

电力现货市场交易机制与电力企业策略分析

魏琳

华电(宁夏)能源有限公司 宁夏 银川 750001

摘要: 本文围绕电力现货市场的交易机制展开分析,结合国内外市场发展经验,探讨发电企业、售电公司及电网企业在现货市场中的角色定位与策略选择。通过解析市场交易流程、价格形成机制及辅助服务规则,提出企业应对市场风险的具体措施,包括优化报价策略、参与需求响应管理及利用金融衍生品对冲风险。文章强调,随着新能源大规模接入和电力市场化改革深化,电力企业需加强技术储备与数字化转型,以适应市场环境变化。

关键词: 电力现货市场; 交易机制; 发电企业策略; 售电公司; 市场风险

引言: 电力现货市场作为电力市场体系的核心组成部分,通过实时供需匹配与价格发现机制,促进资源优化配置与清洁能源消纳。随着“双碳”目标的推进,中国电力现货市场建设加速,截至2025年,我国很多试点地区已转入正式运行,全国统一电力市场体系逐步形成。然而,现货市场的高波动性与复杂性对企业运营提出挑战,如何制定有效策略以应对市场风险成为关键问题。

1 电力现货市场概述与发展背景

1.1 电力现货市场定义与功能

(1) 定义: 电力现货市场是以电能、调频、备用等辅助服务为交易标的,通过集中竞价或双边协商等方式,在短期内(如日前、日内、实时)完成电力供需匹配的市场化交易平台。其核心在于通过实时价格信号反映电力时空价值,引导资源高效配置。(2) 功能: 第一,价格发现: 现货市场价格由供需关系与电网约束共同决定,能够快速响应负荷波动与新能源出力变化。例如,美国PJM市场通过节点边际电价(LMP)机制,将电价差异细化至电网节点层级,揭示局部供需矛盾。第二,资源优化配置: 通过市场化竞争,推动低成本机组优先发电,减少高成本机组出力,降低系统整体成本。我国试点数据显示,现货市场运行后,部分省份煤电机组发电效率提升5%-8%。第三,促进清洁能源消纳: 现货市场通过价格信号激励新能源企业参与市场竞争,减少弃风弃光。例如,北方某地试点通过新能源报量报价机制,2021年新能源利用率达96.83%,同比提高1.5个百分点。

1.2 国内外发展现状与趋势

(1) 国际经验: 美国PJM市场采用集中式交易模式,覆盖13个州及哥伦比亚特区,2023年交易电量超1.5亿千瓦时。其LMP机制通过实时计算节点电价,有效解决电网阻塞问题。欧洲统一电力市场通过日前市场(Day-

Ahead Market)与日内市场(Intraday Market)耦合,实现跨境电力交易。2024年北欧市场跨省交易电量占比达40%,显著提升区域资源调配效率。(2) 我国实践: 试点进展自2017年启动首批试点以来,南方某8个地区已完成季度以上结算试运行。截至2024年,第二批试点均实现整月连续结算,非试点地区中约50%启动试运行。省间现货市场2022年启动试运行,覆盖国家电网经营区及蒙西地区,累计交易电量超880亿千瓦时^[1]。2024年,省间现货市场正式运行,交易主体超6000个,跨区省间电力优化配置能力显著提升。(3) 发展趋势: 第一,新能源占比提升: 随着风光装机规模扩大,现货市场需进一步完善价格机制,激励灵活性资源(如储能、需求响应)参与。第二,技术驱动: 人工智能、大数据在负荷预测与报价优化中的应用,将提升市场效率。例如某省试点通过机器学习模型,将新能源预测精度提升至90%以上。第三,政策协同: 现货市场与容量市场、碳市场耦合机制逐步建立,推动电力系统低碳转型。

2 电力现货市场交易机制解析

2.1 市场交易流程与核心规则

(1) 交易周期与出清机制: 电力现货市场交易周期分为日前、日内、实时三个阶段,各阶段通过不同时间尺度的交易匹配供需关系。日前市场提前24小时开展,交易主体申报次日24小时分时电量与电价,市场运营机构通过集中竞价确定次日发电计划与节点边际电价(LMP)。日内市场在日前市场基础上,提前4小时滚动调整发电计划,应对负荷预测偏差与新能源出力波动。实时市场运行前15分钟开展,通过实时平衡机制确保系统功率平衡,价格反映当前电网实际供需状况。出清机制分为集中式与分散式两种。集中式出清由市场运营机构统一收集报价,通过安全约束经济调度(SCED)算法,在满足电网安全约束条件下,最小化系统总成本。

