灵活性资源，大幅降低整体辅助服务成本。辅助服务准入门槛将逐步降低，包括更多主体种类、更低的装机规模要求、以及在调度关系上限制将越来越少，但是不同辅助服务品种适应的主体又各有差异：调峰辅助服务（与现货市场并轨前）适用于常规电源、新型储能、可控负荷等主体；调频辅助服务适用于常规电源、新型储能，也要求新能源配置调节装置后参与一次调频和二次调频；爬坡辅助服务适用于常规电源、新型储能等；转动惯量适用于常规同步电源以及具有惯量能力的飞轮、压缩空气储能等。

专栏3 各区域辅助服务参与主体

南方区域，包括风电（大于10MW）、光伏（大于10MW）、新型储能（10MW/1小时以上）和直控型可调节负荷（不低于30MW、最大调节能力不小于10MW，调节时长不少于1小时）都增加进入参与辅助服务的范围，调度层级上扩展至地市级调度机构调度的10MW及以上火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

华东区域，辅助服务扩展至电压等级35千伏以上的水、火、核电、自备电厂、抽水蓄能，也适用于风电、光伏与光热发电等新能源发电，同时涵盖可调节负荷和新型公用储能电站。对于电源侧、负荷侧电储能经所在法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与并网运行考核和辅助服务补偿。

华北区域辅助服务主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。其中发电侧并网主体是指华北区域省级及以上电力调度机构直接调度的火电（燃煤、燃气和生物质发电等）、水电、风电、光伏发电、抽水蓄能、自备电厂；负荷侧并网主体是指能够响应地市级及以上电力调度机构指令的传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车可充电网络等可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。

以前，辅助服务费用仅在发电侧进行分摊与补偿，是发电侧基于“奖优罚劣”的零和游戏，且奖惩力度并未准确反映辅助服务的稀缺性，既难以激发发电侧参与辅助服务的积极性，更难以调动其他更广泛的资源进入调节。新版“两个细则”确立了市场化补偿形成机制以及建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制，电费账单中单独列支电力辅助服务费用，实现了辅助服务费用向用户侧的疏导。

各区域、各省在分摊辅助服务成本的时候，尽量考虑合理的分配对象。南方区域规定，主要由新能源快速降出力带来的爬坡补偿费用由新能源发电企业按照预测偏差比例分摊；直控型可调节负荷参与的调峰（削峰）补偿费用由市场化电力用户按当月实际用电量进行分摊；而其他品种补偿费用由发电侧并网主体和市场化电力用户按照各50%比例共同分摊。华东区域中，原则上为了保障电网总体安全的频率、电压、备用、转动惯量等项目由发电企业、新型储能、电力用户共同承担；已经无偿或有偿提供分项辅助服务的不重复承担相应辅助服务费用；为特定主体提供的辅助服务由特定主体承担，如转动惯量费用由不具备转动惯量的发电、储能、电力用户承担。

16 辅助服务市场利好新型储能，但难以成为其主要收入来源

2022年，南网区域，重庆、青海、湖南、河南等省，针对新型储能参与辅助服务市场均出台了支持政策。其中，广东省新型储能参与调峰，可以获得0.792元/kWh的补偿；广西新型储能参与调峰，补偿标准约为0.396元/kWh；重庆新型储能参与调频市场调频里程申报上、下限为15元/兆瓦、6元/兆瓦，中标后同时可以获得容量补偿，日前约3元/兆瓦，日内为10元/兆瓦。¹²

实现辅助服务费用通过市场化方式向用户侧疏导，将部分解决新型储能商业模式不健全的问题。由于以电化学储能为代表的新型储能具有优良的调频、爬坡和上下调能力，能在辅助服务市场或者固定补偿中获得较大的份额。当前，在山西、广东的调频市场上，均有电化学储能电站获得良好收益的案例。根据国家能源局的解读，电力辅助服务费用可能达到全社会总电费的3%以上¹³，市场空间巨大，对于新型储能的发展将形成较大支撑。

