

山西电力现货市场中长期与现货衔接问题及对策

王小昂¹, 邹鹏¹, 任远¹, 赵兴泉¹, 李鸣镝¹, 王其兵¹, 李宏杰², 常伟³

(1. 国网山西省电力公司, 山西省 太原市 030021;

2. 山西电力交易中心有限公司, 山西省 太原市 030021;

3. 山西省能源局, 山西省 太原市 030012)

Problems and Solutions of Medium & Long-term Trading Connected With Electricity Spot Market in Shanxi Province

WANG Xiaoang¹, ZOU Peng¹, REN Yuan¹, ZHAO Xingquan¹, LI Mingdi¹, WANG Qibing¹, LI Hongjie², CHANG Wei³

(1. State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030021, Shanxi Province, China;

2. Shanxi Power Exchange Center Co., Ltd., Taiyuan 030021, Shanxi Province, China;

3. Shanxi Energy Bureau, Taiyuan 030012, Shanxi Province, China)

ABSTRACT: The connection between the medium & long-term trading and the spot market is one of the key factors considered in the construction of spot markets. The centralized spot market in Shanxi province, in which both the power generation and consumption participate in the tradings, has gone through several settlement trial operations under various typical grid circumstances. This paper analyzes the problems of marketized medium & long-term trading connected with the spot market in Shanxi province. It points out that the key to solve the problems is to establish the capacity compensation mechanism as soon as possible, and to carry out the time division medium & long-term trading fitting well with the spot markets. Combining with the spot market settlement trial operation, a new time division medium & long-term trading mechanism is designed, including the trading modes, the trading cycles, the contract decomposition, the risk control, and so on.

KEY WORDS: electricity spot market; settlement trial operation; connection between medium & long-term trading and spot market; capacity compensation mechanism; time division medium & long-term trading

摘要: 中长期交易与现货市场的衔接是现货市场建设需要考虑的关键要素之一。山西发用两侧均参与的集中式现货市场已在各类型电网运行方式下经过多次结算试运行。文章对山西在市场化中长期交易与现货市场衔接方面存在的问题进行了深入分析,指出尽快建立容量补偿机制、开展适应现货市场的中长期分时段交易是解决问题的关键。最后结合现货结算试运行设计了一种新的中长期分时段交易机制,包括交易方式、交易周期、合同分解、风险控制等内容。

关键词: 电力现货市场; 结算试运行; 中长期与现货衔接; 容量补偿机制; 中长期分时段交易

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2021.0963

0 引言

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)的颁布,标志着我国新一轮电力体制改革正式启动。该文件及其配套文件对推动符合国情的电力市场建设进行了纲领性的设计,明确要逐步建立以中长期交易规避风险、以现货市场发现价格的功能完善的电力市场。目前,我国电力中长期市场已基本建立,全国8个现货市场试点建设地区均已开展结算试运行。现货市场建设是系统性的复杂工程,各地区现货市场的机制设计与其电力行业现状紧密相关,中长期交易与现货市场的衔接是现货市场建设需考虑的关键要素之一^[1-3]。关于我国电力市场中长期合约与现货交易衔接的研究主要涉及中长期合约在现货市场的交割^[2-7]、中长期交易曲线的确定^[1-4,7-10]、中长期交易机制设计^[1,5,11-12]、双轨制模式下优先发电等政府定价或政府主导合约的分解^[3,5,13-15]等问题。

中长期合约在现货市场的交割方式主要分为物理交割和金融交割两种方式^[1-3],山西电力现货市场为发用双侧均参与的集中式现货市场,中长期以差价合同的形式作为结算依据,采用金融交割方式。在此方式下,中长期与现货衔接的首要问题是中长期交易曲线如何确定。目前运行日的中长期交易曲线生成的方式主要有两种,一种是将中长期合同电量按一定规则分解至运行日各时段,另一种是开展约定电力曲线或时段的中长期交易。对尚未启动现货的电力市场环境下中长期电量分解的研究较多^[16-18],但其并不适用于现货市场。文献[7]提出

