



国家电网公司
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

省间电力现货市场 实践与探索

国家电力调度控制中心 罗治强



在国家发改委、国家能源局全面统筹和精心指导下，国家电网公司与市场经营主体共商共建，充分考虑我国能源生产消费特点、网架结构、政策机制等基础条件，开展了省间电力现货市场建设实践与探索。在我国电力史上首次实现了省间、省级现货市场协同运作，走出了一条符合我国国情、兼顾多元目标、具有中国特色的电力现货市场建设路径，为全国统一电力市场建设奠定了坚实基础。



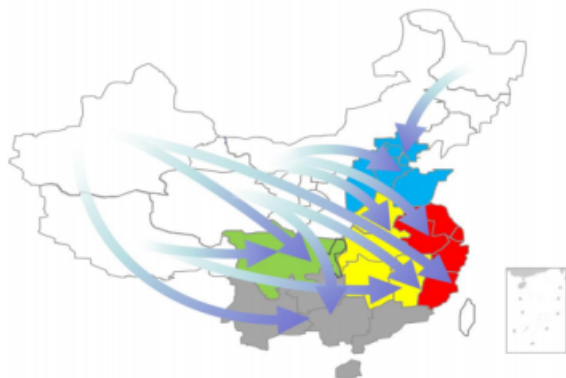
- 一、**市场机制设计**
- 二、市场运行情况
- 三、市场实践成效
- 四、市场探索展望

一、市场机制设计

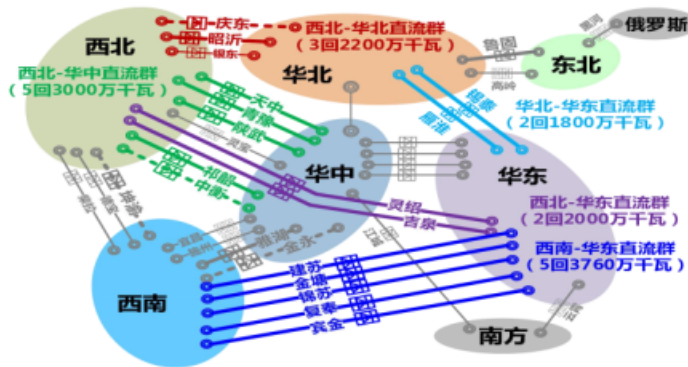
(一) 市场建设基础

我国幅员辽阔，能源负荷呈逆向分布，促进电力生产要素在更大范围内高效畅通流动成为**客观需求**。我国已建成全球规模最大的互联大电网，跨省跨区输电能力达3.5亿千瓦，为省间现货交易建设奠定了坚实的**物质基础**。

依托**大电网**，建设**大市场**，实现电力资源大范围优化配置，成为各方共识和迫切需要。



资源与负荷中心分布



跨省区输电通道示意

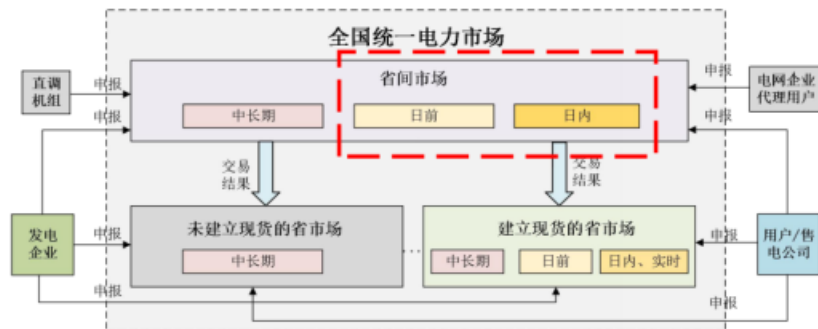
一、市场机制设计

(二) 市场建设定位

落实国家能源战略，构建竞争有序的电力市场体系，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，利用跨省跨区输电通道，通过市场化手段开展电力余缺互济、促进清洁能源大范围消纳和能源资源大范围优化配置，提升系统效率与效益。