但是辅助服务只能作为新型储能收入的部分来源。一方面，辅助服务需求与电量增长非线性关联，市场规模有限；另一方面，辅助服务市场本身存在很大的竞争，可调节负荷、火电灵活性改造等投资较低的辅助服务资源的进入，对新型储能造成很大的替代风险。新型储能能在辅助服务市场中获得绝对竞争力，仍取决于技术的成熟与成本的快速下降，以及调节要求（如响应速度、调节速度等）的进一步提高。



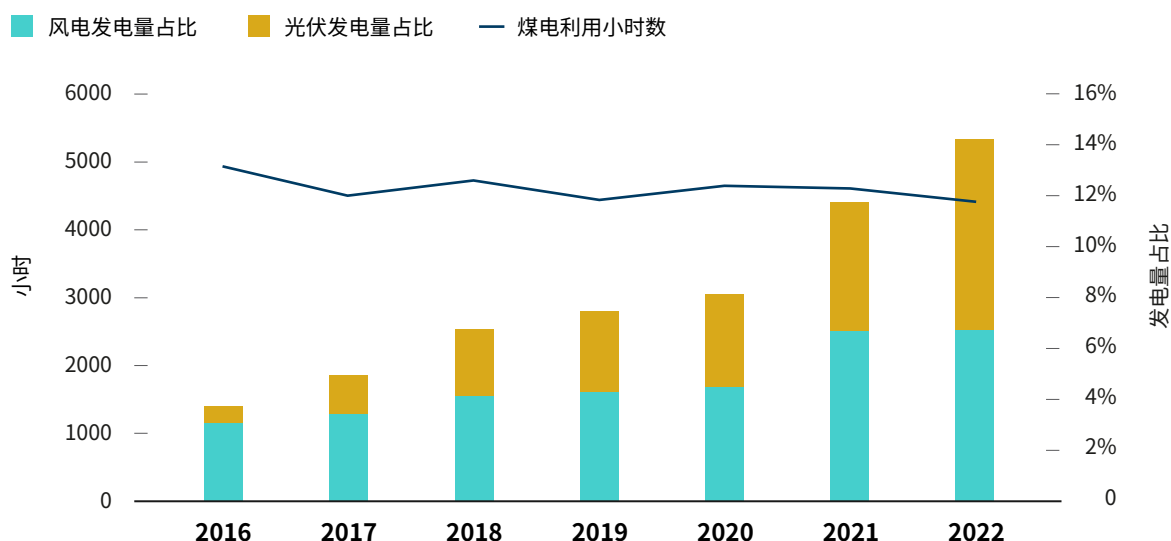
第六章 容量市场与容量补偿机制

17 容量机制从目前少数省份起步, 将进一步优先覆盖新能源比例较高且现货市场连续试运行的省份

山东和广东作为电力市场化改革的首批现货试点省份, 率先在全国范围内建立了容量机制, 以保障电力系统的容量充裕性。^{14,15} 两省目前的容量机制均属于固定容量补偿模式, 通过从用户侧按照用电量 (单位: kWh) 收取固定容量费, 然后在发电侧按照有效容量 (单位: kW) 进行分摊补偿。相比较而言, 在发电侧, 山东的容量补偿对象不限于火电机组, 储能和风光新能源也被纳入其中; 在用电侧, 山东对工商业用户全电量收取补偿电费, 而广东仅针对售电公司当月中长期合约外电量收取。

