

2023 年 04 月 06 日

中国电力企业联合会第一届电力市场高端论坛 会议纪要

邵婉嫣	投资咨询从业资格号: Z0015722	shaowanyi020696@gtjas.com
张 航	投资咨询从业资格号: Z0018008	zhanghang022595@gtjas.com
陈逸华 (联系人)	期货从业资格号: F03108060	chenyihua026385@gtjas.com

报告导读:

■ 会议背景:

为更好地服务和促进我国电力市场建设和发展,促进行业企业交流互通,中国电力企业联合会于 2023 年 3 月 21 日在北京举办 2023 年首届电力市场高端论坛。本次会议由中电联电力市场分会主办,国网能源研究院承办,多家相关企业积极参与,共同探讨双碳目标下电力市场建设和促进电力行业健康发展的相关内容。

■ 会议摘要:

据嘉宾介绍,目前我国的电力市场改革已取得显著成效,而为了实现国家的“双碳”目标,大量的转型成本将出现在电力行业,因此新能源行业的发展则显得愈发重要。据此,促进新能源发展,发挥煤电托底保供作用,打造新型电力市场,统筹各能源品种利益将是未来主要的发力点。

来自中电联的嘉宾汇报了 2022 年我国省级电力市场建设的最新情况。从调研的情况来看,我国电力市场主体持续增长且逐步成熟,参与市场能力逐步提高。而目前火电市场中,现行“基价+上下浮动”机制无法完全覆盖火电成本,同时容量市场或补偿机制建设滞后不利于发挥火电的兜底保障作用。因此,未来行业主要的发展将集中于建立与新能源发展相适应的市场机制,推动绿电、绿证交易及电碳协同运作等。

来自广州期货交易所的嘉宾分享了其电力期货设计的思路。目前广期所已基本完成电力期货合约设计,并针对中国市场特色对基荷、峰荷等做了相应调整,更好地满足产业客户多层次的风险管理需求。对于上市时间,广期所表示在主管部门和产业对上市时间达成共识后,将保证随时上市。

来自上海期货交易所的嘉宾分享了全球电力期货市场发展的现状及对国内电力期货发展的启示。提出电力期货合约设计,需要反映电力商品的**空间、时间和瞬时平衡、不能大量储存的特殊属性**。此外,电力商品具有实时平衡、不能大规模储存的特点,欧美期货交易所历史上推出的实物交割的电力期货合约均不活跃,现行合约大部分采用现金结算。因此,我国电力期货合约设计应反映**区域性以及时间属性**,就区域性而言,若范围太大,价格的代表性缺失,范围太小,配置资源功能有限;就时间属性而言,合约的**共性选取标准为周期性变化、强相关性的时段**。

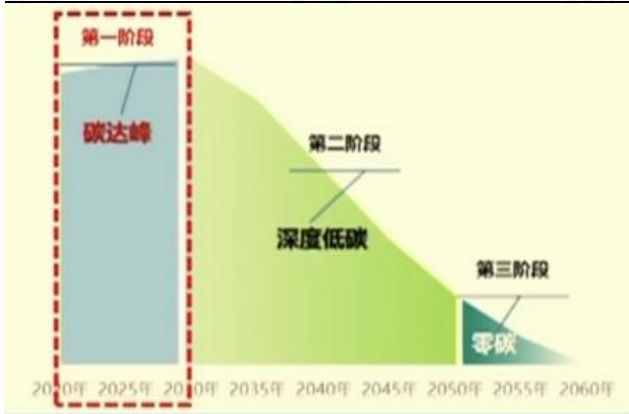
(正文)

一、深化全国统一电力市场建设，服务能源清洁低碳转型——国际电工委员会

实现“双碳”目标，能源电力转型是关键，以煤电为主的传统电力系统将向新能源高占比的新型电力系统转变。到 2060 年，中国能源电力转型将实现“70/80/90”目标，构建新型电力系统分为三个阶段：

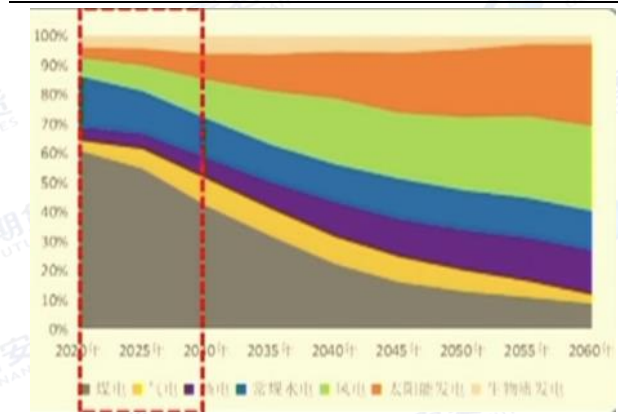
1) 碳达峰阶段（目前-2030 年）：新增电力需求的 80%由清洁能源供应，清洁能源发电量占比 50%；2) 深度低碳阶段（2031-2050 年）；3) 碳中和阶段（2051-2060 年）：保留一定规模的火电发挥兜底保障和灵活调节作用，产生的碳排放通过碳汇、CCUS 等技术移除，实现零碳电力系统。

图 1：电力行业碳排放趋势变化



资料来源：国际电工委员会

图 2：2020-2060 年发电量结构变化



资料来源：国际电工委员会

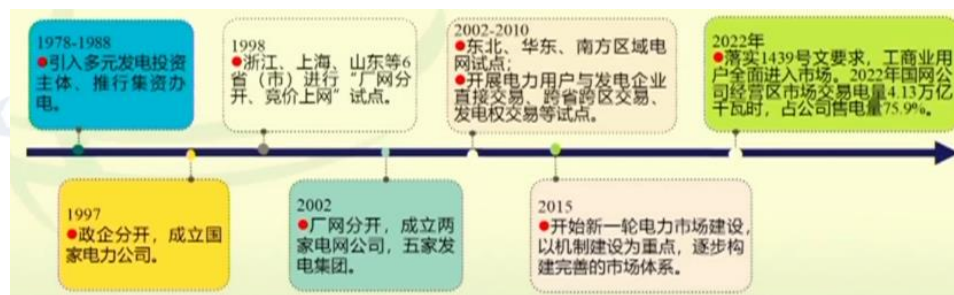
实现“双碳”目标，大量的转型成本将在电力行业产生和汇集。电力市场的设计，要有利于促进新能源发展，充分调动用户积极性参与系统调节，发挥煤电托底保供作用，统筹各能源品种利益。需着重发展以下四点：1) 建立新能源发展的市场机制；2) 充分发挥好煤电兜底保障作用；3) 有效激发各类电源的调节能力；4) 充分调动需求侧资源参与系统调节。

二、关于新型电力系统下电力市场建设的认识与思考——国家电网公司

（一）对我国电力市场建设的再认识

我国于 1998 年开始电力市场建设，先后进行了 6 省（市）电力市场以及东北、华东、南方区域电力市场的试点，开展了多种形式的电力交易实践，在电力市场建设方面进行了有益探索：

图 3：1978-2022 年我国电力市场发展历程



资料来源：国家电网公司

（二）新型电力系统下电力市场面临的挑战

挑战一：能源转型背景下安全保供压力持续加大

双碳目标下，装机主体由可控连续出力的传统电源向不确定性强、可控出力弱的新能源转变，系统平衡机理更加复杂、安全供应压力增大，对系统调频、调峰资源的需求将大大增加，保障电力安全可靠供应的难度进一步增大。

