

新能源企业电力市场交易策略研究

雷 闯 高强强

湖南澧水流域水利水电开发有限责任公司 湖南 长沙 410000

摘要：随着电力市场化改革持续推进，新能源装机规模快速扩张，新能源企业面临电量消纳压力增大、电价波动频繁等挑战。本文聚焦新能源企业电力市场交易策略，深入剖析现货、中长期及辅助服务市场交易规则与风险特征，结合新能源出力间歇性、预测精度不足等痛点，构建“预测-优化-风险管控”一体化策略模型，助力企业提升市场收益与抗风险能力。

关键词：新能源企业；电力市场；交易策略

引言：在能源转型与电力市场化改革双重驱动下，新能源装机占比持续攀升，正逐步成为电力供应主体。然而，新能源出力的随机性、间歇性特征，叠加现货市场价格波动与中长期合约灵活性不足等矛盾，使其在市场交易中面临收益不确定性与风险加剧的挑战。本文聚焦新能源企业电力市场交易策略，探索如何通过科学决策平衡收益与风险，为提升市场竞争力提供理论支撑。

1 新能源企业电力市场交易的理论基础

1.1 电力市场交易机制分析

(1) 集中式市场以统一平台为核心，中长期交易通过签订跨期合约锁定电价与电量，规避短期价格波动风险，是新能源企业保障基础收益的关键模式；现货市场则聚焦实时电力供需，按边际成本定价，要求企业精准预测发电出力以优化报价，但其价格波动剧烈，对新能源企业的风险管控能力提出更高要求。(2) 分布式市场侧重环境价值与辅助服务变现，绿证交易通过量化新能源发电量的环境效益，为企业开辟额外收益渠道；碳交易将碳排放成本纳入交易体系，倒逼企业优化低碳发电结构；辅助服务市场中，新能源企业可通过提供调频、备用等服务，提升发电资源利用效率，弥补间歇性发电带来的收益损失。

1.2 新能源发电特性与交易约束

(1) 间歇性与波动性导致新能源出力难以精准预测，若交易策略缺乏弹性，易出现实际发电量与合约电量偏差，触发违约成本；同时，出力波动可能增加电网调度难度，限制企业在现货市场的报价灵活性，需通过配套储能或合约调整机制缓解约束。(2) 政策约束对交易决策影响显著，补贴退坡使企业需从依赖政策补贴转向市场化收益，倒逼交易策略更注重成本控制与收益优化；配额制要求企业完成特定比例的新能源消纳任务，促使其在交易中优先匹配高消纳需求的用户，平衡政策

合规与经济效益^[1]。

1.3 交易策略相关理论模型

(1) 博弈论通过分析市场主体的报价行为与利益诉求，帮助新能源企业制定最优竞价策略，例如在寡头市场中通过纳什均衡模型避免恶性竞争。(2) 随机优化可结合风电、光伏出力的概率分布，构建动态交易模型，实现对不确定因素的有效管控；鲁棒优化则在极端场景下保障交易方案的可行性，降低黑天鹅事件对收益的冲击。(3) 风险管理与收益最大化平衡理论通过建立风险评估指标（如电价波动风险、出力偏差风险），运用风险对冲工具（如期货、期权），在控制风险敞口的前提下，追求交易收益的最大化，实现风险与收益的动态平衡。

2 新能源企业电力市场交易环境分析

2.1 国内外电力市场改革趋势

(1) 我国“双碳”目标下，电力市场建设以“市场化消纳”为核心路径：一方面扩大现货市场试点范围，2024年新增3个省级现货市场，推动新能源全面参与现货交易；另一方面完善绿电、绿证与碳市场衔接机制，明确绿电交易优先于常规电力，2025年将实现全国绿证跨区域互认，为新能源企业开辟跨区交易通道。(2) 欧盟通过碳关税（CBAM）倒逼新能源交易升级，2026年起对进口高碳产品征收碳税，同时强化绿电交易机制，要求2030年绿电占比达42.5%，其“绿电证书+碳配额”双轨制，为我国新能源企业参与国际交易提供参考。(3) 美国PJM市场的成熟经验值得借鉴，其采用“节点边际定价”（LMP）机制，精准反映不同区域电力供需与输电成本，同时建立完善的辅助服务市场，新能源企业可通过提供调频服务获取额外收益，该模式为我国优化电价机制提供思路。