一种基于标准化金融交割曲线的中长期交易电量执行、分解与结算方法,有助于实现现货与中长期的兼容与协调运行;文献[8]针对集中式现货市场中差价合同分解算法对市场力抑制效果的影响进行了分析研究;文献[9]提出一种兼顾不同类型机组出力特性与现货市场市场力抑制的中长期合约电量分解算法;文献[10]设计了兼顾各流域梯级水电站间公平性的中长期合约分解方式,能够为现货市场提供均衡化的竞价空间。这些研究对现货市场环境下的中长期合同电量的分解进行了积极的探索,但对于双侧参与的集中式现货市场,由于中长期曲线分解直接关系发电侧与用电侧双方的利益,若分解规则未在中长期交易前发布,或分解规则不够简明导致交易时对分解结果没有清晰的预计,均易引起市场主体对分解公平性的质疑,广东在现货结算试运行中即遇到此问题。文献[11]指出与现货市场衔接的中长期市场需具有月内高频率连续开市、合约灵活调整、分时曲线交易的特点,设计了3种提升交易开市频次和市场流动性的中长期月内交易新模式并进行了适应性对比;文献[12]指出为适应现货市场,我国应建立带电力曲线的中长期场内集中交易,并借鉴国外电力期货设计,对中长期市场建设提出建议。这种建立适应现货市场的中长期交易机制的方式,在市场主体签订中长期合约时即确定了曲线分解,能够较好地避免市场主体对中长期曲线分解的质疑。

中长期与现货衔接的另一重要问题是有无发电容量充裕性保障机制,其主要涉及中长期与现货价格体系的衔接。对如何确保电力市场环境下的发电容量充裕性,国内外学者开展了大量的研究工作。文献[19]通过对完全竞争的单一能量市场的建模研究及现实条件下各种影响因素的分析讨论,认为单一能量市场模式所具有的价格波动特性很难为投资者提供清晰和稳定的投资信号,难以确保发电容量的充裕性。文献[20-23]对澳大利亚稀缺定价机制、英国容量市场、美国 PJM 容量市场、美国德州稀缺定价机制(或称为价格增量机制)、智利容量补偿机制等保障发电容量充裕性的多种方法在理论和应用方面的优缺点、适用范围、配套措施等进行了研究、比较和总结,并在此基础上对我国发电容量充裕性保障机制的建设提出建议。目前虽然对电力市场环境下单一能量市场能否保障发电容量充裕性依然存在争议,但对于风电和光伏等波动性强的新能源装机高占比的市场,建立发电容量充裕性保障机制被认为是必要的^[22-26]。

目前对国内发用双侧均参与的集中式现货市场中市场化中长期与现货衔接的研究尚不充分,缺少结合结算试行实际状况和运营数据的分析。山西现货市场至今已完成6次共122天结算试运行,现货市场规则体系经过了多轮次滚动修订和结算试运行检验,市场运行总体平稳,但其在省内市场化中长期合约与现货衔接方面的问题逐渐凸显,一定程度上阻碍了市场作用的发挥和市场建设的深化。对山西中长期与现货衔接问题进行细致深入的分析,研究其机理并探索其对策,可为全国其他地区现货市场建设提供有价值的参考和启发。

1 山西电网概况

1.1 电源结构

截至2020年底,山西统调电源总装机容量82.2GW,其中,燃煤机组占59.1%(供热机组占66.1%),燃气、煤层气机组占2.9%,水电机组占2.5%(含代调抽蓄1.2GW),风电装机占23.9%,光伏装机占11.6%,统调风、光最大出力分别达12.1、6.9GW,电源调节灵活性严重不足,调峰形势严峻。统调火电、新能源装机均为北部较多,中南部相对较少。

1.2 电网结构和负荷特性

山西为外送型电网,500kV线路网架形成“三纵四横”结构,通过9回500kV线路与华北主网连接,北部连接±800kV雁淮直流送端,南部通过1000kV长南I线与华中电网相连。截至2020年底,统调最大用电负荷34.5GW,最大外送电力10.5GW。负荷与电源呈现逆向分布,中南部负荷较重,北部较轻。北部电网存在送出断面约束,中南部设备重载问题突出,存在多处受电断面约束。

