

电力现货市场的基本原理及其带来的挑战

北京兆瓦云数据科技有限公司

目录

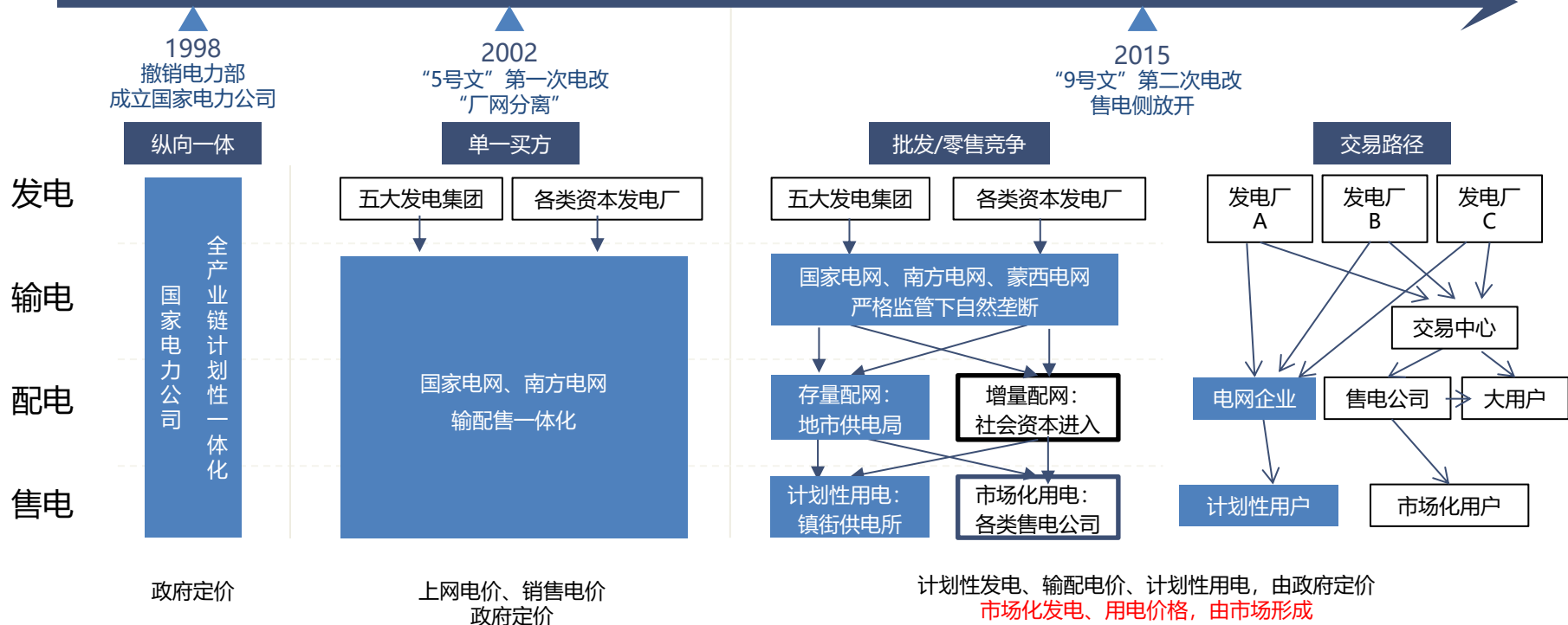
CONTENTS

- 电力现货市场的基本原理
- 典型省份电力市场规则及运行现状
- 电力市场带来的机遇与挑战

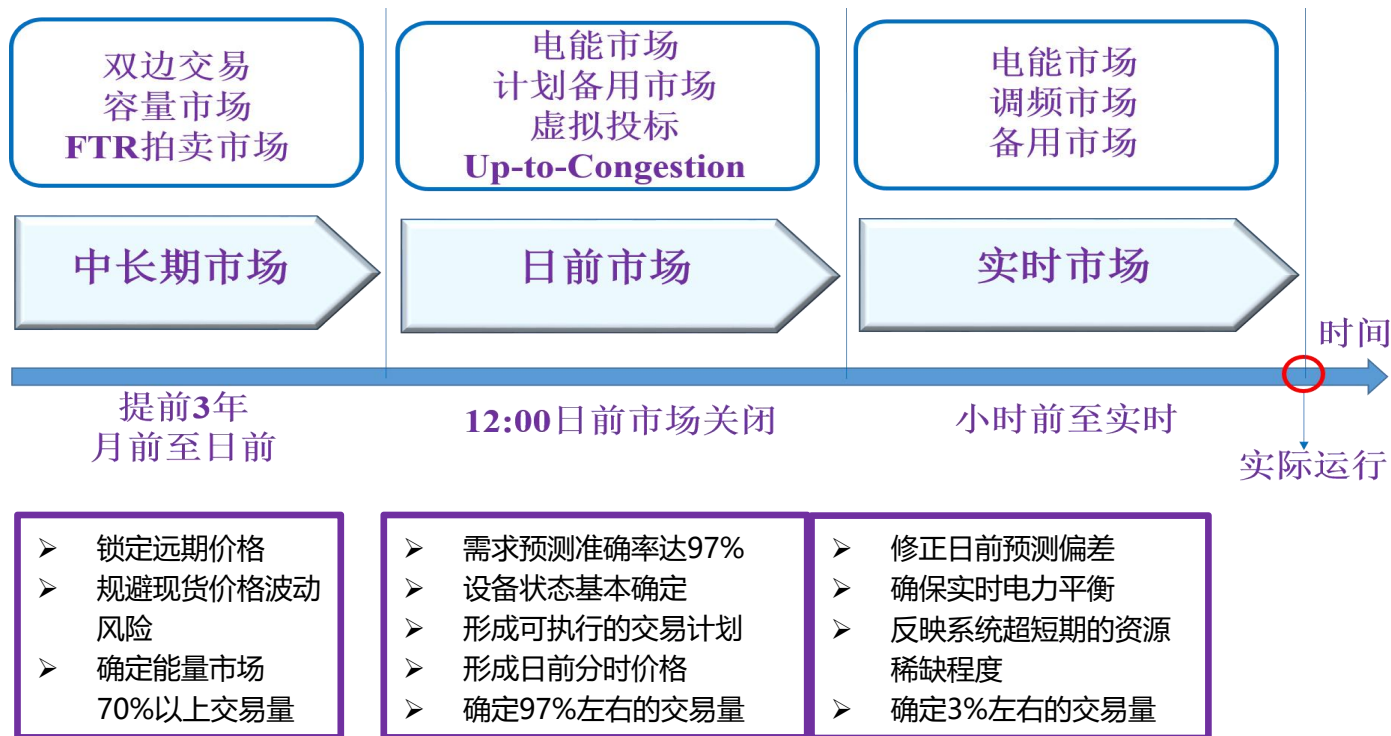
电力现货市场的基本原理

PART 01

我国的电力市场总体上经历了从垄断到竞争、从计划到市场、从中长期交易到现货交易的发展历程。

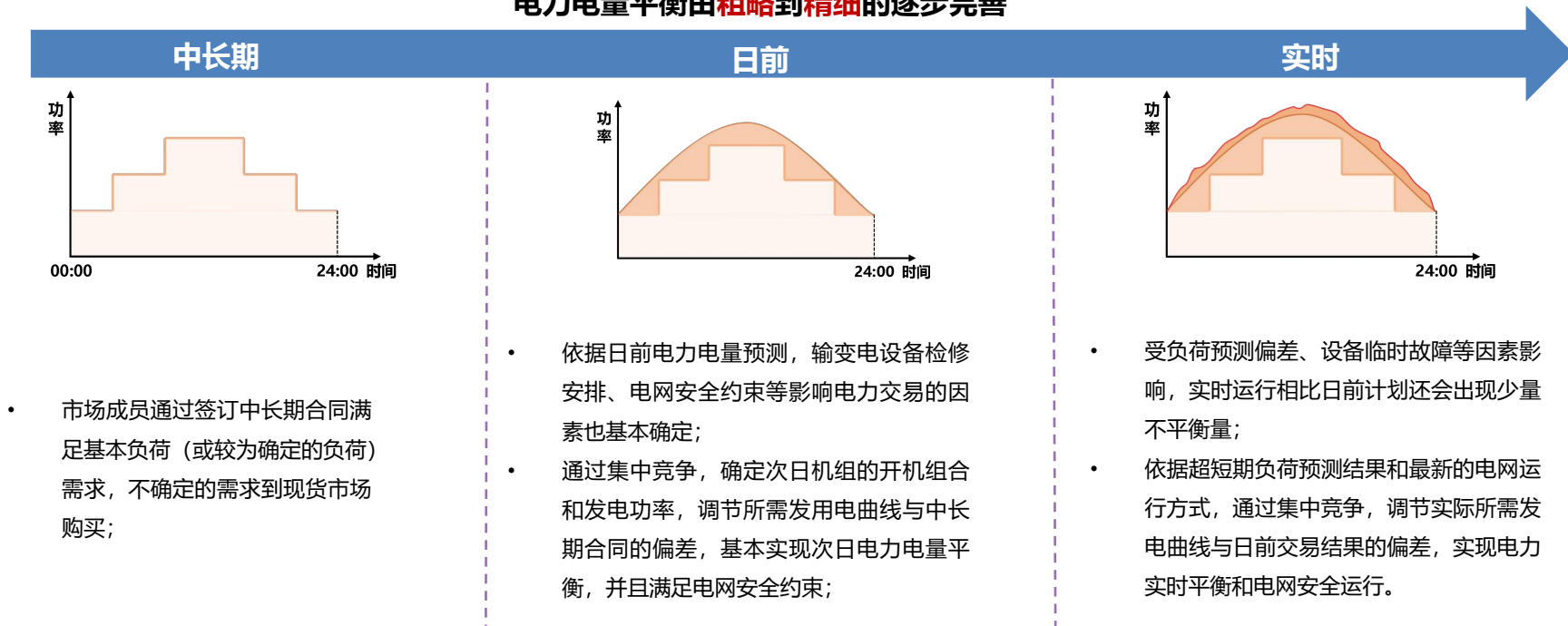


市场基本架构



市场基本架构

电力电量平衡由**粗略**到**精细**的逐步完善



发现电力商品在**不同时间、空间维度**的价值

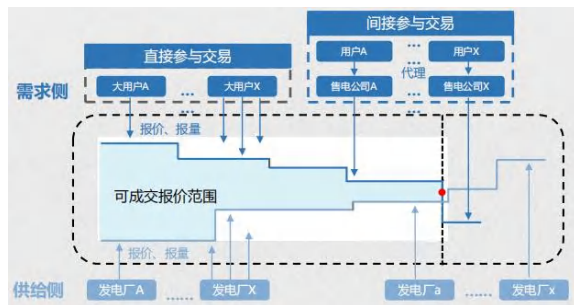
电力市场体系—按交易方式划分

双边交易



- 交易方式：市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经相关方确认并校核后形成交易结果。
- 交易周期：年度、月度、旬、周等，或随时协商、规定时限内提交。