从电源结构看：随着可控连续出力的传统装机向强不确定性、弱可控出力新能源发电装机转变，电力平衡保障难度加大。从负荷特性看：受极端天气频发，用户用能习惯等因素影响，负荷峰谷差逐年增大，尖峰负荷电力供应难度加大。从电网运行看：电网向包括交直流混联大电网、微电网等的能源互联网转变，电网运行方式与潮流的不确定性增加，安全保障难度加大。

挑战二：适应新能源大规模参与的市场机制亟待建立

“双碳”目标下，随着新能源装机进一步提升，系统将面临调峰能力不足风险，需建立合理的市场机制：在发电侧，激励火电灵活性改造、抽水蓄能电站建设；在需求侧，激发和释放微网、储能、虚拟电厂等调节资源，引导发用双向互动，促进新能源消纳。

挑战三：需统筹好系统调节成本上升与终端价格稳定要求之间的矛盾

随着新能源的快速发展，为平衡新能源出力波动和电量消纳，电力系统的灵活性资源投资和调节运行成本将显著上升。同时，为服务经济发展，终端价格仍需保持相对稳定。2022 年，新能源发电量占比已超过 15%，预计下一步调频、调峰辅助服务费用将显著增长，系统消纳成本将快速上升；系统调节成本有效疏导的同时，要保障终端价格处于合理水平，需要市场机制进一步发挥作用。

挑战四：需要创新重构新型电力系统下电力市场理论体系

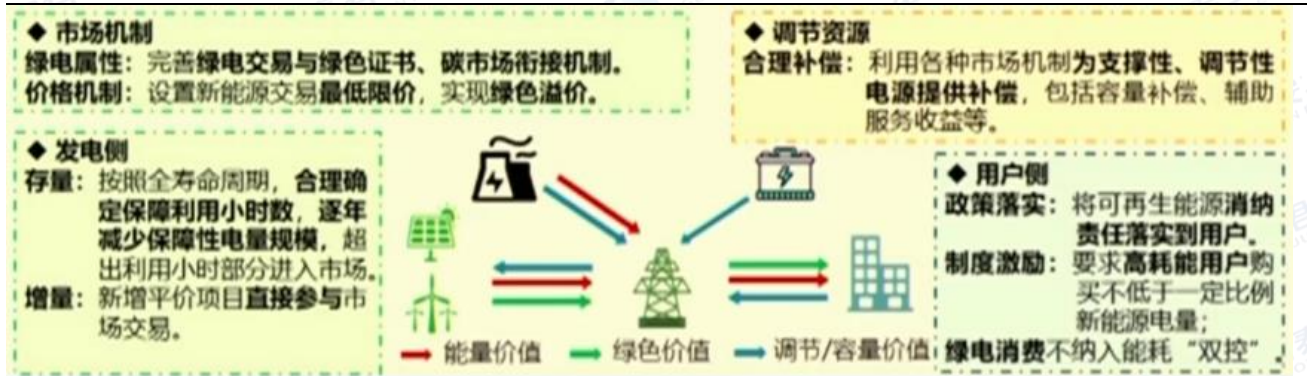
新型电力系统下，电力市场价值体系、功能定位与传统电力市场有着本质不同需要分析传统以化石能源为基础的电力市场竞争理论在新型电力系统下的适用性，前瞻性提出新型电力系统下的市场理论体系。创新设计适应新能源边际成本低、系统成本高的电力市场机制和价格体系；探索充分考虑安全价值的电力市场竞争机理。

（三）新型电力系统下市场架构——新能源参与电力市场

统筹好新能源保障性收购与市场化消纳。区分存量、增量推动新能源参与市场交易，对于增量资源，推

动平价项目参与电力市场，对于存量资源，落实发改委 75 号文要求，逐步推动带补贴项目参与绿电交易，同时做好新形势下保障性收购新能源的消纳工作。**加强对用户侧的引导和激励。**进一步明确用户侧的责任和激励措施。推动将可再生能源责任权重落实到用户和售电公司，鼓励高耗能行业使用绿电。

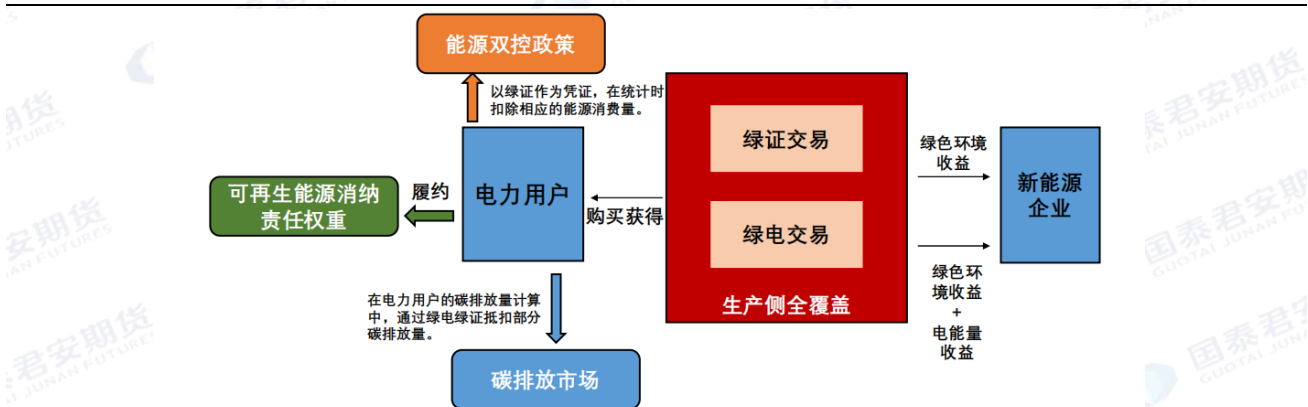
图 4：新能源参与电力市场架构图



资料来源：国家电网公司

完善绿电、绿证交易机制。完善以绿电交易为主的新能源市场化消纳机制，推动形成全国统一的绿证核发和交易体系，以消纳责任权重为引导，通过绿证交易与绿电交易并行，促进可再生能源环境价值的流通。**做好绿电交易与碳市场衔接。**基于绿色电力交易数据精准核算电力用户碳排放，推动绿色电力交易与碳市场交易衔接。

图 5：绿电、绿证价值应用体系



资料来源：国家电网公司，国泰君安期货研究

三、多措并举，努力践行国家能源安全战略——国资委

（一）电力体制改革简要回顾

2002 年 4 月国务院下发电力体制改革方案，标志着电力体制改革正式启动。同年 12 月 29 日，两大电网公司、五大发电集团等 11 家电力企业正式宣告成立，引入竞争机制，实现厂网分开，电力行业进入了一个新的发展时期。在此期间，电力大发展、项目投资更为高效、装备制造水平世界一流、发展更环保、电价长期维持较低水平。

不过，电力改革中亦显露出一些问题：其一，电力发展缺乏全行业规划指导。其二，电力企业经营困

难。其三，行业自律性弱恶性竞争，网源不协同。

（二）发展策略的几点建议

1. 首先，提高国家能源安全：

传统能源：1) 加快油气勘探开发力度，并尽快形成生产能力；2) 立足富煤禀赋，布局煤制油、煤制气项目，形成规模生产能力；3) 传统煤电项目进行深度调峰灵活性改造；4) 对流域性水电的相邻电站，只具备条件的增加抽水蓄能功能。**新能源：**1) 鼓励“源网储用”本地化，增强电网的安全弹性；2) 加快修订建筑标准，促进光伏发电与建筑一体化（BIPV）；3) 将电动汽车纳入电网的调峰和储能系统；4) 加强智能电网建设，适应和支持分布式电站的发展。