省间现货电力余缺互济



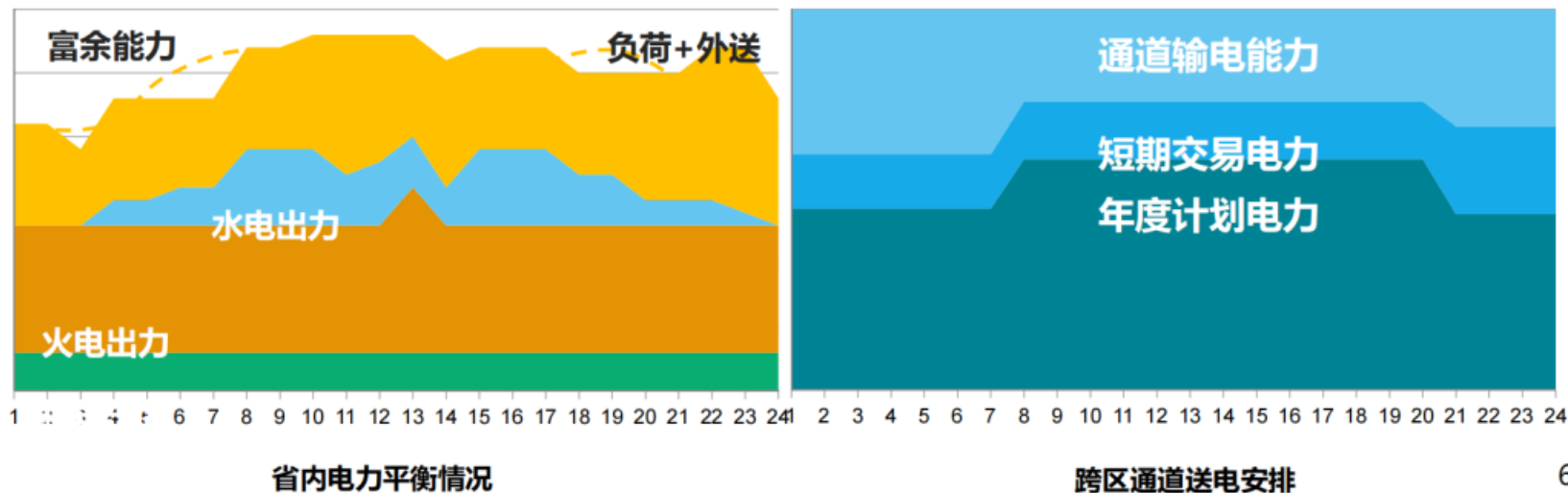
“统一市场、两级运作”示意图



一、市场机制设计

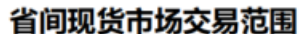
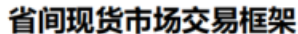
(三) 市场建设思路

省间电力现货交易在落实跨省跨区中长期交易基础上，在送受端开展预平衡后，**当送端有富余能力、通道有剩余空间、受端有购电需求时**，组织送受端市场主体**自主报量报价**，在日前、日内市场**集中竞价**，以**社会福利最大化**为目标，实现电力余缺互济和清洁能源大范围消纳。



（四）市场构成要素

- **市场主体**：全类型发电主体，受端省级电网企业、大用户、售电公司
- **市场范围**：国家电网和内蒙古电力公司覆盖范围
- **交易周期**：日前+日内交易