集中交易



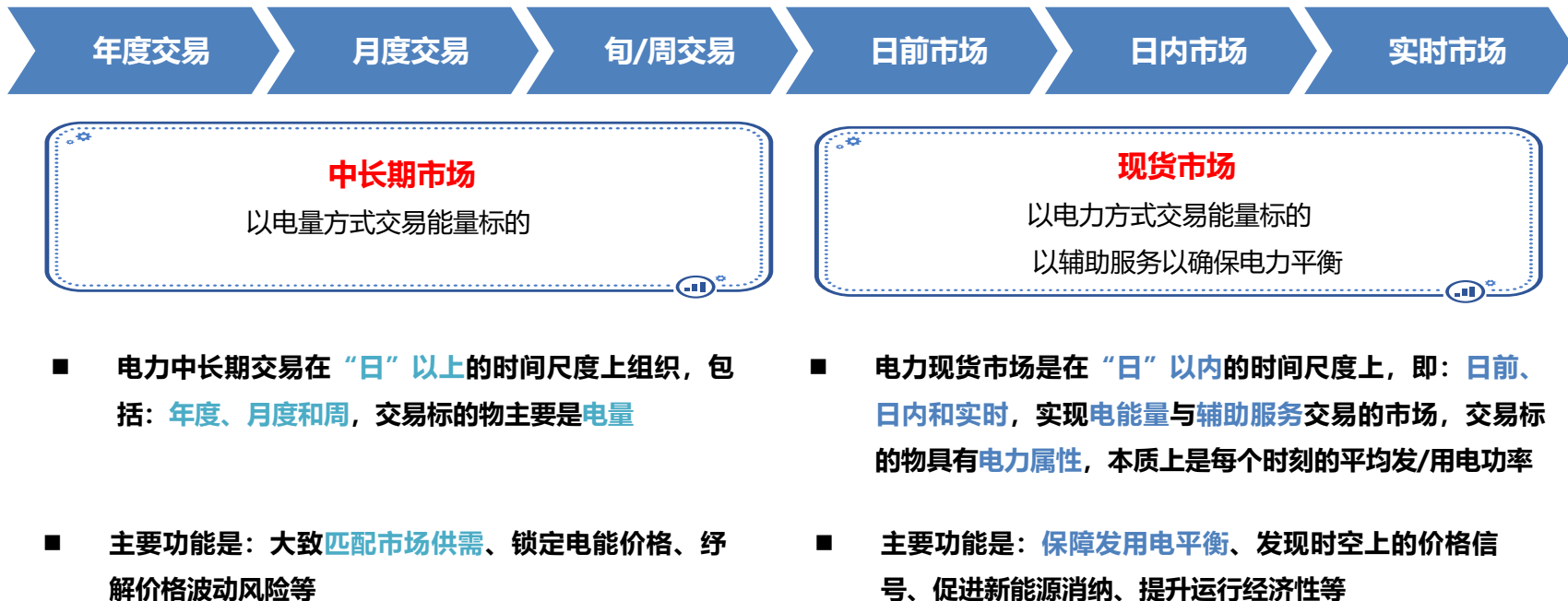
- 交易方式：市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，市场运营机构进行集中出清，确定最终的成交对象、成交电量或容量与成交价格等。
- 交易周期：年度、月度、旬、周、日前、实时等。（**包括现货**）。

挂牌交易



- 交易方式：市场主体通过电力交易平台，将意向交易电量的数量和价格等信息对外发布邀约（挂牌），由符合资格要求的另一方提出接受该邀约的申请（摘牌）。
- 交易周期：年度、月度、旬、周等。

中长期交易与现货市场



现货市场

现货一般**提前一天**进行

提前一天可以基本确定运行日的**负荷水平**、**机组状态**以及**电网的运行方式**，以此为**边界条件**通过市场竞价形成第二天的运行计划**可执行性较高**，实时变动也不会太大。



负荷水平：电力系统负荷以日为单位呈周期性变化，日前**影响用电需求的因素**基本确定，可对**次日每15分钟**的负荷进行较为准确的预测，形成次日全天的负荷预测曲线；



机组状态：**可再生能源出力**、**机组状态**基本确定，风电、光伏和径流式水电在日前甚至当日预测才较为准确；机组的运行状态、设备的检修计划的调整往往也以天为单位；



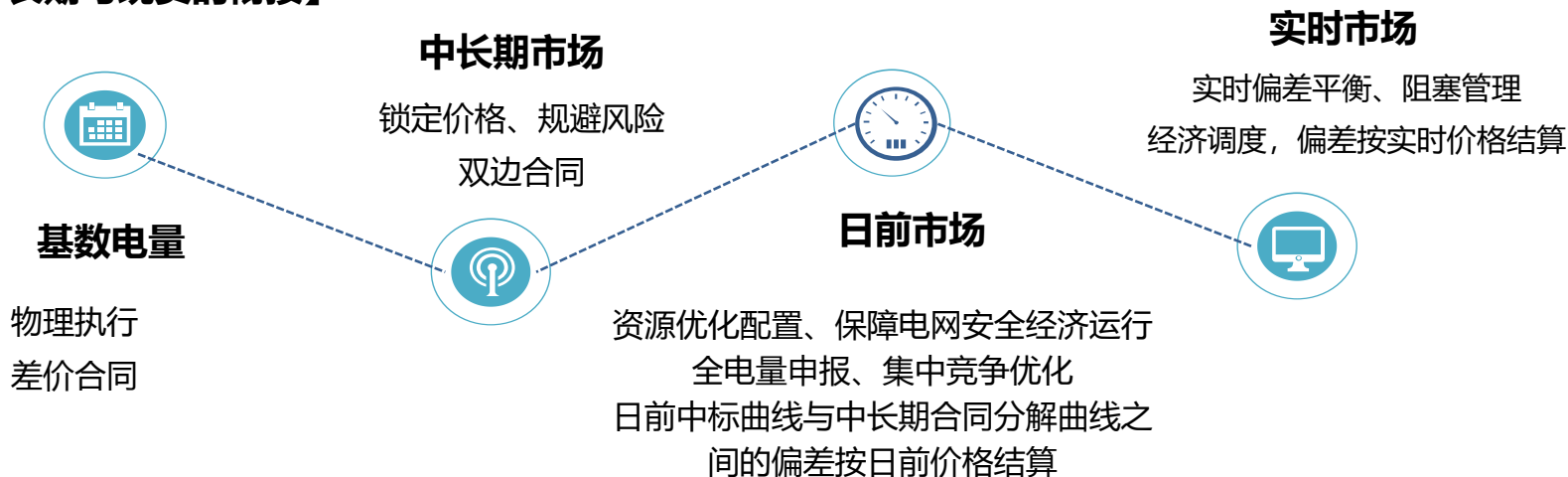
电网运行：**电网安全约束**基本明确，可制定电网运行方式，特别广东煤机占比大（启停周期长），**日前运行方式**奠定了**电网实际运行的基础**，广东日运行方式准确率达到98%。



中长期合同的主要变化

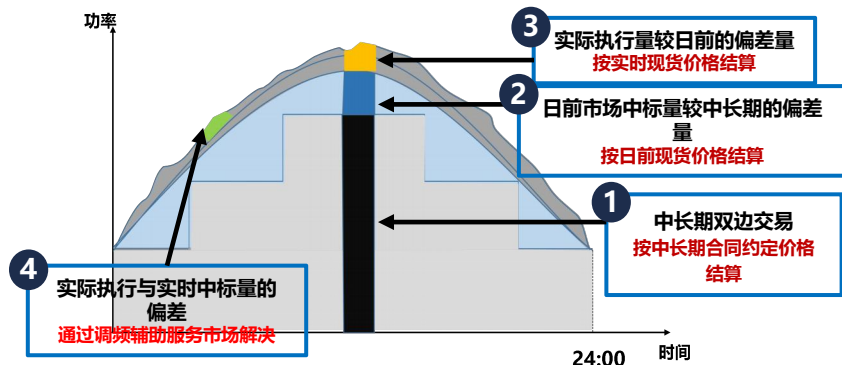
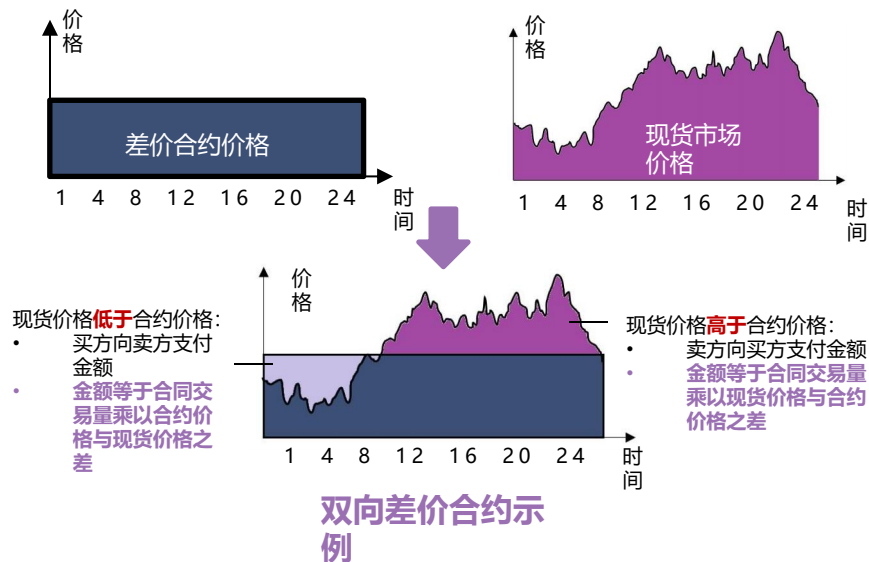
- 1、现阶段，形成中长期电量交易合同，**合同明确单一的电量价格**，不含分解电力曲线。
- 2、现货市场投入运行后，中长期交易形成的合同**需附加分解电力曲线及分时价格信息**。

【中长期与现货的衔接】



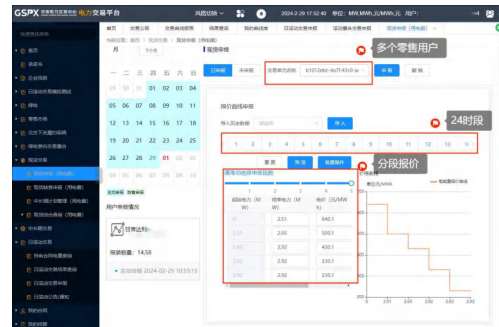
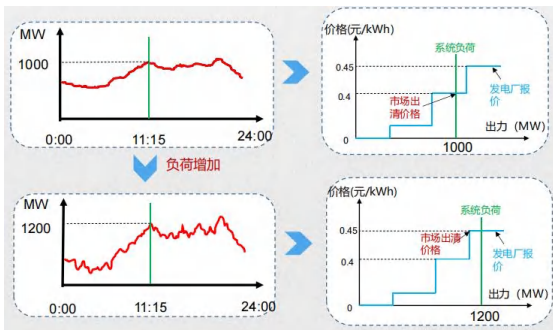
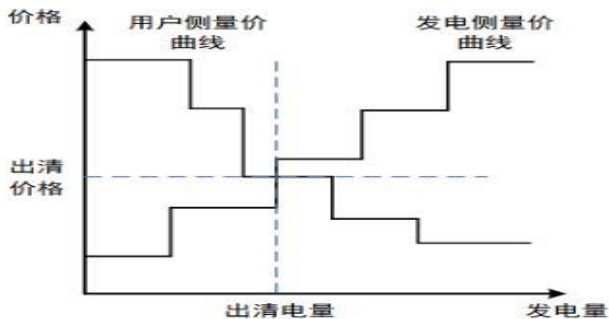
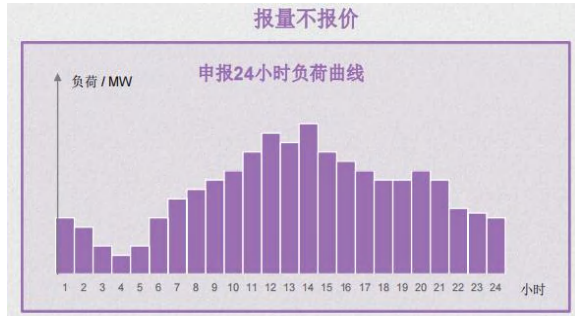
现货市场与中长期市场的衔接

