

2025新能源电力交易实战指南



目录

CONTENTS

01

现状与挑战

02

各省现货经验

03

广东未来方向

04

未来展望



PART 01

现状与挑战 > ■ 新能源入市势在必行

连续11年上榜《财富》中国500强

广东上市综合实力10强

2021年度中国企业信用500强

2021年度中国上市公司信用500强

2022杰出上市公司奖

2022可持续发展典范奖

中国上市公司最佳投资者关系案例奖

中国上市公司投资者关系最佳新媒体运营奖



华南地区大型
发售电企业



广州市城市燃气高压管网
建设天然气购销**唯一主体**



广东省最大市场煤
供应商之一



华南地区油品仓储行业
标杆和典范



业务范围扩展至
全国**21个省市**



全资及控股子公司**133家**
在职员工**超6300人**

广州发展集团股份有限公司 (证券代码: 600098)

广东省主要能源企业之一，广州市最大的能源企业，广州市国资委直管企业
电力、能源物流、天然气、新能源以及能源金融为核心的综合能源产业体系

新能源业务



南澳南亚风电场



连平农业光伏项目



台山光伏文旅小镇

- 开展风力发电、光伏发电及电动汽车充电等新能源项目的投资、建设及运营。
- 新能源可控发电装机规模约**460万千瓦（含储能）**，在广东省新能源企业中位居前列。
- 建立华南、华北、华中、西南等区域基地，业务范围已覆盖全国**16个省份**。
- 2024年，风力、光伏发电量约**68亿千瓦时**。

业务发展

目前，拥有风力、光伏电站**163个**；其中风电场站31个、共225万千瓦，光伏场站超132个、共232万千瓦，装机容量**约550万千瓦（含储能）**；总资产**超310亿元**。

打造一批储能项目推动新型储能多场景应用，形成规模化清洁能源资产矩阵，持续输出稳定可靠的绿色电力；在粤港澳大湾区构建了完善的**新能源汽车充电骨干网络**，以智慧能源管理和专业服务体系高效赋能区域绿色出行新生态；**运营及在建项目覆盖全国16个省（含直辖市）**。

新能源集团总部

华南区域

粤东分公司

惠东观音山风电场
南澳南澳风电场
连平光伏电站
紫金好义光伏电站
龙川龙母光伏电站

粤西分公司

江门汶村光伏电站
江门葵一光伏电站
湛江坡头光伏电站
罗定智定光伏电站
上思念伦光伏电站
上思穗华光伏电站

粤北分公司

韶关曲江光伏电站
连州星子光伏电站
连州西江光伏电站
阳山太平光伏电站
乐昌云岩光伏电站
乐昌长来光伏电站
花都炭步光伏电站

分布式业务

现有分布式光伏电站超80个

充电桩业务

现有充电桩超100座

生态农业业务

专注光伏农产品生产、加工和销售

西南区域

西南分公司

美姑黄茅埂风电场
美姑黄茅埂风电场二期
重庆南天门风电场
桐梓大顶山风电场
桐梓假果山风电场
云南禄劝光伏电站
现有分布式光伏电站2个

西北区域

华中区域

华中分公司

宜章早禾田风电场
黄梅四面山风电场
应城东岗风电场
襄阳华楼寺风电场
徐州优能邱集风电场
现有分布式光伏电站6个

华北区域

华北分公司

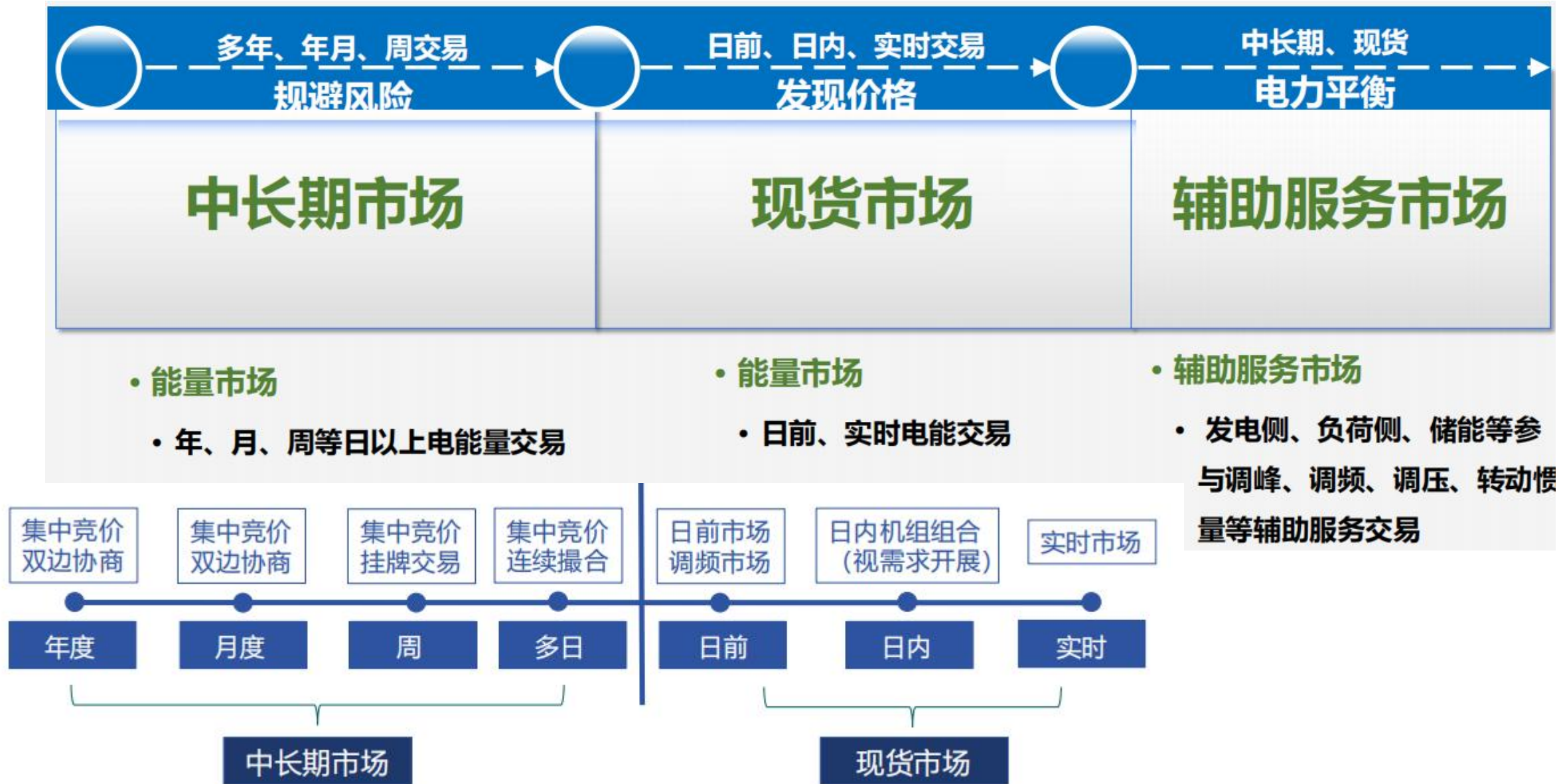
兰考范寨风电场
兰考东坝头风电场
东明三春乾德风电场
开封万彩岭风电场
临西万辉风电场
张北天润那地湾风电场
张北万邦风电场
郾城泉源优能风电场
肥乡落堡风电场
闻喜柏景风电场
太康凤脉风电场
阿拉善盟佳合泉吉风电场
志丹榕树岭风电场
柘城巴彦风电场
现有分布式光伏电站11个



市场政策

类型	时间	文件	要点
电力市场化改革政策	2015	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	管住中间，放开两头明确推进电力市场化交易
	2021	《关于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）	取消燃煤发电标杆电价，实行“基准价+浮动机制”
	2022	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改运行〔2022〕118号）	明确全国统一电力市场体系建设目标，到2030年基本形成全国统一电力市场。
	2024	《电力市场运行基本规则》《电力市场信息披露基本规则》等文件发布	构建多层次市场规则体系，明确中长期、现货、辅助服务等市场机制框架
新能源市场政策	2025	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）	提出“新老划断、机制电价、差价合约电价”等原则，深化新能源电价市场化改革
	2025	《可再生能源绿色电力证书核发实施细则（试行）》（征求意见稿）	绿证核发细化规则落地

市场构成



市场建设



	省份	试运行情况	新能源参与情况
第一批 8个试点 省份	山西	2021年4月长周期	新能源参与
	甘肃	2021年5月长周期	
	蒙西	2022年6月试结算	
	山东	2021年12月长周期	
	广东、浙江、 四川、福建	2018年8月试运行	新能源暂不参与
第二批 6个试点 省份	辽宁	2022年模拟试运行	
	河南		
	湖北		
	安徽、江苏、 上海	2024年模拟试运行	
其他已发 布建设方 案的省份	陕西		新能源参与
	青海		
	新疆		
	江西		



