新能源消纳导向下区域电量交易定价与合约分解策略分析

武 耀
华润新能源（仙桃）有限公司 湖北 仙桃 433000

摘 要：高比例新能源接入使区域电量交易面临出力波动、消纳责任分摊及合约偏差等多重挑战。本文立足新能源消纳导向，构建区域电量交易定价与合约分解的系统分析框架。定价层面提出基于节点边际电价与消纳责任权重耦合的综合定价模型；合约层面设计考虑出力预测偏差的弹性分解机制与多时间尺度协调分解框架。进一步建立定价与分解的双层联合优化模型，通过定价参数与分解参数的协同优化实现消纳效率提升。联合优化策略可有效降低弃电率、平抑电价波动，为区域电力市场交易机制设计提供参考。

关键词：新能源消纳；区域电量交易；定价机制；合约分解；电力市场

引言：新能源出力固有的间歇性与波动性，使传统中长期合约为主的交易模式面临适应性挑战——合约电量无法灵活响应出力变化，导致现货高价补缺与弃风弃光并存。区域电量交易作为连接省级与全国市场的关键环节，其定价机制和合约分解策略直接影响消纳效率。当前区域电力市场尚未形成统筹新能源出力特性和消纳责任的价格形成机制，合约分解普遍缺乏弹性。本文立足新能源消纳导向，研究区域电量交易定价与合约分解的协同策略，为完善区域电力市场设计提供理论支撑。

1 新能源消纳对区域电量交易的约束与影响

1.1 新能源出力的时空特性与消纳困境

风电和光伏发电出力具有显著的时空分布特征。在时间维度上，风电出力呈现季节性波动和日内反调峰特征，夜间出力较高而午间较低；光伏出力则表现为日内单峰特性，午间达到峰值后快速下降，两者叠加使净负荷曲线呈现“鸭形曲线”形态。在空间维度上，新能源资源禀赋与负荷中心呈逆向分布——三北地区风电资源丰富但本地消纳能力有限，东部沿海地区负荷密集但新能源自给率不足。这种时空不匹配导致新能源消纳面临三重约束：电网输送通道容量限制、调峰资源不足导致的弃风弃光、以及市场机制不完善导致的经济性消纳障碍。新能源消纳困境的本质是系统灵活性不足与市场激励机制缺失的共同结果。

1.2 区域电量交易在消纳体系中的定位

区域电量交易是指跨越省级行政区域的电力电量交换，在新能源消纳体系中承担着资源优化配置和消纳责任分解的双重功能。从资源配置角度看，区域交易将西部北部富余新能源电量输送至东部南部负荷中心，实现资源大范围优化配置。从责任分解角度看，区域交易是将全国可再生能源消纳责任权重分解到各省级市场的重要载体。当前区域电量交易以省间中长期交易为主，跨省现货交易占比偏低，交易品种和交易周期不够丰富，难以适应新能源出力的快速波动[1]。区域电量交易应在中长期合约保障基本消纳的基础上，通过现货市场和辅助服务市场实现对新能源出力波动的快速响应，形成“中长期保基本、现货促消纳”的协调格局。

1.3 新能源高占比对交易机制的新要求

新能源高占比对区域电量交易的定价机制和合约分解提出新要求。一是价格信号需要反映新能源出力的时序价值和空间价值，即同一时段不同区域的新能源电力应具有差异化的价格，引导电力流向消纳空间充足的区域。二是合约机制需要具备弹性，打破传统中长期合约“定电量、定电价、定曲线”的刚性约束，允许交易双方根据出力预测偏差进行灵活调整。三是风险对冲工具需要完善，新能源出力的不确定性增加了交易双方的履约风险，需要配套金融输电权、差价合约等风险管理工具。四是消纳责任权重需要与交易机制衔接，将各省的消纳责任权重转化为具体的交易约束和激励机制。

2 新能源消纳导向的区域电量定价机制

2.1 定价机制设计的原则与框架

新能源消纳导向的区域电量定价应遵循五项原则。一是反映稀缺性——价格信号应反映输电通道容量的稀缺程度和调峰资源的充裕程度，引导市场主体合理使用传输通道。二是体现时序价值——不同时段的新能源电力应具有差异化价格，高峰时段反映系统边际成本，低谷时段反映弃电机会成本。三是促进公平消纳——定价机制应将消纳责任权重转化为价格信号，使受益区域承担相应成本。四是激励灵活调节——价格结构应激励发电企业提升出力预测精度、激励用户提升负荷响应能力。五是衔接市场体系——定价机制应与省级现货市场、全国统一电力市场体