结合现有容量机制试点分析, 电力现货市场连续试运行、新能源比例较高的省份有望跟进推出容量机制。在近零边际成本的新能源大规模进入现货市场的趋势下, 国内推广容量机制的意义在于对现货市场的补充——通过给予边际成本较高出清困难、但能提供系统充裕性的机组一定程度的固定成本补偿, 使其有经济性地留在电力市场中、在电力短缺时提供向上调节能力。以山东为例 (图表12), 伴随“十三五”期间波动性新能源的大量并网, 煤电利用小时数在2016至2020年间震荡下探6.2%; 尤其从2021年开始, 山东电力现货启动不间断试运行, 全部煤电和新能源机组进入市场, 煤电小时数继续降低到4361小时 (2022年)。在此背景下, 山东电力现货市场容量补偿电价于2020年4月首次提出、2022底再度细化。容量补偿分摊让发电煤耗较高的老机组、小机组在电力供需宽松时可以选择停机备用、维持基本开销, 而在迎峰度夏度冬等电力供需紧张期间并网运行, 达到保供目的。

图表12 “十三五”和“十四五”初期山东煤电、风光发电情况对比



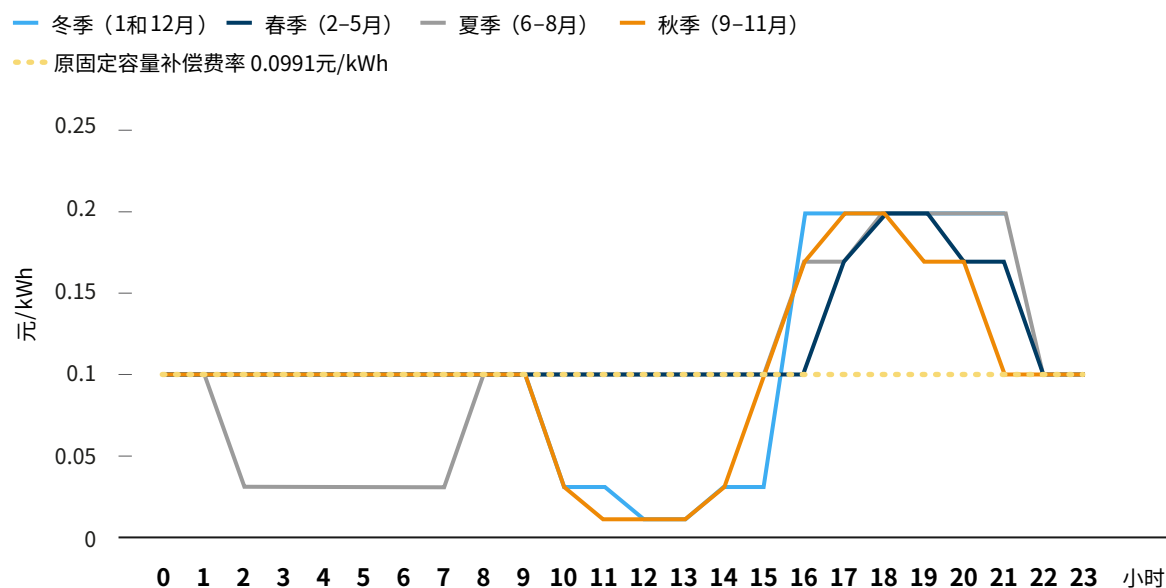
来源: 中国电力企业联合会, 落基山研究所

18 短期内基于容量成本的行政定价仍会是容量机制的主流，且有望进一步分时段细化

十四五期间，行政定价的容量补偿模式仍会是最可能推广的容量机制。国内电能量市场仍处于试运行阶段，如果再引入市场竞价模式的容量机制将显著提高交易复杂度、增加市场主体学习成本。此外，中国国情下的容量机制将更侧重于已有系统充裕性电源的成本回收，目前煤电、天然气发电及水电等充裕性电源建设仍为行政手段主导，尚不需要容量市场传递产能扩张的投资信号。鉴于系统充裕性问题已经在局部地区显现，综合考虑电力市场成熟度和用户侧价格波动承受能力，行政定价的容量补偿模式是短期内符合现实需要且易于执行的容量机制。