差价合约，如果中长期合同价格高于现货市场价格，买方需要向卖方支付一定金额，它等于这两种价格的差价乘以合同规定的交易量；如果中长期合同价格低于现货市场价格，卖方需要向买方支付一定金额，它等于这两种价格的差价乘以合同规定的交易量。



- 中长期、日前、实时市场确定的电量和价格，均用于事后结算。
- 后一级市场充分尊重上一级市场的交易结果

现货市场交易流程



- 发电侧报量报价，用户侧报量报价或报量不报价。
- 用户侧申报的用电需求曲线作为日前市场结算依据，**暂不作为日前市场出清的边界条件。**
- 采用集中优化出清。

现货市场日前出清

市场出清

申报信息输入：市场主体申报的交易信息

约束条件输入：负荷平衡、备用容量、线路潮流、断面潮流、机组出力上下限、爬坡、最大启停次数等约束。

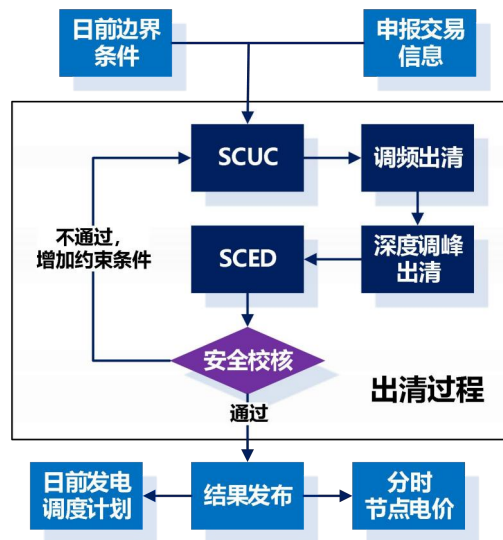
计算SCUC：计算运行日96点机组开机组合。

调频出清：计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应机组的出力上下限。

深度调峰出清：确定需要安排深度调峰的机组，并修改相应的机组出力。

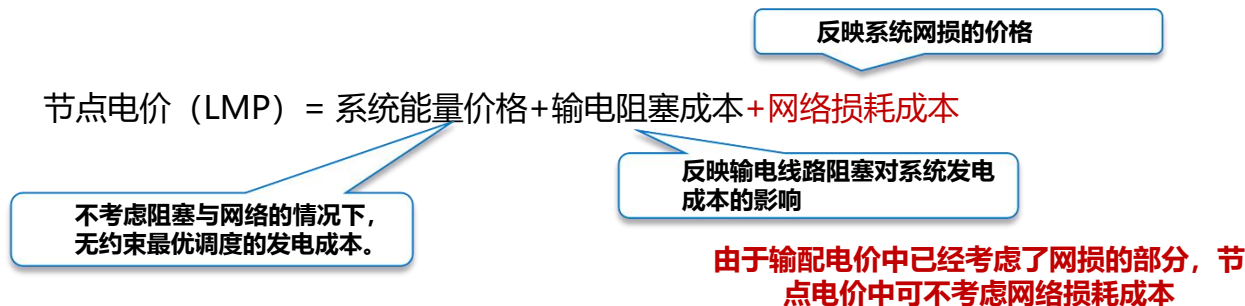
计算SCED：运行日的96点机组出力曲线以及分时节点电价。

输出结果：中标机组组合、发电曲线，分时电价。



现货市场价格机制

- 定义：在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源工作特点的情况下，**在电价节点增加单位负荷需求时的边际成本。**



【优势】

- 将安全约束引发的阻塞费用**精确传导**到负荷所在节点。
- 可以有效反映电力商品**时间、空间价值**。
- 在**短期**，有效引导用电行为、缓解网络阻塞；在**长期**，指引电网公司合理规划输电资源。
- 节点电价机制是最为成熟的**考虑安全约束**的价格机制。
- 国外成熟市场在发展过程中大多都由统一电价或分区电价逐渐过渡到了节点电价机制。
- **市场初期，发电侧采用节点电价结算，用户侧采用全省节点电价的加权平均价进行结算。**

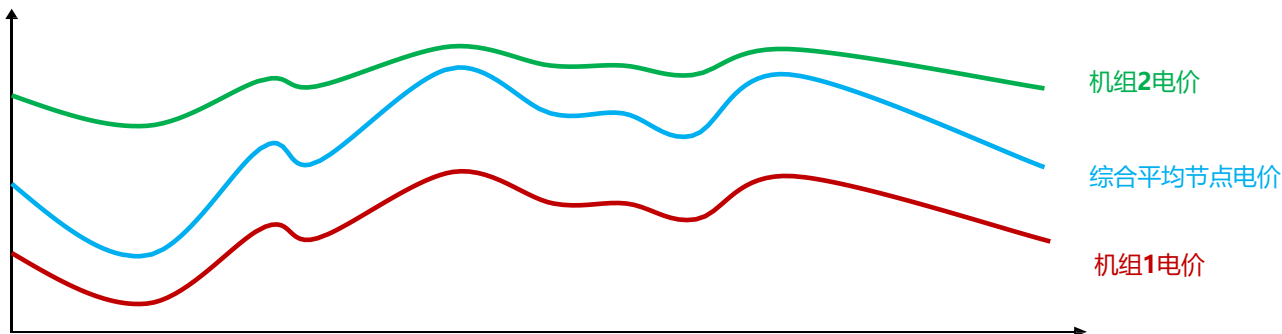
现货市场日前出清结果发布

电力交易机构

- 发电侧信息：运行日开机组组合、每小时的中标电量、节点电价、结算电价。
- 用电侧信息：售电公司与批发用户每小时的用电量。
- 公开信息：各节点每15分钟的节点电价、电网阻塞情况。

市场成员

时段/电价 (元/kW)	0:00	1:00	2:00		12:00	13:00		23:00
机组1	0.35	0.3	0.3		0.5	0.45		0.3
机组2	0.45	0.4	0.4		0.45	0.6		0.4
.....								
综合平均节点电价	0.4	0.35	0.36		0.47	0.53		0.36



现货市场实时市场

实时市场基于**日前市场封存的发电机组申报信息**，根据最新的电网运行状态与超短期负荷预测、新能源发电预测等信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前市场与日前调度计划调整确定的开机组合基础上，以**全网发电成本最小化为优化目标**，采用**安全约束经济调度（SCED）**算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组未来每15分钟**需要实际执行的发电计划和实时节点电价**。

电力调度机构

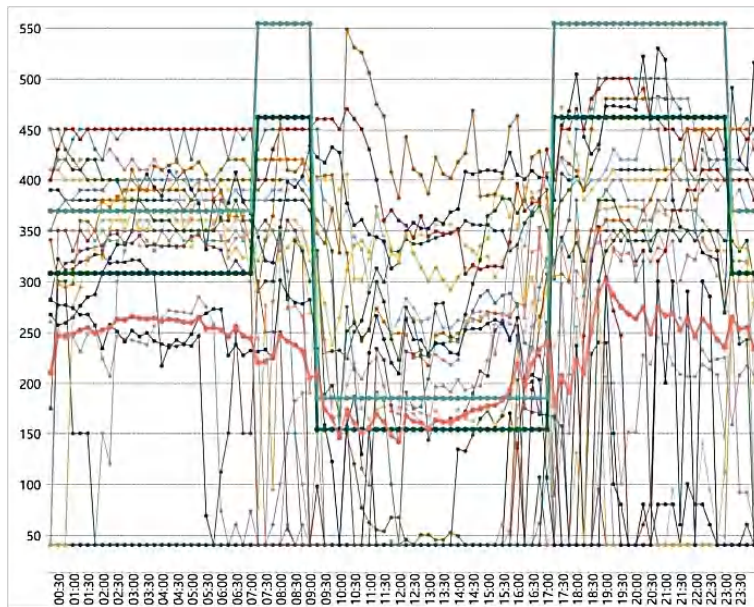
采用安全约束经济调度（SCED）程序计算96点机组出力曲线以及分时节点电价

电力交易机构

- 电力调度机构将实时电能量市场每15分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时运行中每小时通过电力交易平台发布实时市场的临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

市场成员

现货市场价格实时波动



某现货市场某月日分时价格图

时段	均价	时段 10	均价
1	237.4	t1(00:00-01:00)	237.40
2	251.8	t2(01:00-05:00)	259.03
3	260.9	t3(05:00-07:00)	251.77
4	262.6	t4(07:00-09:00)	228.27
5	260.8	t5(09:00-11:00)	166.63
6	256.0	t6(11:00-17:00)	177.69
7	247.5	t7(17:00-18:00)	199.43
8	228.2	t8(18:00-19:00)	262.72
9	228.3	t9(19:00-23:00)	261.10
10	173.5	t10(23:00-24:00)	251.18
11	159.8	平均	224.61
12	155.0	峰平谷	均价
13	160.8	峰	245.38
14	162.4	谷	174.93
15	173.1	平	253.53
16	192.8	均值	224.61
17	222.0		
18	199.4		
19	262.7		
20	273.0		
21	265.5		
22	257.1		
23	248.8		
24	251.2		
平均	224.6		

现货条件下，受供需关系影响，在一天内市场价格在限价区间范围内剧烈波动。发电侧不再执行标杆上网电价，而是每15分出清一次电价。在新能源大发的午间时段，现货价格一般较低，甚至会出现0电价或者负电价，在新能源欠发时段电价则相对较高。