2. 其次，加强政策保障，充分发挥政策的引导和激励作用：

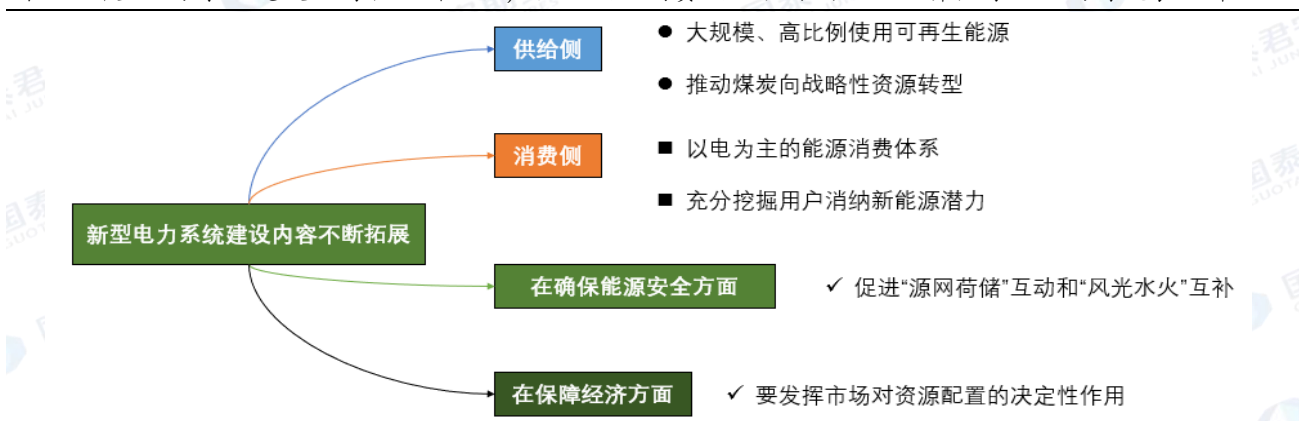
提升能源安全、实现低碳转型。1) 对煤制油、煤制气项目给予投资补贴和税收优惠。使其具备基本经济运行条件；2) 对不利于扩大电力消费的政策进行梳理和调整。譬如现行的居民生活“倒阶梯”电价等；3) 对上网侧和销售侧同步实施峰谷分时电价。鼓励上网侧的顶峰压谷和用户侧的削峰填谷；4) 鉴于燃煤电厂正逐步由基荷向调峰调频转变，逐步推行两部制电价。西南水电富集地区应先行先试；5) 参照抽水蓄能政策出台独立的电化学储能项目电价政策，使其具有独立商业运营能力。

四、新型电力系统下多能互补与市场协同发展思考——中国华能集团

源网荷储一体化侧重系统形态演变，强化源网荷储各环节互动，充分挖掘系统调节能力和需求侧资源，有利于各类资源协调开发和科学配置提升系统运行效率和整体效益。

多能互补发展侧重大型能源基地开发，因地制宜采取风能太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度配置一定比例储能，通过“联营+联运”模式，一体化参与电网运行和电力市场交易。

图 6：新型电力系统建设的内容不断延拓，供给侧、消费侧、能源安全、经济性等方面均有发展延伸



资料来源：中国华能集团，国泰君安期货研究

针对源网荷储一体化和多能互补发展配套体制机制的建议：

一是加强规划机制与市场机制的结合，实现发展规划的技术经济最优。首先是推进大型能源基地关键

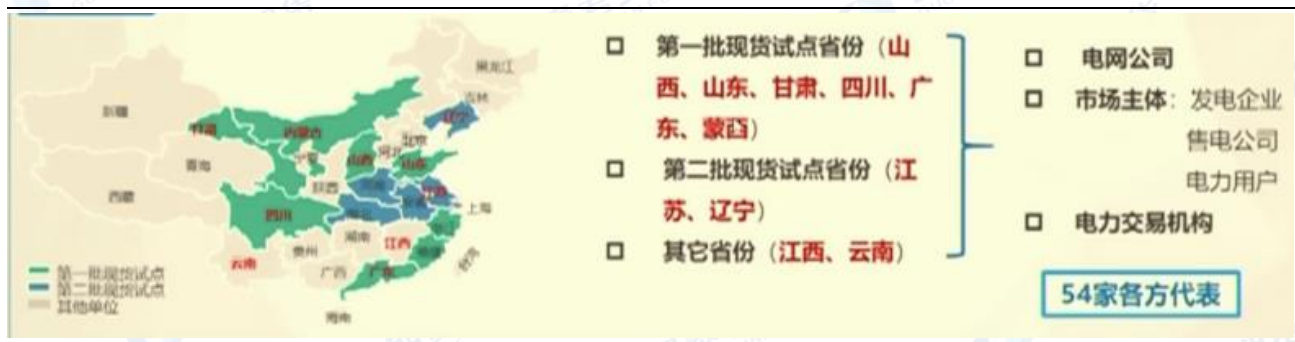
规划参数的优化技术攻关。确定各类电源配比、储能配置规模和输电通道容量的最优选择。其次是推动电力规划与市场化改革耦合开展。不断创新电力系统结构形态和运行模式，充分挖掘多能源时空价值互补特性。再次是建立大型能源基地规划建设协调机制。确保新能源、支撑调节电源、外送通道三要素协同，实现大型能源基地规划一体化、建设实施一体化。

二是坚持有效市场和有为政府相结合，建立适应高比例新能源发展的市场机制。目前，新能源参与常规电力交易仍以降价为主。首先要做好市场环境下原有政策性保障机制的衔接和延续。其次是建立适应新能源发电特性的市场交易机制。再次是探索新能源与可调节电源一体化参与市场交易。

五、我国省级电力市场建设情况年度报告——北京电力交易中心

调研背景：为进一步分析我国电力市场建设现状，总结市场建设中的典型经验做法及成效，梳理市场建设中呈现的新问题、新挑战，以党的二十大精神为指导对建设全国统一大市场相关工作开展提供建议和参考，中电联电力市场分会牵头开展各省级电力市场建设推进情况的调研。

图 7：各省级电力市场建设推进情况调研对象



资料来源：北京电力交易中心

会议嘉宾分享了近些年电力市场推进过程中的典型经验及成效：

1. 夯实保供稳价基本盘

1439 号文件出台后，各调研省中长期交易电量同比持续增长，占总交易电量的比重维持在 90% 以上，成交价格基本稳定在基准电价上浮 8-20% 之间，在保障电力供应、稳定价格方面充分发挥了“压舱石”和“稳定器”的作用。通过开展连续运营，中长期交易结果更加贴近实际运行，充分反映市场实际供需。以山西为例，中长期价格与现货价格走势呈现出一定趋同性，更有利于发挥中长期保供的作用。

2. 缩短交易周期，灵活响应市场主体需求

部分省月内交易周期不断缩短，通过中长期连续运营灵活响应市场主体需求，形成了分时段的交易机制和价格信号，引导市场主体发现电力的真实价格，最小交易周期由月、旬（周）缩短至日（多日）。实际运行中，蒙西以 5 天为周期组织交易，云南、山西、山东、江西和甘肃实现按日滚动开市，其中山西连续日滚动撮合交易开展至运行前 2 日，山东连续撮合、挂牌交易开展至运行前 2 日、集中竞价及双边协商开展至运行前 3 日，江西实现每月 1-20 日连续开市运营，甘肃连续撮合交易开展至运营前 3 日。通过缩短交易周期，提升交易频次，极大提升了市场主体对发用电偏差调整的精准度。

