

新能源与虚拟电厂交易运营 关键技术及实践

北京清大科越股份有限公司



目录

CONTENTS

01

能源转型及电力市场发展背景

02

新能源参与机制解读分析

03

虚拟电厂参与机制解读分析

04

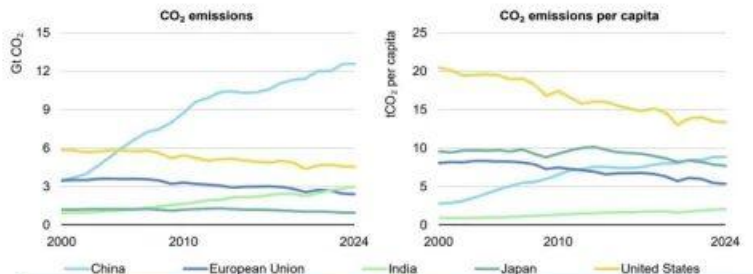
电力交易运营关键技术及实践



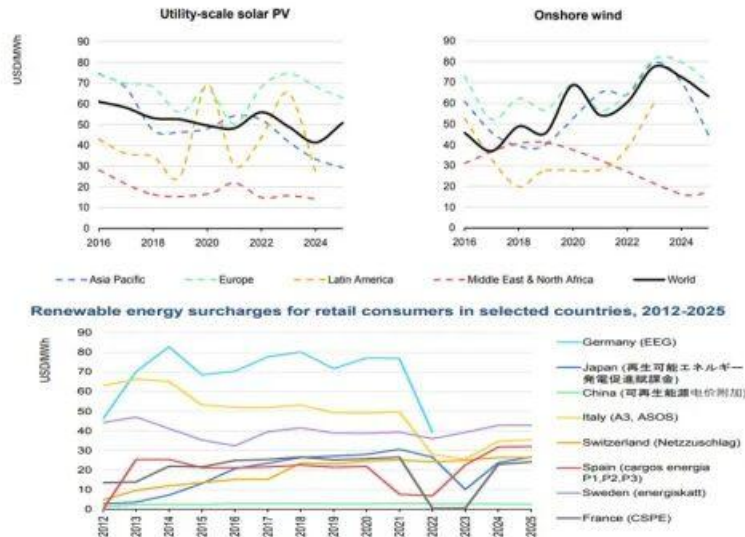
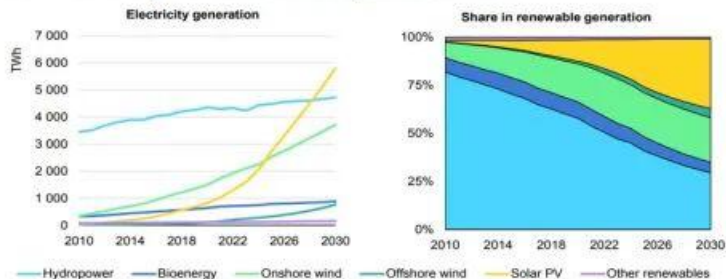
01

能源转型及电力市场发展背景

从截止2024年全球各主要国家碳排放量和人均碳排放量看，中国无论从总量还是人均排放量来看均处于**快速增加阶段**，我国“双碳”目标驱动下**新能源大规模发展引发的分时供需矛盾、新能源交易均价不断下探**，同时储能以及**负荷侧灵活资源**如何参与市场，并与新能源发展有效衔接是未来我国电力市场需要解决的难点。



Global renewable generation and shares by source, 2010-2030



注：图表来自IEA-Renewables2025

传统电力市场以火电企业、电网公司为核心,随着电力市场化改革深化,当前市场主体已从单一向多元拓展,涵盖分布式x新能源电站、储能运营商、负荷聚合商、虚拟电厂服务商等新兴参与方;交易品种也从传统的“年月及月内中长期电能量交易”电能量,进一步拓展至现货(日前/日内/实时)、辅助服务(调频/备用/爬坡等)、绿电绿证、需求响应、容量市场等多元品类市场。在此背景下,针对新型市场主体资源特性的市场规则持续优化,新能源、储能、虚拟电厂等多主体联合参与电力市场的模式,已逐渐成为行业发展的重要趋势。

各省现货市场建设现状



调频

山西 山东 广东
甘肃 蒙西 湖北
浙江 黑龙江 蒙东
河南 江西 重庆
宁夏 吉林 辽宁

备用

山西 蒙西 浙江

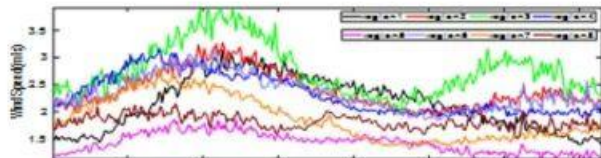
爬坡

山东 广东

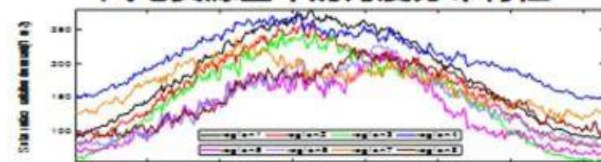
容量

宁夏(征求意见稿)

- **电源侧方面**，分布式光伏、分散式风电发电装机和发电量**占比将持续上升**，但风电 / 光伏的间歇性导致“弃风弃光”仍有发生，**需分布式储能通过“充电储绿电、放电补缺口”提升消纳率。**
- **负荷侧方面**，随着电能替代深入，空调、电热泵、电锅炉等温感负荷占比提高，气象因素主导下的源荷供需双侧大范围波动，**电力供应不足风险高**，存在巨大挑战；**亟需推动分布式储能 / 新能源成为“用户侧削峰填谷、电网侧调压调频”的关键资源**，形成“供需双向驱动”的市场环境。



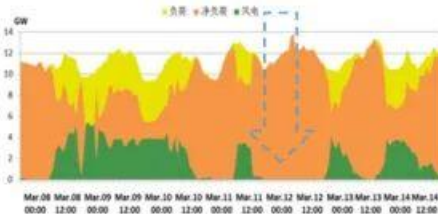
风电资源全年的月度分布特性



光伏资源全年的月度分布特性



电力保供不足



新能源出力周波动影响的电力供应不足



我国储能装机规模不断提升

地区	负荷温度敏感系数
法国	2300MW/°C
四川	1000MW/°C
江苏	3000MW/°C
河南	1800MW/°C
湖北	2000MW/°C
南京/深圳	300MW/°C