例如，美国PJM市场采用集中式出清，2024年其日前市场平均出清时间仅需20分钟。分散式出清则允许交易主体通过双边协商确定交易结果，适用于分布式能源与需求响应资源。（2）价格形成机制：价格形成机制以节点边际电价（LMP）与分区电价为核心。LMP反映电网节点实时供需，高负荷节点电价高于低负荷节点。例如，山西现货市场试点中，部分节点电价峰谷差达0.8元/千瓦时。分区电价则将电网划分为若干区域，区域内电价统一，适用于输电阻塞不严重的地区。

2.2 市场主体角色与行为模式

（1）角色定位：发电商包括火电、水电、新能源等发电企业，需平衡机组成本、爬坡率与出力限制，制定报价策略。例如，火电企业需考虑启停成本与燃料价格波动。售电公司代理用户参与市场交易，通过用户分类与需求响应管理降低购电成本^[2]。用户分为价格敏感型（如工业用户）与可靠性敏感型（如医院），通过负荷预测与需求响应参与市场。电网企业负责输配电价监管、安全校核与辅助服务提供，确保电网稳定运行。

（2）市场力监控与反垄断措施：市场力监控通过赫芬达尔-赫希曼指数（HHI）、剩余供给指数（RSI）等指标评估市场集中度。对市场力较强的企业实施报价上限约束，或要求其拆分发电资产。例如，美国FERC对PJM市场中市场份额超过20%的机组实施强制降价。

2.3 辅助服务与容量补偿机制

（1）辅助服务定价与交易：辅助服务包括调频、备用、黑启动等，通过市场化竞价确定价格。调频服务激励储能、燃气机组等快速响应资源参与，广东现货市场中调频服务价格峰谷差达1.2元/千瓦时。备用服务分为旋转备用与非旋转备用，价格根据响应时间与容量确定。黑启动服务由具备自启动能力的机组提供，价格通常通过长期合约确定。（2）容量补偿机制设计：容量补偿机制通过稀缺定价与容量市场保障系统备用容量。稀缺定价在系统备用容量低于阈值时触发，激励机组预留备用。例如，英国容量市场通过拍卖机制确定容量价格，2024年中标均价为19.4英镑/千瓦·年。容量市场则通过长期合约确保未来容量供给，适用于新能源占比高的地区。例如，美国MISO市场通过容量拍卖机制，保障2025年系统备用容量充足率达15%。

3 电力企业参与现货市场的策略分析

3.1 发电企业策略

（1）报价策略选择：发电企业报价策略需平衡成本与收益，成本导向型适用于火电、水电等传统机组，以边际成本（燃料、启停费用）为基准，确保在低谷时段

不亏本运行。例如，煤电企业需通过长协煤锁定燃料成本，降低报价波动风险。市场跟随型，新能源机组常采用此策略，通过参考市场平均电价或竞争对手报价，避免过度竞争。但需警惕“价格踩踏”风险，建议结合自身发电能力设置报价下限。机会博弈型，基于供需预测与市场情绪，在高峰时段抬高报价。例如，夏季高温天气下，火电企业可结合空调负荷增长趋势，适度提高报价以获取超额收益。（2）新能源发电预测与偏差考核应对：新能源发电受天气影响大，预测偏差可能导致考核罚款。企业需通过提升预测精度，采用AI算法与气象数据融合技术，将预测误差率控制在5%以内；配置储能与灵活性资源，通过风光储一体化项目，平滑出力曲线，减少偏差考核成本。（3）储能与灵活性资源利用：储能系统可参与调频、调峰等辅助服务市场，获取额外收益。例如，火电企业可通过配置储能提升爬坡能力，满足电网对快速响应资源的需求；新能源企业则可通过储能实现“削峰填谷”，优化发电曲线。