2.2 新能源企业面临的挑战

(1) 市场价格波动风险加剧,受供需失衡、燃料价格波动影响,2024年华北现货市场电价单日最大涨幅达300%,新能源企业若未及时调整交易策略,易出现收益缩水;部分省份电价长期低于成本线,导致企业市场化交易亏损。(2) 预测误差引发高额偏差考核成本,风电、光伏出力受天气影响显著,当前短期预测准确率约85%-90%,若实际出力与合约电量偏差超5%,将面临每千瓦时0.1-0.3元的考核罚款,2024年某风电企业因预测偏差年损失超200万元。(3) 传统能源企业竞争优势明显,煤电、气电可通过灵活调节出力匹配市场需求,而新能源出力不稳定,在现货市场报价中常处于被动地位;部分传统能源企业依托规模优势压低报价,挤压新能源企业市场空间。

2.3 政策与市场机制对交易的影响

(1) 优先发电权与市场化并轨存在矛盾,部分省份仍保留新能源优先发电额度,但优先发电电价低于市场化电价,企业面临“保消纳”与“提收益”的两难选择,2024年某光伏企业因选择优先发电,年收益较市场化交易少150万元。(2) 辅助服务补偿机制逐步完善,2024年我国明确新能源可参与一次调频、备用等辅助服务,补偿标准较2023年提高20%-30%,但部分地区补偿结算周期长(超3个月),影响企业资金周转^[2]。(3) 跨区输电与省间壁垒制约交易,跨区输电通道容量有限,2024年华北至华东跨区输电通道利用率达95%,新能源跨区交易常受通道限制;部分省份设置省间交易壁垒(如本地消纳比例要求),阻碍新能源跨省市场化交易。

3 新能源企业电力市场交易策略模型构建

3.1 基于不同市场场景的策略分类

(1) 中长期合约交易策略以“稳收益、控风险”为核心,企业可根据历史出力数据与市场电价趋势,灵活选择合约类型。对于风电、光伏装机规模较大的企业,可签订“固定电价+浮动电价”组合合约,固定部分锁定基础收益,浮动部分挂钩现货市场价格获取额外收益;针对用电需求稳定的工业用户,签订电量锁定型合约,减少供需波动对交易的影响,同时通过合约期限错配(如1年基准合约搭配季度调整条款),平衡长期收益与短期市场机会。(2) 现货市场实时竞价策略需依托精准的出力预测与动态定价模型。日内交易阶段,结合超短期气象预报(如未来6小时风速、光照强度)调整报价曲线,在出力高峰时段适当提高报价,出力低谷时段降低报价以提升中标率;实时交易阶段,通过高频数据监测电网负荷变化,若预测负荷突增,可快速上调边际报价,捕捉电价上涨红利,同时设置报价止损阈值,避免

极端电价波动导致亏损^[3]。(3) 绿证与碳交易联动策略聚焦环境价值最大化。企业可建立“绿电-绿证-碳资产”联动机制,在出售绿电时同步捆绑绿证,提升电力产品附加值;结合碳市场价格波动,当碳价高于减排成本时,加大新能源发电投入以增加碳配额盈余,通过出售碳配额获取额外收益;当碳价低迷时,优先通过绿证交易弥补收益缺口,实现多市场收益互补。

3.2 核心策略模型设计

(1) 考虑风光出力不确定性的多市场组合优化模型,以“收益最大化、风险最小化”为目标函数。首先通过蒙特卡洛模拟生成多场景下的风光出力预测数据,涵盖正常、极端天气等情况;其次构建中长期合约、现货市场、绿证碳交易的多市场收益矩阵,明确各市场的收益系数与风险权重;最后通过线性规划求解最优交易组合,确定各市场的电量分配比例,例如在出力预测偏差较大的场景下,提高中长期合约电量占比,降低现货市场交易风险。(2) 基于强化学习的动态报价策略,将市场环境、出力预测、竞争对手报价等作为状态变量,报价行为作为动作变量,收益作为奖励信号。通过深度强化学习算法(如DQN)训练智能报价模型,使模型在持续与市场交互中优化报价策略:当发现竞争对手报价普遍偏低时,适当降低报价以抢占市场份额;当预测电价将大幅上涨时,提高报价以获取更高收益,同时通过历史数据回测与实时市场反馈,不断调整模型参数,提升报价的适应性与准确性。(3) 储能协同下的套利策略,利用储能的充放电特性平抑风光出力波动,同时捕捉市场电价差套利机会。在电价低谷时段(如夜间),利用储能储存新能源发电量或从电网购电;在电价高峰时段(如白天用电高峰),释放储能电量至现货市场出售,获取价差收益;此外,结合辅助服务市场需求,在电网调频、备用需求较高时,将储能接入辅助服务市场,通过提供调频服务获取补偿收益,实现“套利+辅助服务”双重收益模式^[4]。