PART 02

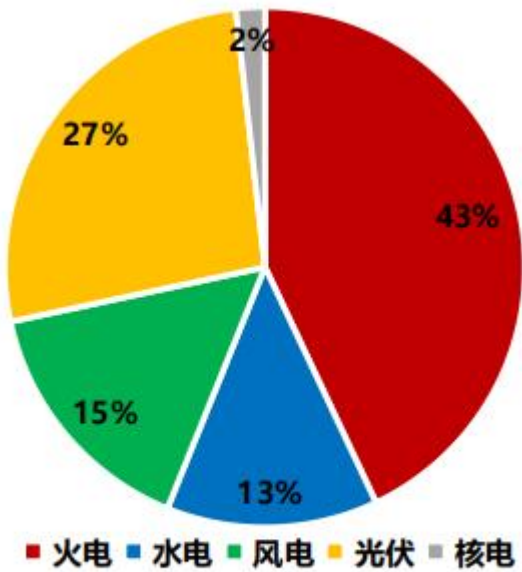
各省现货经验

➤ ■ 踩过的坑与可复用的策略

新能源发展现状

截至2024年12月，全国全口径发电装机容量33.5亿千瓦、同比增长14.6%。分类型看，火电14.4亿千瓦、水电装机4.4亿千瓦、风电5.2亿千瓦、太阳能发电8.9亿千瓦、核电0.6亿千瓦。清洁能源装机总容量约19.1亿千瓦，已成为第一大装机电源。

年份	新能源类型	装机容量 (亿千瓦)	装机占比	发电量占比
2030	风电	≥7	~30%	~15%
	太阳能	≥8	~35%	~12%
	风光合计	≥12	~65%	~27%
	其他非化石能源	-	~20%	~23%
	总计（非化石）	-	~50%	~50%



2024年我国电力装机容量占比

新能源发展现状

保障政策体系不断完善

完善新能源上网标杆电价政策，
推动新能源实现价补分离

2008年-2016年

建立全生命周期合理利用小时数制度，
确定可再生能源补贴核发原则

2020年

136号文

2025年

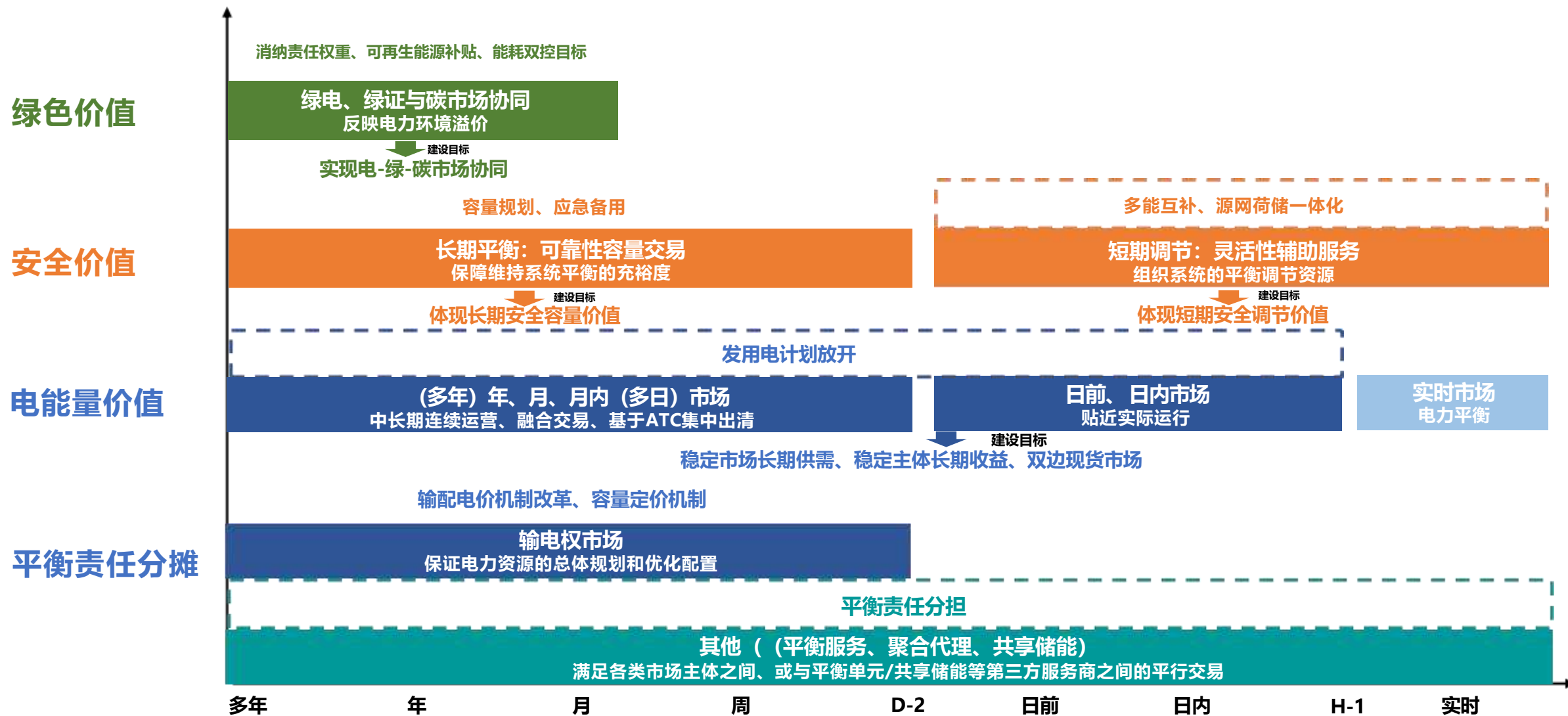
2016年-2020年

坚持市场化改革方向，推动标杆
上网电价向市场化配置方式转变

2021年-至今

建立最低保障收购年利用小时数制度，
确定“保量保价”收购比例

新能源参与市场情况



新能源入市面临挑战

01 结算电价下跌

基数电量（优先发电量）
分解逐步降低

新能源项目结算价格明显下跌

02 功率预测准确性 导致交易存在风险

由于新能源出力具有波动性、
间歇性，导致交易在实际执行中可能存在较大偏差

相关偏差结算、偏差回收及
偏差考核是影响新能源发电
企业盈亏的重要风险

03 交易规则理解

各省新能源市场规则各不相同，
中长期交易频率和交易种类的增加，
导致报价决策的难度大大增加。

需结合当地电力市场建设情况，
综合考虑中长期合约电量比例、
功率预测准确率及市场行情等，
确定各交易周期的交易电量比例，
制定规避价格波动风险、电量偏差
风险的对冲策略。

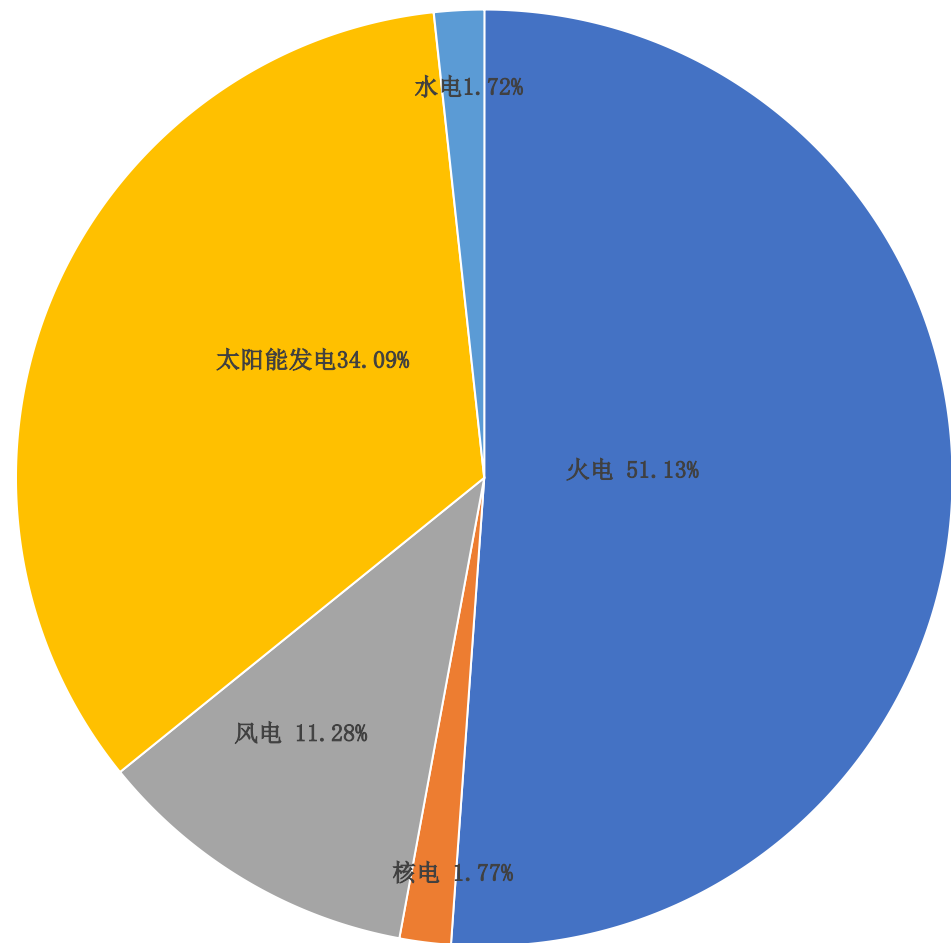
交易规则复杂

电力期货
虚拟电厂
负电价
分时电价
绿证绑定
差价合约
跨省交易
偏差考核
储能配套
需求响应
绿电交易
偏差考核
绿电交易
报量报价
调峰容量
虚拟电厂
分时电价
电力期货
强制入市
强制入市
现货市场
绿证绑定
需求响应
调峰容量
储能配套