1.4-市场博弈：统一电力市场博弈复杂，高比例新能源电力市场运营模式多变

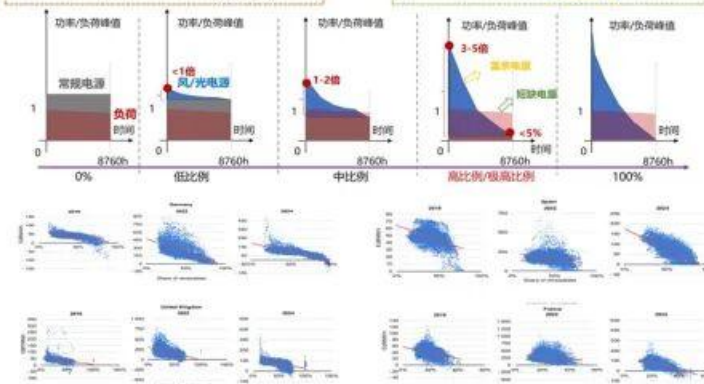
- **统一电力市场博弈方面**，各省新能源高比例发展模式下分时段供需博弈复杂，跨省跨区省间博弈、省内新能源与灵活性调节资源博弈、配套外送基地短期平衡市场博弈等，**统一电力市场模式下需多市场主体联合博弈。**
- **市场运营模式方面**，随着高比例新能源与虚拟电厂灵活性资源占比提高，市场价格波动巨大，市场交易运营的风险高，亟需供需联合对冲风险，单一新能源参与模式或单一虚拟电厂参与模式下无法有效规避市场主体交易运营风险。



	输送电量	新能源电量	新能源占比
天中直流	336.51	155.86	46.32%
灵绍直流	397.57	51.58	12.97%
祁韶直流	179.04	47.77	26.68%
皖沂直流	228.06	78.95	34.62%
吉泉直流	352.68	62.46	17.71%
青豫直流	28.79	7.85	27.27%



不同比例阶段下发电/供给持续曲线示意图 引自：清华大学鲁宗相老师团队研究成果



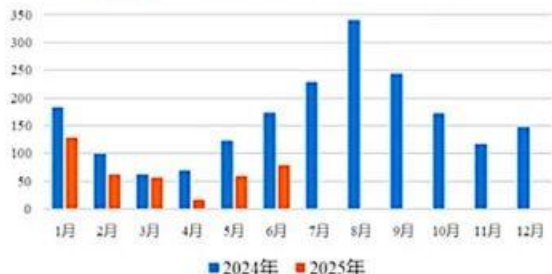
注：图表来自IEA-Renewables2025

- 新能源入市后参与市场电价水平低，已影响产业健康可持续发展。在新能源渗透率较高的省份，中午时分光伏发电量较大，往往会导致低谷电价的出现，进而影响光伏项目现货的年平均成交价格。从全国范围来看，大部分省份新能源入市后的结算电价相较于标杆上网电价均呈现出显著的下滑趋势，降幅普遍超过10%。

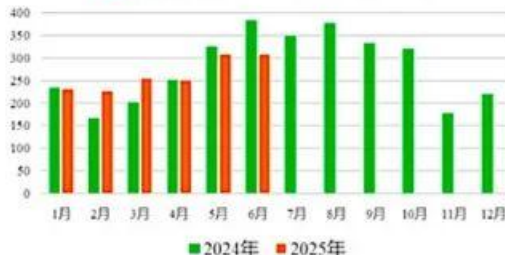
山西省光伏市场化月度结算均价对比

	2023年		2024年		2025年	
	均价 (元/MWh)	同比增幅	均价 (元/MWh)	同比增幅	均价 (元/MWh)	同比增幅
1月	276.17	/	152.36	-44.83%	100.53	-34.02%
2月	264.23	/	139.62	-47.16%	93.81	-32.81%
3月	210.9	/	143.18	-32.11%	91.29	-36.24%

山东现货市场各月光伏交易均价 (元/MWh)



山东现货市场各月风电交易均价 (元/MWh)



山东电力现货市场的光伏的实时现货结算均价从2024年的0.17元/度一路下滑，2025年4月创下**0.0159元/度**的历史最低纪录。



02

新能源参与机制解读分析

- 随着136号文件在各省落地，集中式新能源及分布式新能源在不同省份参与市场模式存在较大差异，主要区别为机制电量是否参与中长期、是否参与现货市场、参与交易后补贴交易均价标准，差价合约比例等，分省新能源交易机制存在较大差异，在新能源交易运营工作中需要重点开展梳理。



- 新能源参与中长期各省都以分时段交易为标的，现货模式下**中长期交易交易主要结合场站分时段发电量预测，对标中长期电量偏差考核要求和现货均价开展交易。**需要将中长期交易时间尺度与现货交割周期进行匹配，提前形成分时的市场价格信号，不断调整确定各时段的中长期合约电量。**对于买卖双方实现了交易商品的统一，彻底改变了曲线交易阶段的零和博弈难和转让流通性差的问题。**



- 新能源参与现货交易时，以单偏差结算实时市场、双偏差日前实时市场以及日前二次出清+实时市场等不同市场模式。在日前-实时现货市场和日前二次出清+实时的省份，新能源通过对标日前-实时价差表现上抬或下压申报电量值博取现货市场价差收益。

"报量报价"是主动出击的策略

- 更大概率争取更高收益空间：新能源企业可基于成本、市场供需预期自主定价，争取更高收益空间。这种模式下，**当市场出清价高于自身报价时，电站可获取超额收益。**
- 更适合对市场有深度理解、成本优势明显的光伏企业：这种策略要求**企业具备精准的市场预测能力**。若报价过高可能无法成交，导致发电量浪费；报价过低则可能造成收益损失。
- 典型案例：在山西省，由于建立了连续运行的电力现货市场，采用"报量报价"模式的大型工商业项目可通过余电上网参与交易，并配合分时合约对冲风险。数据显示，山西峰时段电价较基准价上浮20%，为项目带来了额外收益空间。



现货市场参与方式

"报量不报价"则是稳健保守的选择

- 可有效降低交易复杂度：电站仅申报发电量，不设定价格，直接接受市场统一出清价格。这种模式避免了复杂的定价决策，降低了交易复杂度。
- 更适合风险厌恶型或现金流敏感型企业：在市场整体价格稳定时，这种策略可以确保企业总体收益可预期；但在极端波动时可能承受收益损失。
- 典型案例：在西北某省，一家50MW光伏电站因被动接受市场价格，午间高峰发电时段的结算价多次低于0.1元/度，导致项目内部收益率(IRR)从预期的8%降至不足5%。