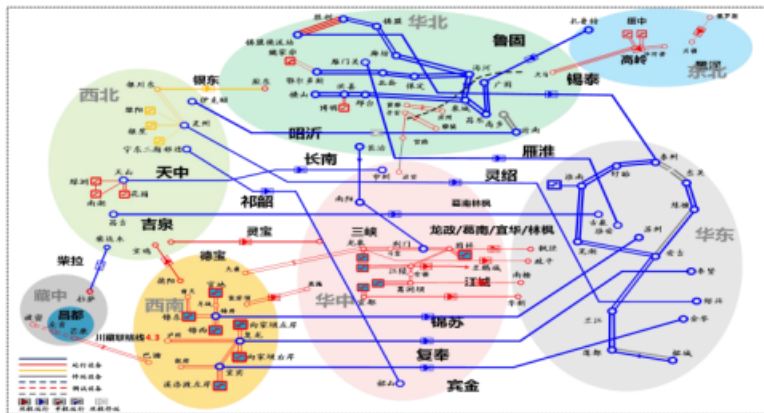


一、市场机制设计

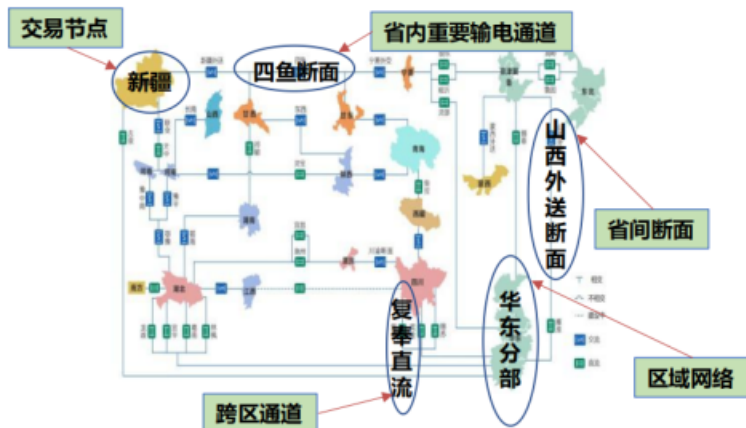
(五) 交易网络模型

以直流输电系统为骨干，结合省间、省内交流关键断面，构建以省级电网为主要节点的省间现货交易网络模型，能够基本反映省间交易的物理特性。

基于省间现货交易网络模型，采用寻径算法搜索形成买卖双方节点间现货交易路径。



跨省跨区联络示意



省间现货交易网络



一、市场机制设计

(六) 市场竞价机制

采用考虑通道安全约束、网损和输电价的集中竞价撮合出清，按照购售双方价差递减排序成交，按照售电侧边际出清价格进行定价。

双向
报价

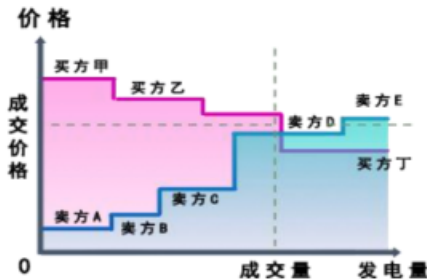
买卖双方按时段自主申报“电力-电价”曲线
(15分钟为一个时段)。

集中
出清

考虑输电成本差异，基于安全约束，以社会福利最大化和输电通道最优利用为优化目标，集中竞价。

边际
结算

最后一笔成交报价的均价做为系统边际电价，按照系统边际电价结算。



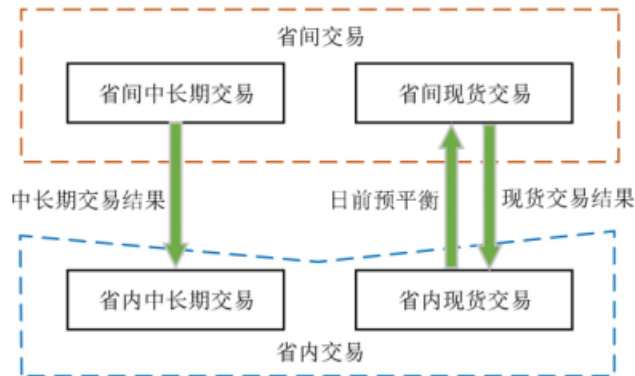


一、市场机制设计

(七) 多级市场协同

省间与省内衔接方面，尊重省为实体的客观国情，省内预出清（预平衡）结果作为参与省间市场依据，省间交易结果作为省内市场运行边界。省间电力现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清。

中长期与现货衔接方面，在保障省间中长期交易执行的基础上，利用省间通道富余能力，开展省间现货交易。



市场衔接示意图



跨区通道成分示意图



- 一、市场机制设计
- 二、市场运行情况**
- 三、市场实践成效
- 四、市场探索展望



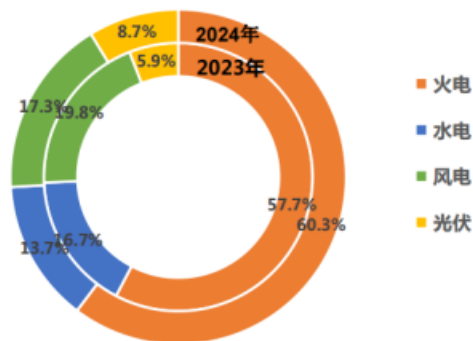
二、市场运行情况

(一) 总体概况

省间现货市场已实现“公司+蒙西”区域全覆盖，新增蒙西、西藏参与购电，山东、安徽、江苏、跨省区配套电源参与售电，市场主体超6000个。2024年，全年成交电量376亿千瓦时，同比增长18%。清洁能源成交电量149亿千瓦时，占比40%。送端成交均价0.4124元/千瓦时，同比增长14.7%。



2024年省间现货成交概况

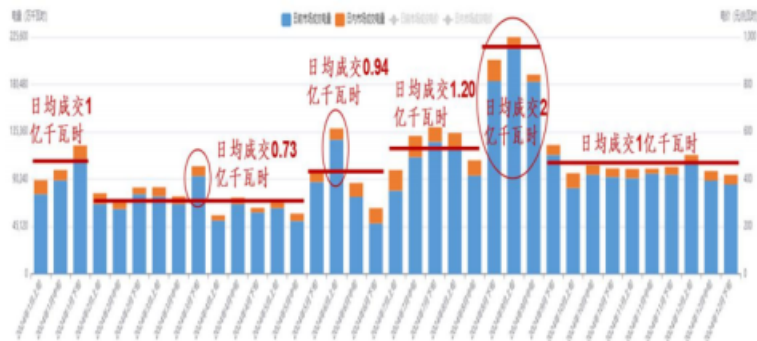


2023、2024年分能源类型成交电量占比

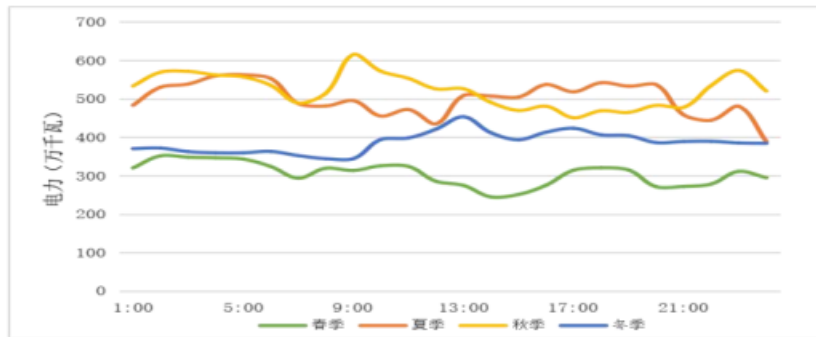
二、市场运行情况

（二）成交量分析

从分旬成交量看，省间现货日均成交量围绕1亿千瓦时上下波动，夏秋季高于春冬季。1月受度冬寒潮影响，省间现货交易电量明显攀升，日均成交量1亿千瓦时；2月-5月中旬，气温逐渐回暖，购电需求减少，日均成交量降至0.73亿千瓦时；5月下旬-8月中旬，西南水电大发叠加高温影响，日均成交量上涨至1.2亿千瓦时；8月下旬-9月中旬，受持续高温，西南供需紧张形势影响，日均成交量飙升至2.0亿千瓦时；9月下旬-12月市场运行相对平稳，日均成交量回落至1.0亿千瓦时。