报量报价 新能源入市 现货市场

Ver3.2©2025

山东能源结构



2025年全省发电装机容量超23GW

截至 2025 年 3 月底,全省发电装机总容量(不含新型储能)23652.55 万千瓦,其中火电 12094.18 万千瓦,占比 51.13%;核电 418.40 万千瓦,占比 1.77%;风电 2668.78 万千瓦,占比11.28%;太阳能发电 8064.33 万千瓦,占比 34.09%;水电 406.86万千瓦,占比 1.72%。新能源装机占比45.37%,消纳形势严峻。

山东电力市场交易方式

01

1.中长期交易

分为年度交易、月度交易、月内交易。
主要有集中竞价交易、双边协商交易、
挂牌交易、滚动撮合交易。

02

2.现货交易

分为省内现货和省间现货。（省间现货优先出清）

交易规则复杂

山东电力交易中心有限公司2025年02月交易结算单					
东明能源新能源有限公司:					
时间	交易品种名称	结算电量	合同电量	偏差电量	结算电费
本月	电, 4.0%, 0.1	44,489.121	46,076.000	-1,586.879	14,480.245
交易电量: 44,489.121 MWh, 合同电量: 46,076.000 MWh, 偏差电量: -1,586.879 MWh					

208 208

第1页

[illegible]

1

第2页

[illegible]

228 229

第3页

[illegible]

248 248

第4页

附錄一

永興茂證券有限公司2025年2月結算資產負債表

單位：新台幣、萬元

資產科目/項目	資產類別	資產金額	資產類別	資產金額	負債科目/項目	負債金額
銀行存款	流動資產	-	銀行存款	-	銀行存款	-
銀行存款	流動資產	-	銀行存款	-	銀行存款	-
銀行存款	流動資產	-	銀行存款	-	銀行存款	-
銀行存款	流動資產	-	銀行存款	-	銀行存款	-

44

第5页

科目	备注
发电侧主体非市场电能量电费	未参与电能量市场交易的部分，政府批复电价
发电侧主体中长期合约电费	需明确中长期结算参考点
发电侧主体日前电能量电费	日前与中长期的偏差部分
发电侧主体实时电能量电费	实际上网电量与日前出清电量的差额
发电侧主体启动费用	热态（停机 $t < 10h$ ）、温态（ $10h \leq t \leq 72$ ）、冷态（ $t > 72h$ ）
发电侧主体启动分摊费用	由未参与电能量市场交易的上网电量及用户侧主体结算电量按照当日电量比例分摊
发电侧主体特殊机组补偿费用	必开机组、日内临时新增开机、实时运行中指定出力机组等，弥补其成本未覆盖部分
发电侧主体特殊机组补偿分摊费用	由未参与电能量市场交易的上网电量及用户侧主体结算电量按照当日电量比例分摊
发电侧主体调频辅助服务费用	中标发电机组和新型经营主体，只有里程补偿
发电侧主体调频服务分摊费用	由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省价格主管部门确定。
发电侧主体供热考核费用	供热偏差、免考核之外部分对应电量，按照实时节点电价
发电侧主体供热考核返还费用	按照该时段上网电量比例返还至直调公用燃煤发电机组
新能源场站偏差收益回收	新能源场站超出实时市场出清曲线运行部分（允许偏差之外），按实时出清电价的 $F_e\%$ 回收（价格为负时取 0）
新能源场站偏差收益返还	按当月调频服务费用比例返还至调频机组
发电侧主体月末差额电量退补	因计量倍率、拟合规则等原因造成日清累计电量与实际月度结算电量的超差电量，按照实时电价（加权平均）
发电侧主体容量补偿费用	总费用=容量补偿电价*用户侧省内市场结算电量
发电侧主体中长期偏差收益回收	中长期电量高于允许上限的部分或低于允许下限的部分
用户侧中长期偏差收益回收返还	按照当月中长期净合约电量占比返还至发电侧主体
阻塞费用	用户统一结算点与发电节点之间电价偏差，日前+实时
预测偏差费用	非市场用户预测用电量与实际用电量不一致
优发优购曲线匹配偏差费用（分摊）	未参与电能量市场交易的发电和优先用电曲线不一致
跨月月结电量调整	每月 4 日后发现的月结电量调整，按照实时加权电价
跨月市场运行费用调整	时间同上，运行费用分种类，分摊或返回到相关主体
跨月日清数据调整	由于跨月日清分时电量、交易出清结果调整等原因产生的电能量电费盈亏，退补到用户侧
跨月容量补偿费用调整	月度临时结算结果发布后的当月市场化可用容量数据调整

入市要点

- **所有省内集中式新能源场站均需参与电力现货市场**，不区分带补贴/平价、风电/光伏；35千伏以上电压等级并网集中式管理的分散式风电和分布式光伏项目参与启动费用、特殊机组补偿费用、优发优购曲线匹配偏差费用分摊。
- **新能源机组电费结算构成主要由中长期合约**（包括优先发电政府合约、自主进行的市场化中长期合约）结算费用、现货市场（包括日前市场及实时市场）结算费用、容量补偿费用（山东目前设有容量补偿机制，新能源机组可享有部分容量补偿费用）、市场运行偏差费用（各类市场运行考核/分摊、回收/补偿费用）及双细则费用构成。
- **主动进行市场化中长期的新能源场站**，全电量进入现货市场，中长期合约“照付不议”，偏差电量按照现货价格进行结算；**未主动进行市场化中长期交易的新能源场站**，上网电量的90%分配为优先发电政府合约，按照山东省脱硫煤标杆电价结算；剩余上网电量的10%进入现货市场。

增收手段

1、日前曲线调整

无论选择主动还是被动结算方式，新能源机组参与现货日前市场的方式及结算机制均没有区别，因此均可通过调整日前功率预测（改变现货日前中标电量）实现现货电费增收。 $\Delta R = \Delta Q_{\text{日前}} * (P_{\text{日前}} - P_{\text{实时}})$ 。

2、主动入市减少限电

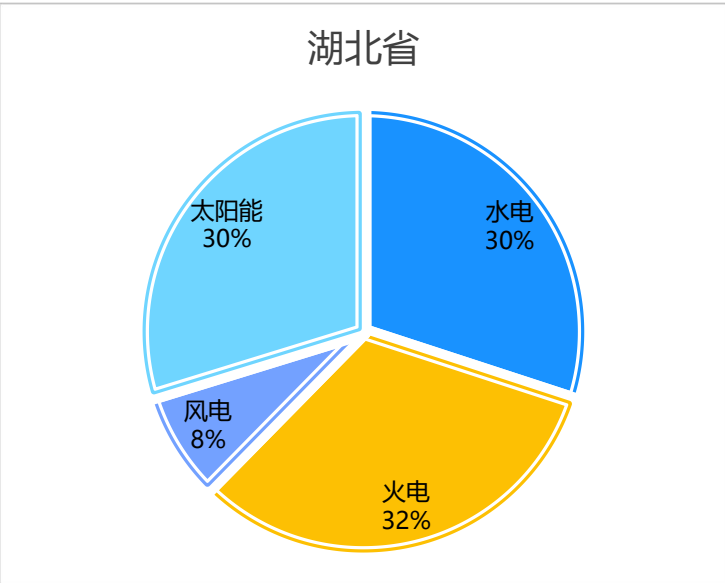
山东省新能源消纳问题日渐严重。而出现消纳困难的时段，原则上先保障持有中长期合约的场站进行发电。因此，主动入市的场站在限电批次上较为靠前。但受制于供需平衡的具体情况，节点位置，主动场站数量等原因，减少限电的比例属于定性的问题，无法准确定量。