具体而言，容量补偿水平将参考充裕性机组的固定成本进行核算，且有望根据电网供需状况进一步分时段细化。例如，山东基于已有火电机组的固定成本，于2020年核定从用户侧收取的容量补偿电价标准为0.0991元/kWh（含税）。而从2023年起，山东引入基于峰荷责任法的容量补偿电价收取方式，将用户侧原有的固定容量费率细化为分季节分时段容量费率（图表13）。¹⁶此举旨在引导电力用户削峰填谷、错峰用电，改善电网供需状况，而分时峰谷价格系数及执行时段预计将根据省内现货市场价格信号以年度为单位进行调整。

图表13 山东基于峰荷责任法的容量补偿费率（2023年起）与原费率对比



来源：国网山东电力公司，落基山研究所

中远期（自2030年左右起），在电能量市场不断成熟和高比例可再生能源接入的前提下，容量机制可转向容量市场等经济效率更高的市场竞价模式。

专栏4 调节容量市场发展趋势

除山东和广东容量机制外，图表14所列的其他机制均属于调节容量辅助服务市场的范畴，了解其推出的背景和目的有助于展望国内电改可能的发展趋势。云南试行的煤电调节容量市场是在煤价高位运行、煤电发电小时数下降的背景下，通过市场手段对煤电机组进行补偿纾困的一种方法，同时为新能源提供了额外的“配储”途径。伴随风、光等新能源的大规模开发，华北地区、甘肃和西北地区近年来均面临新能源弃电率高升、电网消纳能力不足的问题，而调峰/调节容量市场的推出正是为了解决这一问题。与容量电价机制相反，调峰/调节容量市场激励的是机组向下调节的能力，尤其是为了促进燃煤机组的灵活性改造和相关灵活性资源建设。因此，这一机制很可能在新能源占比较大、煤电灵活性改造滞后的地区得到进一步推广。

图表14 各省容量价格机制和调节容量辅助服务市场对比ⁱⁱⁱ

地区和政策发布年份	包含“容量”的机制名称	建立目的	市场主体	交易方式	价格形成机制
容量价格机制/市场					
山东, 2020.4 (第一版) 2022.11 (最新版)	电力现货市场容量补偿电价	促进发电机组收回容量成本	卖方: 火电, 储能, 风电, 光伏 买方: 全体工商业用户	用户侧全电量按分时段费率收取容量补偿, 发电侧按机组有效容量分摊补偿; 月度结算	省发改委核定, 现行补偿标准为0.0991元/千瓦时 (含税)
广东, 2020.11	电力市场容量补偿费用	促进市场化机组固定成本回收, 保障电力系统长期容量的充裕性	卖方: 燃煤和燃气发电机组 买方: 售电公司	用户侧中长期合约外电量按固定费率收取容量补偿, 发电侧按机组有效容量分摊补偿; 月度结算	省能源局核定
调节容量辅助服务市场					
云南, 2022.12 (试行) ¹⁷	煤电调节容量市场	疏导煤电企业成本, 拓宽新能源配套储能解决途径	卖方: 烟煤无烟煤发电机组 买方: 风电和光伏电站	双边协商, 燃煤机组额定容量的40%参与交易, 鼓励配储不足10%的风光电站购买	买卖双方双方在 220 元/(千瓦·年) ±30%区间范围内自主协商形成; 未购买调节容量且未配储能的新能源项目按清洁能源市场交易均价的 90%结算
华北电网(京津唐), 2021.10 ¹⁸	调峰容量市场	促进火电灵活性改造, 促进新能源消纳	卖方: 火电机组 买方: 风电, 光伏, 未中标火电机组	市场运营机构计算调峰容量需求; 卖方单边竞价、边际出清; 买方分摊承担费用; 日清月结	市场运营机构核定申报价格上下限, 卖方在价格区间内单边竞价形成边际出清价
甘肃, 2022.9 (征求意见稿) ¹⁹	调峰容量市场交易	补偿火电机组灵活性改造成本和电网侧储能投资建设成本	卖方: 火电机组, 电网侧储能 买方: 风电, 光伏, 水电, 未中标火电机组, 市场化用户		
西北电网, 2022.11 (征求意见稿) ²⁰	灵活调节容量市场	促进灵活调节资源建设, 促进新能源消纳	卖方: 火电机组、新型储能、可调节负荷 买方: 风电、光伏、未中标火电机组、市场化用户		