3. 促进新能源高比例参与市场，服务能源低碳转型

甘肃、蒙西推动新能源规模化、规范化参与中长期市场，两地新能源市场化交易电量均超过 70%，有效提高新能源消纳水平，促进新能源发展和高效利用。江苏积极推动分布式光伏等新兴市场主体参与中长期市场，探索分布式交易市场机制。

4. 现货市场建设稳步推进，初步建立反映实时电力供需的价格机制

调研省份中，山西、山东、四川、甘肃、广东、蒙西 6 省正在开展省内现货连续试运行。各试点省现货市场形成了初步反映实时供需的市场价格信号，价格波动符合电力供需规律，能够一定程度上反映电力不同时段的价值。

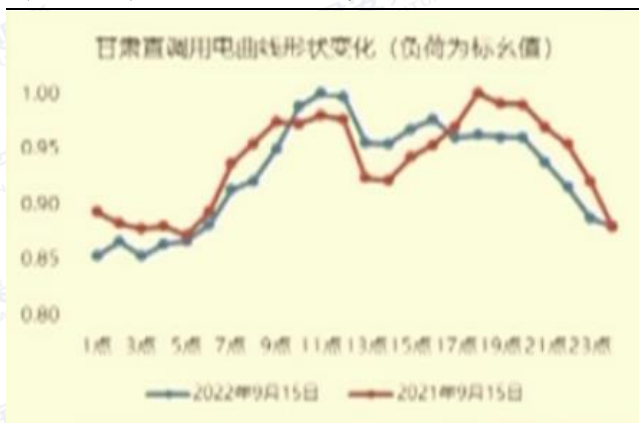
在双边现货市场中，用户通过“报量报价”的方式直接参与市场交易，市场通过“高峰高价、低谷低价”的价格信号引导用户主动参与电网调峰，用户由“按需用电”转变为“按价用电”，达到移峰填谷及优化电网运行特性的作用。以甘肃为例，随着用户逐步参与现货市场，更多用户响应价格信号参与电网调峰。

表 1：各被调研省份电力现货市场情况

省份	日前现货	实时现货
山西	5、6 月份均价显著提升； 7 月至 9 月均价高于 1.2 倍燃煤基准电价。	各省实时均价与日前均价变化基本一致，差别在于山西 5 月和 6 月、甘肃 1 月和 8 月实时均价低于日前现货均价。
甘肃	仅 1 月和 3 季度处于高位，其余时段均在 300 元/兆瓦时左右； 1、4、7 至 9 月均价高于 1.2 倍燃煤基准电价。	
山东	2 至 6 月平稳，三季度上升至 500 元/兆瓦时； 多数月份等于或低于 1.2 倍燃煤基准电价。	
广东	全年较平稳，均价处于 1.1 倍至 1.5 倍燃煤基	
蒙西	日前不结算。	实时均价高于 1.2 倍燃煤基准电价。

资料来源：北京电力交易中心，国泰君安期货研究

图 8：甘肃省直调用曲线形状变化

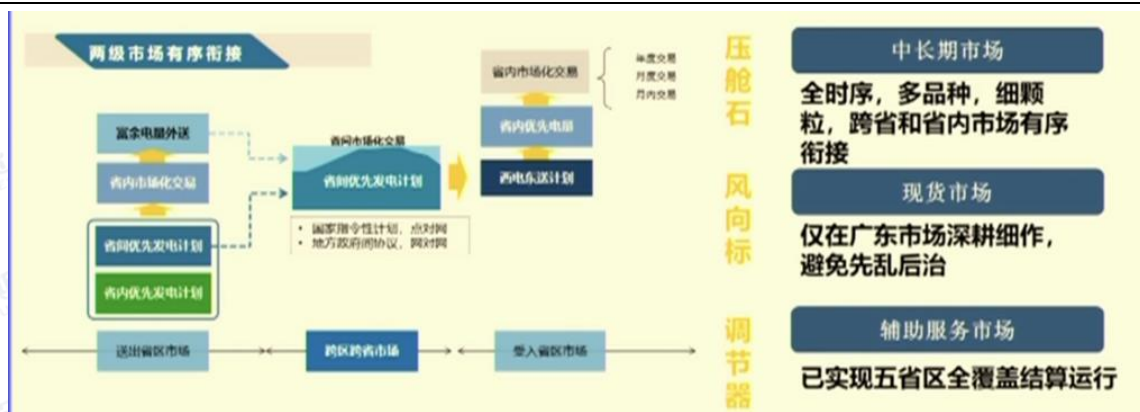


资料来源：北京电力交易中心

六、 南方区域电力市场建设实践与思考——广州电力交易中心

南方区域电力市场体系日臻完善，已基本构建了“两级市场、协同运作”的电力市场体系。跨区跨省市场定位于资源配置型市场，落实国家能源政策和西电东送战略。省内市场定位于电力平衡型市场，保障省内供应，促进竞争、降本增效。

图 9：“两级市场、协同运作”的电力市场体系



资料来源：广州电力交易中心

主要看点 1：市场活跃、发展迅猛，引领行业发展

图 4：南方五省区注册市场主体超过 13.6 万家，十四五期间年均增加 48%



资料来源：广州电力交易中心

主要看点 2：广东现货经历了多重考验，成为业内标杆典范

1) 广东现货是全国首个启动试运行、连续运行超过一年；2) 广东现货价格信号发挥重要引导作用。

图 11：广东省电力现货市场的五个成效



资料来源：广州电力交易中心

主要看点 3：省间市场资源配置、余缺互济的作用彰显

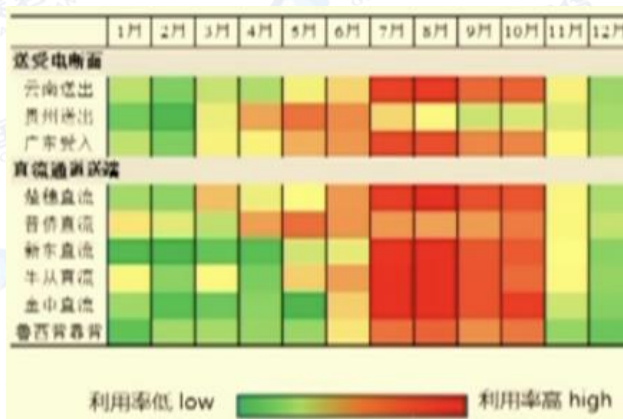
建立了“协议+市场”跨区跨省交易机制，涵盖网对网、点对网、点对点等不同交易模式，区域外实现疆电送粤、闽粤联网交易，境外实现了老电回送交易。

图 12：跨区跨省交易机制



资料来源：广州电力交易中心

图 5：“八交十一直”主要通道利用率



资料来源：广州电力交易中心

主要看点 4：省内市场资源优化，因地制宜、百花齐放

广东：“中长期分时段多日交易”，新能源探索参与现货。云南：中长期已经做到了日前，打造了“来淘电”零售交易平台。广西：全国率先实现了水、火、核、风、光、气全类型电源、及地方电网参与交易。

表 2：省内市场资源优化——因地制宜、百花齐放

	广东	昆明	广西	贵州	海南
优先发电计划	基数电量计划	省内优先电量挂牌 框架内西电东送挂牌	省内优先电量	省内优先电量	
年度市场化交易	年度双边协商 年度集中交易		年度双边协商	省内年度双边协商 周边跨省区双边协商	年度双边协商
月度市场化交易	月度集中竞争 合约转让交易	月度双边协商 连续挂牌交易 偏差预招标 月度合约转让	月度集中竞价 发电权转让交易 电网挂牌交易	季度双边协商 月度双边协商 月度集中竞价 月度挂牌交易 发电权转让交易	月度双边协商 月度集中竞价
南方（以广东起步）现货	辅助服务市场 日前现货市场 日内实时市场	日前交易			

