

售电市场放开背景下中长期电力市场交易 结算模式研究

王悦,任玉泉,顾健健,牛乾坤,常馨远

(安徽淮南平圩发电有限责任公司,安徽省淮南市,232000)

摘要 在售电市场放开与新型电力系统建设的背景下,中长期电力交易结算模式的优化成为深化电力市场化改革的关键命题。本文系统分析了差价合约、物理合约及金融输电权(FTR)等结算模式的运行机制与局限性,指出其在应对新能源波动性、价格风险对冲不足及信用管理缺陷等方面的共性挑战,旨在通过机制创新与技术融合,推动电力市场在风险可控前提下实现资源高效配置与低碳转型目标。

关键词 售电市场;中长期交易;结算模式

中图分类号:F426.61 文献标识码:B
文章编号:1008-0899(2025)12-0038-02

近年来,随着中国电力体制改革的深入推进,售电市场全面放开成为市场化转型的核心方向。2024年,国家发展改革委和国家能源局印发《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》,明确提出加快建立绿色能源生产消费的市场体系,推动绿色电力交易融入中长期交易框架。然而在实际运行中,电量偏差、价格风险对冲不足及市场主体信用风险等问题,导致传统结算模式面临灵活性不足与风险对冲能力薄弱的双重挑战。因此,研究售电市场放开背景下的中长期交易结算模式优化路径具有重要的理论与实践意义。

1 售电市场放开背景下中长期电力市场交易结算模式

1.1 差价合约结算

差价合约作为国际成熟市场的核心模式,通过合约价与现货市场价的差价结算,为市场主体提供有效的价格风险对冲工具。其优势在于锁定长期收益,减少现货价格波动的不确定性,尤其适用于新能源占比高、价格波动剧烈的市场环境。然而,差价合约的实施高度依赖现货市场的成熟度,且偏差电量处理机制复杂^[1]。例如,实际发电量与合约

电量的显著偏差需通过现货市场实时平衡,可能引发结算争议或增加额外成本。此外,合约价与现货价的动态衔接需精细化规则设计,以避免市场套利或价格信号失真。

1.2 物理合约结算

物理合约以合同约定的电量和价格直接执行,规则简单且透明,适用于市场初期或规则体系尚不完善的阶段。其核心逻辑为“合同电量刚性执行,偏差现货平衡”,能够降低市场主体参与门槛。但该模式的缺陷突出:一方面,新能源出力不可预测性导致实际电量与合约偏差率高,强制执行可能加剧市场不平衡;另一方面,固定价格机制难以适应分时电价、绿电溢价等新型定价需求。国内部分省份尝试通过“偏差考核”机制缓解问题,但对考核阈值与奖惩比例的合理性仍需进一步优化。

1.3 金融输电权(FTR)结算

金融输电权(financial transmission rights,FTR)通过市场化竞拍分配输电容量使用权,以金融工具对冲输电拥堵成本,是欧美成熟电力市场的重要配套机制^[2]。FTR可激励跨区资源优化配置,但其推广需以成熟的金融市场、透明的输电成本核算为前提。我国当前跨省区交易仍面临行政壁垒与规则不统一等问题,需通过打破区域分割、完善输电定价机制为FTR落地创造条件。

2 中长期电力市场交易结算存在的难点及优化措施

2.1 电量偏差处理

作者简介:王悦(1991~),女,安徽淮南人,本科,助理工程师,研究方向:电力营销。

电量偏差主要由新能源出力波动、需求不确定及预测误差引发。现行机制如现货市场平衡、偏差考核与责任分摊需随市场成熟度动态调整。在物理合约下,偏差电量通常由现货市场实时平衡,但新能源高占比场景下,偏差易超预期,引致价格剧烈波动。国内采用偏差考核机制(如 $\pm 5\%$ 容忍阈值,超限部分按现货均价1.2倍结算),但固定阈值难以适应风光发电的季节性峰谷变化,僵化执行可能加剧中小售电公司资金压力^[9]。