来源: 各省区能源主管单位, 落基山研究所

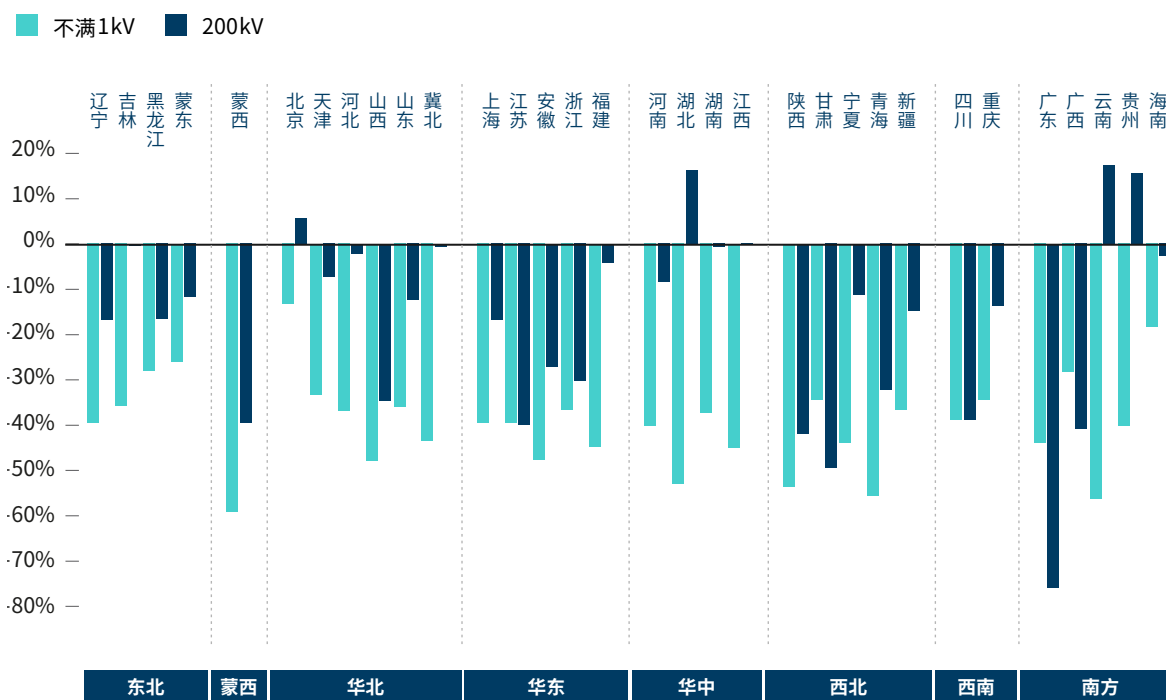
ⁱⁱⁱ 截至2022年底, 全国共有六个省份或区域推出了包含“容量”的电力市场机制, 但许多机制虽然名为“容量”, 根据其建立目的和运行方式分析, 并不应纳入容量电价机制的范畴。因此, 本报告将其分为容量价格机制和调节容量辅助服务市场两大类。

第七章 输配电价格机制

19 多种储能资产或将重新纳入成本核算范围，输配电价继续下探空间有限

省级输配电价以三年为一个监管周期，目前第二监管周期（2020-2022）已经结束。对比前两个监管周期的输配电价，全国范围内普遍有明显降幅。以1kV以下的一般工商业输配电价为例，各省份降幅均在10%以上，华东、华中、西北、西南地区省份的降幅更为显著，达到30%或以上。相较于2017年底前陆续发布的省级输配电价，2020年次轮价格普遍下调，这与同期全国范围内电价下调的大背景一致：2018和2019年连续两年的政府工作报告中均提出一般工商业电价平均水平降低10%，2018年还特别提及降低电网环节收费和输配电价格。图表15中展示了两个监管周期期间的输配电价调整情况。