2024年省间现货分旬成交图



2024年分季节24点成交图



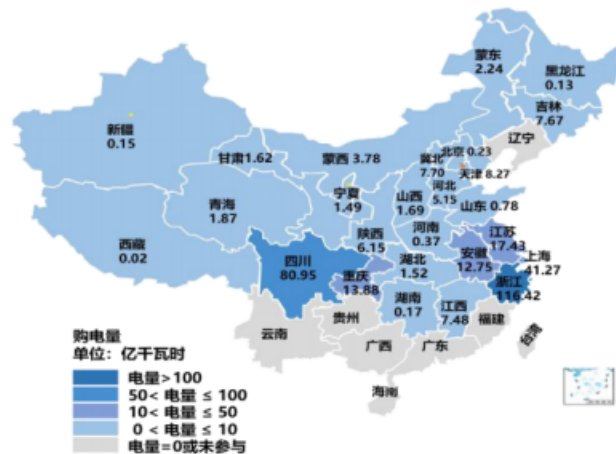
二、市场运行情况

(二) 成交量分析

从各省成交量看，26个省级电网和蒙西参与售电，湖北、四川、宁夏、山西、甘肃售电量超20亿千瓦时，合计占比59.4%。买方主要集中在华东、西南地区，浙江购电116.4亿千瓦时，四川购电80.95亿千瓦时，合计占比达52.4%。



2024年省间现货卖方成交电量



2024年省间现货买方成交电量



二、市场运行情况

(二) 成交量分析

从区内区外成交量看，2024年省间现货跨区成交电量337亿千瓦时，占比90%。总体看除华东外，各区域均有较大的送出需求，受入需求主要集中在华东和西南。华北、华东的区内成交量占比超25%，京津冀、长三角各省灵活互济，助力区域一体化发展。

2024年省间现货区域间交易电量（亿千瓦时）

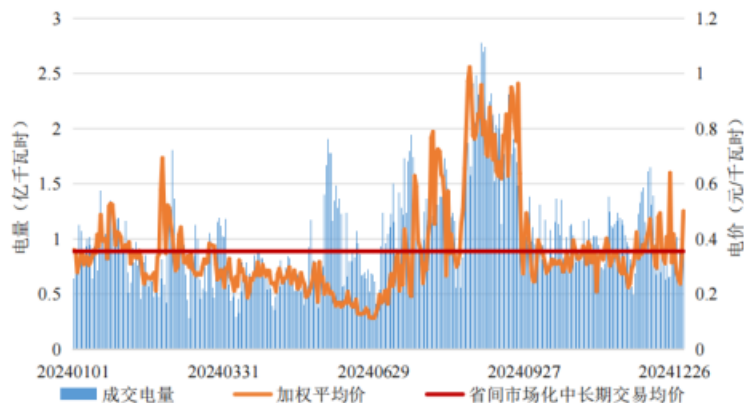
受端 送端	华北	华东	华中	东北	西北	西南	送出合计
华北	13.61	24.91	0.38	0.93	0.96	9.61	50.40
华东	0.05	5.19	0.12	0	0.04	6.38	11.77
华中	1.18	46.92	1.14	0.05	1.94	31.63	82.87
东北	8.62	28.46	0.39	7.60	2.71	7.59	55.38
西北	2.91	55.08	4.58	1.89	5.25	43.55	113.27
西南	2.94	47.99	3.69	0.08	1.17	6.98	62.84
受入合计	29.30	208.56	10.31	10.56	12.07	105.74	376.54



二、市场运行情况

(三) 成交价分析

从成交均价看，省间现货价格即时反应供求关系变化。受8、9月受西南地区连续高温天气影响，2024年省间现货成交均价0.412元/千瓦时，省间现货市场最高价2.196元/千瓦时、最低价0.00002元/千瓦时。3-6月，全网用电负荷维持低位，日成交均价随水电增发，持续走低至0.113元/千瓦时；7-9月，高温天气推动用电负荷持续走高，日成交均价连续攀升，最高达1.023元/千瓦时。