针对电量偏差问题,首先,应构建动态分层机制,基于新能源渗透率与历史数据,按季度调整偏差阈值(如高峰期放宽至 $\pm 10\%$)。其次,建立“阶梯式奖惩”机制,对轻度偏差($\pm 5\%$)采用温和补偿,重度偏差($\pm 15\%$ 以上)通过差价补偿期权对冲风险。再次,可依托区块链技术实现跨区偏差电量溯源,明确责任归属并支持跨省分摊。最后,可借鉴欧洲电力池(EPEX)的“双结算”模式,将中长期合约分解为日前与实时两阶段,允许市场主体根据最新预测调整合约电量,从而减少偏差绝对值。

2.2 价格风险对冲

价格风险对冲是运用金融工具管理电价波动、保障收益稳定的策略。其实施难点在于应对现货价格剧烈波动、量价背离、中长期与现货价格脱节、政策规则变动及跨区交易成本波动等多重复杂挑战。

为有效管理中长期电力交易中的价格波动风险,需构建多层次、工具多元化的对冲机制。推行“差价合约+指数浮动”组合定价,固定部分锁定基础电价,浮动部分挂钩现货分时价格指数。发展电力衍生品市场,引入期货、期权等金融工具,允许售电公司与发电企业通过套期保值对冲极端价格波动。例如,售电公司可购买看涨期权以规避现货电价飙升风险,而发电企业则可利用期货合约提前锁定售电收益。建立跨周期价格平滑机制,参考澳大利亚“收益池”模式,将高价时段超额收益部分注入缓冲基金,用于补贴低价时段市场主体亏损,削弱价格峰谷差影响。针对风光出力与电价的反相关性,设计“绿电溢价补贴”或“保底收购+分成”机制^[4]。

2.3 信用风险管理

信用风险的核心矛盾在于市场主体信用水平

参差不齐与信息不对称。现行模式依赖静态财务指标,难以及时反映动态风险;跨省交易中信息共享不畅易引发系统性风险。

针对上述问题,需构建“全周期、多维度”的信用管理体系:①推行动态信用评级,整合企业历史履约记录、资产负债率、现货市场风险敞口等数据,利用机器学习模型实时更新信用评分,并与交易资格、保证金比例(如低评级企业需缴纳更高保证金)及交易规模上限挂钩。②建立信用担保池,引入第三方金融机构或行业协会为中小售电企业提供联合担保,分散违约风险;同时设立“市场风险准备金”,从交易佣金中按比例提取资金,用于偿付突发性集体违约损失。③完善违约处置机制,明确违约电量拍卖、债务追偿及市场禁入等规则,例如将严重失信主体纳入全国电力信用“黑名单”,限制其参与跨省交易。④强化技术赋能,通过区块链技术实现跨区域信用信息链上共享,确保数据不可篡改且可追溯,降低信息不对称风险。此外,可借鉴欧盟电力交易所(EPEX)的“分级结算”机制,要求高信用风险主体缩短结算周期(如T+3日),减少资金占用周期内的不确定性。通过上述措施,实现信用风险“事前预防、事中监控、事后处置”的闭环管理,为电力市场流动性提升与公平竞争筑牢安全底线。

3 结语

中长期电力交易结算模式的优化需兼顾稳定性与灵活性。当前主流模式面临电量偏差复杂、价格风险难对冲及信用水平不均等挑战,需针对性制定解决方案:通过动态分层机制与智能预测降低偏差风险,利用衍生品工具与组合定价对冲价格波动,依托区块链技术构建全周期信用管理体系。未来,需要结合数字化技术与国际经验,逐步建立适应高比例新能源接入与全国统一电力市场的结算机制,为电力市场化改革注入持续动力。

参考文献

- [1] 邢瑞.售电市场放开背景下电力市场交易分析[J].中小企业管理与科技(中旬刊),2021(7):169-170.
- [2] 王林炎,洪潇,王超,等.不同市场放开程度下电费结算模式研究[J].浙江电力,2021,40(9):76-84.
- [3] 张建伟.深化售电侧市场改革完善统一电力市场体系[J].宏观经济管理,2023(5):75-82.
- [4] 孙杰灵.低碳经济背景下中长期电力市场交易结算模式研究[J].中国管理信息化,2023(17):179-182.