资料来源：广州电力交易中心，国泰君安期货研究

主要看点 5：绿电绿证交易“守正创新”

五省区统一发布绿电规则统一建设绿电平台：联合南方五省区电力交易机构印发了全国首个区域绿电交易规则；编制上报南方区域统一的绿证交易实施细则；搭建统一的绿电绿证交易平台，支持账户统一管理、交易统一开展。

此外，演讲嘉宾亦介绍了南方区域市场建设情况以及相关思考。

就区域电力市场建设总体情况而言，区域现货出清系统功能完善：4000 节点、1000 台发电机、1600 个断面建模。市场规则体系基本健全：构建了南方区域电力市场“1+N+5X”规则体系。统一交易平台高标准建设：满足统一性同时也支持各省本地化应用。统一市场管理及风险防控：统一各地市场标准，建立风险防控机制。交易机构的深化改革：率先完成股权优化、交叉持股。

图 6：区域电力市场下一步工作计划



资料来源：广州电力交易中心

七、“碳双控”下电碳市场协调发展关键问题探讨——国网能源研究院

碳排放核算：通过提升碳排放数据质量，夯实全国碳排放管理及碳市场建设基础。

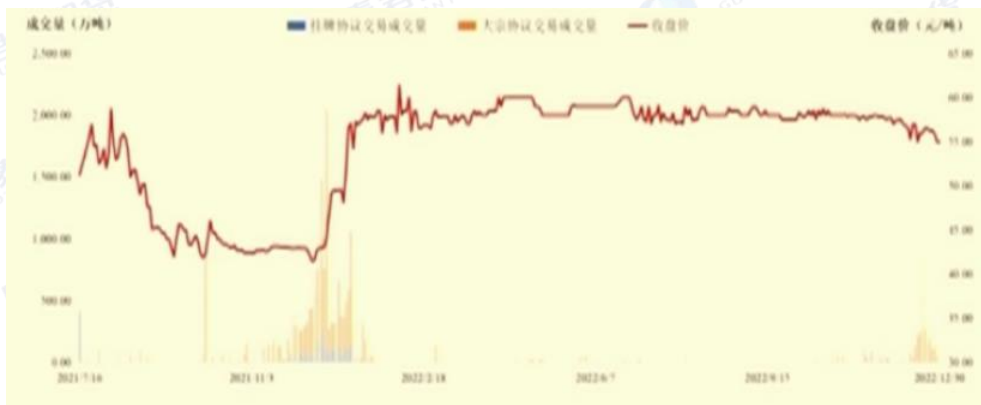
碳市场：利用市场机制控制和减少温室气体排放是推动总量与强度“双控”制度从能耗向碳排放领域转型的重要政策工具。

（一）我国碳市场发展现状及发展趋势

交易情况：全国碳市场目前只纳入发电行业，首个履约周期纳入 2162 家火电企业，发放配额 45 亿吨。2021 年 7 月 16 日全国碳市场正式上线交易，总体运行平稳有序。截止 2022 年底，中国碳市场排放配额（CEA）累计成交量 2.3 亿吨，累计成交额 104.75 亿元，平均价格 45.6 元/吨二氧化碳。

总量目标：基于碳排放强度（如行业基准线）的相对总量目标。**覆盖范围：**目前仅发电，未来将覆盖钢铁、水泥等重点行业，排放类型为 CO₂（直接排放+间接排放）。**配额分配：**基于碳排放强度和产品实际产量分配配额。初期全部免费分配，逐步探索有偿分配方法。

图 15：全国碳市场碳排放配额交易量价走势图



资料来源：国网能源研究院

（二）目前电碳市场协调发展的关键问题

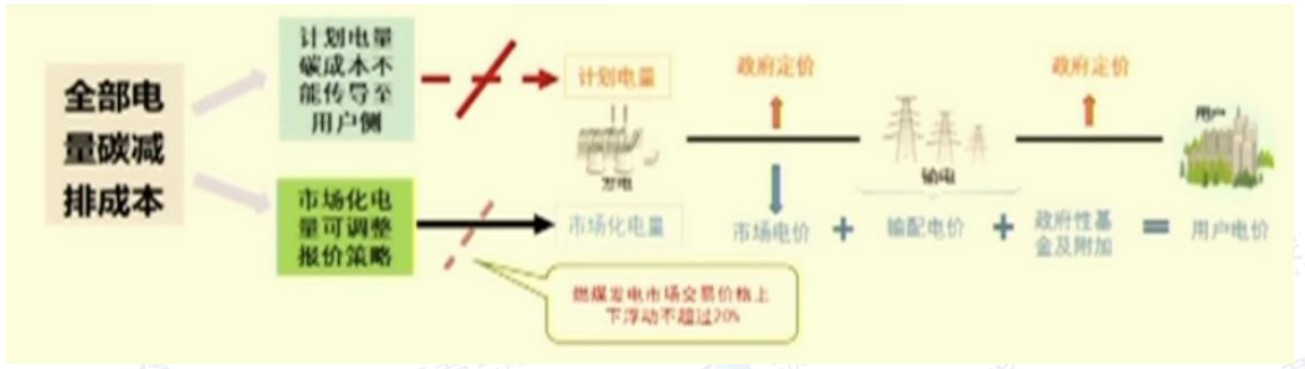
1. 火电功能定位协同问题

建议：（1）碳市场中，碳配额分配空间及行业基准线制定要有利于电力行业发展。初期碳配额发放不宜过紧，要有助于高效低排放机组替代低效高排放机组，对应急保障电源给予特殊考虑。（2）电力市场中，尽快完善支撑煤电功能定位转变的市场机制。优化完善调峰、调频、备用等辅助服务市场，创新开展爬坡、惯量等辅助服务交易新品种，建立“谁受益、谁承担”的辅助服务费用分摊机制；建立容量成本回收机制，保证火电企业合理收入，引导机组未来投资。

2. 价格机制协同问题

存在问题：我国电力市场建设中，计划与市场“双轨制”将在一段时期内存在，电力市场若不能把碳成本向下游传导，就会制约碳市场引导火电企业、电力用户节能减排的作用。因此，需要畅通“电-碳”市场价格传导链条，促进碳成本在全社会不同行业分摊疏导引导全社会节能降碳。

图 16：电价与碳价传导示意图



资料来源：国网能源研究院

建议：（1）**完善电力市场化价格机制**。电力市场要与上下游市场有效衔接，建立供需传导顺畅的价格机制，要畅通一次能源与电能市场价格传导机制，有效疏导消纳新能源产生的系统成本。（2）**畅通电价与碳价传导机制**。电力系统生产侧碳成本要向下游传导，通过市场竞价传导到市场化用户，对于未参与市场的用户设计相应的碳成本分摊机制，引导全社会节能降碳。比如，可考虑采取征收碳税或碳价附加等方式，收取的资金专门用于用户补贴或资助减碳项目。

3. 核算体系协同问题

建议：（1）**绿电在碳配额中抵扣方式可分阶段考虑**。近期建议将绿电排除在计算公式之外，使电网平均排放因子代表其他电量排放的加权平均水平。中远期依托电力交易数据，分电源类型核算电力间接碳排放。

（2）**完善绿电认证体系**。未来若碳边境调节机制（CBAM）纳入用电间接排放，企业可通过使用绿电降低出口产品的 CBAM 负担。因此需要构建国际认可的绿色电力认证体系，全面记录绿色电力生产、交易、消费、结算等各个环节信息，实现绿色电力全生命周期可信溯源。