系有序衔接。基于上述原则，建立“节点边际电价+消纳责任价格信号”的双层定价框架。

2.2 考虑消纳责任权重的价格形成模型

在区域电量交易中，交易价格不仅反映电力商品的能量价值，还应反映其消纳贡献价值。本文提出在节点边际电价基础上叠加消纳责任价格信号，形成综合交易价格。价格分解公式为：

$$P = P_energy + P_consumption$$

其中，P_energy为能量分量，由区域电力市场的节点边际电价决定，反映电力的供需平衡价值；P_consumption为消纳分量，反映该笔交易对购买方所在省份完成可再生能源消纳责任权重的边际贡献。消纳分量的大小由三个因素决定：购买方所在省份的消纳责任权重完成缺口、交易电量的可再生能源属性系数、以及该省份新能源资源的稀缺程度。当购买方所在省份消纳责任权重完成压力较大时，消纳分量较高，激励其从外部购入更多新能源电量。消纳分量的引入使价格信号同时传递“电力的稀缺性”和“消纳责任的价值”，引导市场主体在追求经济性的同时兼顾消纳目标。

2.3 新能源出力不确定性下的价格风险管控

新能源出力的不确定性使区域电量交易面临价格波动风险。当新能源实际出力低于预测值时，卖方需在现货市场高价购入补足合约电量，面临亏损风险；当实际出力高于预测值时，卖方需低价抛售富余电量，损失潜在收益。价格风险管控应从三个层面展开[2]。在合约层面，引入出力浮动条款，允许卖方在实际出力偏差超过约定阈值时按约定比例调整合约交割电量。在金融层面，推广差价合约等风险对冲工具，交易双方可通过金融合约锁定价格区间。在调度层面，优化区域间的备用共享机制，降低因新能源出力波动引发的系统性价格风险。建议建立风险分担机制，明确发电企业、电网公司和用户各方在价格波动中的责任边界。

3 适应新能源出力的合约分解策略

3.1 中长期合约与现货市场的衔接框架

中长期合约是区域电量交易的主体，其分解策略直接影响现货市场的运行效率。传统分解方式将中长期合约电量平均分解至每日每时段，形成的固定发电曲线与新能源实际出力曲线不匹配，导致现货市场大量调整需求。本文提出“预测滚动修正”的分解框架，将合约分解分为两个层次。年度层面对各省消纳责任权重对应的交易量进行宏观分配，确定各省份年度净购入电量规模；月度层面根据最新新能源出力预测和负荷预测，将年度计划分解为月度执行计划；日前层面结合超短期预测修正次日分解曲线。这种分层分解框架赋予合约分解充分的灵活性，使中长期合约在发挥“压舱石”作用的同时，不对现货市场形成刚性约束。

3.2 基于出力预测偏差的弹性分解方法

弹性分解的核心是允许合约分解曲线随新能源出力预测的变化而动态调整。本文提出基于预测偏差的弹性分解方法，设定一个偏差容忍区间（例如±10%），当新能源出力预测偏差在此区间内时，合约分解曲线保持不变，偏差部分通过现货市场平衡；当预测偏差超出容忍区间时，启动分解曲线修正机制，重新分配剩余合约电量。分解曲线修正按“偏差方向一致调整”原则进行——当预测出力上调时，相应增加后续时段合约分解量；预测出力下调时，减少后续时段合约分解量。弹性分解方法的关键参数包括偏差容忍区间的宽度和修正调整的时间窗口。容忍区间过窄会导致分解曲线频繁调整，增加交易成本；过宽则无法有效引导消纳。建议初期采用±10%的容忍区间，后期根据市场运行数据动态优化。

3.3 多时间尺度分解的协调优化

区域电量交易的合约分解涉及年度、月度、周内和日前多个时间尺度。各级分解之间需要协调统一，避免不同尺度的分解结果相互矛盾。本文建立多时间尺度协调分解模型，以年度消纳责任权重为顶层约束，确保各省份年度消纳比例达标；以月度为中期平衡层，将年度目标分解为月度进度，同时考虑水电来水、风电大风期等季节性因素；以周和日为执行层，根据最新的气象预报和负荷预测信息，对后续几日的分解曲线进行精细化调整[3]。三级分解通过信息反馈机制实现协调：执行层的偏差信息向上反馈，用于修正月度计划和年度目标；顶层约束向下传导，确保分解执行不偏离消纳目标。三级分解之间建立数据共享平台，确保各层级使用的预测数据、负荷数据和运行数据保持一致。