2024年省间现货成交量价曲线



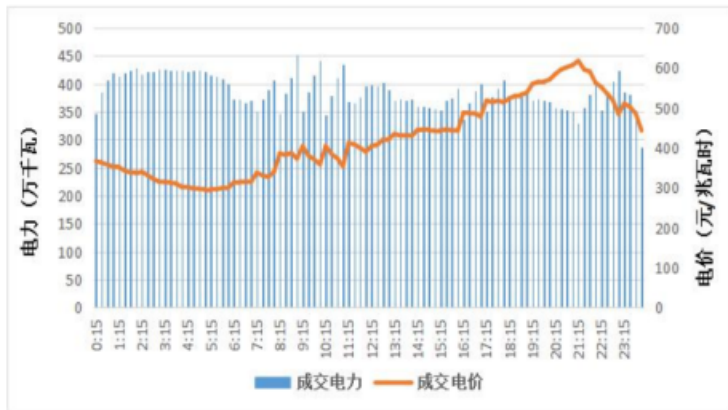
2024年7-9月省间现货成交量价曲线



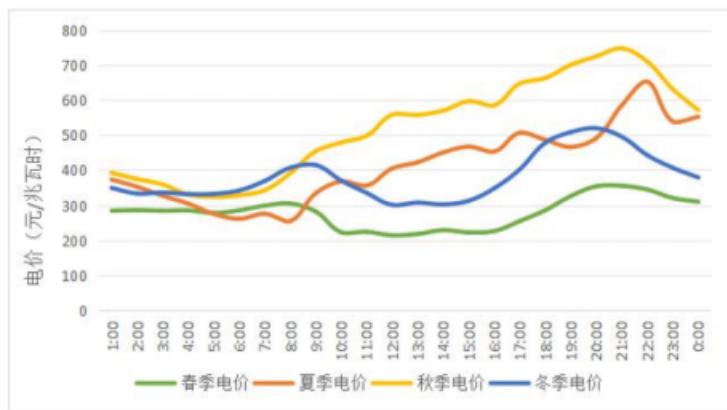
二、市场运行情况

(三) 成交价分析

从分时价格来看，省间现货日内“峰谷”价差明显。省间现货市场日平均峰谷价差0.26元/千瓦时；分季节看，总体呈现“秋高春低”的特点，秋季较春季高峰分时均价高约一倍。



2024年全年日均分时成交量价情况



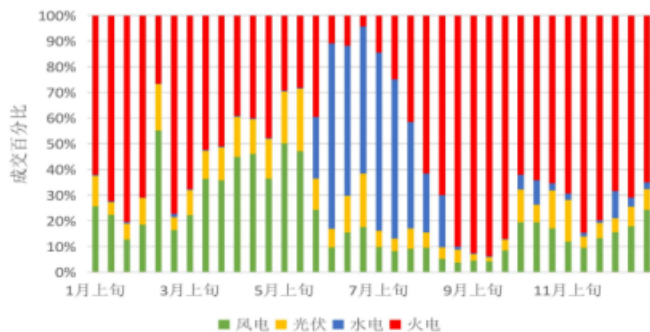
2024年不同季节分时成交价格情况



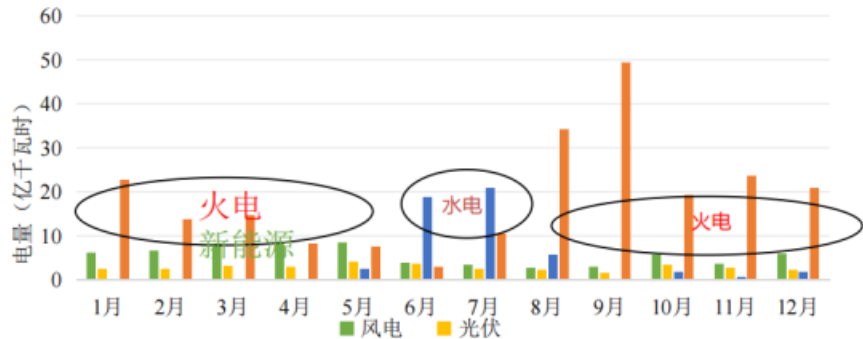
二、市场运行情况

(四) 分能源类型分析

分能源类型来看，新能源成交集中在春季，火电成交集中在度夏度冬期间，度夏保供期间火电单月最大成交电量占比92%，水电成交集中在6-7月，水电成交电量分别占比60%。火电成交227.0亿千瓦时，同比上涨23.12%；成交均价0.524元/千瓦时，同比上涨18.82%；水电成交51.7亿千瓦时，同比减少3.01%；成交均价0.218元/千瓦时，同比上涨9.00%；新能源成交97.7亿千瓦时，同比上涨19.27%；成交均价0.255元/千瓦时，同比下降9.25%。



2024年分能源类型分旬成交电量情况



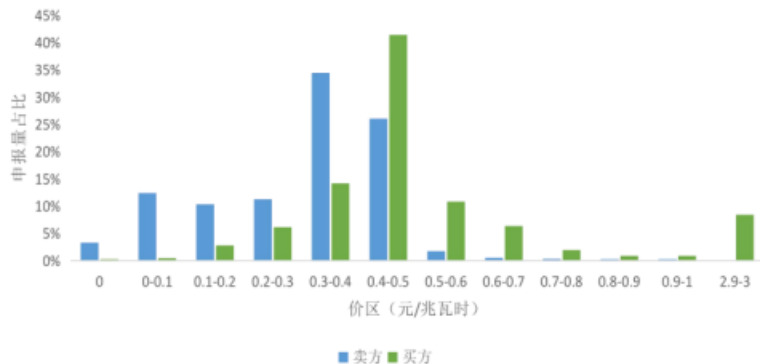
2024年省间现货分月分能源类型成交情况



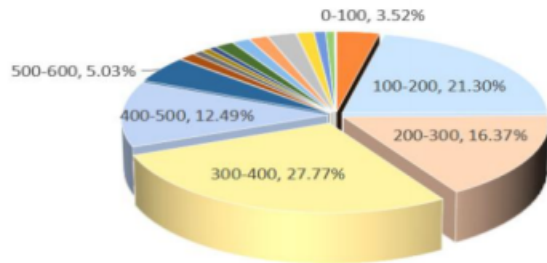
二、市场运行情况

(五) 主体行为分析

从市场主体报价看，卖方主体98.2%的申报量在0.5元/千瓦时以下，其中0.3-0.5元/千瓦时区间占比达60.4%；买方主体近9成申报量在1.0元/千瓦时以下区间，其中0.5元/千瓦时以下区间占72.7%，2.9-3.0元/千瓦时有8.4%。从成交结果看，81%成交电量价格在0.5元/千瓦时以下，0.5-1元/千瓦时区间成交电量占比9%，1.0-1.5元/千瓦时区间成交电量占比8%，超过1.5元/千瓦时的电量约1.7%。