典型省份电力市场规则及运行现状

PART 02

典型省份电力市场规则体系及运行现状



省份	广东	山西	山东	甘肃	四川	蒙西	江苏	浙江	福建
市场模式	集中式	集中式	集中式	集中式	集中式(丰枯双期)	集中式	集中式	集中式	日前集中竞价+实时平衡机制
价格机制	节点边际电价	节点边际电价	节点边际电价	节点边际电价	系统边际电价	节点电价/分区电价	分区边际电价	节点边际电价	系统边际电价
中长期交易机制	差价合约	差价合约	差价合约	差价合约	差价合约(丰)/物理执行(枯)	差价合约	差价合约	差价合约	物理执行
电源侧参与范围	省内煤电、气电、核电、风电、光伏	省内公用火电、新能源、独立储能、抽水储能、虚拟电厂	火电、集中式风电、集中式光伏、核电、独立储能	公网火电、市场化水电、新能源	火电、新能源	煤电、新能源	火电、新能源	全省统调燃煤发电企业	省内统调常规纯凝火电
用户侧参与范围	直接交易用户、代理购电、外送电	直接交易用户、代理购电用户	用户侧代理购电、直接参与	直接交易用户、代理购电用户、售电公司	居民农业、一产外的用电量	包含居民、农业、外送电在内的所有电源(除市场化)	居民农业、一产外的用电量	直接购电用户、代理购电用户	全体工商业用户
用户侧参与方式	报量不报价			报量报价		不报量不报价	报量报价	不报量不报价	不报量不报价
新能源参与方式	报量报价	报量不报价 优先出清	报量报价					暂不参与	不报量不报价 优先出清
现货市场进展	转入正式运行				结算试运行	连续结算试运行	结算试运行	调电试运行	调电+结算试运行

电力供需:

截至2023年底, 广东电网统调装机容量1.93亿千瓦, 同比增长12.7%, 属于**省间交易的受端省份**。

2023年, 广东省全社会用电量达8502亿千瓦时, 同比增长8.0%; 广东省最高统调负荷1.45亿千瓦, 同比增长2.1%。

平均供需比1.79, 整体供需形势较为宽松, 单日最小供需比1.18, 最大供需比3.26。

市场结构:

2023年, **发电侧**市场集中度指数(HHI)处于1033-1276之间, 平均值1156, 总体属于**“低集中寡占型”**市场结构; **用电侧**市场集中度指数(HHI)处于509-573之间, 平均值518, 总体属于**“竞争型”**市场结构。【见右图】

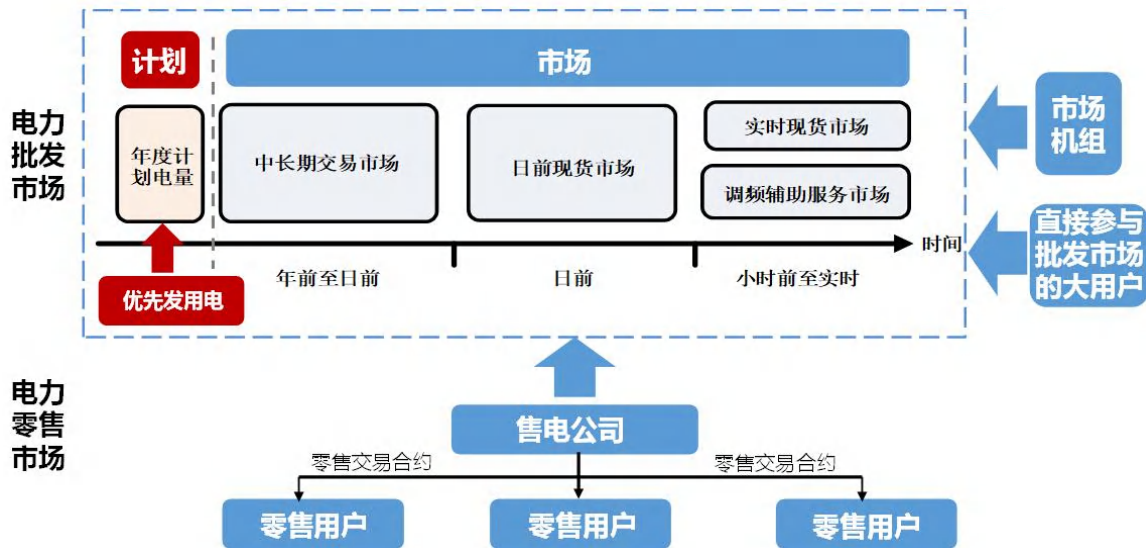
装机类型	装机容量(万千瓦)	同比增速	装机容量占比
总装机	19280.4	12.7%	100%
其中: 燃煤	7241.1	5.6%	37.6%
燃气	3955.2	15.5%	20.5%
生物质	439.3	6.6%	2.3%
水电	936.7	-0.7%	4.9%
核电	1613.6	0.0%	8.4%
蓄能(含储能)	918.5	1.2%	4.8%
风电	1655.7	22.3%	8.6%
太阳能发电	2411.2	62.8%	12.5%
其他	109.1	-0.3%	0.6%



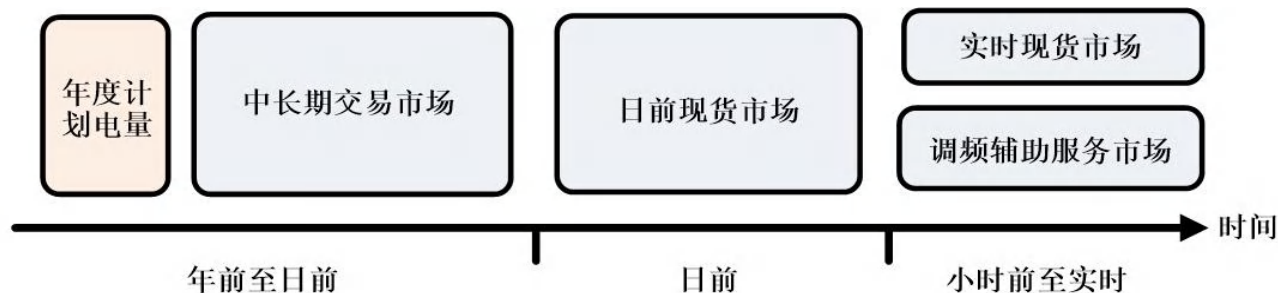
图 2023年广东市场HHI指数

图 截至2023年底广东各类机组统调装机容量

广东电力市场体系总体框架：



构建了“中长期差价合约为主+现货偏差结算为补充”全电量集中竞争、“批发+零售”一体化设计、“计划+市场”双轨运行、“全覆盖、全电量、全流程、全穿透”市场架构的广东电力市场模式，发布现货市场实施方案及“1+N”规则体系。建立起交易组织“每日开市”、结算“日清月结”、档案和电量管理“日核日固”、风险控制“逐日盯市”、网络安全“全时维护”等5个全年365天运转的业务模式。



电源侧参与范围: 省内煤气、气电、核电、风电、光伏

用户侧参与范围: 直接交易用户、代理购电、外送电

中长期交易品种: 集中竞争交易 (常用分解曲线)、挂牌交易 (自定义曲线)、双边协商交易 (自定义曲线)、绿电双边协商交易

组织方式: 初期为**发电侧报量报价**, **用户侧报量不报价**, 采用调度机构的预测全负荷出清; 后期逐步过渡至发用两侧双边报量报价, 采用调度机构预测的非市场负荷+市场用户申报负荷出清; **新能源报量报价**

价格机制: 发电侧采用发电机组所在上网点的**节点边际电价**作为现货市场价格, 用户侧采用**全市场节点的加权平均价格**作为现货市场价格

限价机制: **中长期**-年度双边、挂牌交易: 控制加权平均价, 并限制各时段绝对价格; 年度集中, 月度双边、集中, 周双边、多日分时集中: 限制各时段绝对价格;

现货-申报下限0, 上限燃煤成本每周动态调整; 出清下限0, 上限1500

(广东2023年全年达上限时长1小时, 达下限时长197.75小时。)

资源配置型市场

促进清洁能源消纳和能源资源大范围优化配置

省间
市场

+

省内
市场

电力平衡型市场

优化省内资源配置

批

发

+

零

售

◆ 中长期交易

年度稳长期、月度定中期、月内调余缺

◆ 现货交易

“全电力优化、新能源优先”双边市场

◆ 辅助服务

提供系统调节服务

◆ 零售交易

提升电力用户自主参与市场的主动性

市场模式：集中式

电源侧参与范围：省内公用火电、新能源、独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂

用户侧参与范围：直接交易用户、代理购电用户（2024年除居民、农业用电外，**全省工商业用电全部参与市场交易**）

交易品种：普通交易、战略性新兴产业、电网企业代理购电、低压用户、榆林双边协商交易

组织方式：发电侧报量报价，用户侧报量不报价，采用调度机构的预测全负荷出清；**新能源报量不报价优先出清。**

价格机制：发电侧采用发电机组所在上网点的**节点边际电价**作为现货市场价格，用户侧采用**全市场节点的加权平均价格**作为现货市场价格。

限价机制：中长期-各时段限绝对价格；

现货-申报和出清均下限0，上限1500。

（2023年山西达上限时长169.25为小时，达下限时长904.25小时，全年出清达到限值的时长占全年的12.25%）

进一步引导新型主体参与电力市场交易

(1) 虚拟电厂

山东明确虚拟电厂可作为独立市场主体参与市场交易，聚合各类可调节资源，根据市场价格信号**主动参与削峰填谷**。目前省内已有3家虚拟电厂完成资源聚合与系统接入，并通过专业机构的调节能力测试，具备入市交易条件。

技术要求：虚拟电厂机组可调节能力暂定为不低于10兆瓦、连续调节时间不低于1小时，且发电储能类机组爬坡能力不低于0.2兆瓦/分钟。

(2) 生物质电厂

明确生物质电厂可按照市场规则**自主参与中长期交易及日前申报**，以厂为单位进行市场化电费结算。截止2023年9月，山东省内3家生物质电厂完成现货日前申报，并顺利完成市场出清。

(3) 新型储能

2023年11月，山东印发《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》，明确新型储能可作为独立市场主体**参与调频辅助服务市场或以自调度模式参与电能量市场**，形成“电能量收益+容量补偿+租赁收益”的市场盈利机制。

技术要求：独立新型储能充放电功率暂定为不低于5兆瓦，持续充放电时间不低于2小时。

此外，**新能源与配建储能联合主体也可自主参与中长期交易、现货市场申报**。2023年6月份，岛南国投海上风电场在山东电力交易平台完成配建储能充放电曲线申报出清，成为全国首家配建储能与其风电发电主体联合入市的新能源场站。

山东新型储能发展情况

1. 建设概况

目前，山东电化学、压缩空气等新型储能**装机容量353万千瓦**，预计2030年将达到1000万千瓦，一年可为山东消纳电量60亿度；且2023年山东新增21家独立储能设施，现存生效27家，**独立储能设施全部参与电力市场交易**。

在山东省已投产的新型储能项目中，**从装机占比看**，独立储能占70%，配建储能占30%；**从收益模式看**，配建储能无收益模式且损耗自担，独立储能可获得新能源租赁、现货电能量交易、容量补偿三部分收益，占比分别为60%、25%和15%；

2. 市场规则新变动

2024年1月发布《山东电力市场规则(试行)》(征求意见稿):

- 1) 独立新型储能电站不再申报次日的充放电功率曲线，改为**申报充放电出力价格曲线**，即从“报量不报价”模式转换为了“报量报价”模式；
- 2) 发电侧结算颗粒度由1小时调整为15分钟；
- 3) 日可用容量修改为：**储能电站核定放电功率 $\times K \times H/24$** ，K为储能电站日可用系数，H为储能电站日可用等效小时数。