- 集中式新能源直接参与，分布式新能源项目（尤其是中小型项目）受资金、技术、人才等限制，在参与市场交易时通常面临“自主交易成本高”“议价能力弱”等问题，因此形成“直接参与”与“聚合代理”两种主流模式，适配不同项目的能力禀赋。

交易模式	参与主体	操作流程	优势	劣势
直接参与	集中式及部分分布式新能源项目（独立法人主体）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 完成电力市场主体注册； 2. 按交易规则报量报价（或选择“价格接受者”模式）； 3. 参与现货、中长期合约等交易； 4. 按成交结果结算电费。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 收益自主掌控，无中间环节分成； 2. 可根据项目实际出力灵活调整交易策略。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 需配备专业交易团队（熟悉交易规则、电价预测）； 2. 履约保证金、交易手续费等成本较高； 3. 单项目电量规模小，议价能力弱。
聚合代理	第三方聚合商（整合多个分布式新能源项目）	<ol style="list-style-type: none"> 1. 项目与聚合商签订代理协议； 2. 聚合商整合多项目电量形成“规模电量包”； 3. 聚合商以自身名义参与市场交易； 4. 按协议约定向项目分配收益。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 降低交易成本（如履约保证金按规模分摊，手续费折扣）； 2. 规模效应提升议价能力； 3. 无需项目方配备专业交易团队。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 收益需与聚合商分成（分成比例通常为收益的3%-5%）； 2. 交易策略受聚合商整体规划限制，灵活性较低； 3. 需承担聚合商信用风险（如结算延迟）。

- 新能源主要收益转为“市场定价为主、政策保障为辅”的新阶段。这一变革彻底打破了过去依赖固定补贴的收益模式，构建起“场内收入 + 场外收入”双维度协同的收益框架，同时要求项目运营方精准应对市场波动、政策衔接、技术适配、仓位管理等多重收益影响因素和变量。

收入类型	核心定义	计算公式	定价逻辑	核心功能
场内收入	项目通过参与电力市场交易（ 现货、中长期合约 等）获得的收益，是收益的基础来源	场内收入 = 市场电价 × 实际发电量	完全由电力市场供需关系决定，“随行就市”	体现市场价值，通过交易策略优化可提升收益上限
场外收入	依托“ 机制电价 ”形成的差价补偿收益，由政策设计的兜底机制产生	场外收入 = (机制电价 - 市场交易均价) × 机制电量	以“机制电价”为基准，通过“差价结算”实现，与市场均价反向挂钩	平抑市场电价过低时的收益波动，保障项目基本收益稳定性

在“场内 + 场外”双维度收益框架下，项目通常面临“**自用**”与“**上网**”的**比例分配问题**，项目一般可选择不同模式下（“**全额上网**”“**自发自用、余电上网**”“**绿电直连（试点地区）**”）的收益计算逻辑差异显著，核心在于“自用电量按协议电价、余电按市场电价”的规则。

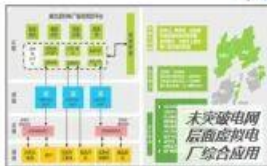


03

虚拟电厂参与机制解读分析

基于各地资源禀赋，形成了多样化的应用场景。国内虚拟电厂已能够实现小时、分钟级、秒级不同时间尺度响应调节，提供**电能量、调峰、调频**等多样化技术产品，各地市场机制正逐步完善。不同区域的虚拟电厂参与模式各有特色。华北区域以聚合分布式新能源等为主，参与现货、调峰辅助服务市场；华东区域聚合工商业园区负荷等资源，参与需求侧响应和调峰辅助服务；华中区域聚合多种资源，主要参与调峰辅助服务；南方区域进行了多项试点探索。

华北区域



冀北虚拟电厂智能管控平台，参与调峰

工商业分布式光伏：鼓励采用聚合方式入市，也可分散入市

非自然人用户分布式光伏：探索新能源项目备案主体运营，行销项目按需求侧运营更便捷

自然人用户分布式光伏：鼓励并网入市

河北南网分布式光伏入市，参与中长期、现货、绿电



山西、山东虚拟电厂，参与现货、辅助服务

华东区域



上海市级虚拟电厂，参与需求响应



浙江丽水虚拟电厂，参与调峰

华中区域



湖北省综合能源虚拟电厂，参与调峰



华能湖北虚拟电厂，具备调峰、调频机组，现阶段参与调峰

01 峰谷套利

- 是虚拟电厂提升收益的关键：虚拟电厂在参与电能量市场交易中，可利用峰谷高价差，创造了更大收益空间。如山东一虚拟电厂30MW（调节能力，4小时）/70MW（基荷），单日套利收益高达48万元。
- 政策红利推动虚拟电厂快速发展：虚拟电厂其相应中午增加的负荷获益，山东常态化午间高峰用电，呈现光伏消纳性负荷特性曲线... ..



03 中长期交易

- 是虚拟电厂的重要收益来源：考虑虚拟电厂响应电网峰谷次数不确定，因此在中长期偏差收益考核时给予虚拟电厂不同调节比例下的偏差范围免考核。对峰谷中长期持仓比例考核范围更宽，更有利于虚拟电厂在中长期市场中根据与现货均价预测间的价差表现灵活调仓，获取部分收益，但同样价差误判造成的风险也同样存在。

响应时段与普通单元规则考核区别：
将普通交易单元的0.9倍实际用电量替换为 $(90-1.2 \times \beta)\%$ 实际用电量



02 电力辅助服务收益

- 虚拟电厂接受电网的调节，为电网提供有偿辅助服务以获取相应收益。
- 调峰收益：多为按调峰电量给予充电补偿，价格从0.15元/kWh(山东)到0.8元/kWh(宁夏)不等。
 - 调频收益（试点中，江苏10MW2小时）：多为按调频里程基于补偿，根据虚拟电厂响应AGC调频指令的多少，补偿0.1-15元/MW的调频补偿。
 - 备用容量收益：每小时每千瓦不高于0.01元标准，对建设有技术支持系统、具备分钟级实时调节能力的虚拟电厂给予备用容量补贴。

04 容量电价补偿

- 容量收益的“保底”手段：山东：虚拟电厂聚合分布式电源与储能时根据聚合资源类型获得市场化容量补偿费用。独立新型储能电站日可用容量 = 储能电站核定放电功率 $\times k \times h / 24$ ，k值与运行可靠性挂钩，h为放电时长。海南：虚拟电厂参与约定型削峰响应时，未调用部分享受备用容量补偿，标准为0.3元/千瓦·月。