图表15 第二轮省级输配电价核定较第一轮核定调整汇总



来源：国家发改委²¹，落基山研究所

2023年,省级输配电成本监审工作进入第三监管周期,新周期的费率截至2023年3月初尚未公布。储能资产是否纳入输配电成本核算,将是左右新周期费率的因素之一。根据“准许成本加合理收益”的原则,准许成本的变动将直接影响输配电价的水平。从近期的政策信息来看,抽水蓄能和电网替代型储能^{iv}的容量电费部分都可能融入到输配电价中,输配电价进一步下探的空间会缩小。

- 在第一和第二监管周期期间,有多次关于抽水蓄能和新型储能是否纳入输配电成本核算范围的政策变动和讨论。2019年5月,国家发改委下发《输配电定价成本监审办法》²²,明确抽水蓄能和电网侧储能不得计入输配电定价成本。作为当前抽蓄和新型储能最大的投资主体,国家电网于此暂缓了相关投资。
- 2021年4月,抽水蓄能价格新政²³发布,政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付,纳入省级电网输配电价回收,在核定省级电网输配电价时统筹考虑未来三年新投产抽水蓄能电站容量电费。此外,第二监管周期内陆续投产的抽水蓄能电站,其容量电费将会在核定第三监管周期省级电网输配电价时统筹考虑。此后,国家电网陆续重启抽蓄投资,并明确表示未来将大力推进抽蓄电站建设。²⁴
- 2022年,新型储能容量电价机制进一步发展。国家发改委发布的《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》²⁵提出探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。电网替代型储能的容量电价将可能通过输配电价疏导。



^{iv} 电网替代型储能是指储能设施通过存储电力并在电网需求高峰时释放电力,以替代传统电网的峰谷电力调节,从而提高电网的稳定性和可靠性。通常电网替代型储能配备有逆变设备以保证储能设施可以输出足够大的发电容量。

20 增量配网进展速度不及预期，微电网、源网荷储一体项目或将成为配电业务发展改革新渠道

增量配网改革的主要目的是引入非国有电网公司的社会资本进入配网资产领域，以提高配电网侧的竞争和服务水平。国家发改委和国家能源局目前公布了五个批次，共计483个增量配网改革试点。其中，多数公布的试点项目不是新的投资项目，而是存量配网转为增量配网。

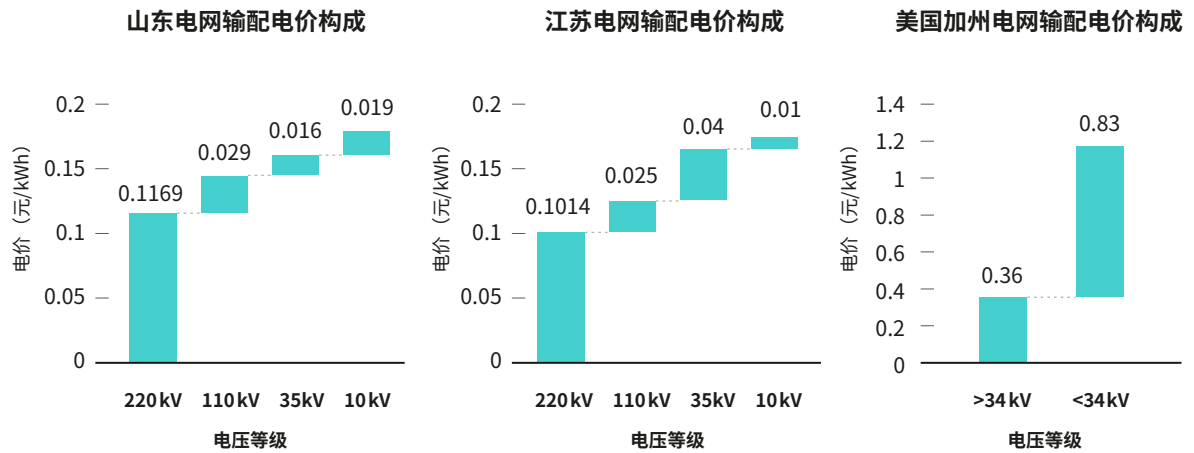
过去一段时期，试点项目的推进速度普遍不及预期，但也有一小部分项目进展较快。这部分进展较快的项目在投入运营前拥有优渥的先天条件，同时获得了行政上的大力支持。从先天条件的层面来说，虽然这些项目由民企而非电网公司100%控股建设运营，但它们均拥有明确的供电范围和可观的用户负荷。从行政支持的层面来说，这些项目所在省的发改等部门主导推进了项目规划、业主核定、确认运营主体这些关键环节，为项目实施起到了关键支持作用。综合增量配网发展的总体情况，我们认为增量配网改革进展速度不及预期主要有以下原因：