3.2 售电公司策略

（1）用户分类与需求响应管理，价格敏感型用户（如工业用户）：提供分时电价套餐，引导其将生产计划转移至低谷时段；可靠性敏感型用户（如医院、数据中心）：提供备用电源服务，收取可靠性溢价。通过需求响应管理，售电公司可降低购电成本，提升用户粘性。（2）套利策略，跨期套利：利用日前、实时市场价格差异，通过滚动交易锁定收益。例如，当前日前市场价低于实时市场时，提前买入电量并在实时市场卖出。区域价差套利：基于不同区域电价差异，通过跨区输电通道进行电量转移^[3]。例如，西北地区新能源电价低，可通过特高压通道输送至华东负荷中心。（3）金融衍生品应用：售电公司可通过电力期货、期权等工具对冲价格风险。例如，签订长期购电合同时，购买看跌期权锁定最高购电成本；或通过期货市场提前锁定未来售电价格，稳定收益。

3.3 电网企业策略

（1）输配电价监管与成本疏导，电网企业需通过合理定价机制疏导成本，成本加收益监管：向监管机构申请输配电价调整，覆盖电网投资与运维成本；需求侧管理：通过峰谷电价、尖峰电价引导用户错峰用电，降低电网峰谷差，减少扩容需求。（2）电网阻塞管理与安全校核，实时监测与预警：利用SCADA系统监测线路潮流，提前识别阻塞风险；动态安全校核：在日前、实时市场出清后，对电网运行状态进行安全校核，必要时调整发电计划或切除负荷。（3）参与辅助服务市场的角色

定位：电网企业可提供黑启动、无功补偿等辅助服务，获取收益。例如，在新能源占比高的地区，建设抽水蓄能电站参与调峰调频；或通过虚拟电厂聚合分布式资源，提供系统备用服务。

4 市场风险与电力企业应对措施

4.1 市场风险类型

在电力市场化改革持续推进的背景下，电力企业面临的市場风险日益复杂。价格波动风险是首要挑战，由于电力供需关系受气候、经济活动等多重因素影响，电价可能出现大幅波动，直接影响企业收益。偏差考核风险源于实际发电量与合同电量的偏差，偏差过大将导致企业面临高额罚款。政策不确定性风险则因电力行业受国家政策影响显著，政策调整可能改变市场规则，增加企业运营风险。

4.2 风险管理体系构建

为有效应对市场风险，电力企业需构建完善的风险管理体系。第一，采用风险量化评估方法，如VaR（在险价值）和CVaR（条件在险价值），通过数学模型量化风险敞口，为决策提供数据支持。第二，灵活运用对冲工具，如金融衍生品（期货、期权）和虚拟电厂技术。金融衍生品可锁定电价，规避价格波动风险；虚拟电厂则通过聚合分布式能源，实现供需实时平衡，减少偏差考核风险。以某区域电网为例，某电力企业通过参与电力期货市场，提前锁定未来3个月的电价，有效规避了夏季用电高峰期的电价上涨风险。同时该企业利用虚拟电厂技术，整合了区域内100个分布式光伏电站和50个储能电站，在用电低谷时储能、高峰时放电，显著降低了偏差考核成本。

4.3 技术支撑与数字化转型

数字化转型是电力企业提升风险应对能力的关键。电力市场交易决策支持系统（TDSS）通过集成市场数据、企业运营数据和风险评估模型，为交易员提供实时决策建议，提高交易效率。人工智能技术在负荷预测与报价优化中的应用，进一步提升了企业的市场竞争力。在负荷预测方面，某电力企业采用深度学习算法，结合历史用电数据、气象信息和经济指标，实现了短期负荷预测准确率提升至95%以上，为发电计划制定提供了可靠依据。在报价优化方面，通过构建基于强化学习的报价模型，企业能够根据市场实时供需情况动态调整报价策略，最大化收益。

结语

电力现货市场通过实时供需匹配与价格发现机制，推动电力行业市场化改革。然而，高波动性与复杂性对企业运营提出挑战。发电企业需优化报价策略与储能应用，售电公司需加强用户分类与金融工具利用，电网企业需提升阻塞管理与辅助服务能力。未来，随着新能源占比提升与电力市场化改革深化，电力企业需加速数字化转型，以适应市场环境变化，实现可持续发展。

参考文献

- [1]王永利,张云飞,赵伟博.电力现货市场环境下考虑边际成本的综合能源系统调度策略[J].科学技术与工程,2025,25(3):1075-1086.
- [2]庄晓丹,刘卫东,黄为群.浙江电力现货市场环境下储能的市場交易机制与效益分析[J].中国电力,2022,55(6):80-85.
- [3]赵书强,宋金历,王傲儿.考虑高比例新能源消纳和火电机组调峰补偿的电力现货市场交易机制设计[J].太阳能学报,2024,45(8):164-173.