04

电力交易运营关键技术及实践

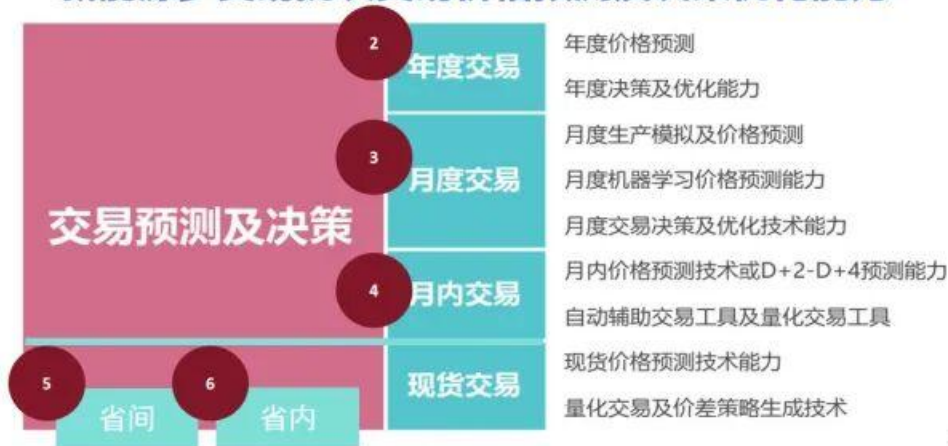
4.1-新能源交易运营关键技术

集中式和分布式新能源电力交易预测需支持年度、月旬、月内及现货等多批次交易场景，**电力交易关键是跨时间尺度电价价差预测及判断能力**，并依此进行尽可能精准的**电量偏差控制决策**并通过算法预测和大数据软件集成平台实现高效应对新能源复杂交易。

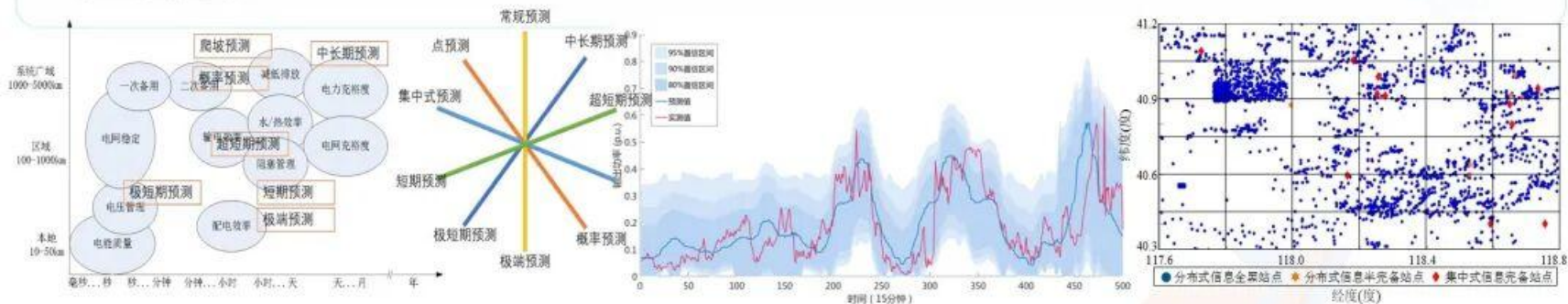
1 全时空广域新能源预测



新能源多交易批次交易价格预测及决策优化能力



新型电力系统的发展与电力市场化改革的推进，让新能源预测向更长预测时长、更综合全面应用发展。目前主要的应用包括基于物理建模和历史资源统计再分析的新能源中长期电量预测；考虑**组合预测**及概率预测方法的新能源日前及实时预测；分布式光伏预测技术、极端/转折性天气的新能源爬坡预测。



4h超短期、3D短期功率预测

1-15天预测

电力、电量双预测

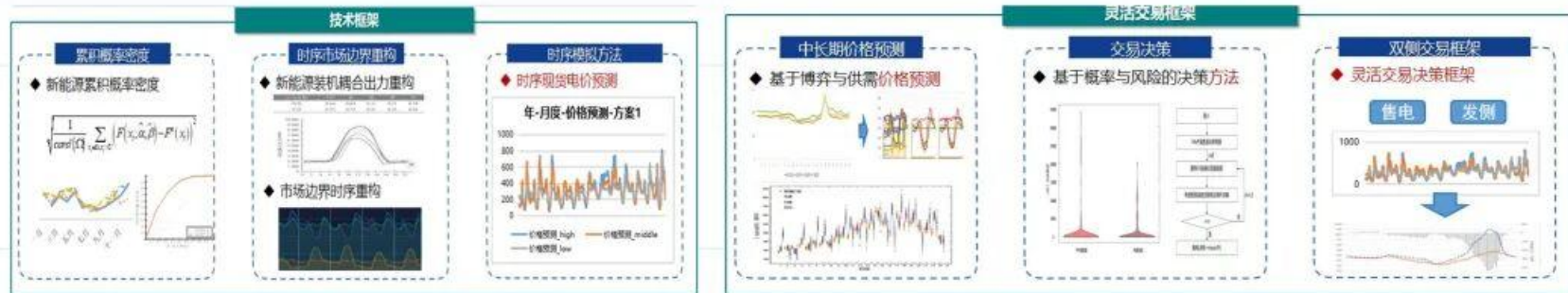
常规预测

极端爬坡预测

NWP按日单次刷新

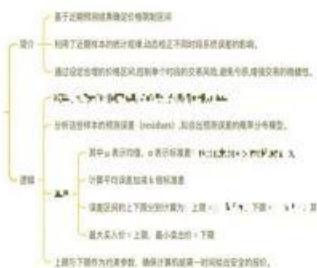
NWP日内2次刷新

年度（多月）交易决策：面向**新能源累积概率密度**与**新能源装机耦合出力重构**的长周期电力现货价格预测的技术特征，构建了兼容新能源中长期预测误差与**时间序列市场均价K值修正**的长周期电力现货均价**时序模拟模型**和**长周期现货均价预测多尺度扩展框架**。



月（旬）度交易决策：市场供需与主从博弈的中长期电力交易出清价格预测方法，构建了兼容中长期交易风险与中长期交易收益概率分布特性的交易决策模型，具备中长期出清价格预测与长周期现货均价价差分析功能，形成了适用发售双侧灵活交易决策技术。