一是大部分推进速度不如预期的试点没有明确的供电范围和优质的用户负荷。一些项目可能在项目申报时对于电网经营缺乏经验，没有对服务范围和用户进行提前规划。还有一些项目作为纯新增电网需要较长周期等待配套的用户负荷慢慢入驻。

二是地方政府支持力度相对不足。增量配网进入配电市场势必会改变当前的输配电运营格局，既有运营主体的态度会潜在地影响增量配网的推广进度。地方政府的大力支持，特别是支持协调与公用电网的关系，可以大幅度地降低试点项目推进的难度。

三是配网业务在现行的输配电价形成机制中收益偏低，仍缺乏成熟的商业模式支撑持续的配网业务投资。目前国内现行的输配电体制^{26,27}没有将配电业务独立于输电业务，也没有将输电价格与配电价格分离。配电价格不能超过省级电网输配电价的电压等级间差价，而当前电压等级间的差价并不足以反映配电业务的实际成本。如图表16所示，山东和江苏的输配电价格电压等级间价差很小，配电价格（110kV及以下）远小于输电价格（110kV以上）。对比国际同行实践，美国加州的配电价格约为输电价格的2.5倍。针对配网价格，国家发改委发布了《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》，提出“省级价格主管部门可根据实际情况，向国务院价格主管部门申请调整省级电网输配电价结构”，但是尚未有具体的调整方案发布。

图表16 输配电价构成对比 (元/千瓦时)



来源：国家发改委，PG&E，落基山研究所

注：根据《有序放开配电网业务管理办法》中国配电网原则上指110kV及以下电压等级电网，110kV以上为输电网。美国加州输电价格(>34 kV)为5.17美分/千瓦时，配电价格(<34 kV)为12美分/千瓦时²⁸，由当前汇率(6.90元/美元)换算为人民币价格。

增量配网是2015年电改的关键组成部分之一，但与中长期交易、现货市场等相比，其发展始终相对滞后。加强增量配网项目方对配网业务的认知和专业度、加大地方政府支持力度、完善配电业务定义和配电价格定价机制，是增量配电规模化发展的必要条件。

目前，微电网、源网荷储一体化等试点在全国多个地方陆续涌现。微电网主要针对用户侧电源、储能、柔性负荷等资源进行优化，降低对公用电网的依赖和供电成本。源网荷储一体化试点主要集中在可再生资源丰富的省份，旨在协调新能源、电网和产业的协同发展，承担着自主调峰（不向公用电网反向送电）的责任，而且与公用电网有清晰的物理边界并配合调度。这些试点或将暂时避开增量配网改革的难点，成为配电业务发展改革的新渠道。