3、主动入市提高结算均价

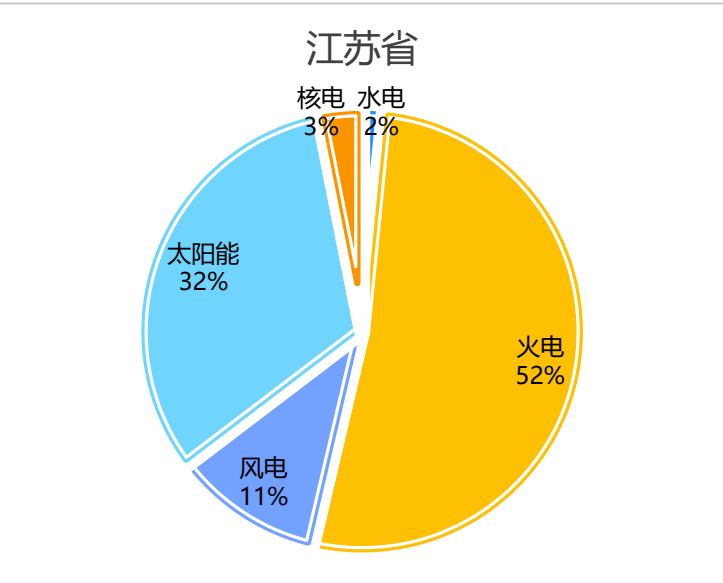
山东集中式新能源自2021年12月起，向来以是否主动进行中长期交易进行阵营划分。因电费结算模型的根本性差异：主动机组持有中长期合约性质不同，市场化电量占比不同。主动/被动机组结算价差普遍存在差距。

能源结构

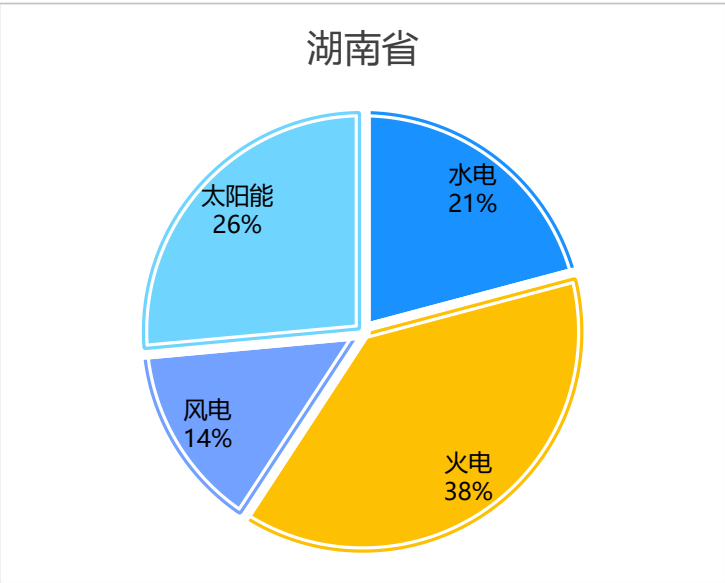
湖北省	
2025年3月全省发电装机容量（万千瓦）	12700.89
水电	3813.29
火电	4107.36
风电	1000.91
太阳能	3779.32



江苏省	
2025年3月全省发电装机容量（万千瓦）	21197
水电	333
火电	11041
风电	2330
太阳能	6831
核电	661



湖南省	
2025年3月全省发电装机容量（万千瓦）	7874.16
水电	1642.77
火电	3019.97
风电	1128.38
太阳能	2083.04



2025年电力市场交易类型

湖北省

1.中长期交易（年度中长期、月度中长期、连续运营交易，及绿电交易）

新能源电站2025年开放中长期交易。

2.现货交易（省间现货、省内现货）

2024年4月16日开始，开展现货长周期结算试运行。

湖南省

1.中长期交易（年度中长期、月度中长期、月内连续交易，及绿电交易）

2.现货交易（省间现货、省内现货）

新能源电站2024年11月全月开展结算试运行。2025年预计6月份开展一周、8月开展整月，12月开始不间断试运行。

江苏省

1.中长期交易（年度中长期、月度中长期、月内连续交易，及绿电交易）

新能源电站2025年开放中长期交易。

2.现货交易（省间现货、省内现货）

预计2025年6月开展现货交易。

2025年中长期交易情况（年度）

湖北省

交易类型：年度交易、月度交易、连续运营交易

交易限额：每月限额折合利用小时数不超过35小时（风电）

2025年年度交易成交情况：湖北两个风电场均以接近限额的电量完成出清。黄梅四面山风电场成交电量1982.6万kWh，成交均价455.75元/MWh；应城东岗风电场成交电量4055.8万kWh，成交均价455.63元/MWh。（**标杆电价416.1元/MWh**）

湖南省

交易类型：年度交易、月度交易

交易限额：每月总限额为前五年对应月上网电量的均值

2025年年度交易成交情况：湖南早禾田风电场以限额电量完成出清。年度交易成交电量4345.6万kWh，成交电价450元/MWh。（**标杆电价/申报上限450元/MWh**）

江苏省

交易类型：年度交易、月度交易、月内连续交易

交易限额：每月限额不超过2024年对应月份上网电量的90%

2025年年度交易成交情况：徐州优能风电场以接近限额的电量完成出清。年度交易成交电量6264万kWh，成交电价409元/MWh，全省均价407.03元/MWh。（**标杆电价391元/MWh**）

月内连续运营

- 交易类型：集中竞价、滚动撮合
- 交易思路：1.判断时点调仓电量；2.判断申报日实时电价；3.测算时点调仓收益；4.选择合适时点交易。

现货交易结算公式：

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{保障}} + R_{\text{省间合约}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省内实时}} + R_{\text{调平}}$$

$$R_{\text{省内合约}} = \sum (Q_{\text{省内合约}, t} \times P_{\text{省内合约}, t})$$

$$R_{\text{省内实时}} = \sum [(1 - K_1) \times Q_{\text{上网}, t} - Q_{\text{省间合约}, t} - Q_{\text{省内合约}, t}] \times P_{\text{省内实时}, t}$$

月度中长期

- **类型：**集中竞价、上调预挂牌
- **交易额度：**前5年对应月上网电量均值-年度
- **交易思路：**1.电量方面，现货未开前，以限额申报；现货开放后，综合考虑电站发电量等情况，进行收益测算后申报。2.电价方面，规则条款规定超发电量以441结算，综合考虑出清和收益，故申报电价442元/MWh。

（4）风电、光伏、生物质、垃圾发电企业上调电量按峰平谷时段申报价格，上调价格调整系数 $K3=0.98$ ，绿电交易电量不纳入月度上调申报价格额度计算，具体申报价格上限以电力交易平台为准。

月内连续运营

- **交易类型：**滚动撮合
- **交易策略：**中长期、日前现货选择
- **交易思路：****思路1：**通过中长期电价与日前电价的差额实现套利。1.预测日前现货电价；2.选择合适的时点进行交易。
- **思路2：**通过日前电价与实时电价的差额实现套利。1.预测日前、实时现货电价；2.选择合适的时点进行交易。

现货结算公式： $R = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{分摊或返还及考核}}$

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t})$$

$$R_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

广西上网电量构成：

现货情况下，日清月结，上网电量由中长期合约电量与现货电量两部分组成。没有固定比例要求，中长期签约有上限，但是没有偏差考核，只需承担现货偏差。只要中长期价格比现货价格高，签约越多收益越多（绿电合约电能量以现货价格计偏差，环境溢价合约与实际上网电量取小结算）。

1.中长期合约电量

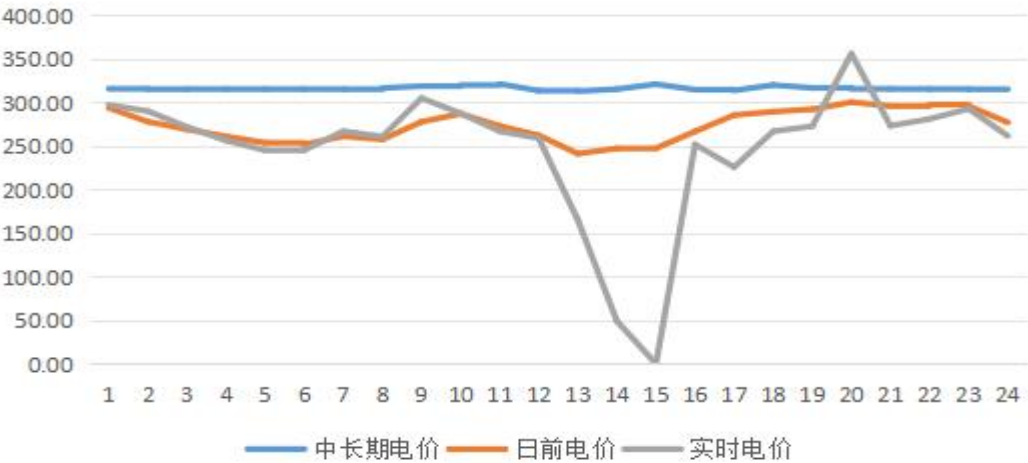
中长期合约电量由企业自主签订，电量细分至每个小时，结算为合约量价之积。

2.现货电量

110kV电站报量不报价参与，只作为价格接受者（不一定，有部分试点，具体参照区域现货方案）；220kV电站报量报价参与，可以参与价格形成。但是都是现货市场三部制结算，与广东现货市场相同。

广西中长期签订

- 广西2025年集中式新能源可参与的中长期品类：
- 年度绿电、年度常规中长期（双边协商、分时集中滚动撮合、挂牌）
- 月度绿电双边、常规分时集中竞价、常规分时集中竞价滚动撮合
- 周度绿电挂牌交易