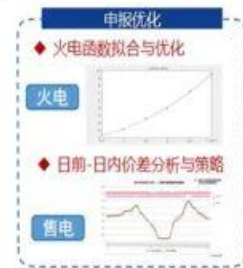
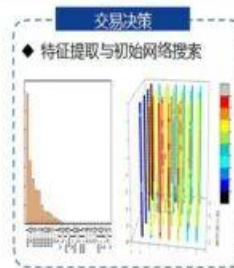
月内交易或日滚动交易决策：基于日滚动及中长期交易价格预测制定交易价格区间范围，采用近期样本统计规律，动态矫正不同时段系统误差影响，同时考虑交易规则限值设定，结合市场交易量和价格区间限值给出挂摘牌建议，在UK及网络交互容许条件下自动交易操作，实现自动交易。



交易策略优化

2023-04-04 10:00:00 交易策略优化数据

时段	预测值	实际值	误差	标准差	置信区间	策略建议
08:00-09:00	10.5	10.2	-0.3	0.5	[9.7, 11.3]	买入
09:00-10:00	11.2	11.0	-0.2	0.6	[10.0, 12.4]	买入
10:00-11:00	12.0	11.8	-0.2	0.7	[10.6, 13.4]	买入
11:00-12:00	13.5	13.2	-0.3	0.8	[11.9, 15.1]	买入
12:00-13:00	14.0	13.8	-0.2	0.9	[12.2, 15.8]	买入
13:00-14:00	15.0	14.8	-0.2	1.0	[13.0, 17.0]	买入
14:00-15:00	16.0	15.8	-0.2	1.1	[13.8, 18.2]	买入
15:00-16:00	17.0	16.8	-0.2	1.2	[14.6, 19.4]	买入
16:00-17:00	18.0	17.8	-0.2	1.3	[15.4, 20.6]	买入
17:00-18:00	19.0	18.8	-0.2	1.4	[16.2, 21.8]	买入
18:00-19:00	20.0	19.8	-0.2	1.5	[17.0, 23.0]	买入
19:00-20:00	21.0	20.8	-0.2	1.6	[17.8, 24.2]	买入
20:00-21:00	22.0	21.8	-0.2	1.7	[18.6, 25.4]	买入
21:00-22:00	23.0	22.8	-0.2	1.8	[19.4, 26.6]	买入
22:00-23:00	24.0	23.8	-0.2	1.9	[20.2, 27.8]	买入
23:00-00:00	25.0	24.8	-0.2	2.0	[21.0, 29.0]	买入



省内现货市场价格预测：面向市场边界数据场景相似与随机森林机器学习算法结合的日前现货市场价格预测方法，并建立了日前-实时价差风险收益的日前现货申报策略优化模型，具备日前价格预测与策略申报优化功能。

省间现货市场价格预测：采用多元邻近值算法对数据预处理，基于皮尔逊相关性理论建立气象数据多向量与省间现货价格相关性分析指标，基于动态时间弯曲距离开展气象因素相似度计算，构建气象相似度和随机森林树模型的省间现货电价预测模型，实现省间价格预测，均方根准确率75%左右。

省间价格预测技术体系

资源-气象信息

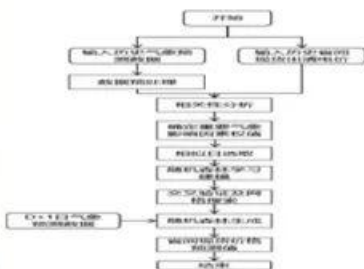
气象-资源数据



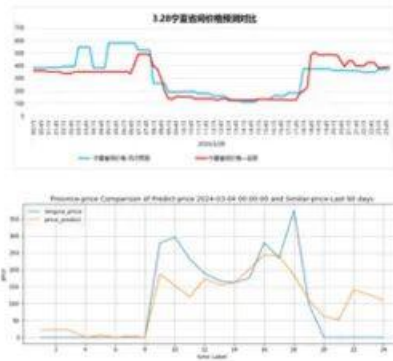
相似度提取

气象相似度及动态时间弯曲

$$d(i, j) = M(i, j) + \min\{d(i-1, j-1), d(i-1, j), d(i, j-1)\}$$



省间价格预测



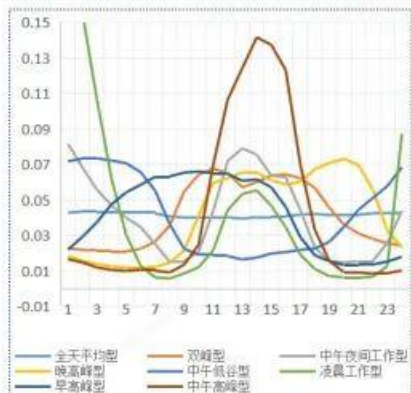


虚拟电厂运营重点关注调节资源管理和交易决策优化，在调节资源管理方面需要掌握调节资源响应的用户收益自评估及展示、极端气象下的调节能力及风险、用户偏差的激励与考核管理等相关资源管理能力和技术；在交易计策和优化方面，需要具备基于调节能力评估和各交易批次分时段市场均价预测和策略优化技术。

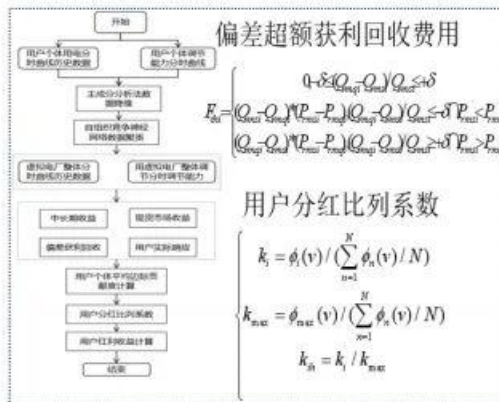


调节资源响应收益自评估：考虑价格预测误差和用户响应行为误差，以虚拟电厂调节资源响应成本最小为优化目标，开展虚拟电厂曲线调整，并以用户实际行为结果做为红利分享计算结果。虚拟电厂总体营收包括中长期交易策略收益、日前现货市场申报收益、用户响应行为激励收益等。