2024年2月发布《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则》：

允许独立储能**参与爬坡辅助服务市场**。

由于水电特点，四川电力市场分为**枯水期**和**丰水期**，对应不同时期的市场运行有较大差异，且非水清洁能源、水电、火电在丰水期和枯水期市场运行情况也各不相同。

电源侧现货参与范围：火电、新能源

用户侧现货参与范围：居民农业、一产外的用电量

组织方式：发用侧双方 (包括新能源) 均 “报量报价”

市场交易品种：批发市场9种 “常规直购、留存电量、弃水电量消纳、绿电交易、燃煤火电关停替代、需求侧市场化响应、新型储能交易、电网企业代理购电、车网互动试点示范项目”

零售市场7种 “常规直购、留存电量、弃水电量消纳、绿电交易、需求侧市场化响应、新型储能交易、车网互动试点示范项目”

中长期交易方式：月度(月内)双边协商、平台集中交易。其中，月度(月内)平台集中交易以复式撮合方式开展，合并组织发用两侧增量交易、调减交易、同侧电能量交易。

价格机制：系统边际电价

限价机制：中长期-各时段限绝对价格；

现货-申报下限377，上限625.87；出清下限377，上限626。

以年度、月度、月内为周期的中长期交易品种、交易电量日分解+日前交易+日内交易+实时平衡机制的蒙西电力市场体系



目前，蒙西电力现货市场正连续结算试运行中，**市场机制创新点：**

- 一、蒙西电力市场是国内首个未设计日前市场，而是采用“**日前预出清+实时市场**”相结合的现货市场；
- 二、用户侧参与结算，首次采用**由用户侧节点电价形成用户侧分区结算价格**；
- 三、完整使用“现货全电量+中长期差价”的集中式结算机制；
- 四、推动发电侧各类电源（包括新能源）**全部无差别**公平参与市场；
- 五、推动居民农业、电网代理购电、外送电全面参与现货市场结算: 外送电和电网代购用户**均视为普通用户**，外送电**按照省内市场规则结算**；电网代购用户的中长期交易曲线和计量曲线分别拟合，与居民农业分开进行，承担市场费用的计算与返还。

市场运行机制设计特点:

发电侧: 除扶贫及分布式新能源、水电、抽蓄和燃气机组外, 其余发电机组**全部**公平参与现货市场

用户侧: 除非市场化电源对应的部分居民农业, 实现用户侧包含居民、农业、外送电在内的所有用户**全部**参与现货市场
(建立包括居民、农业现货市场偏差电费在内的市场费用“**独立记账、分类疏导**”机制, 依据蒙西电网断面情况, 将用户侧划分为东西部两个价区, 实现**用户差异化分区结算**, 引导负荷合理分布)

中长期交易品种: 双边协商、挂牌、集中竞价交易

日前交易: 在中长期交易日分解的基础上, 开展日前现货电能量交易, 实现系统优化运行。日前现货电能量交易采用“**发电侧单边竞价, 系统边际出清**”的模式开展, 以系统运行效益最大化为目标函数, 确定次日系统机组组合、运行曲线及96点分时边际电价。

组织方式: **火电机组及新能源场站报量报价公平竞争, 用户侧不报量不报价**, 以中长期日分解曲线为基态, 考虑系统负荷平衡及其他边界条件, 进行发电权置换交易。

价格机制: **发电主体和用电主体的节点边际价格** (阻塞盈余真实反映阻塞情况)

限价机制: 中长期-加权平均价

现货-申报下限0, 上限1500;出清下限未设置, 上限5180 (大幅放开电力现货市场限价, 不再设立调峰辅助服务)

电力市场价格主要影响因素为供需关系和燃煤成本。

广东、山东、甘肃的市场**供需**关系相对**稳定**，现货价格主要受燃煤成本影响，基本**走势与燃煤基准价一致**。

山东：现货电能量价格与容量电价之和与燃煤**基准价上浮 20%**价格水平基本一致。

蒙西：现货市场价格受供需紧张影响波动较大，且**越来越高于燃煤基准价**。

山西：现货市场**均价**与燃煤基准价**偏离较小**，但**分时段电价**主要受**供需关系影响**，电价走势与燃煤基准电价的波动无明显相关性。

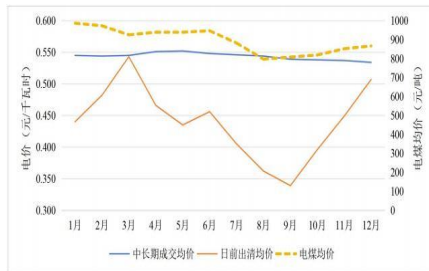


图 广东中长期、日前价格趋势对比



图 山西中长期、日前价格趋势对比



图 甘肃中长期、日前价格趋势对比



图 蒙西中长期、实时价格趋势对比



图 山东中长期、实时价格趋势对比

省间绿电交易

甘肃，2023年**省间绿电**结算电量18.87亿千瓦时，**占比81.38%**，结算均价334.78元/兆瓦时。其中，风电执行电量2.04亿千瓦时，执行均价336.31元/兆瓦时；光伏执行电量16.46亿千瓦时，执行均价334.59元/兆瓦时。

蒙西，2024年通过锡盟特高压二期与北京、天津完成跨省区特高压“**点对点**”**绿电交易**，交易电量为0.96万千瓦时，平均结算电价约0.37元/度，较原上网电价0.2829元/度，**上涨约0.09元/度，涨幅约30%**，6家企业合计**增收885万元**；10月12日，与江苏省完成首笔绿电交易，总成交量0.7亿千瓦时，成交价格0.3305元/千瓦时。

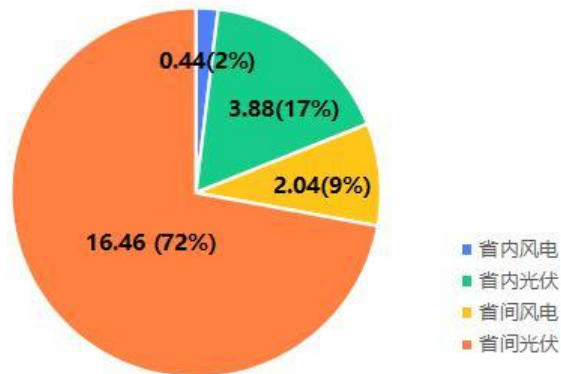


图 甘肃2023年绿电交易执行情况(单位: 亿千瓦时)

浙江，绿电交易以“省间交易+省内交易”组合形式常态化开展，2023年组织95场，参与绿电交易**用户数量16000余家**。

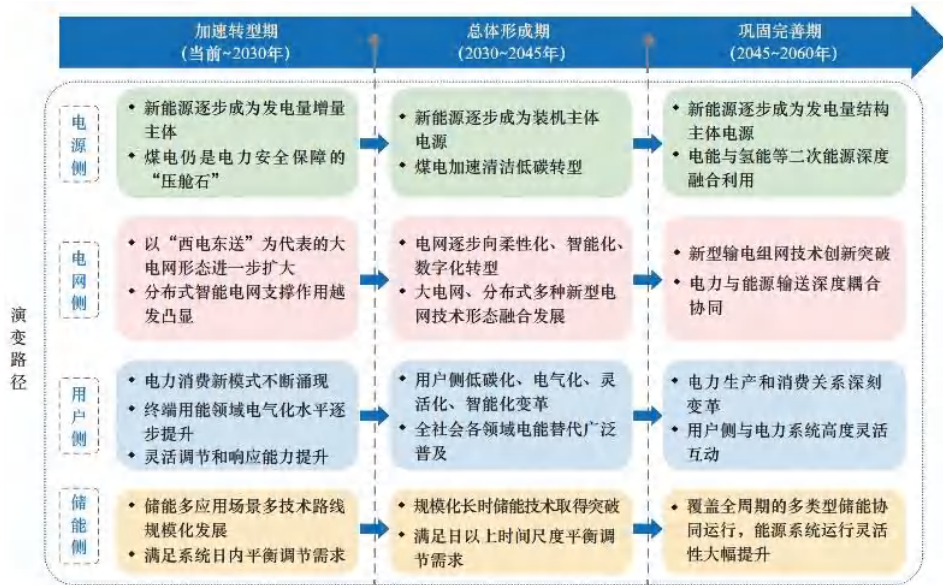
省间，绿电由青海柴达木盆地、甘肃嘉峪关、新疆哈密、巴楚等地的风光资源，经超特高压网络，满足浙江26%的绿电需求。

省内，绿电主要源自浙江省内的**分布式光伏**、海上风电等绿色能源。浙江省，2024年1至9月已有**103家分布式聚合商**，共聚合23156个电源项目参与绿电交易，**交易电量超20亿千瓦时**。

电力市场带来的机遇与挑战

PART 03

电力市场是助力建设新型电力系统、实现碳达峰、碳中和任务，最大化消纳新能源的关键举措。基于新型电力系统三步走的发展路径，系统将建成以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。



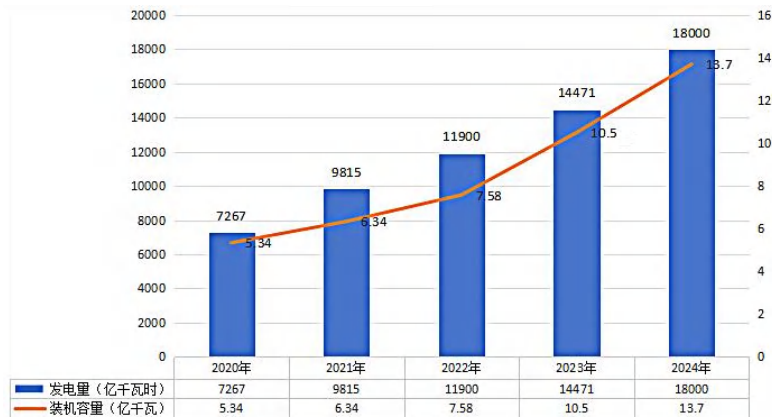
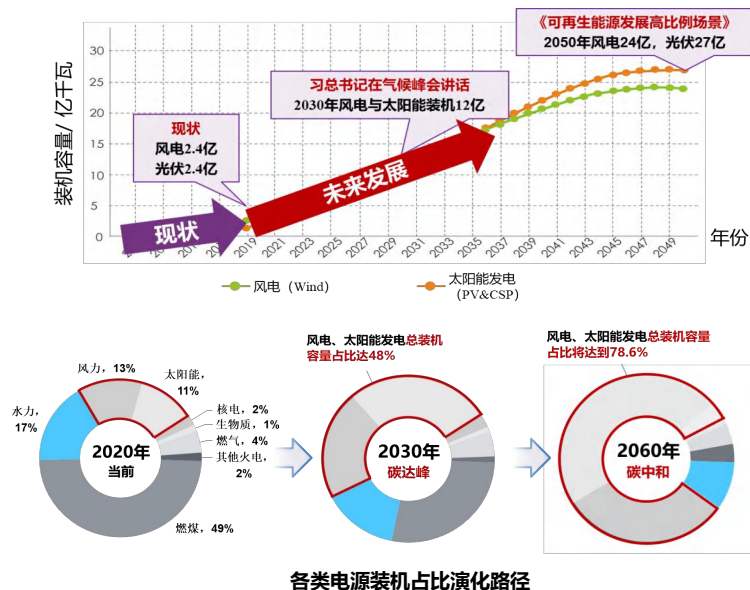
新型电力系统建设“三步走”发展路径