时刻	中长期		日前中标		实时中标	
	电量	中长期电价	电量	日前电价	电量	实时电价
00:00	24.51	315.55	0.00	293.58	0.00	297.13
01:00	21.63	315.09	0.00	277.76	0.00	289.81
02:00	21.89	315.25	0.00	269.04	0.00	271.76
03:00	21.39	315.21	0.00	260.90	0.00	256.19
04:00	21.10	315.18	0.00	253.56	0.00	244.93
05:00	21.24	315.18	0.00	251.54	0.00	245.23
06:00	21.69	315.11	0.33	261.08	0.64	266.76
07:00	24.81	316.38	3.43	257.47	3.63	260.76
08:00	34.92	318.63	7.71	277.63	6.92	304.81
09:00	41.63	319.78	13.19	286.89	13.81	287.44
10:00	41.49	321.11	18.51	272.92	18.96	266.87
11:00	22.07	313.41	22.96	262.13	24.84	258.74
12:00	20.18	312.84	25.11	241.10	38.08	165.24
13:00	29.82	315.17	25.53	247.12	57.17	49.08
14:00	46.98	320.84	25.53	247.30	46.31	0.00
15:00	27.91	314.56	23.25	266.58	40.43	251.62
16:00	14.37	313.72	20.01	285.35	34.75	225.77
17:00	21.05	319.84	13.44	289.29	28.36	266.69
18:00	16.80	316.56	5.34	292.04	8.25	272.63
19:00	15.91	315.42	0.35	300.18	0.23	355.78
20:00	15.69	315.33	0.00	295.70	0.00	273.16
21:00	15.04	315.26	0.00	297.45	0.00	280.91
22:00	13.54	315.02	0.00	295.73	0.00	292.54
23:00	11.88	314.81	0.00	277.01	0.00	261.50



PART 3

广东未来方向

➤ 确定风控应对波动市场

模式转变



“叠罗汉”模式（旧模式）

新能源发电企业的盈利主要依赖于不断扩展规模来获取更多的补贴和优惠政策。就像叠罗汉一样，企业通过不断增加项目的数量和装机容量，试图在政府支持的基础上堆砌出一个看似稳固但实际风险较高的盈利结构。

- **高度依赖政策补贴：**盈利的核心在于政府提供的各种补贴和支持政策。
- **忽视市场机制：**较少考虑市场需求和电力市场交易规则。
- **潜在风险大：**一旦政策发生变化或补贴减少，整个盈利结构可能瞬间崩塌。



“脚蹬人”模式（新模式）

新模式要求新能源发电企业在电力市场中的自主性和灵活性。就像杂技表演中的人体支撑那样，每个参与者都需要发挥自己的作用，同时相互支持，共同完成复杂的动作。在这个模式下，新能源发电企业不仅需要提升自身的竞争力，还需要与上下游企业、电网公司等建立良好的合作关系。

- **多元化盈利渠道：**除了传统的发电收益外，还可以通过参与零售市场、提供辅助服务等方式增加收入来源。
- **注重市场需求：**更加关注市场动态和用户需求，灵活调整经营策略。
- **合作共赢：**强调与不同市场主体之间的合作，形成互利共赢的局面。

电力交易台账

一、日清分台账

作用：复盘连续运营策略收益、核对日清分结算单（月度结算单）、计算每日收益

K值		日清分结算（实际）														关闭全屏显示(C)											
0		单位：电量：兆瓦时；价格：元/兆瓦时；电费：元																									
标杆电价	时段	上网电量	保障性收购		省内合约			省内合约			省内实时			月度调平		中长期超短期回收	中长期超短期获利回收收益	时段	年度交易			集中竞价（合计）		滚动集合（合计）		合计	
416.1			电量	电费	电量	电价	电费	电量	电价	电费	实时电价	电量	电费	电量	电费	电费		电量	电价	电费	电量	电费	电量	电费	买入	卖出	
	1:00	9.834	0	0	0	#DIV/0!	0	3.153	461.775	1455.98	396.00	6.681	2645.68			15.81	45.72	1:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	-1.08	-481.68	-1.08	0
	2:00	5.544	0	0	0			3.124	464.051	1449.70	392.00	2.420	948.64			77.67	44.25	2:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	-1.109	-487.96	-1.109	0
	3:00	7.656	0	0	0			4.233	457.750	1937.66	375.50	3.423	1285.34			117.77	0.00	3:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	0	0	0	0
	4:00	7.656	0	0	0			4.233	457.750	1937.66	373.00	3.423	1276.78			121.35	0.00	4:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	0	0	0	0
	5:00	1.188	0	0	0			4.233	457.750	1937.66	368.75	-3.045	-1122.84			242.57	0.00	5:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	0	0	0	0
	6:00	1.188	0	0	0			4.233	457.750	1937.66	368.75	-3.045	-1122.84			242.57	0.00	6:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	0	0	0	0
	7:00	5.544	0	0	0			3.062	462.244	1415.39	382.25	2.482	948.74			82.76	57.24	7:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	-1.171	-522.266	-1.171	0
	8:00	8.118	0	0	0			3.117	461.957	1439.92	355.25	5.001	1776.61			59.57	77.72	8:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	-1.116	-497.736	-1.116	0
	9:00	8.118	0	0	0			4.600	491.438	2260.62	94.80	3.518	333.51			633.19	394.90	9:00	6.366	457.750	2914.04	-1.766	-653.42	0	0	-1.766	0
	10:00	8.316	0	0	0			6.099	457.750	2791.82	42.50	2.217	94.22			1082.18	0.00	10:00	6.099	457.750	2791.82	0	0	0	0	0	0
	11:00	9.966	0	0	0			5.833	457.750	2670.06	33.67	4.133	139.16			886.29	0.00	11:00	5.833	457.750	2670.06	0	0	0	0	0	0
	12:00	9.240	0	0	0			5.833	457.750	2670.06	0.00	3.407	0.00			1023.12	0.00	12:00	5.833	457.750	2670.06	0	0	0	0	0	0
	13:00	7.788	0	0	0			5.633	457.750	2578.51	0.00	2.155	0.00			1091.96	0.00	13:00	5.633	457.750	2578.51	0	0	0	0	0	0
	14:00	7.656	0	0	0			5.466	457.750	2502.06	0.00	2.190	0.00			1050.54	0.00	14:00	5.466	457.750	2502.06	0	0	0	0	0	0
	15:00	7.392	0	0	0			5.533	438.100	2424.01	0.00	1.859	0.00			1049.12	0.00	15:00	5.533	438.100	2424.01	0	0	0	0	0	0
	16:00	9.306	0	0	0			3.347	491.162	1643.92	70.48	5.959	419.96			202.65	167.91	16:00	4.100	437.800	1794.98	-0.753	-151.05933	0	0	-0.753	0
	17:00	14.586	0	0	0			3.649	443.483	1618.27	541.83	10.937	5925.94			0.00	0.00	17:00	4.100	439.800	1803.18	-0.451	-184.91	0	0	-0.451	0
	18:00	14.520	0	0	0			3.519	468.833	1649.82	950.00	11.001	10450.95			0.00	0.00	18:00	4.266	464.660	1982.24	0	0	-0.747	-332.415	-0.747	0
	19:00	16.896	0	0	0			3.558	467.677	1663.99	887.65	13.338	11839.48			0.00	0.00	19:00	4.266	464.660	1982.24	0	0	-0.708	-318.246	-0.708	0
	20:00	22.572	0	0	0			3.619	462.870	1675.13	901.68	18.953	17089.45			0.00	0.00	20:00	4.266	460.160	1963.04	0	0	-0.647	-287.915	-0.647	0
	21:00	25.674	0	0	0			3.639	462.583	1683.34	624.58	22.035	13762.51			65.46	-65.46	21:00	4.266	460.660	1965.18	0	0	-0.627	-281.8365	-0.627	0
	22:00	28.182	0	0	0			3.603	462.530	1666.49	577.23	24.579	14187.61			109.25	-98.69	22:00	4.266	460.660	1965.18	0	0	-0.663	-298.6815	-0.663	0
	23:00	29.040	0	0	0			3.555	460.300	1636.37	569.60	25.485	14516.26			129.68	-100.36	23:00	4.266	457.750	1952.76	0	0	-0.711	-316.395	-0.711	0
	24:00:00	27.720	0	0	0			3.482	460.500	1603.46	477.05	24.238	11562.74			16.84	-16.04	24:00:00	4.233	457.750	1937.66	0	0	-0.751	-334.195	-0.751	0
	合计	293.700	0.000	0.000	0.000	#DIV/0!	0.000	100.356	460.855	46249.521	8782.544	193.344	106957.867			8300.35	507.19	合计	112.656	456.24	51398.236	-2.97	-989.38933	-9.33	-4159.326	-12.3	0
实时平均价格	上网电量																										
471.74	293.70																										
实际上网电量	差值																										
129.10	-164.60																										