用户负荷特性



调节收益测算



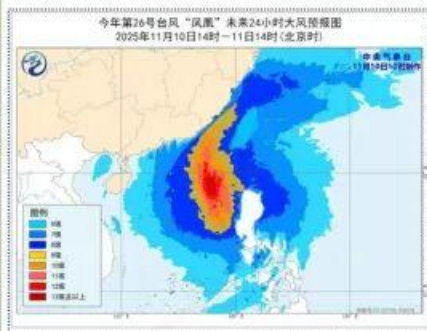
自评估结果查询



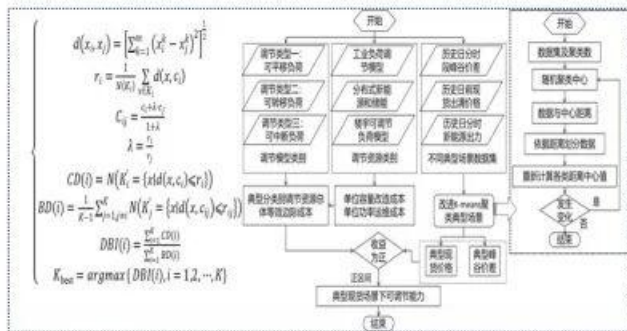
4.2-虚拟电厂交易运营关键技术

极端气象下的调节能力评估及预测：根据极端气象情况开展断面、厂站的资源分布和调峰需求解析，设计不同极端应用场景下多层级、多时序的资源组合方案；通过聚合分析各区域资源实际可调潜力评估，为用户申报调节能力提供校核基准，并为现货市场协同优化组合方案提供依据。

气象资源解析



调节能力评估



评估结果查询



4.2-虚拟电厂交易运营关键技术

用户响应激励和偏差考核分解：基于峰谷电价预测及交易策略在用户侧应用，以用户开展响应后的结果开展实时策略响应评估，将虚拟电厂综合收益分解至各用户，以响应分红合约为基准将激励金额和考核结果及时分解至用户，通过可量化的经济性激励考核结果提高用户侧响应和偏差控制能力。

响应偏差计算

虚拟电厂响应激励及偏差考核

结算数据准备

- 维护虚拟电厂及分布式资源实际运行的量测数据，按照分布式资源运行数据日、月、年等时间维度进行统计，维护的数据用于虚拟电厂以及分布式资源结算功能。

资源分摊结算

- 用于虚拟电厂和分布式资源运营参与市场交易之后的盈利结算情况。系统按月分摊计算分布式资源互动响应月发收益，按用户提供收益结算凭据的审核、发行管理。

客户综合结算

- 用于虚拟电厂和分布式资源运营参与市场交易之后按照签订的合约信息完成用户月度实际结算。系统按月依据签订的合约分或用户月度合约收益结算计算，为用户提供收益结算凭据的审核、发行管理。