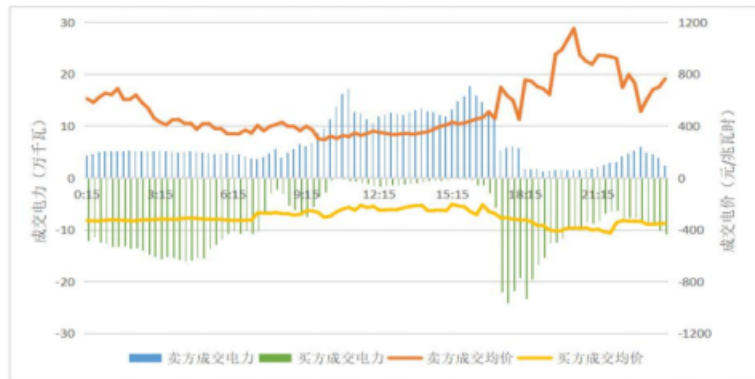
2024年市场主体申报量分布



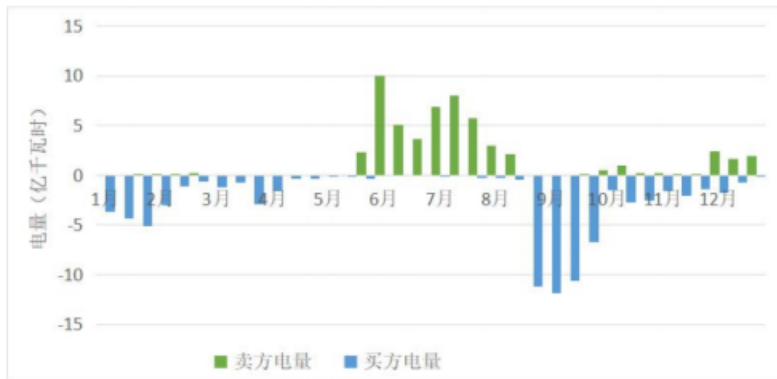
2024年成交电量价区分布

(五) 主体行为分析

从市场主体行为看，省间现货交易打破传统送、受端格局，市场主体可根据供需情况灵活改变购售电角色，通过现货交易优化电网运行方式。陕西（187次）、吉林（165次）、冀北（137次）、蒙东（114次）、四川（111次）、天津（110次）等地区，在日内根据水电及新能源发电变化，灵活转换购售电角色超100次，有效减少机组启停，对中长期交易偏差进行修正补充。



陕西同日灵活购售成交情况



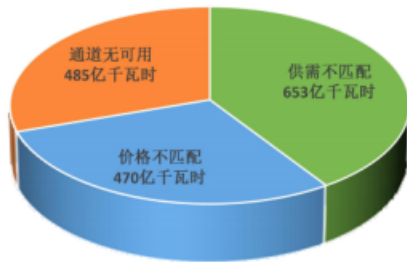
四川跨季节灵活购售情况



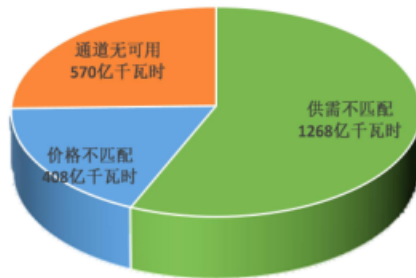
二、市场运行情况

(六) 未成交成因分析

从未成交数据看，市场上富余电力资源增长较快，较上年增加近40%，有较强的跨省区电力资源配置需求。发用电供需不匹配原因导致的未成交量快速增加，主要原因是各地发电同质化现象日见显著，特别是午间光伏发电高度重叠，造成午间富余电力消纳困难。跨省区输送能力也是制约市场成交的短板，跨省跨区输电通道亟待加快建设。



2023年不同原因未成交电量情况



2024年不同原因未成交电量情况



- 一、市场机制设计
- 二、市场运行情况
- 三、市场实践成效**
- 四、市场探索展望



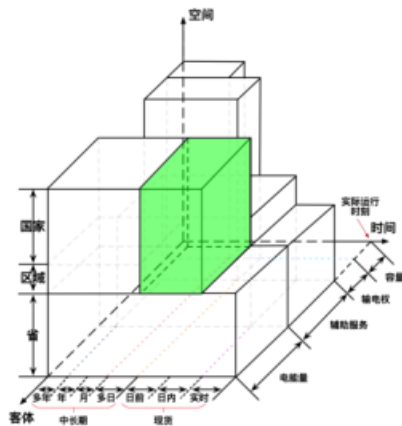
三、市场实践成效

初步构建多层次统一电力市场体系

省间现货市场经历了大范围、长周期、多场景的实践检验，市场平稳、交易活跃，“中长期为基础、现货余缺互济、应急调度救急”的跨省区市场化资源调配机制建立，“统一市场、两级运作”的统一电力市场体系架构基本成型。**2024年10月15日，省间电力现货市场转入正式运行，助力“全国统一电力市场建设迈上新台阶”。**