主要特征：

- 风光等清洁能源将替代火电成为**能量提供主体**；
- 火电机组转变为**调节电源**
- **绿电**、绿证交易规模持续**扩大**
- 大量**用户侧主体**兼具发电和用电**双重属性**
- 源网荷储灵活互动和需求侧响应能力**不断提升**
- 辅助服务市场、现货市场、容量市场等多类型市场持续完善并有效**衔接融合**，体现灵活调节性资源的**市场价值**。

1. 新能源成为能源供应主体

我国大力发展以风电、光伏等新能源。根据国网能源研究院的测算，2024年我国装机容量将达到33.2亿kW，其中新能源装机容量将达到13.7亿kW，占总装机容量的41.3%；2024年我国总发电量将达到9.9万亿kW.h，新能源发电量将达到1.8万亿kW.h，占全部发电量的18.2%，新能源发电量占全国发电增长的贡献率达53.7%。

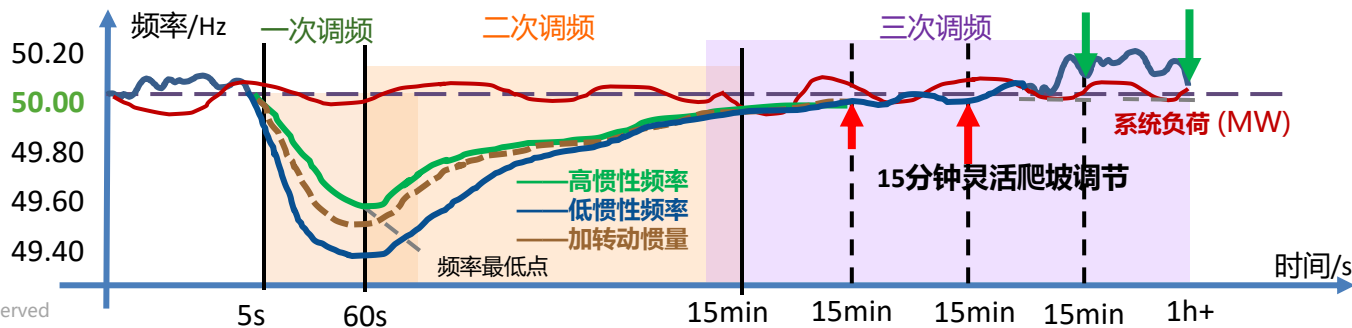


新能源大规模并网发展

2、系统调节需求增加

由于**新能源具有的出力间歇性、无惯量**等特性，高比例接入电力系统后将会导致系统抗扰动能力下降，电力市场需要加入更多新型辅助服务品种，以应对新能源波动性给系统运行带来的挑战。

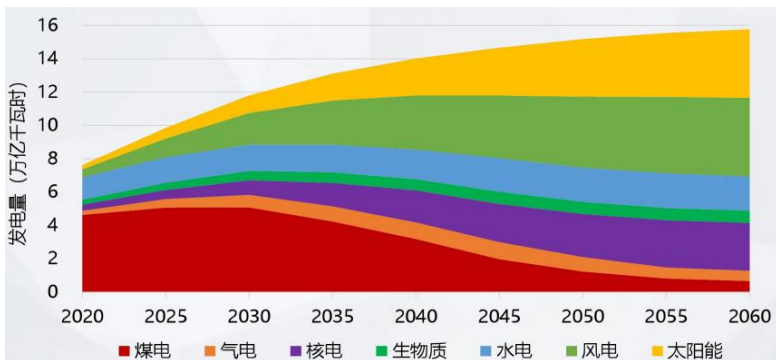
	作用和特点
一次调频	调速器自动反映，响应速度快，但无法消除偏差。 响应时间10秒内，作用时间0.5-2分钟。
二次调频	自动发电控制（AGC），发电机组提供可调容量，实时跟踪频率，实现无差调节。 响应时间5分钟内，作用时间15分钟。
三次调频	经济调节，最小化启停机、负荷分配费用，需要人工操作。 响应时间15分钟，作用时间1个小时以上。
灵活爬坡	15分钟快速调节 ，为系统在本时段 预留出足够的灵活调节的空间 ，以确保系统可调出力能够满足下一个时段 负荷的变动需求 。目前已经在具有高比例新能源的 美国加州电力市场 投入使用。
转动惯量	秒级响应频率波动，要求系统在线机组的 总惯量 满足系统运行安全需求，以保障系统在 频率波动时 有较好的 响应和恢复能力 。目前还未应用，在未来新能源比例提升导致系统惯量不断降低至限值时，将投入使用。



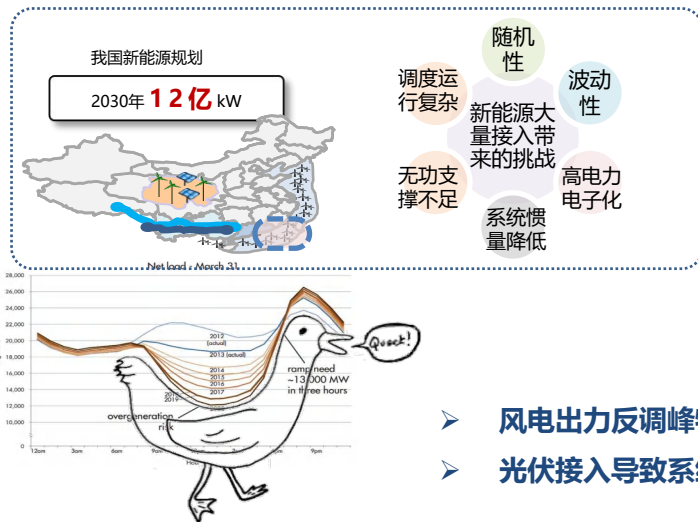
3、火电机组成为主要调节资源

长期以来，**火电机组**由于具有建设周期短、投资回收快、运行灵活、调节能力强等优点，火电以40%的装机承担了60%的全社会发电量，是保障我国电力安全稳定供应的**基础性电源**。

在“双碳+能源安全”驱动下，我国新能源装机容量和发电量占比逐渐提高，预计2050年风电和光伏的累积装机量将达到50亿千瓦。但新能源发电具有间歇性、不确定性和波动性的特点，其大规模并网对电力系统的稳定运行和调度安排带来了新的挑战，**需要火电机组提供更多的调峰、备用和调频等辅助服务。**



能源结构的变化



- 风电出力反调峰特性;
- 光伏接入导致系统鸭子曲线

3、火电机组成为主要调节资源

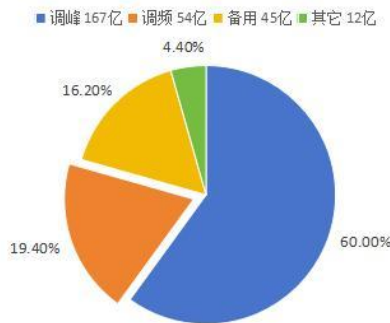
新型电力系统环境下高比例新能源的接入提升了对辅助服务的需求。根据国家能源局发布的数据，2019年上半年，我国电力辅助服务费用为130亿元，占上网电费的比例为1.47%，2023年上半年，我国电力辅助服务费用为278亿元，占上网电费的比例为1.9%。对比2019年上半年的130亿，CAGR=20.86%，显著高于全社会用电量增速。根据国际经验，**成熟的电力市场辅助服务费用一般占社会总电费的3%以上，随着新能源大规模接入还将不断增加。**

以2023年上半年为例，从费用占比构成上来看：

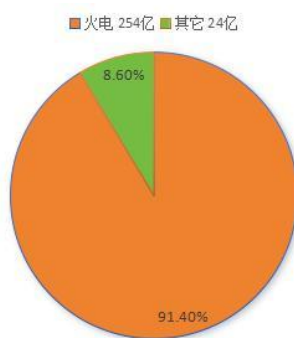
- 调峰补偿167亿元，占比60.0%，对比2019年上半年调峰费用的50亿元，**调峰费用绝对值和占比均大幅上涨，凸显新型电力系统下新能源消纳矛盾**，补偿规模的增长也催生了火电灵活性改造需求；
- 调频补偿54亿元，占比19.4%；
- 备用补偿45亿元，占比16.2%。

从服务提供主体来看，火电企业获得的补偿为254亿元，占总费用的91.4%，**是提供辅助服务的绝对主力。**

辅助服务费用由新能源机组与市场化用户共同分摊。



2023年上半年辅助服务费用构成

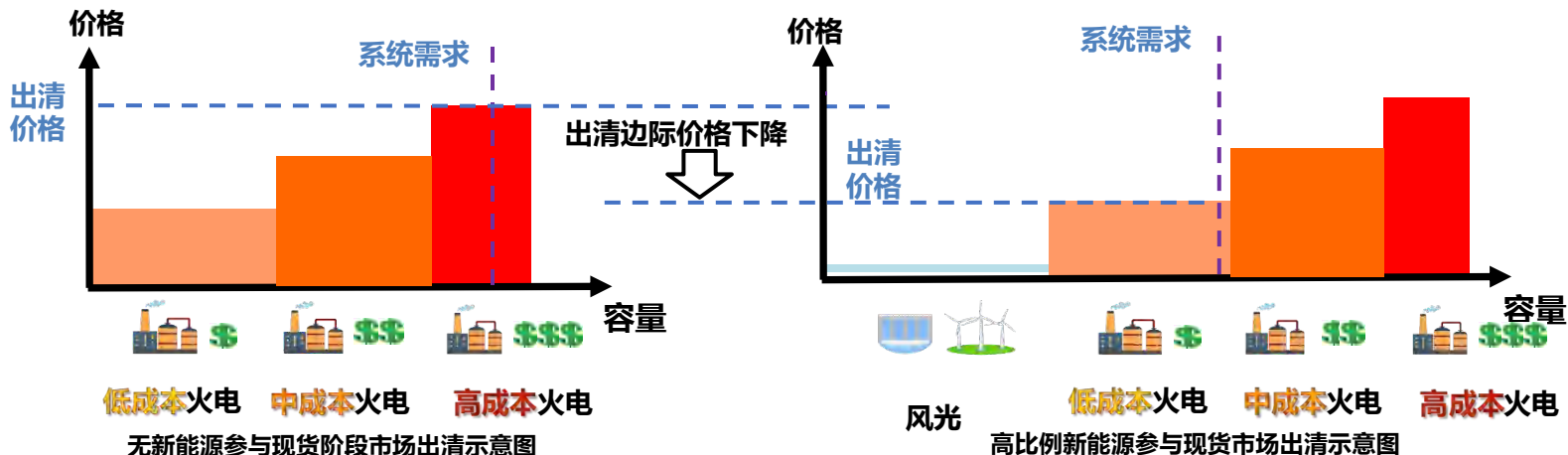


2023年辅助服务费用分配

4、市场边际电价下降

在新型电力系统中，由于接入了高比例的新能源，火电发电比例明显降低。由于新能源的边际成本很低，**未来现货市场竞价空间减小**，基于报价排序会导致**市场边际价格大幅下降**。