电力交易台账

二、全省负荷台账

作用：省间交易（通过计算火电竞价空间来判断限电情况）

2025年3月湖北省负荷数据统计																					
日期	省系统负荷预测 (MW)	午间 (8-17) 省系统负荷预测 (MW)	水电及抽蓄总出力预测 (MW)	非市场机组总出力预测 (MW)	午间 (8-17) 非市场化总出力 (MW)	省负荷与非市场化差值 (MW)	可再生能源发电预测 (MW)	午间 (8-17) 可再生能源发电预测 (MW)	风电预测 (MW)	光伏预测 (MW)	午间 (8-17) 光伏预测 (MW)	联络线计划	午间联络线计划	全日差值 (MW)	午间差值 (MW)	限电时长 (h)	限电损失 (万kwh)				
3.01	29739.29	32003.80	8683.64	13121.51	13824.14	18062.16	6333.25	11579.12	2439.61	3893.64	9291.03	-1444.38	-1624.90	11728.91	8225.44						
3.02	29244.79	31278.70	8709.63	13369.70	13937.00	17457.38	8511.84	12821.21	5168.69	3343.15	7983.10	-1582.29	-1944.50	8945.54	6464.99						
3.03	31916.50	35295.80	8723.57	12562.68	13566.79	20800.90	6659.15	7798.77	5876.15	783.00	1860.39	-1447.08	-1611.30	14141.75	15541.54						
3.04	32355.13	35302.70	8731.22	13034.07	14230.23	20762.89	4981.38	8558.37	1934.76	3046.62	7255.27	-1441.83	-1622.80	15781.51	14136.90						
3.05	32692.00	35647.80	8721.29	12827.27	14225.64	21307.82	4722.47	7015.93	2876.72	1845.75	4399.53	-1443.08	-1623.30	16585.34	16029.53						
3.06	32296.63	35192.50	9004.49	14483.46	15589.71	19255.62	7630.41	12859.09	3605.74	4024.67	9593.91	-1442.46	-1621.30	11625.22	8365.00						
3.07	32036.71	35023.00	8998.70	14493.99	15847.62	18986.43	5934.76	12216.38	942.28	4992.48	11885.75	-1443.71	-1621.80	13051.67	8580.80						
3.08	31661.25	34089.30	8966.07	14857.28	16152.18	18246.93	5915.16	11946.10	1186.77	4728.40	11251.91	-1442.96	-1621.50	12331.77	7612.52						
3.09	30650.83	32922.50	9012.50	13486.58	14554.70	18599.38	2442.97	4320.46	842.23	1600.74	3797.45	-1435.13	-1604.60	16156.41	15651.94						
3.10	31355.50	34325.20	9022.41	15008.43	16571.22	18050.40	6583.16	12930.55	1564.64	5018.52	11923.63	-1703.33	-2008.20	11467.24	6831.63						

序号	区域名称	运行日期	发布类型	案例类型	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
1	湖北	2025-03-21	终发布	日前风电	1536.254	1557.341	1498.56	1382.547	1229.61	1058.471	908.571	768.623	617.635	449.234	419.574	520.793	675.825	826.048	890.543	901.07	950.978	1129.581	1407.766	1625.913
2	湖北	2025-03-21	终发布	日前光伏	0	0	0	0	0	11.08	1155.324	6998.57	14808.829	20914.493	24473.51	25684.177	25659.429	24352.086	21035.504	15599.27	8142.969	1578.938	4.01	0

序号	区域名称	运行日期	发布类型	数据类别	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
1	短期系统预测	2025/03/21 00:00:00	终发布	短期	26767	25622	24969	24572	24760	26262	29274	31236	32923	33423	33298	31170	31285	30646	30263	30806	31349	31298	32361	32860
1		2025-03-21	终发布	日前发电总出力预测	29067	28138	27504	27107	27295	28679	31815	33583	35616	35179	34729	32693	32822	32180	31816	33286	35427	34859	35527	35942

序号	机组边界名称	运行日期	发布类型	案例类型	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
1	全省水电与抽蓄总出力预测数据	2025-03-21	终发布	日前	9952.002	9643.302	9458.002	9367.502	9462.164	10400.802	11820.646	10310.996	10275.996	7576	6396	6361	6361	6361	7261	8896.002	11660.992	14129.892	16340.992	16855.88
1	非市场机组的总出力预测数据	2025-03-21	终发布	日前	13030.882	12702.392	12471.452	12376.532	12560.944	13515.922	15334.616	16222.706	19062.036	18681.629	18622.94	17966.61	18275.89	18929.96	18516.14	17999.082	18805.302	18843.992	20559.932	20846.92

序号	区域名称	运行日期	发布类型	案例类型	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
2	湖北	2025/03/21 00:00:00	终发布	日前	-2290	-2516	-2535	-2535	-2535	-2317	-2541	-2347	-2693	-1756	-1431	-1523	-1537	-1534	-1553	-2480	-4078	-3561	-3166	-3082

可再生能源预测	全日均值	日前风电	日前光伏	合计	省系统负荷-非市场化-可再生能源-联络线															
		1180.64	7925.76	9106.40	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
		午间均值 (8-17)	702.03	18746.88	14490	13878	13534	13348	13504	13994	14416	9593	1328	-4866	-8787	-11499	-11789	-11928	-8626	-1213

省负荷预测	全日均值	负荷	总出力																		
		29733.08	32187.46	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00										
		午间均值 (8-17)	31639.90	33733.10	7528	13306	13555	13469	13525	13493	13102	12881									

水电、非市场机组	全日均值	水电与抽蓄总出力	非市场机组总出力	省系统负荷-可再生能源															
		10563.18	16821.23	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
		午间均值 (8-17)	8146.00	18310.23	25231	24065	23470	23189	23530	25192	27210	23469	17697	12059	8405	4965	4950	5468	8337

联络线计划	全日均值	联络线																
		-2454.38	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00								
		午间均值 (8-17)	-2093.20															

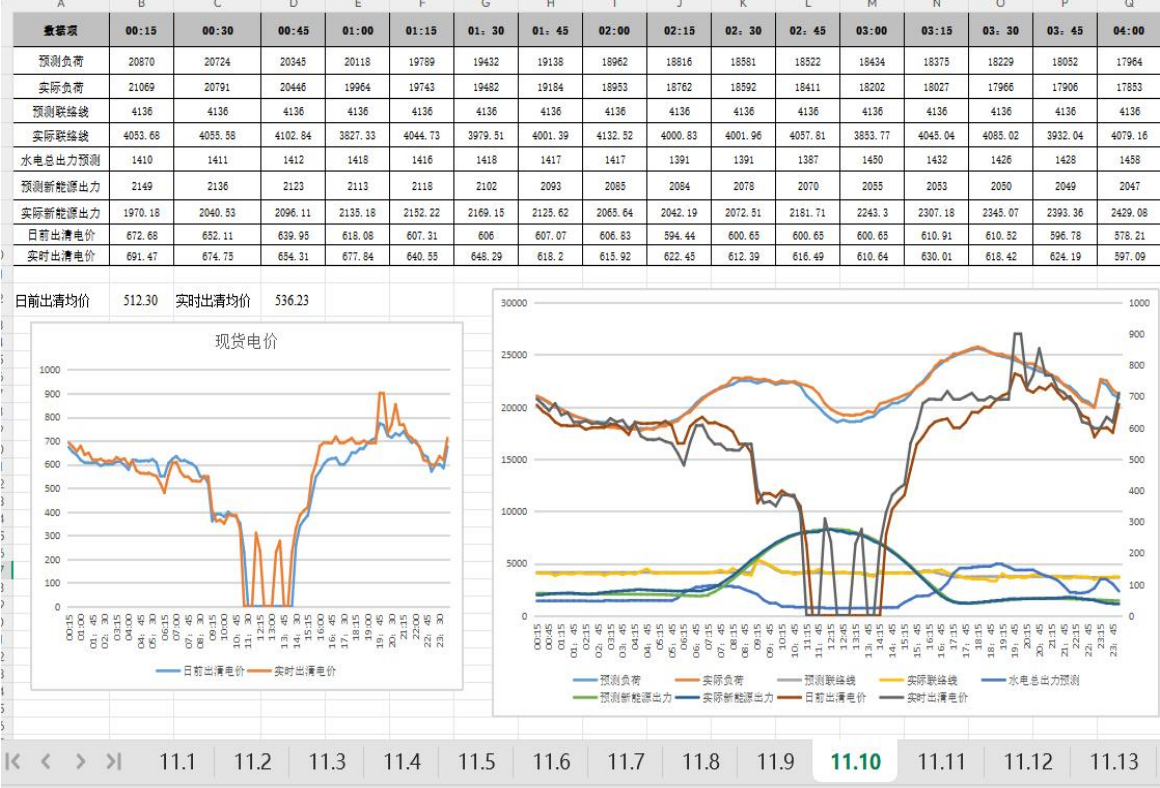
省系统负荷预测 (MW)	午间 (8-17) 省系统负荷预测 (MW)	水电及抽蓄总出力预测 (MW)	非市场机组总出力预测 (MW)	午间 (8-17) 非市场化总出力 (MW)	省负荷与非市场化差值 (MW)	可再生能源发电预测 (MW)	午间 (8-17) 可再生能源发电预测 (MW)	风电预测 (MW)	光伏预测 (MW)	午间 (8-17) 光伏预测 (MW)	联络线计划	午间联络线计划
29733.08	31639.90	10563.18	16821.23	18310.23	15366.22	9106.40	19448.92	1180.64	7925.7579	18746.884	-2454.375	-2093.2