省间现货转正式运行启动仪式



统一电力市场体系框架



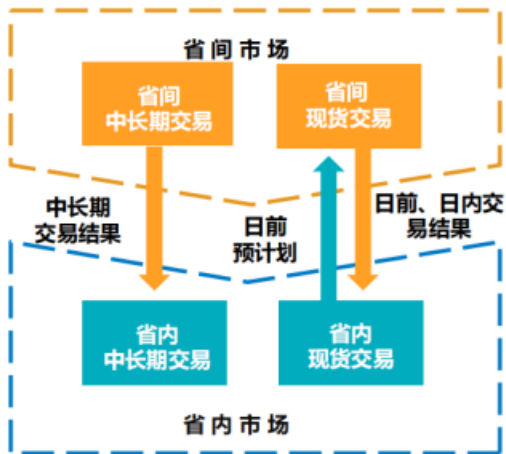
央视新闻联播报道省间现货转正式运行



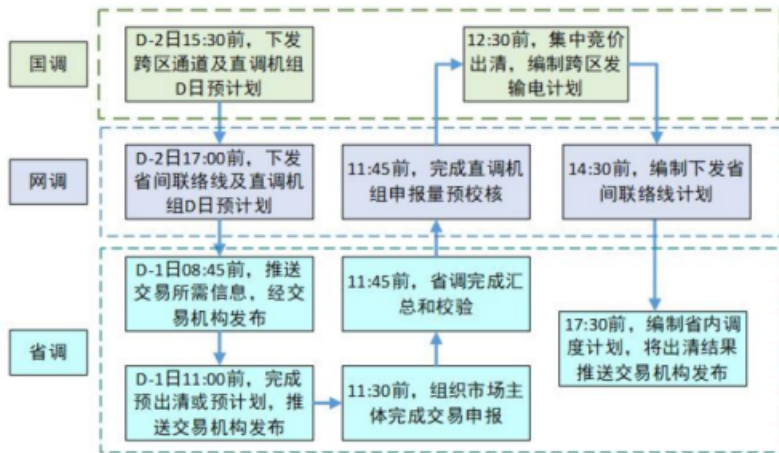
三、市场实践成效

省间电力生产组织实现市场化转型

国网省三级调度机构密切配合，两级市场有序衔接，现货市场出清结果直接指导电网生产，与之相适应的生产业务流程、技术支持系统持续优化，电力系统运行精益化、精细化水平大幅提升，电力生产组织市场化转型取得显著成效。



省间交易与省内交易衔接机制



省间日前现货市场三级调度生产流程



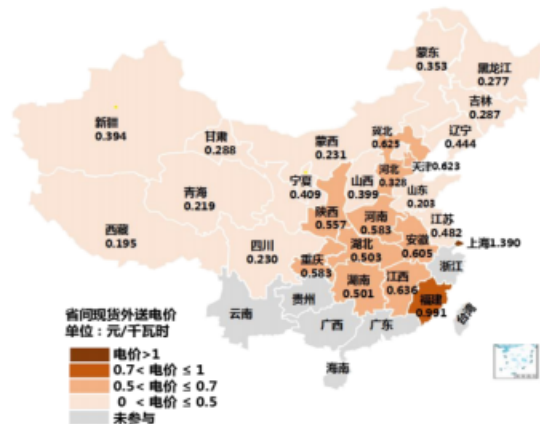
三、市场实践成效

“能涨能降”的市场价格机制形成

省间现货交易构建“能涨能降”的市场价格机制，反映出电力的时空价值，通过市场价格信号引导市场主体主动参与电网运行调节，提升自身收益，缓解系统运行压力。2024年4-6月，清洁能源大发期，省间现货呈现价降量增走势，以低价促进了清洁能源优先消纳，有效降低了受端省的用能成本；8-9月，省间现货量价齐升，实现了对川渝、浙江等供应紧张地区的精准支援。