今年第一季度，可再生能源比例较高的加州电力市场有6.6%的实时时段出现了零价和负价，今年4月份，德国现货市场也出现了50个小时的负电价，价格最低时超过负0.05欧元/千瓦时。我国的山东省也在2023年五一期间出现了连续22个小时的负电价。



5、全面推动新能源入市

受资源禀赋差异影响，各地制定了**不同的模式来保障新能源参与市场**，常见的模式有如下几种：

- **模式一**：按照国家核定的“**保障利用小时数**”确定保障性收购电量，**剩余电量参与市场**（目前执行省份较少）；
- **模式二**：结合本地消纳形式，**自行确定保障型收购电量/小时数**；
- **模式三**：在“保障利用小时数”等基础上，新能源**自愿选择参与市场**；
- **模式四**：在配套机制基础上，**推动部分新能源全面参与市场**。

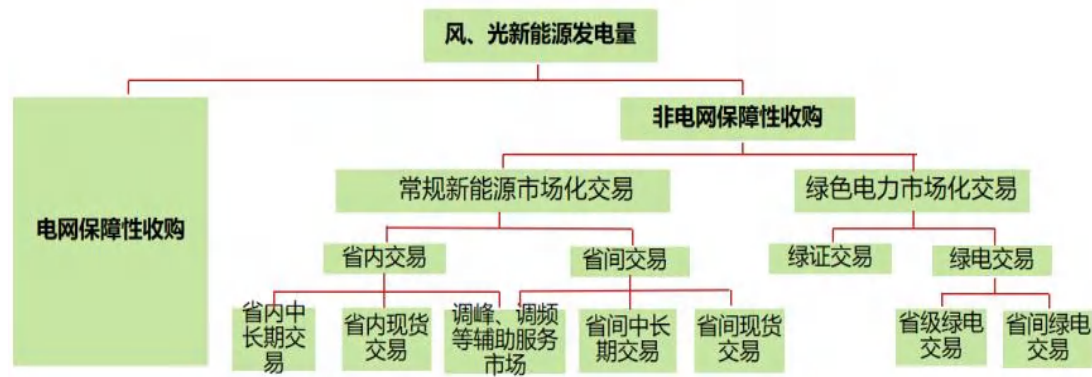
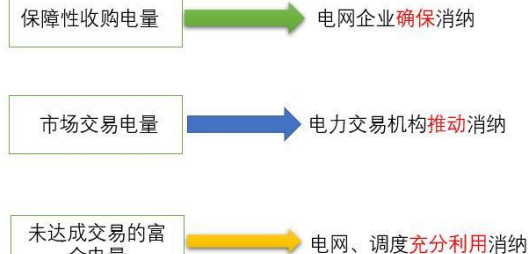
新疆：按照《关于2023年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，2023年优先发电计划：

- （一）风电机组安排优先发电计划178.21亿千瓦时。其中：国家示范类风电、试验风电项目实行全额保障收购，计划电量6.43亿千瓦时；**非平价风电**项目保量保价优先发电利用小时数（以下简称“优先小时数”）1600小时，计划电量171.78亿千瓦时。
- （二）太阳能发电机组安排优先发电计划109.08亿千瓦时。其中：扶贫光伏、分布式光伏、国家示范光热项目实行全额保障收购，计划电量4.92亿千瓦时；特许权光伏执行特许权协议确定的年利用小时数，计划电量0.93亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数1220小时，计划电量103.23亿千瓦时。



5、全面推动新能源入市

- 电网将不再承担全额收购的义务，仅承担保障性收购电量部分的全额收购即可；
- 新能源消纳方式由电网公司“统购统销”转变为电网企业、售电企业、电力用户等多市场成员协同消纳；
- 可再生能源会有更多的电量参与市场化交易，传统新能源投资收益测算边界随着市场化交易电量、电价而变得不确定。



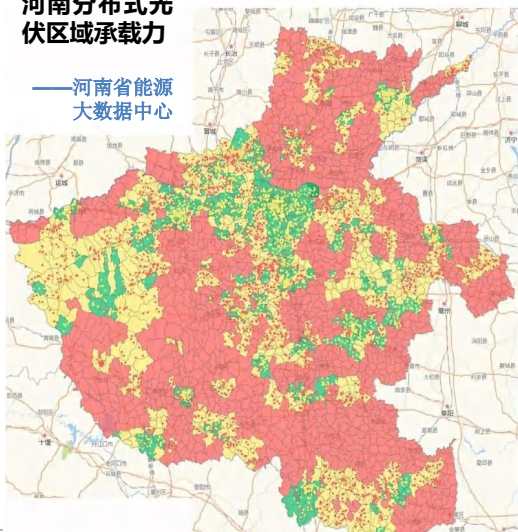
变更市场关注点:

- 省内、省间电力市场
 - 新能源消纳量
 - 市场出清电价
- 绿电交易
 - 绿电交易量
 - 绿电交易价

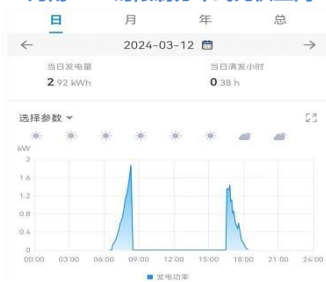
6、推动分布式新能源入市

根据国家能源局发布的信息，2024年上半年，全国光伏新增并网1.02亿千瓦，其中分布式光伏5288万千瓦。截至2024年6月底，全国光伏发电装机容量达到7.13亿千瓦，同比增长52%，其中集中式光伏4.03亿千瓦，分布式光伏3.1亿千瓦。分布式光伏的爆发性增长导致多地出现接入红区，消纳问题日益严峻。

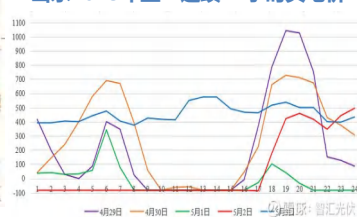
河南分布式光伏区域承载力



河南9-16时限制分布式光伏上网



山东2023年五一连续22小时负电价



分布式光伏进入市场——引入聚合商身份，将大量分散的分布式新能源纳入绿色电力市场进行交易，促进绿色电力市场规模的扩大。

河北南网，率先印发分布式光伏参与电力市场工作方案，**指明入市路径**；

浙江省，2024年1至9月已有103家分布式聚合商，共聚合23156个电源项目**参与绿电交易**，交易电量超**20亿千瓦时**。

江苏省于2024年9月18日全面开展聚合商的准入和注册工作，目前还没有实质开展交易。

安徽省2025年绿电交易细则明确，**分布式电源以聚合形式**由虚拟电厂**代理**参与绿色电力交易。

应对思路：研究新能源入市的运营策略

研究市场政策，把握市场机会

电力现货市场政策、分布式资源聚合政策、虚拟电厂交易规则、绿电交易规则等。

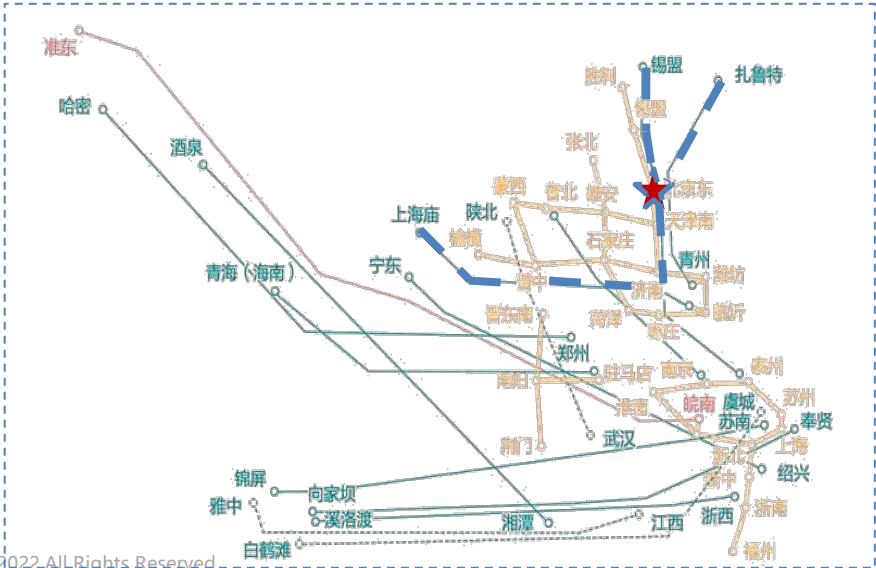


电力市场带来的机遇与挑战

应对思路：研究新能源入市的运营策略

着眼于全国市场，挖掘省间绿电交易机会

跨省区交易通道及通道剩余容量、省间绿电交易方式及交易规则。



工程线路名称	输电容量	途经省份和地区
云南-广东	500万千瓦	云南、广州
向家坝-上海	640万千瓦	四川、重庆、湖北、湖南、安徽、浙江、江苏、上海8省市。
锦屏-苏南	720万千瓦	四川、云南、重庆、湖南、湖北、安徽、浙江、江苏8省市
哈密南-郑州	800万千瓦	新疆、甘肃、宁夏、陕西、山西、河南6省（区）
溪浙直流	800万千瓦	四川,贵州,湖南,江西,浙江5省。
糯扎渡-广东	500万千瓦	云南省、广西壮族自治区、广东3省
灵绍直流	800万千瓦	宁夏、陕西、山西、河南、安徽、浙江6省区。
锡盟-泰州	1000万千瓦	内蒙古、河北、天津、山东、江苏5省。
扎鲁特-青州	1000万千瓦	内蒙古、河北、天津、山东4省（区）。
酒泉-湖南	800万千瓦	甘肃、陕西、重庆、湖北、湖南5省(市)。
晋北-南京	800万千瓦	山西、河北、山东、河南、安徽、江苏等6省。
滇西北-广东	500万千瓦	云南、贵州、广西和广东4省。
上海庙-临沂	1000万千瓦	内蒙、陕西、山西、河北、河南、山东6省（区）
准东-皖南	1200万千瓦	新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、安徽6省(区)。
乌东德-广东、广西	800万千瓦	云南、贵州、广西、广东4省（区）。
青海-河南（青电入豫）	800万千瓦	青海、甘肃、陕西、河南等4省。
雅中-江西	800万千瓦	四川、云南、贵州、湖南、江西5省。
陕北-湖北	800万千瓦	陕西、山西、河南、湖北4省。
白鹤滩-江苏	800万千瓦	四川、重庆、湖北、安徽、江苏5省
白鹤滩-浙江	800万千瓦	四川、重庆、湖北、安徽、浙江等5个省（市）