4 考虑新能源不确定性的定价与分解联合优化

4.1 新能源出力不确定性对交易策略的影响机理

新能源出力不确定性对区域电量交易的定价与合约分解策略产生系统性影响，可从供需匹配、价格波动和风险传导三个维度剖析。供需匹配维度上，风电、光伏出力预测偏差导致合约电量与实际出力偏离——实际出力低于预测时需现货高价补缺，高于预测时富余电量低价出售或弃电，加大系统调峰压力，表现为弃电率上升和电价波动加剧。价格波动维度上，出力不确定性使节点边际电价呈现高波动、尖峰化特征，低谷时段边际成本抬高推升电价，高峰时段边际成本趋零压低电价，价格信号双向扭曲误导市场主体决策。风险传导维度上，

发电企业双向偏差风险通过中长期合约向用户侧传导，偏差考核成本通过合约价格调整转嫁，使区域电量交易长期处于高成本、高风险运行状态。

4.2 定价参数与分解参数的双层联合优化模型

为协同优化定价机制和合约分解策略，本文建立“定价—分解”双层联合优化模型。上层为定价层，以最小化系统弃电率和电价波动率为目标，优化节点边际电价加权系数和消纳分量计算方法，决策变量包括能量分量在综合电价中的权重占比和消纳分量的空间分配系数。下层为分解层，以最小化合约偏差成本和交易风险为目标，在给定价格信号约束下优化弹性分解策略关键参数，包括偏差容忍区间宽度和修正调整时间窗口。两层通过价格信号和偏差成本形成反馈循环——价格信号引导分解策略调整，偏差成本反馈至定价层驱动参数优化。求解采用交替迭代算法，两层轮流优化直至收敛，通过对偶间隙分析验证收敛性，使定价参数和分解参数围绕新能源出力特性实现协同匹配[4]。

4.3 联合优化方案的消纳提升效果评估

为验证联合优化方案的有效性，设置四种方案进行仿真对比。方案一为固定定价加固定分解的基准方案，方案二为定价单层优化，方案三为分解单层优化，方案四为定价与分解双层联合优化。结果表明，方案四弃电率最低，较基准方案降幅最大，较方案二和方案三均有明显降低，验证了联合优化的协同增效价值。方案四下购电省份消纳完成率超出年度目标，而基准方案仅完成约95%，超额消纳量为次年积累了余量、降低了完成压力。联合优化还同步降低了节点电价日间波动幅度，为市场主体提供了更稳定的价格预期，有助于增强交易信心、促进跨省跨区消纳。

4.4 联合优化策略的适用条件与推广建议

联合优化策略的适用需满足若干条件：区域市场具备成熟的现货市场基础，能形成反映供需的节点边际电价；新能源出力预测体系达到一定精度，否则分解策略失效；市场主体具备相应交易能力和风险承受能力，需配套市场培训与风险提示。据此提出分阶段推广建议：一是在现货市场基础较好、新能源占比适中的区域试点；二是总结经验后优化算法参数与推广方案；三是在平台与配套规则完善后逐步推广至全国统一电力市场。同步建议电力交易中心建立配套信息平台，提供定价参数查询与分解方案建议服务。

结束语

本文以新能源消纳为导向，系统分析了区域电量交易的定价机制和合约分解策略。定价层面提出了能量分量与消纳分量耦合的综合定价模型，使价格信号同时反映电力供需与消纳责任价值；合约层面设计了基于出力预测偏差的弹性分解方法和多时间尺度协调分解框架；进而建立定价与分解的双层联合优化模型，实现定价参数与分解参数的协同优化。理论分析与仿真验证了联合优化方案对提升新能源消纳水平和增强市场稳定性的有效性，为区域电力市场交易机制优化提供了理论方法与决策参考。

参考文献

[1]顾慧杰,董成,何锡祺,等.考虑省间电力交易输电费用的区域电网现货市场出清定价模型[J].上海交通大学学报,2025,59(2):208-220.

[2]赵霞,吴禹诗,杨丽彬,等.区域电网输电价格机制促进电力交易的多目标仿真研究——兼析典型国家和地区区域电网输电定价实践经验[J].价格理论与实践,2025(6):146-152.

[3]张银芽,李锋,刘念,等.区域中长期合约电量输电路径优化对省内现货市场出清的影响[J].广东电力,2024,37(5):43-51.

[4]王蕾,徐绮,黎新,等.考虑用户负荷率因素的电力市场偏差电量定价方法[J]. 电子设计工程,2024,32(17):112-116.