2024年省间现货成交电力和电价变化情况



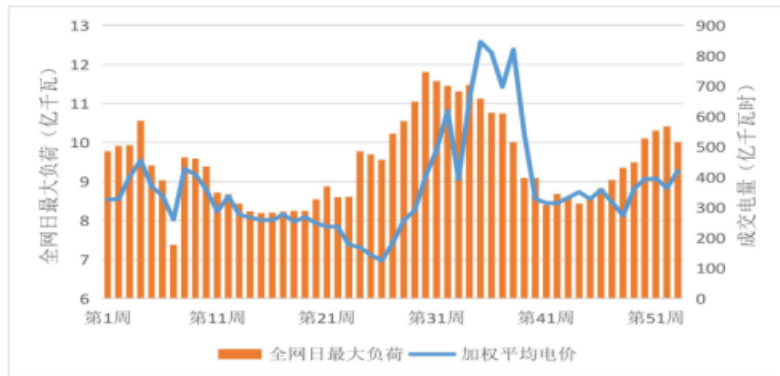
2024年省间现货交易送端成交均价



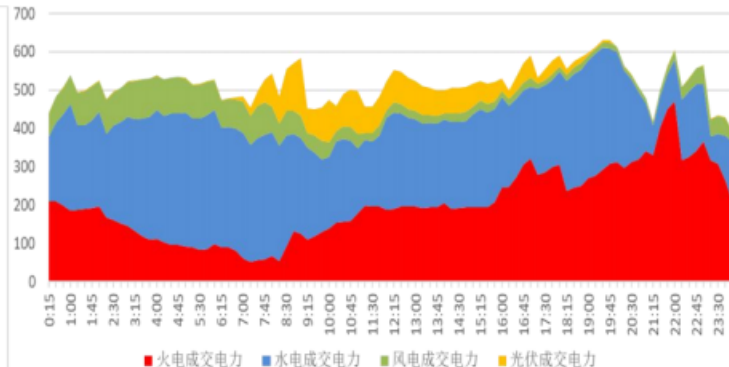
三、市场实践成效

全网电力保供能力有效提升

2024年6月下旬-9月下旬，全网日最高负荷突破10亿千瓦并持续攀升，供需形势趋紧，省间现货发挥价格信号引导作用，单日最大成交电力1616万千瓦，单日最大成交电量2.77亿千瓦时，精准平抑了全网平衡缺口。9月西南地区持续高温导致供需形势紧张，省间现货均价攀升至0.846元/千瓦时，激励送端火电顶峰发电，有效提升全网保供支撑能力。



2024年成交均价与全网负荷变化关系



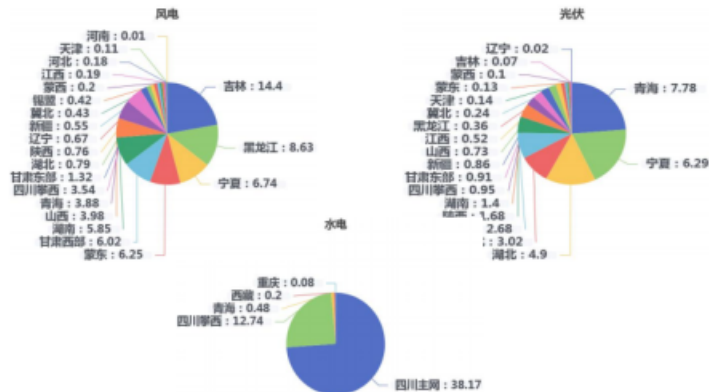
2024年度夏期间不同能源类型分时成交电力



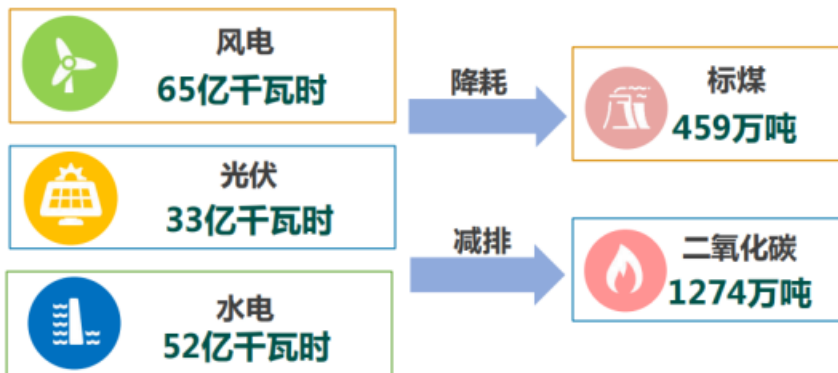
三、市场实践成效

适应新能源特性的现货消纳机制建立

省间现货支持新能源企业自主“报量报价”，灵活参与日前、日内省间现货交易，充分发挥新能源低边际成本优势，通过特高压互联电网和省间现货市场平台，实现在全国范围消纳。2024年省间现货市场累计减少风电、光伏弃电98亿千瓦时，减少四川水电弃电52亿千瓦时。



2024年省间现货分省分能源类型成交电量情况

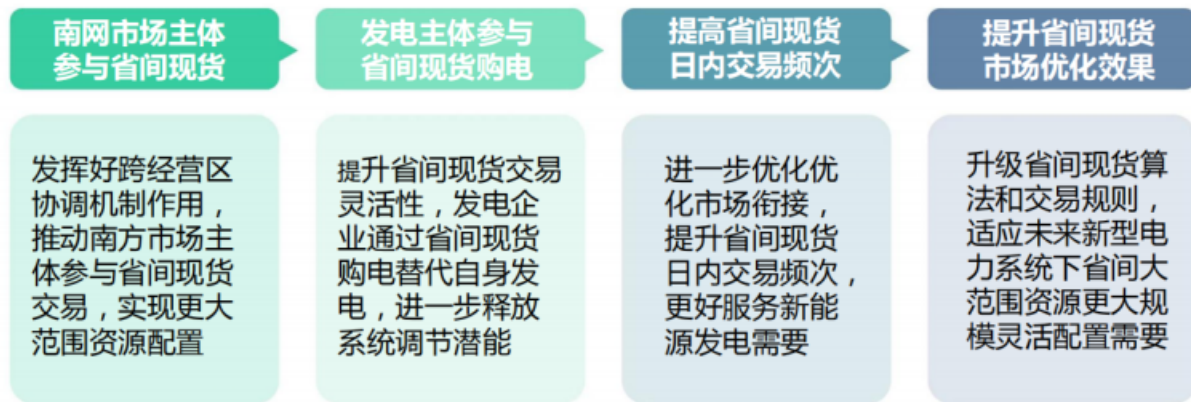


2024年清洁能源成交电量



- 一、市场机制设计
- 二、市场运行情况
- 三、市场实践成效
- 四、市场探索展望**

在政府主管部门指导下，从**扩大市场范围、提高交易灵活性、提升市场**等方面着手开展工作，进一步完善丰富省间现货市场功能，更好的发挥省间电力现货市场作用。





谢 谢 大 家 ！