电力交易台账

三、气象、电价台账

作用：连续运营交易（估算运行日现货电价）

日期	风速（m/s）								辐照（13时）
	0-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21	22-24	
1	6	5	3	2	3	3	6	6	840
2	6	4	4	4	5	6	7	7	840
3	6	6	6	3	3	7	9	9	550左右
4	8	6	6	3	3	2	2	4	500左右
5	7	6	6	6	6	3	4	6	700
6	6	6	5	6	3	1	2	2	500左右
7	3	4	5	4	4	5	6	5	600左右
8	4	4	6	6	6	5	6	5	差，200以下
9	7	7	5	7	6	6	7	6	870
10	7	8	5	4	5	5	4	6	850
11	7	6	6	4	4	3	7	7	880
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									



四、功率预测与实际出力台账

作用：判断功率预测偏差情况

日期 时间	1日		2日		3日		4日		5日		6日		7日		8日		9日		10日	
	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际	预测	实际
0:15	47.10	16.23	25.39	63.41	65.18	80.93	48.24	40.10	7.65	59.18	32.01	48.60	0.00		7.65		19.07			
0:30	45.20	15.81	25.39	54.09	63.85	71.06	46.13	37.63	7.71	51.33	32.43	45.86	0.00		6.82		18.93			
0:45	43.35	17.43	25.60	49.00	62.62	48.88	44.23	35.79	7.75	42.09	32.94	47.47	0.01		6.11		18.85			
1:00	41.44	1.56	25.95	43.76	61.39	20.13	42.47	39.84	7.80	40.94	33.13	47.59	0.09		5.45		18.76			
1:15	39.46	3.79	26.40	37.96	60.08	3.39	40.94	37.37	7.92	38.00	32.87	46.94	0.22		4.92		18.69			
1:30	37.56	12.87	26.87	32.58	58.82	0.00	39.49	35.78	8.10	35.37	32.51	48.98	0.38		4.50		18.56			
1:45	35.63	18.41	27.33	30.04	57.46	0.28	38.15	38.56	8.32	31.35	31.95	46.96	0.57		4.05		18.45			
2:00	33.88	20.78	27.88	30.41	56.12	1.53	36.84	33.72	8.61	36.11	31.00	43.53	0.73		3.68		18.25			
2:15	32.33	21.26	28.36	34.59	54.55	3.49	35.45	25.74	8.84	39.75	29.91	40.34	0.92		3.41		17.99			
2:30	30.52	14.76	28.80	34.00	52.76	3.11	34.20	24.23	9.13	34.10	28.73	36.09	1.16		3.22		17.76			
2:45	28.67	14.59	29.18	33.70	50.68	2.49	33.06	24.02	9.50	41.82	27.35	36.21	1.43		3.08		17.47			
3:00	26.70	11.96	29.58	36.37	48.40	1.48	32.00	21.12	9.91	43.34	25.89	35.08	1.70		2.97		17.08			
3:15	24.67	7.41	29.78	40.08	46.09	2.87	30.95	18.91	10.18	35.07	24.20	31.64	2.02		2.95		16.69			
3:30	22.54	9.33	29.94	40.10	44.03	4.46	29.85	19.15	10.50	35.31	22.48	30.32	2.30		2.94		16.32			
3:45	20.62	9.59	30.08	40.09	42.07	8.14	28.86	19.61	10.83	42.91	20.94	26.83	2.61		2.96		15.94			
4:00	18.70	8.36	30.13	40.05	39.83	12.72	27.89	16.64	11.19	51.22	19.53	27.39	2.91		3.03		15.59			
2025年1月2025年2月2025年3月2025年4月2025年5月+																				

电力交易台账

五、连续运营交易测算表

名称	修改日期
 测算4.20	2025/4/17 22:42
 测算4.21	2025/4/17 22:43
 测算4.22	2025/4/17 22:48
 测算4.24	2025/4/21 22:47
 测算4.25	2025/4/22 22:39
 测算4.26	2025/4/23 21:19
 测算4.28	2025/4/24 18:58
 测算4.30	2025/4/27 18:02
 测算5.1	2025/4/28 16:58
 测算5.2	2025/4/28 17:21
 测算5.3	2025/4/28 17:12
 测算5.4	2025/4/28 17:16
 测算5.8	2025/5/5 22:32
 测算5.9	2025/5/6 18:11
 测算5.10	2025/5/7 22:12
 测算5.11	2025/5/7 22:16
 电价计算	2025/5/6 17:17

六、连续运营交易成交表

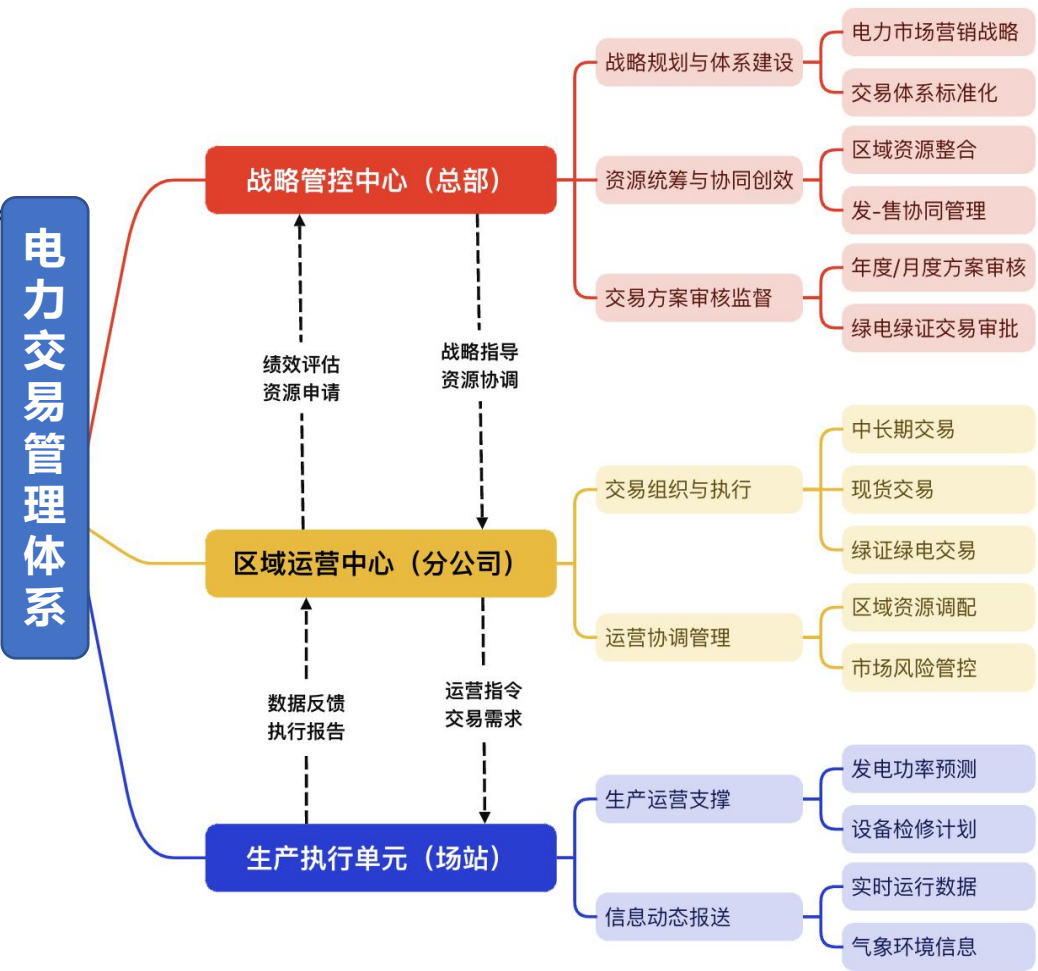
负号买入，正号卖出				集中竞价（合计）		滚动撮合（合计）	
时段	电量	电费	电价	电量	电费	电量	电费
1:00	0.968	397.26798	410.40	0.968	397.26798	0	0
2:00	0.165	54.1277	328.05	1.24	489.5027	-1.075	-435.375
3:00	0.381	140.5725	368.96	1.514	599.4375	-1.133	-458.865
4:00	1.793	711.023	396.55	1.793	711.023	0	0
5:00	2.028	804.9795	396.93	2.028	804.9795	0	0
6:00	1.569	646.022	411.74	1.569	646.022	0	0
7:00	1.634	685.6533	419.62	2.234	925.6533	-0.6	-240
8:00	0.99	419.2212	423.46	0.99	419.2212	0	0
9:00	-0.257	266.91911	-1038.60	1.658	702.24911	-1.915	-435.33
10:00	-3.635	-249.08459	68.52	-2.087	-165.19253	-1.548	-83.89206
11:00	-3.693	-232.09001	62.85	-2.597	-208.31777	-1.096	-23.77224
12:00	-3.013	-191.8995	63.69	-2.223	-169.7795	-0.79	-22.12
13:00	-0.689	-69.48325	100.85	-1.758	-144.31325	1.069	74.83
14:00	0.195	-34.966	-179.31	0.195	-34.966	0	0
15:00	0.918	-24.39726	-26.58	0.918	-24.39726	0	0
16:00	-0.096	-38.304	399.00	-0.096	-38.304	0	0
17:00	2.172	823.62668	379.20	2.172	823.62668	0	0
18:00	5.792	2334.44292	403.05	5.792	2334.44292	0	0
19:00	4.368	1662.53729	380.62	4.368	1662.53729	0	0
20:00	4.843	1884.15539	389.05	4.843	1884.15539	0	0
21:00	4.807	1865.28979	388.04	4.807	1865.28979	0	0
22:00	5.99	2329.24821	388.86	5.99	2329.24821	0	0
23:00	3.584	1427.2019	398.21	3.584	1427.2019	0	0
24:00	3.055	1223.49655	400.49	3.055	1223.49655	0	0
合计	33.869	16835.56	497.08	40.96	18460.08	-7.09	-1624.52