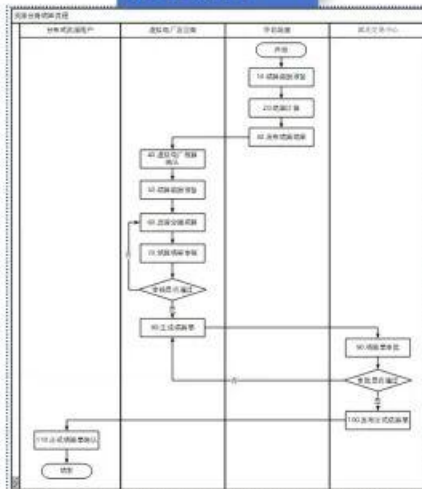
负荷特性分析

- 用来对分布式资源实际响应性进行轻量化分析，分析虚拟电厂及代理资源的响应速率、计划偏差、互动负荷占比等情况。

互动响应分析

- 用来维护虚拟电厂及分布式资源实际运行的互动响应数据，按分布式资源运行数据日、月、年等时间维度进行互动响应统计。

计算流程

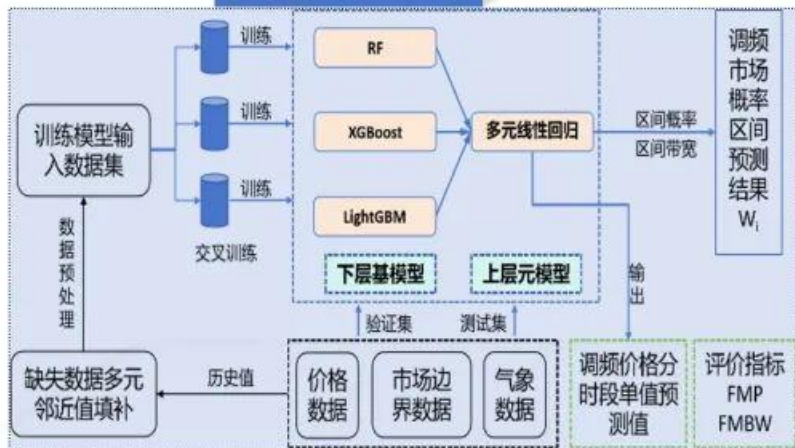


激励考核结果

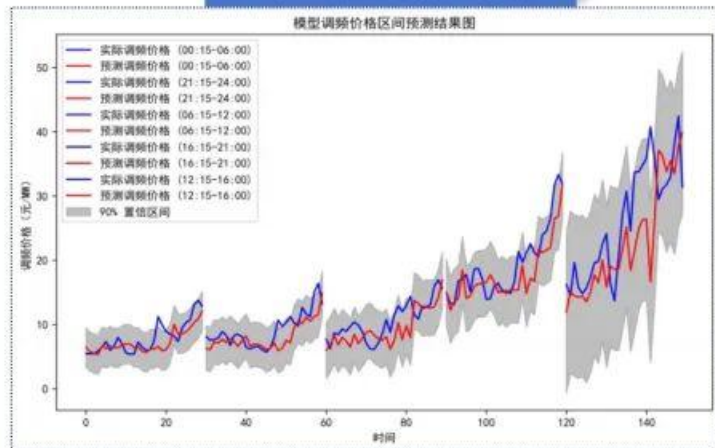


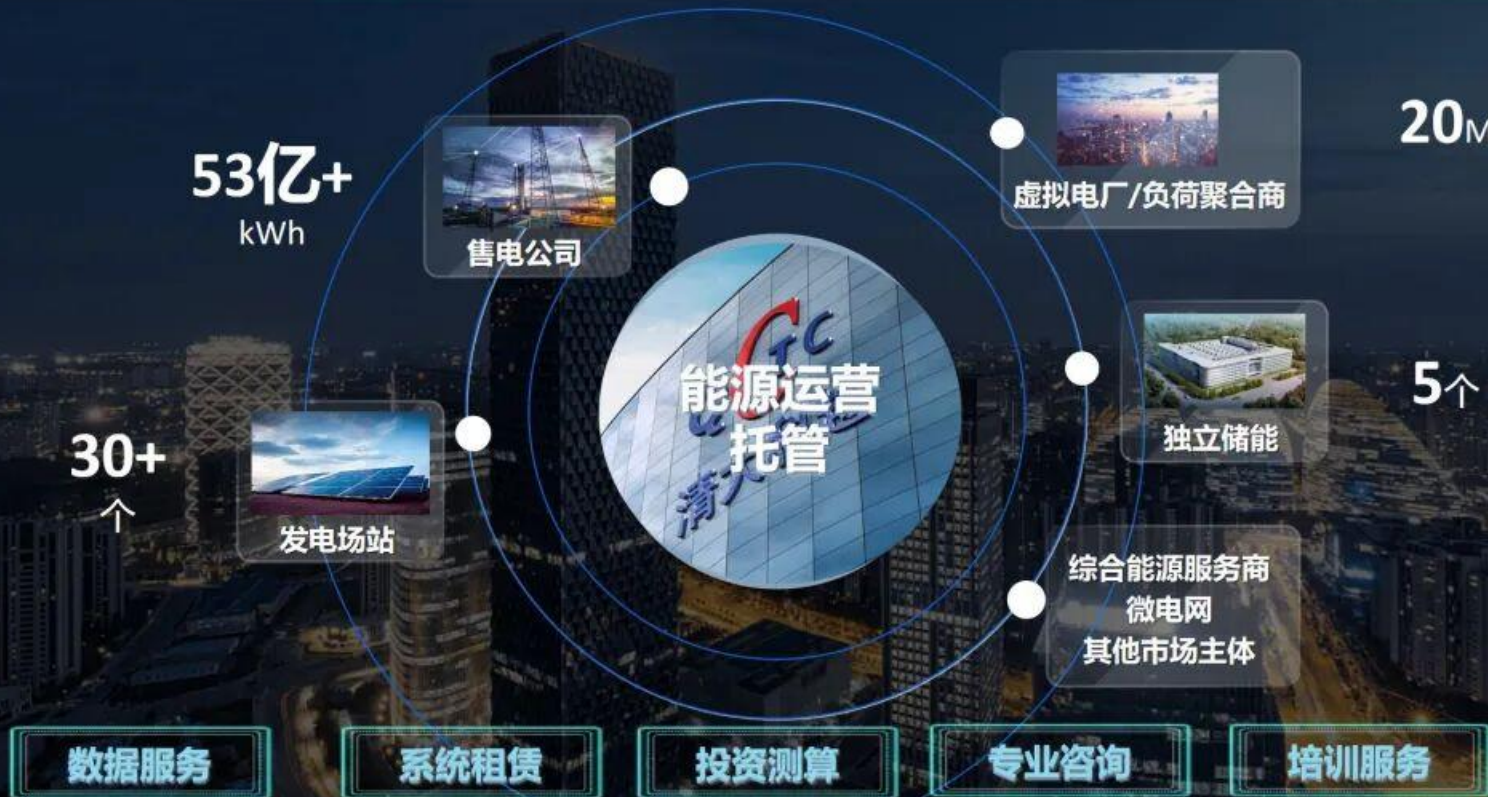
基于调频价格区间的联合策略优化：基于虚拟电厂较高调频资源响应成本特性，结合调频市场出清价格区间预测，可有效规避内部调频成本无法覆盖的低收益调频时段，辅以现货市场预测实现调频响应与现货交易策略协同，提高虚拟电厂整体收益。

调频预测模型框架



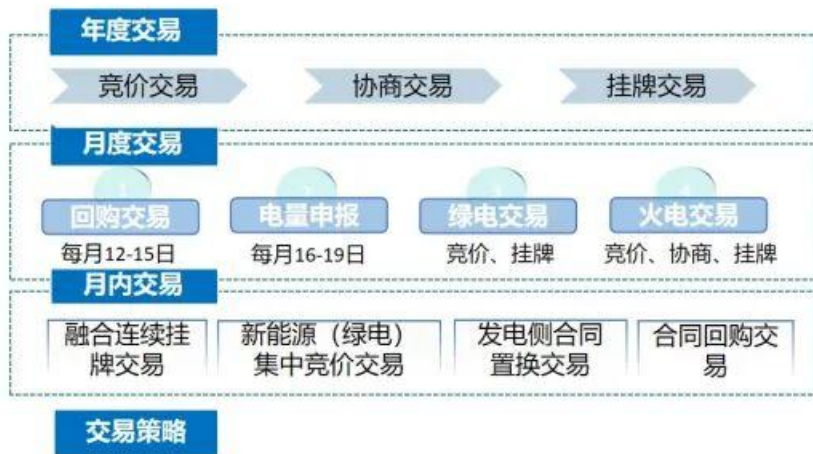
分时段调频区间预测结果





新能源场站电力交易代理运营服务，业务在河北南网、江苏、宁夏、陕西、新疆、蒙西、甘肃等7省开展。

辅助业主开展数据收集与处理、政策分析、市场运行分析研判、电价预测、收益测算、中长期交易策略制定、复盘分析等工作。



- **年度交易:** 结合历史实发数据和年度市场价格预测结果，扣除保量保价（机制）部分电量，合理申报分解到月分时的交易电量仓位管理。
- **月度交易:** 通过功率预测得到次月发电能力。结合年度月分解电量和月度月内价格对比分析，判断月度需交易电量和月度交易持仓。
 - **对补贴新能源场站和平价新能源场站制定差异化交易策略。**
- **日内交易:** 根据日清结算数据，结合月内剩余发电能力滚动测算合约率及曲线合理度。依据月度现货电价预测，做出相应持仓交易策略。
 - **结合市场调研和数据分析结果，根据场站所在节点的电价情况，制定差异化交易策略。**

100MW/200WWWh独立储能代理交易运营服务

- 2023年12月签约，参与调峰辅助服务市场、现货市场
- 辅助业主开展收益预测、政策分析、现货、辅助服务市场交易、报告编写与政策推进等工作
- 2024年12月31日起参与现货市场长周期结算试运行、25年8月辅助参与调频市场，实现了分时段参与调频市场与现货市场联合优化。



调峰辅助服务



现货市场

现货试结算 调峰辅助服务 迎峰度夏 调峰辅助服务 现货长周期

2024年5月

2024年6月

2024年7-8月

2024年9-12月

2025年1月

- 调峰辅助服务：申报每日调峰辅助服务价格，协助制定调峰辅助服务交易申报策略
- 现货结算试运行：以报量报价的形式参与市场交易，借助自研电价预测结果进行市场报价
- 迎峰度夏：7-8月期间不参与市场，为保障电网安全按照电网调度执行充放电计划获取补贴
- 现货长周期：月度收益处于市场同类主体第一梯队