八、抽水蓄能发展面临的挑战——国家电投集团

储能是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，是构建新型电力系统和清洁能源大规模发展的重要保障，是助力降碳减排、实现“碳达峰、碳中和”的重要手段。从成熟度和应用规模，储能分为抽水蓄能和新型储能。其中抽水蓄能发展较早，技术成熟，目前依然是主流储能技术，国内储能装机抽蓄占比为 86.3%。近些年，随着锂电池等新型储能技术的快速发展，新型储能得到迅速发展。

表 3：不同储能类型额定功率及放电时间

储能类型		典型额定功率 (MW)	放电时间
电化学 储能	铅炭电池	<100	0.25-10h
	钠硫电池	0.1-100	0.7-8h
	全钒液流电池	<100	1.5-10h
	锂离子电池	<100	0.3-6h
物理储 能	抽水蓄能	100-5000	4-10h
	压缩空气储能	10-300	1-20h
	储热	100-300	6-10h (放热时间)
			0-24h (放热时间)
	飞轮储能	0.005-1.5	15s-15min
电磁储 能	超导线圈储能	0.01-1	2s-5min
	超级电容储能	0.01-1	1-30s

资料来源：国家电投集团，国泰君安期货研究

图 17：目前国内储能分为抽水蓄能和新型储能



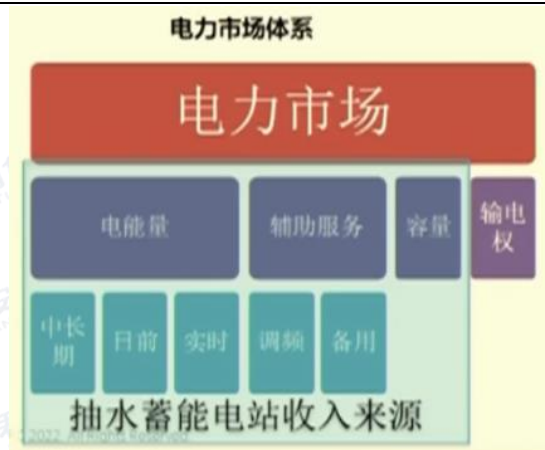
资料来源：国家电投集团

抽水蓄能与新型储能比较，优势在于：1) 技术特性优越，可承担几乎所有辅助服务；2) 考虑投资成本、变动成本、运行年限等因素，从平准化发电成本看，抽水蓄能最低（0.21-0.25 元/千瓦时）；3) 安全性高（锂电池有起火风险）；4) 资源丰富，国内抽水蓄能资源规模为 16 亿千瓦。劣势在于：1) 建设周期跨度长，从立项到建成投运，一般在 6-8 年甚至超过 10 年（锂电池 3-6 个月）；2) 项目投资金额高，单个项目投资普遍在几十亿元及以上。（锂电池 3-8 亿）。

历史上，我国抽水蓄能有四种电价机制，包括电网内部核算电价机制、单一电量电价机制、单一容量电价机制以及两部制电价机制。目前的存量抽水蓄能电站主要由电网企业建设和运营，抽水蓄能电站采用一厂一核价的方式进行定价。2021 年，国家发展改革委发布《关于进一步完善抽水能价格形成机制的意见（发改价格〔2021〕633 号）》，是 2015 年电改后重要的抽水蓄能价格机制的政策文件。

抽水蓄能面临的挑战共有七大方面，包括：（1）**抽蓄不能提供季节性的调峰备用**。抽蓄通常放水时长在 6-10 小时，一旦出现持续多日的高负荷，抽蓄只是一次性使用的顶峰备用；未来的容量市场是要保证系统长期供应充裕性，各类型电源都需折算成有效容量，单位有效容量获得的容量费用相同，这将造成抽蓄项目无法获得足够的容量收益。（2）**源网荷协调发展影响储能作用发挥**。抽水蓄能项目一般远离负荷中心，随着大规模风电与光伏发电等新能源接入电网后，网络潮流将有一定的不确定性，若源网荷发展不协调，尤其是出现显著的输电断面阻碍，可能影响抽水或发电功率水平，进一步影响抽水蓄能项目削峰填谷以及其他辅助服务作用的发挥。（3）**抽蓄的频繁运行带来成本上升甚至影响持续利用**。目前抽蓄项目的设计标准，并未考虑抽蓄持续性的运行，抽蓄的长时间频繁启动和运行，会对水库边坡维护成本影响很大，同时频繁穿越震动区会大幅增加大修费用。（4）**容量电价政策变化**。随着抽水蓄能规模的大幅增加，终端用户可能难以承受较高的容量电费，未来政策存在下调容量电费的可能性。（5）**灵活性电源之间的竞争**。随着技术的不断进步以及体制机制的不断完善，其他类型的灵活资源也将逐步参与市场竞争中，给抽水蓄能带来较大的竞争压力。（6）**抽蓄能够参与市场，存在交易品种互斥，造成收益不及预期**。抽蓄能够作为快速电源，可以提供调频备用，也可以参与电量市场套利，但是这些交易品种存在互斥；抽蓄的快速爬坡性能可以作为系统的快速电源，但是一旦作为快速电源，抽蓄对应的该部分容量就需要保持“静止不动”，不能参与其他交易；参与市场的抽蓄容量，则不能作为调频备用的提供者。（7）**系统电价差降低**。大量抽水蓄能机组投运后，以及其他系统灵活性资源投运后，系统峰谷差将进一步减少，电价波动幅度减小，依靠电量获取的利润逐步缩小。

图 18：抽水蓄能电站收入来源明细



资料来源：国家电投集团

图 19：以山东地区为例，电力现货市场日价格构成



资料来源：国家电投集团

九、全球电力期货市场发展现状及启示——上海期货交易所

（一）全球电力期货的总体成交情况

2021 年全球电力期货成交量低于原油、天然气和煤，成交量为 2551.65 万手（同比增长 11.31%），约占全球能源期货市场的 1%。2022 年全球电力期货成交量低于原油、天然气，高于煤。

表 4：2020、2021 年全球能源期货市场成交情况

品种	2021		2020	
	成交量（万手）	成交量占比	成交量（万手）	成交量占比
原油	132135.08	49.48%	151125.34	48.57%
炼油产品（含成品油）	70510.36	26.40%	97852.05	31.45%
天然气	37676.68	14.11%	40971.46	13.17%
煤	21167.57	7.93%	15064.52	4.84%
电力	2551.65	0.96%	2292.46	0.74%
生物燃料	107.63	0.04%	105.76	0.03%
其他	2924.42	1.09%	3717.50	1.19%
合计	267073.39	100.00%	311129.09	100.00%

资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

表 5：全球各交易所电力期货成交情况

排名	交易所	地区	2021年电力期货成交量(手)	2020年电力期货成交量(手)	同比
1	ICE U.S.	美国	13175884	11781917	11.83%
2	Nodal Exchange	美国	6279115	4835508	29.85%
3	EEX	欧洲、日本	4299281	4537173	-5.24%
4	ASX 24	澳洲	938413	811678	15.61%
5	Nasdaq Commodities	欧洲	456381	551943	-17.31%
6	ICE Endex	欧洲	296394	267294	10.89%
7	Borsa Istanbul	欧洲	34592	50217	-31.11%
8	TOCOM	日本	17011	11255	51.14%
9	SGX	新加坡	14275	29678	-51.90%
10	ICE Europe	欧洲	4933	5145	-4.12%
11	NYMEX	美国	244	42799	-99.43%
总计			25516523	22924607	11.31%