参考文献

- 1 国家发展改革委、国家能源局，《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2022〕1861号）
- 2 全球能源互联网期刊，国家电力调度控制中心副主任孙大雁：省间电力现货市场运行与实践，https://mp.weixin.qq.com/s/j1ljuXX7pyp_97amYRYVeg
- 3 巴斯夫中国，巴斯夫与博枫签署25年合作协议，为湛江一体化基地提供可再生能源电力，<https://www.basf.com/cn/zh/media/news-releases/asia-pacific/2022/05/basf-and-brookfield-signed-a-term-sheet-for-the-25-year-renewabl.html>
- 4 全球能源互联网期刊，国家电力调度控制中心副主任孙大雁：省间电力现货市场运行与实践，https://mp.weixin.qq.com/s/j1ljuXX7pyp_97amYRYVeg
- 5 兰木达电力现货，电力现货价格月报（2022年10月），<https://mp.weixin.qq.com/s/k7l0dHggKqVtYnLJO-HoKw>
- 6 国资小新，南方区域电力市场启动试运行 推动跨区跨省电力现货交易，https://mp.weixin.qq.com/s/EsWuB1ZWNAwGCo__GkLYbA
- 7 北极星售电网，2022年售电行业年度报告，2023年3月
- 8 山西能源监管办，《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》
- 9 北极星储能网，喜报！热烈祝贺山西坎德拉公司签约4亿储能项目，<https://news.bjx.com.cn/html/20230220/1289816.shtml>
- 10 华中能源监管局，《华中省间电力调峰及备用辅助服务市场运营规则》
- 11 南方能源监管局，《南方区域电力备用辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》
- 12 国家能源局南方监管局，《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》华中能源监管局，《重庆电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》
- 13 国家能源局，国家能源局市场监管司负责同志就《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》答记者问，http://www.nea.gov.cn/2021-12/24/c_1310391334.htm
- 14 山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知鲁发改价格〔2020〕622号，http://www.shandong.gov.cn/art/2020/6/2/art_107851_107306.html

- 15 广东省能源局、国家能源局南方监管局发布关于征求《广东电力市场容量补偿管理办法（试行，征求意见稿）》，<https://news.bjx.com.cn/html/20201216/1122564.shtml>
- 16 国网山东电力公司会同山东电力交易中心发布《关于发布2023年容量补偿分时峰谷系数及执行时段公告》，<https://bit.ly/3KB3LbB>
- 17 云南省发展和改革委员会关于印发《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》的通知 云发改价格〔2022〕1354号，<http://yndrc.yn.gov.cn/qtwj/81788>
- 18 华北能源监管局关于印发《华北电力调峰容量市场运营规则（暂行）》的通知，<http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=000000007c8c5944017c9bddbeef0018>
- 19 甘肃能源监管办关于征求《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿）意见的公告，<http://gsb.nea.gov.cn/view.asp?id=6601&typeid=229>
- 20 国家能源局西北监管局关于公开征求《西北电网灵活调节容量市场运营规则（征求意见稿）》意见建议的通知，<http://xbj.nea.gov.cn/website/Aastatic/news-237187.html>
- 21 国家发展改革委关于核定2020~2022年省级电网输配电价的通知，<https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202009/P020200930609037407042.pdf>
- 22 《输配电定价成本监审办法》，<https://www.ndrc.gov.cn/yjzxDownload/20220215fj3.pdf>
- 23 国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210507_1279341.html
- 24 国家电网，“碳达峰、碳中和”行动方案，2021年9月
- 25 国家发展改革委办公厅，国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854.html
- 26 国家发展改革委，《省级电网输配电价定价办法》发改价格规〔2020〕101号
- 27 国家发展改革委，《区域电网输电价格定价办法》发改价格规〔2020〕100号
- 28 PG&E, Gas and Electric Sample Bill, https://www.pge.com/en_US/small-medium-business/your-account/billing/understand-your-bill/energy-statement/gas-and-electric-statement-page-1.page

陈梓浩, 高硕, 刘雨菁, 刘子屹, 2023电力市场化改革洞察: 面向市场参与者的20大趋势, 落基山研究所, 2023
王康, 2023电力市场化改革洞察: 面向市场参与者的20大趋势, 清华四川能源互联网研究院, 2023

RMI重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别说明, 本报告中所有图片均来自 iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

©2023年5月, 落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。