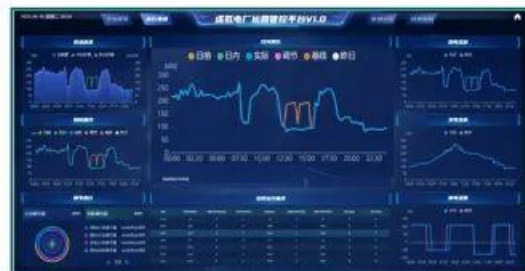
通过虚拟电厂调节资源评估及技术接入、虚拟电厂入市注册、虚拟电厂软件平台建设、虚拟电厂运营服务，深度参与并熟知客户难点。结合虚拟电厂调节能力、市场价格预测、响应策略优化，参与中长期、现货、辅助服务等交易申报和策略优化。



平台数据概览



市场运营分析



资源运行监视



资源可调统计



资源档案信息



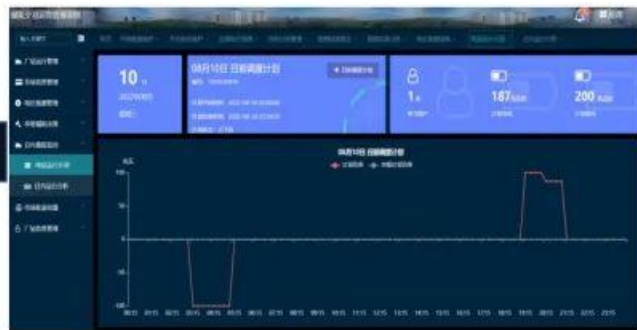
市场出清计划

提供适应各省各市场主体规则的新能源、独立储能、售电、虚拟电厂SAAS运营服务平台，辅助中长期及现货交易策略制定，自研电价预测算法、虚拟电厂聚合优化算法、日前申报量化交易策略等。

新能源



独立储能



售电



虚拟电厂



清大科越创新研发的电力市场智芯 QCore 核心算法引擎，依托最新人工智能与大模型技术，精准适配电力市场运营复杂、连续、高频的特性。该产品有效降低了电力市场运营中预测与决策任务的实施门槛，显著提升运营效率、降低运营成本，同时助力提升整体运营收益，在未来拥有广阔的应用场景。

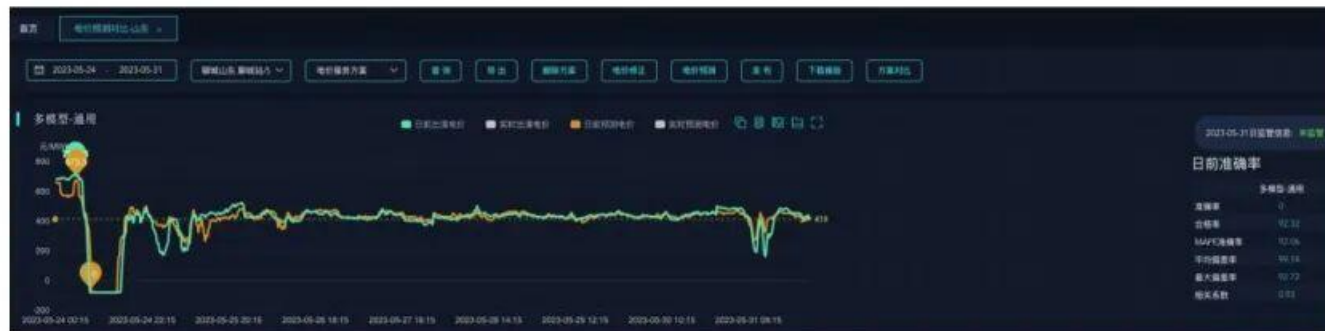


清大科越电价预测平台研发体系

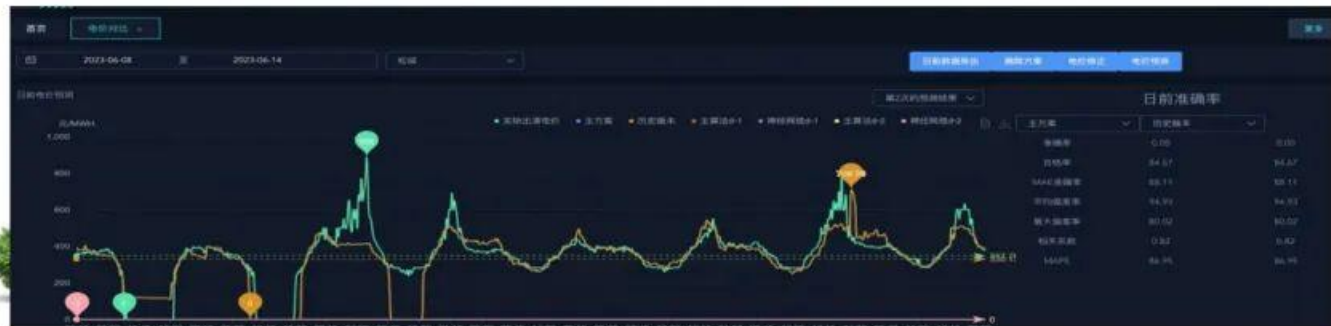


清大科越基于日前-实时价差的量化交易产品

日前和实时预测



山东92.3%



山西88.1%



专业团队

- **超30人**的能源运营团队，包括交易、系统、算法、培训，其中半数交易员拥有中电联高级交易员资质
- **服务经验**：山东、山西、蒙西、新疆、安徽、宁夏、广东、河北、陕西、江苏、广西、四川等



交易支撑

- 支撑市场主体参与**中长期及现货市场、绿电交易**等，及时完成年度、月度、月内、现货交易策略制定、交易申报与日滚动操作、新能源出力预测、收益预测、结算复盘分析等



机制建设

- 编制发电侧/售电公司运营规范及操作手册，明确每一项工作的责任人和审核流程



平台建设

- 梳理市场主体市场化交易运营的**业务逻辑、系统架构、系统运行环境及属地政策规则**，完成运营服务云平台的功能设计和开发
- 承担合作期间运营服务云平台的完善、优化和质保服务。



算法支撑

- 自研中长期电价预测、现货电价预测、交易辅助决策、虚拟电厂聚合优化算法
- 电价预测准确率在各省处于市场第一梯队
- 自有气象数据，负责进行功率预测和负荷预测



人员培训

- 面向双方市场及交易相关人员，定期开展电力市场、售电交易运营相关知识技能培训

感谢倾听

QCTC寓意

用心成就更高品质的电力服务

$$Q = tC^2$$

Quality corporation = Consistent Technology Creativity

Q Quality 品质

T Technology 科技

C Creativity/Consistency 创新/始终如一

QCTC 清大科越



欢迎扫码关注清大科越公众号，为您分享每个工作日的电力市场最新动态