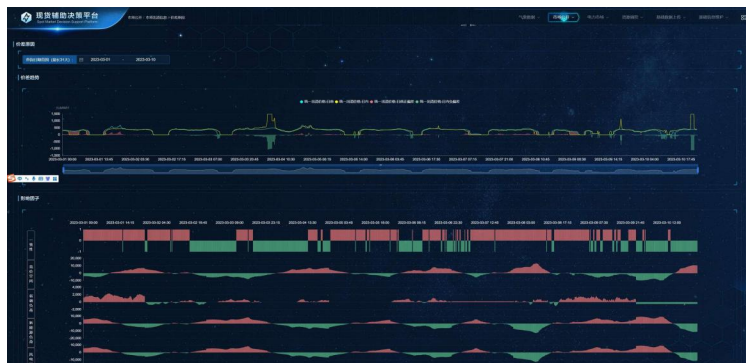
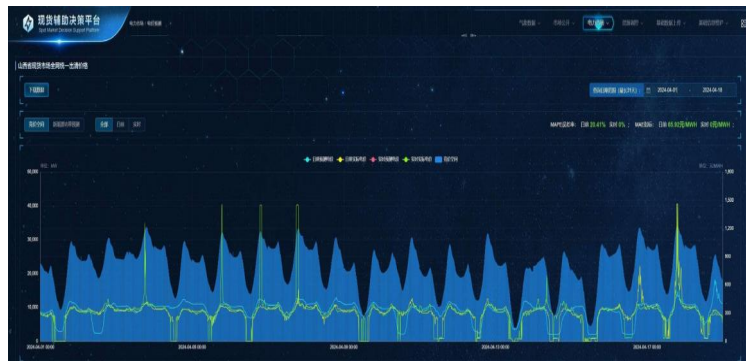
应对思路：研究市场预测方法，把握交易风险

研究电力预测方法

针对不同场景和不同规模的预测需求，构建基于XGBoost、LightGBM、深度神经网络等多种先进的人工智能预测模型和预测特征库，实现基于集成学习、概率预测、协同预测等先进的电力预测框架，面向**多目标、多时序、高波动**开展时间序列的**电力预测**。

研究电价预测方法

针对各省份电力现货市场，基于多种机器学习算法，包括XGBoost、LSTM和Informer等构建日前电价预测模型、实时**电价预测模型**，开展**价差统计分析**、价格弹性分析和分险分析，为电力交易策略的制定、实施和风险管控提供科学依据。



应对思路：研究新能源预测技术，降低偏差风险

研究新能源出力预测技术

基于Copula模型等算法实现多场站联合概率分布的建模，实现高精度的集群功率预测。

- ✓ 温度、湿度、降水等气象预测
- ✓ 风电出力预测
- ✓ 光伏出力预测



功能：

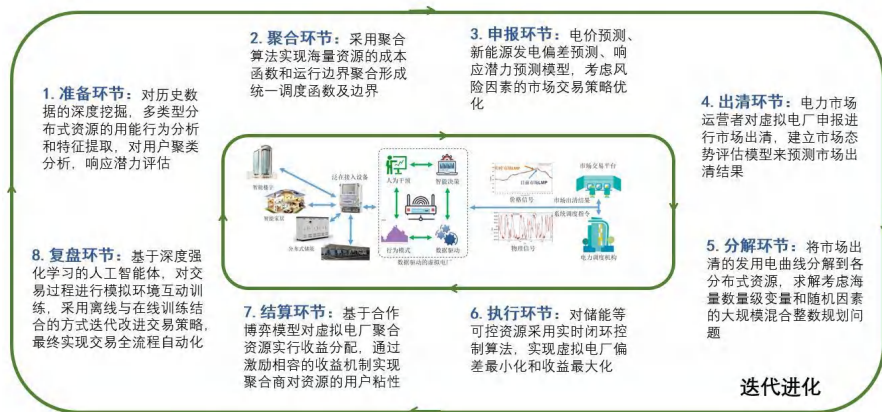
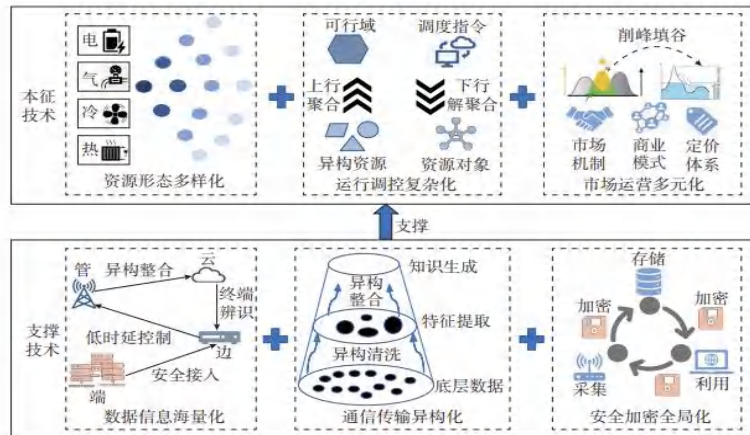
- 负荷/新能源特性分析：负荷特性分析 气象分析
- 训练模型构建：预训练模型构建 个性化模型构建
- 负荷/新能源预测：负荷预测 新能源预测
- 负荷/新能源预测后评估：模型误差分析



应对思路：研究新能源入市运营策略，保障市场收益

研究虚拟电厂运营策略

研究不同地区虚拟电厂从资源聚合、电网并网、用户接入、测试接入、分析预测、申报执行、出清结算的**全链路业务流程**。



研究虚拟电厂市场化交易策略

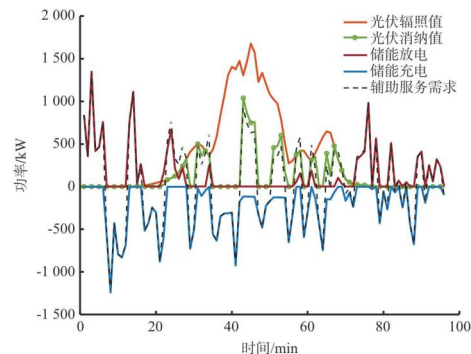
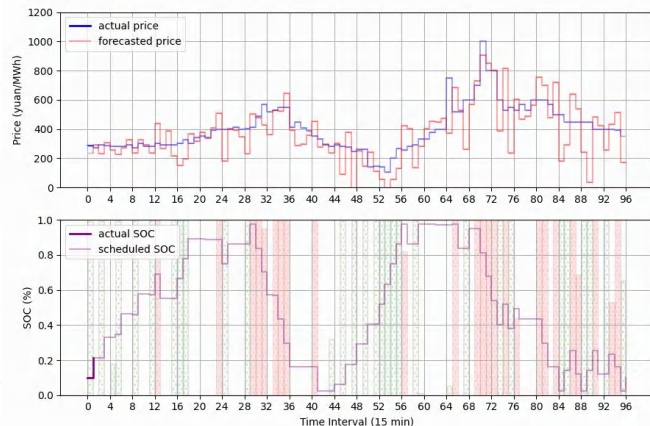
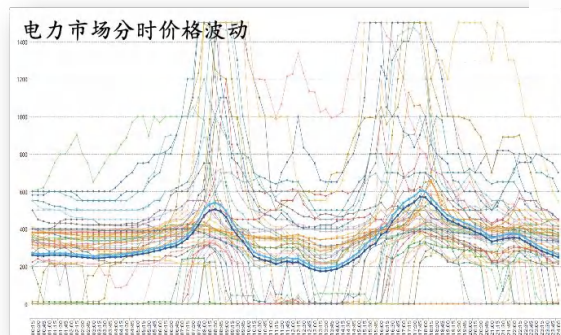
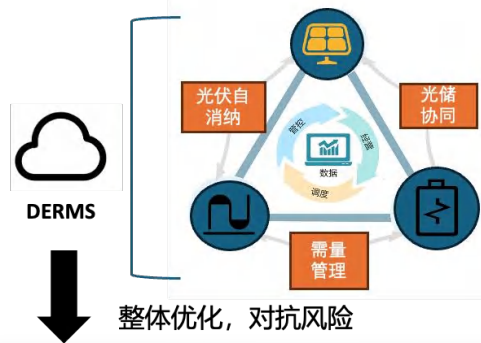
研究不同地区虚拟电厂市场化交易模式，为分布式资源增加运营收益。

- ✓ 分析不同市场交易品种、交易模式、结算方式等；
- ✓ 研究调节能力分析、负荷预测、交易策略申报等技术。

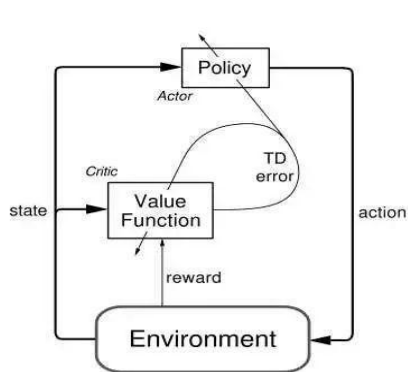
应对思路：研究新能源入市运营策略，保障市场收益

研究分布式资源的联合优化运营策略

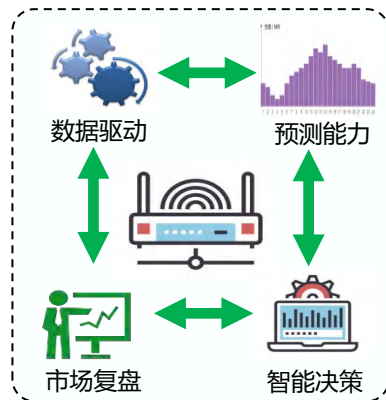
- 研究分布式光伏、工商业储能、可调负荷等资源的**联合智能优化运营算法**及平台，以**对冲电力市场交易风险**
- 研究“光伏+储能+负荷”自平衡单元**一体化运行模式**，寻求配电网内新能源并网容量扩大的可能性，保障项目收益



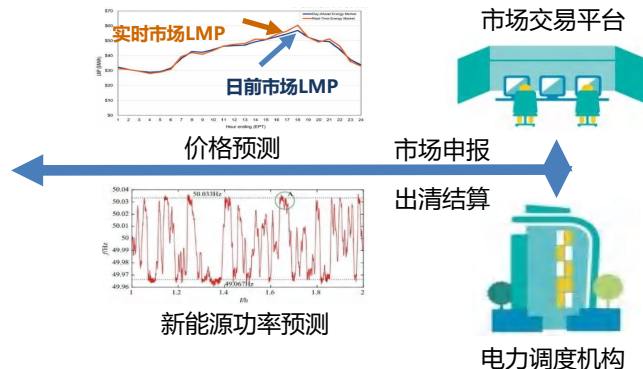
应对思路：研究新能源配储的运营策略，提升市场收益



基于在线策略的深度强化学习AI算法实现对市场环境的动态感知和判断



基于AI的自动交易决策系统



- 算法1：面向复杂市场环境研究深度强化学习算法，实现对新能源+储能的市场申报，通过高精度的预测算法减少申报偏差，通过在线策略学习方法实现对市场复盘和交易策略改进
- 算法2：考虑全生命周期成本的储能自动调度模型能够自动分配储能可用容量，生成储能参与峰谷套利、参与辅助服务以及平抑新能源波动的容量分配方案
- 算法3：建立新能源+储能的多时间尺度交易策略，根据新能源发电预测结果管理中长期合约仓位，通过挂牌转让交易减少现货偏差风险
- 算法4：建立风险价值模型实现对电能量交易合约风险的管理

- 1、感谢马哥能源频道，他们正在做有利于行业，甚至有利于国家发展的事情
- 2、感受到能源行业的热情，更感受到能源行业的希望
- 3、广交朋友，共同发展，共享共赢！



谢谢聆听