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
负号买入，正号卖出														合计				
集中竞价D=27		集中竞价D=29		集中竞价3		滚动撮合D=29		滚动撮合2		滚动撮合3				合计	集中竞价（合计）		滚动撮合（合计）	
电量	电价	电量	电价	电量	电价	电量	电价	电量	电价	电量	电价	电量	电价	电量	电费	电价	电量	电费
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
-1.259	50					-2.539	10							-3.798	-88.34	23.26	-1.259	-62.950
-1.396	49					-2.507	10							-3.903	-93.474	23.95	-1.396	-68.404
-1.526	49					-2.251	15							-3.777	-108.54	28.74	-1.526	-74.774
-1.526	49					-2.344	15							-3.87	-109.93	28.41	-1.526	-74.774
-1.486	49	-1.432	20			-2.918								-2.918	-101.45	34.77	-2.918	#####
-1.489	49					-1.628	21.87							-3.117	-108.57	34.83	-1.489	-72.961
-0.911	110													-0.911	-100.21	110.00	-0.911	#####
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
						-1.148	416							-1.148	-477.57	416.00	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
														0	0	#DIV/0!	0.000	0.000
-9.593		-1.432		0		-12.42		0		0				-23.442	-1188.1	50.68	-11.025	#####

以确定的风控体系应对不确定的市场

我司于2023年7月组建**电力交易专项组**，建立电力营销管理制度2个。构建了**电力交易三级管理体系**，主要角色职责如下：

- **总部 “压舱石” (年度/多月交易)**: 负责战略规划、统筹发电量计划、价格趋势、政策调整、信用风险等。
- **区域中心 “节拍器” (月度交易)**: 通过月度中周期调节，既保持与年度交易节奏同步、又根据供需出力调整。
- **场站 “调偏差” (日滚动交易)**: 以分钟级响应速度捕捉新能源出力波动、负荷预测偏差等瞬时变化。





PART 04 未来展望



■ 构建新型电力营销生态

购售电

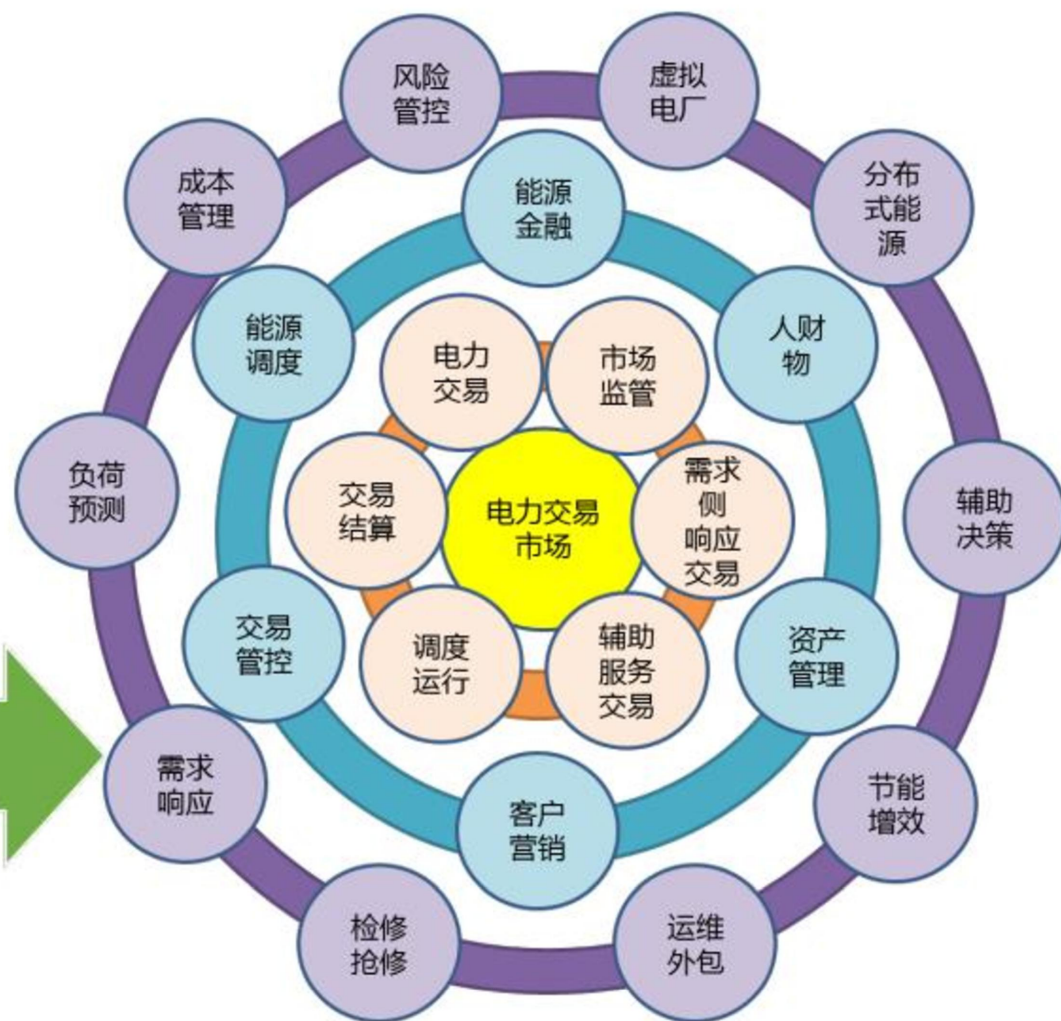
直购电长协
月度/日前/日内/
辅助服务市场
代理/中介
电力营销与客户服务
保底售电服务

资产管理

配网投资
分布式电源投资
普遍服务/运行/检抢修
配网调度
企业配电设备投资
企业电力工程服务
企业电力运维服务

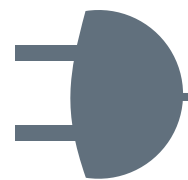
综合能源服务

多能互补与销售
微网协调运行
节能与能效服务
能源金融服务



应对策略

三位一体，构建新型电力营销生态



服务化

深化用户侧营销，
提高增值服务



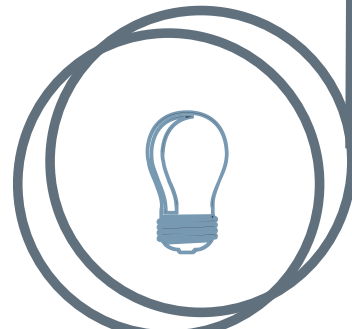
技术化

推动数字化
与智能化交易管理



市场化

优化交易策略，
提高市场竞争力



体系保障

应对策略

在136号文的背景下，电力营销采取以下应对措施，以适应市场化改革、优化收益并提升竞争力：

➤ 优化交易策略，提高市场竞争力

- 1、**提升中长期交易能力。**提前布局中长期交易，提高电量锁定比例，减少现货市场价格波动风险。
- 2、**加强现货市场交易灵活性。**提升电站运行调度能力，结合负荷预测，优化电量申报，降低偏差考核。
- 3、**扩大绿电交易与绿证交易。**充分利用绿电、绿证市场，探索绿证与碳交易结合，提高交易价值。

➤ 推动数字化与智能化交易管理

- 1、**建立智能化交易系统。**运用大数据和AI技术，提升交易预测、报价、优化能力。
- 2、**智能调度与负荷管理。**结合新能源出力特性，优化功率预测准确率。发展发电侧配储、虚拟电厂，提高新能源消纳能力，增强市场竞争力。

➤ 深化用户侧营销，提高增值服务

- 1、**推广新能源电力直购模式。**深入挖掘工业、商业等高耗能用户需求，签订直购协议，绿电、绿证、碳交易一体化营销。
- 2、**探索综合能源服务。**为大用户提供需求侧响应、储能优化等增值服务，提升售电竞争力。

感谢聆听

THANKS