资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

表 6：分国家和地区电力期货成交情况

地区	2020年用电量(TWh)	2021年成交量(手)	2020年成交量(手)	同比	电力期货上市时间
美国	4287	19455243	16660224	16.78%	1996年
欧洲	3871	5085320	5411180	-6.02%	1995年
澳洲	309	938413	811678	15.61%	2002年
新加坡	53	14275	29678	-51.90%	2014年
日本	1005	23272	11847	96.44%	2019年
合计		25516523	22924607	11.31%	

资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

表 7：境外主要电力交易中心、电力期货交易所

地区	国家	电力交易中心(组织现货交易)	期货交易所(上市电力期货)
美洲	美国	PJM市场(宾夕法尼亚、新泽西、马里兰州联合电力市场)、新英格兰ISO市场、纽约ISO市场、德州电力市场、加州电力市场、中西部市场、SPP、Northwest等	NYMEX(CME旗下)
	加拿大	魁北克省、安大略省、卑诗省、阿尔伯塔省电力市场	ICE美国交易所
	南美	巴西电力批发市场MAE(1999年成立)、智利和阿根廷电力市场	Nodal(2017年被EEX收购)
欧洲	英国	APX(2000年由英国、荷兰和比利时共同建立)、N2EX电力市场	ICE欧洲交易所 EEX(Powernext) NASDAQ商品交易所(原Nordpool ASA) 西班牙MEFF
	法国	Powernext(2001年成立)	
	北欧	挪威Nordpool(1991年成立)	
	德国	莱比锡电力交易所(2000年成立, 2001年被EEX收购)、EPEXSpot	
	西班牙	OMEL电力交易所(1990年成立)	
	葡萄牙	2007年加入西班牙OMEL交易所	
	奥地利	EXAA交易中心(2002年成立)	
	比利时	Belpex(2002年成立, 属于APX交易中心)	
	意大利	IPEX电力交易中心(2004年)	意大利证券交易所(隶属于伦敦证交所集团)
	土耳其	电力交易中心和合同公司	伊斯坦布尔交易所
亚太	其他	ICE Endex(2002年成立)、俄罗斯市场管委会下属设立交易中心(ATs)	莫斯科能源交易所
	澳大利亚	澳大利亚能源市场运营商(ALMO)	澳大利亚证券交易所ASX
	新西兰	新西兰电力市场(NZEM)	FEX交易所
	新加坡	新加坡国家电力市场(EMA)	新加坡交易所SGX
	日本	日本电力交易所(JEPX, 2003年成立)	东京商品交易所TOCOM

资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

分交易所来看，洲际交易所 ICE U.S.，节点交易所(Nodal Exchange, 2017 年被 EEX 收购)和 EEX 成交量排名前三，分别为 1317.59 万手，627.91 万手和 429.93 万手。具体到地区，美国电力期货成交量最大，为 1945.52 万手，其次是欧洲为 508.53 万手。日本电力期货上市 3 年，规模较小，但增长幅度达 96.44%。

(二) 国外主流电力期货市场介绍

1. 美国电力期货

洲际交易所(旗下的 ICE U.S.)和节点交易所(Nodal Exchange, 2017 年被 EEX 集团收购)的电力期货交易比较活跃。美国可供交易的电力期货约 2000 个，覆盖北美主要区域电力市场(即区域输电组织/独立运营组织, RTO/ISO)。NYMEX 在 1996 年 3 月上市首个美国电力期货合约，现成交量已大幅下降(2016 年 1824 万手，下降至 2020 年 4.28 万手、2021 年 244 手)。以 PJM 地区为标的的电力期货最活跃，可供交易的合约超过 700 个，2021 年末 PJM 电力期货持仓超过 300 万手，约占电力期货持仓比例的 70%。

表 8：2021 年末美国电力期货持仓情况

排名	合约名称	交易所	RTO/ISO	持仓
1	PJM WESTERN HUB RT PEAK MINI	ICE U.S.	PJM	316 476
2	PJM.WESTERN HUB_month_on_rtp	Nodal Exchange	PJM	252 043
3	PJM.WESTERN HUB_month_on_dap	Nodal Exchange	PJM	214 633
4	PJM.WESTERN HUB_month_off_rtp	Nodal Exchange	PJM	202 198
5	PJM.WESTERN HUB_month_off_dap	Nodal Exchange	PJM	200 610
6	PJM WESTERN HUB RT OFF	ICE U.S.	PJM	199 837
7	ERCOT NORTH 345KV RT PK FIX	ICE U.S.	ERCOT	130 445
8	PJM WESTERN HUB DA PEAK	ICE U.S.	PJM	111 238
9	ISO NE MASS HUB DA PEAK	ICE U.S.	ISONE	103 882
10	PJM.AEP-DAYTON HUB_month_off_dap	Nodal Exchange	PJM	103 573
11	PJM.AEP-DAYTON HUB_month_on_dap	Nodal Exchange	PJM	101 768
12	PJM WESTERN HUB DA OFF-PK	ICE U.S.	PJM	95 711
13	ISONE.H.INTERNAL HUB_month_on_dap	Nodal Exchange	ISONE	89 418
14	PJM AEP DAYTON DA PEAK	ICE U.S.	PJM	86 687
15	ISO NE MASS HUB DA OFF-PK FIXD	ICE U.S.	ISONE	79 481
16	ERCOT	ICE U.S.	ERCOT	75 948
17	ISONE.H.INTERNAL HUB_month_off_dap	Nodal Exchange	ISONE	72 782
18	PJM AEP DAYTON HUB DA OFF-PK	ICE U.S.	PJM	68 082
19	PJM.PPL_month_on_dap	Nodal Exchange	PJM	65 660
20	SP15 FIN DA PEAK FIXED	ICE U.S.	CAISO	64 583

资料来源：上海期货交易所

图 7：美国 RTO/ISO 分布情况

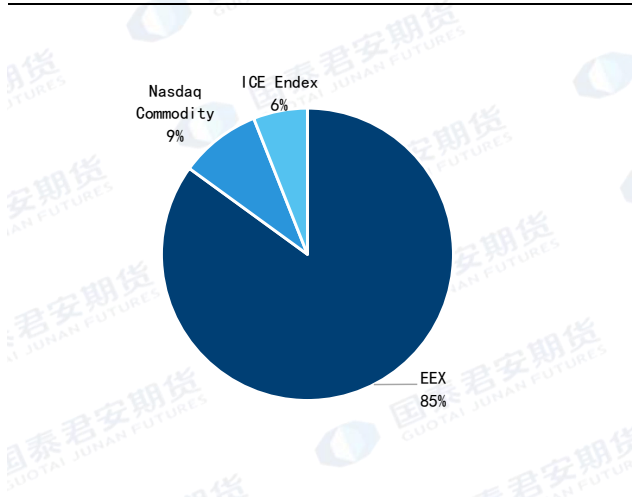


资料来源：上海期货交易所

2. 欧洲电力期货

1993 年挪威最先建立了电力远期合约市场，Nord Pool 于 1995 年引入首个电力期货合约。截至 2021 年末，欧洲市场可供交易的电力期货有 200 多个，覆盖 20 个国家和地区的电力市场。欧洲能源交易所（EEX，European Energy Exchange），纳斯达克商品交易所（Nasdaq commodity），以及洲际交易所（旗下的 ICE Endx 和 ICE Europe）电力期货和期权交易规模排名前三，2021 年分别为 429.93 万手，45.64 万手和 30.13 万手。德国、法国、意大利、北欧和匈牙利电力期货和期权成交手数排名前五，分为 270.23 万手、71.45 万手、52.44 万手，32.13 万手和 27.95 万手。