3.3 风险评估与收益分析

(1) CVaR(条件风险价值)在策略评估中的应用,用于量化极端市场风险下的潜在损失。通过计算不同交易策略在95%、99%置信水平下的CVaR值,评估策略的风险承受能力:例如某中长期合约与现货组合策略的95%置信水平CVaR为-50万元,表明该策略在极端不利场景下(发生概率5%),平均损失不超过50万元;对比不同策略的CVaR值与预期收益,选择“低CVaR、高收益”的最优策略,同时通过调整合约比例、引入风险对冲工具(如电力期权),降低CVaR值,提升策略的风

险稳健性^[5]。(2)策略鲁棒性验证通过极端场景测试检验策略的适应性。选取极端天气场景(如连续7天无风、持续强降雨导致光伏出力骤降)、市场突变场景(如电价单日暴涨200%、政策突然调整补贴标准),模拟策略在这些场景下的运行效果:若某动态报价策略在极端天气下仍能保持80%以上的预期收益,且偏差考核成本控制在预算范围内,则表明策略鲁棒性较强;若策略在极端场景下收益大幅下滑,需优化模型参数(如增加储能配置、调整合约条款),提升策略对突发情况的应对能力,确保在复杂市场环境中稳定运行。

4 案例分析与实践验证

4.1 典型企业案例选择

(1)风电企业A(装机容量500MW,位于华北地区)采用“中长期合约+现货市场+储能协同”组合策略:通过签订80%电量的1年期固定电价合约锁定基础收益,剩余20%电量参与现货市场竞争,并配套100MW/200MWh储能系统。在风电出力高峰时段(如冬季夜间),利用储能储存过剩电量,次日早高峰释放至现货市场,2024年该策略使企业年度收益较单一合约模式提升12%,偏差考核成本降低40%。(2)光伏企业B(装机容量300MW,位于华东地区)聚焦跨市场套利,构建“绿证-碳交易-现货”联动机制:优先将50%电量捆绑绿证出售给高环保需求的互联网企业,获取0.03元/千瓦时绿证溢价;剩余电量参与现货交易,同时根据碳价波动调整发电计划,2024年碳配额盈余1.2万吨,通过碳市场交易额外获利60万元,跨市场套利收益占总收益比重达15%。

4.2 策略效果对比

(1)传统策略与优化策略的收益差异显著:以风电企业A为例,传统单一中长期合约策略(100%电量签约)2024年收益率为5.8%,而优化策略通过现货套利与储能协同,收益率提升至7.2%,且风险指标(CVaR值)从-80万元优化至-50万元;光伏企业B的传统“只发电不参与环境市场”策略,环境价值收益为0,优化策略通过绿证与碳交易联动,年新增环境收益98万元。(2)不同市场环境下的适应性评估显示:在电价波动较小的稳定

市场(如华东某省),光伏企业B的优化策略收益波动幅度仅3%,传统策略波动幅度为5%;在极端天气市场(如华北2024年连续10天低风速),风电企业A的优化策略因储能调节,出力偏差率控制在5%以内,传统策略偏差率达12%,触发考核成本较优化策略高120万元。

4.3 经验总结与启示

一是多市场组合策略是提升收益的核心路径,企业需根据自身装机类型(风电/光伏)与区域市场特性,合理分配各市场电量占比,避免单一市场依赖;二是储能与交易策略的协同至关重要,储能不仅能平抑出力波动、降低考核成本,还能捕捉电价差套利机会,建议新能源企业按装机容量15%-20%配置储能;三是政策敏感型市场需动态调整策略,面对碳价、绿证价格波动,企业应建立价格监测机制,及时切换收益重心(如碳价低迷时侧重绿证交易),确保策略适配市场变化。

结束语

在电力市场深化改革与新能源高速发展的背景下,科学制定交易策略对新能源企业至关重要。本文通过系统分析市场规则与风险特征,提出了涵盖现货套利、中长期合约优化及辅助服务协同的多元交易策略框架。未来,随着市场机制完善与技术进步,新能源企业需进一步强化数据驱动决策能力,动态调整策略组合,在应对市场波动中实现收益最大化与风险可控化,为能源转型与“双碳”目标实现贡献力量。

参考文献

- [1]黄紫慧.新能源高占比下的电力现货市场交易模式研究[J].市场周刊,2025,38(10):92-95.
- [2]梁安邦,刘薇.新能源电力的市场化交易机制优化与电价波动分析[J].农电管理,2025,(01):38-40.
- [3]张成.基于新能源的电力市场营销的优化策略[J].中国科技投资,2024,(22):26-28.
- [4]李彪文.电力市场及新能源电站电力交易策略研究[J].建筑技术科学,2024,(05):61-62.
- [5]王光辉.新能源高占比下的电力市场交易策略研究[J].政治经济学,2023,(11):80-83.