图 21：欧洲电力期货市场份额分布情况



资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

表 9：欧洲电力期货合约数量统计

国家和地区	以电价为标的的电力期货合约数量 (单位: 个)			
	小计	EEX	Nasdaq Commodity	ICE
德国	40	18	12	10
法国	27	18	2	7
意大利	21	12	1	8
北欧国家	20	4	14	2
匈牙利	12	12		
西班牙	15	12	1	2
荷兰	19	12	1	6
英国	16	12	1	3
瑞士	7	6		1
捷克	12	12		
奥地利	14	12		2
比利时	7	3	1	3
罗马尼亚	8	8		
希腊	3	3		
斯洛伐克	6	6		
保加利亚	4	4		
斯洛文尼亚	8	8		
塞尔维亚	4	4		
波兰	6	6		
合计	249	172	33	44

资料来源：上海期货交易所，国泰君安期货研究

EEX 的德国电力期货是欧洲市场最具流动性的电力期货，2021 年成交量为 3097.56TWh，是德国用电量的 542%。具体而言，EEX 集团为欧洲 20 个国家和地区提供电力现货和期货交易服务。其中，集团旗下的 EPEX SPOT 和 PXE 提供电力现货交易，集团旗下的 EEX 提供电力期货交易。2021 年 EEX 电力期货成交量为 429.93 万手，约占 EEX 全部期货成交量的 55%。EEX 提供基础负荷和峰时负荷的电力期货。在合约期限方面，除标准期限（月、季、年）电力期货外，EEX 还提供短期期限（日、周末、周期货）电力期货，以帮助客户应对可再生能源发电大幅提高的带来的挑战。季度、年度电力期货在到期日并不立即结算，而是通过

级联机制 (Cascading) 转换为同等头寸期限较短 (月度、季度) 的合约。通过级联机制, 长限合约 (年度、季度) 到期后, 交易者可以继续交易剩余部分 (未到期部分), 便于更好的发现未来不同时期电力价格, 并精确的管理长限合约风险。

Nasdaq Commodity 是纳斯达克集团旗下的大宗商品交易所, 2021 年电力期货成交量占 **Nasdaq Commodity** 全部成交量的 85%, 达 45.64 万手, 成交量主要分布在北欧、德国和英国电力合约。Nasdaq Commodity 提供类型丰富的欧洲电力产品。以电价为标的的产品, 除基础负荷和峰时负荷期货外, 还提供按月递延结算期货, 分区价差合约。

按月递延结算期货: 只有独特的结算现金流结构, 贴合德国, 法国, 英国等国的电力市场交易, 与电力合同现金流相匹配, 便于企业对冲电力现货合同的风险。

分区价差合约 (EPAD): 以相应价区电价和系统电价的差为标的。当输电网络阻塞时, 输电网络覆盖范围内不同地区的电价可能会不同, EPAD 可用于管理电网阻塞风险。EPADs 有一定成交规模, 2021 年成交量达 3.42 万手, 约占 Nasdaq Commodity 全部成交量的 6%。

3. 澳洲电力期货

澳大利亚证券交易所 (ASX) 于 2002 年上市首个电力期货合约。截至 2021 年末, 已有覆盖澳大利亚和新西兰不同地区电力市场的共计 46 个期货合约, 是亚太地区最活跃 (最流动性的) 的电力期货市场。2021 年度电力期货成交 93.72 万手, 折合成交电量 1140Twh, 为相应地区用电量的 665%。成交额约 550 亿澳元 (折合人民币约 2500 亿)。电力期货是 ASX 的主要商品期货, 2021 年度的成交量占比为 76%。

图 22: 澳大利亚电力期货合约种类梳理

表1：澳大利亚的电力期货合约类型				
	期货			期权
	基础负荷	峰时负荷	尖峰负荷	基础负荷
月度	√			
季度	√	√	√	√
年度条 (yearly strip)	√	√	√	√
合约个数合计	每个地区9个合约*共4个地区=36			

澳大利亚电力期货涉及4个地区：

(1) 新南威尔士 (NSW)

(2) 昆士兰 (QLD)

(3) 维多利亚 (VIC)

(4) 南澳大利亚 (SA)

资料来源: 上海期货交易所

图 23: 新西兰电力期货合约种类梳理

表2: 新西兰电力期货合约类型			
	期货		期权
	基础负荷	峰时负荷	基础负荷
月度	√		
季度	√	√	√
年度条 (yearly strip)	√		
合约个数合计	每个地区5个合约*2个地区=10		
新西兰电力期货基于2个节点的电价:			
(1) 班莫尔 (Benmore)			
(2) 奥塔胡胡 (Otahuhu)			

资料来源: 上海期货交易所

4. 日本电力期货

日本电力期货市场处于起步阶段, 东京商品交易所 (TOCOM, JPX 下的综合性能源交易平台)、EEX 和 CME 上市了日本电力期货合约。TOCOM 电力期货的合约规模相对较小, 交付输电功率设计为 0.1MW (电力期货合约交付功率通常为 1MW), 为相应主流电力期货合约规模的 1/10。2021 年, EEX 的日本电力期货成交 6261 手, 折合电量为 6632.7GWh, 成交电量占全球日本电力期货总成交电量的 87%。

（三）国际电力期货合约标准借鉴

电力期货（电能量）合约标准化设计，需要反映电力商品的空间、时间和瞬时平衡、不能大量储存的特殊属性。电力期货为区域性合约，ICE、NFX、EEX 等上市的电力期货合约均为区域性合约。就空间属性而言，使用节点边际电价（Location Marginal Price, LMP）或系统电价（System Price）作为电力期货合约标的。其中美国采用节点边际价格，欧洲采用系统电价。就时间属性而言，考虑电力系统负荷以日为单位呈周期性变化，选取分时电价反映不同时段的边际机组发电价格。从交割角度来看，电力商品具有实时平衡、不能大规模储存的特点，欧美期货交易所历史上推出的实物交割的电力期货合约均不活跃，现行合约大部分采用现金结算。大部分采用级联机制：1 个年度合约在到期日将分解成相应年份的 4 个连续的季度合约，然后第一个季度合约将被分解成相应季度的 3 个连续的月度合约。到期月度合约进入交付期，其它合约继续交易。

（四）对我国上市电力期货的启示

1. 美国和欧洲在电力市场建设初期即推出电力期货，澳大利亚、新加坡和日本等亚洲国家则在用电侧全面开放时推出电力期货，以帮助电力市场参与者管理风险。EEX 展现了在电力交易方面的领先地位，并积极拓展电力产品市场范围并提升市场份额。EEX 在欧洲电力市场已经确立了竞争优势，在美国的市场份额也持续扩大，有望接近并超越 ICE U.S.。在亚洲 EEX 已经布局日本市场，于 2021 年 7 月开始与印度 MCX 在电力期货方面展开合作。

2. 基于区域电力市场的月度电力期货合约是最基础的电力合约：（1）各地区通常首先上市月度、季度基荷合约，然后根据市场需求逐步推出其他负荷类型和交付期限的合约；（2）季度、年度等合约的交易、交割结算的设计多以月度合约为基础；（3）月度合约通常是各地区流动性最好的合约。

3. 我国电力期货合约设计反映区域性：范围太大价格的代表性缺失，范围太小配置资源功能有限。反映时间属性：共性选取标准为周期性变化、强相关性的时段。

本公司具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格

本内容的观点和信息仅供国泰君安期货的专业投资者参考。本内容难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本内容不构成具体业务或产品的推介，亦不应被视为相应金融衍生品的投资建议。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为“国泰君安期货研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

国泰君安期货产业服务研究所

上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 30 楼 电话：021-33038635 传真：021-33038762

国泰君安期货金融衍生品研究所

上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 30 楼 电话：021-33038982 传真：021-33038937

国泰君安期货客户服务电话 95521