近年来随分布式光伏大量接入,统调用电负荷早高峰下降较为明显,中午负荷低谷甚至比后夜负荷更低,负荷高峰主要在17:00—21:00,夏季最大负荷一般在20:00左右,冬季最大负荷一般在18:00左右,全年最大负荷一般发生在冬季。

2 山西电力现货市场概况

2.1 现货市场总体设计

山西集中式现货市场由日前市场和实时市场组成,市场架构为“中长期+现货+辅助服务”,辅助服务目前仅开展调频市场(前5次试运行中开展了深度调峰市场,第6次试运行暂停了深度调峰市场^[27])。采用节点电价机制,申报与出清价格范围目前均为0~1500元/(MW·h),以发电侧分时节点电

价加权平均值作为用电侧统一出清价格，中长期交易及现货市场均采用顺价模式。

$D-1$ 日(D 为现货运行日)，在发电侧，火电机组从最低技术出力起始，自由选择3~10段量价递增曲线申报，“报量报价”参与市场；新能源申报96点功率预测曲线以“报量不报价”方式参与市场，优先进行市场出清。在用户侧，批发用户(含售电公司)申报 D 日96点计划用电曲线以“报量不报价”方式参与。

发电侧和用户侧均采用“双结算”机制：运行日发电侧日前计划曲线与中长期合约分解曲线(包括政府定价电量分解曲线)的偏差按日前价格结算，实际发电曲线与日前计划曲线的偏差按实时价格结算；用电侧计划用电曲线与中长期合约分解曲线的偏差按日前价格结算，实际用电曲线与计划用电曲线的偏差按实时价格结算。

2.2 中长期交易及其与现货市场的衔接

2020年山西省内中长期交易(即直接交易)以年度、月度双边交易为主，以双边交易和挂牌交易方式开展月内直接交易及月度、月内合同转让交易，现货结算试运行期间月内直接交易及合同转让交易频次提高至每周开展。省内中长期交易执行由基准价(332元/(MW·h))下浮不超15%的限价，并对火电最大可出售电量与用户侧总需求的供需比进行约束(2020年实际约为1.3)。

目前山西省内市场化中长期合约与现货的衔接机制^[27-28]为：1)中长期交易时购售双方必须约定曲线和分月电量；2)分月电量均分至月内每天后按约定的曲线形状形成中长期合同分解曲线，月内交易分解方式相同；3)保持月度合同总电量不变的条件下，经合同双方协商一致，可在 $D-2$ 日调整 D 日合约电量及曲线；4)用户侧中长期日总电量低于实际用电量95%的部分为中长期缺额电量，按中长期合同最高价与实时市场用户侧均价的差价进行获利回收，回收费用按中长期合同电量比例在发电侧返还；5)用户侧 D 日每小时中长期合同比实际用电量超过200%或低于50%的电量，按日前市场用户侧最高价与最低价价差进行获利回收(第6次试运行新增^[27])，回收费用在发电侧和用户侧按1:1返还，发电侧按上网电量比例、用户侧按实际用电量比例返还。

2.3 市场运行情况

2020年省内市场化中长期交易电量规模达118TW·h，占全省全社会用电量的50.4%，交易均价289元/(MW·h)。燃煤机组发用电计划已做到应

放尽放，市场化电量占比超过85%。

山西现货市场已完成6次结算试运行，时间分别为2019年9月1日、9月18—24日、12月7—13日、2020年5月10—24日、8月1—31日、11月1日—12月31日。2021年1月，火电机组日均下调能力相比第6次试运行期间下降近1GW，而日均上调受阻容量则上涨约1.3GW，充分展现了现货市场对机组顶峰与深调的激励作用，在全国电力供应紧张时期发挥了重要的保供作用，并且拓展了新能源消纳空间。

3 山西现货市场与中长期衔接问题分析

3.1 中长期与现货的价格衔接问题

山西现货市场6次结算试运行用户侧统一出清价格算术平均值都显著低于中长期市场价格水平。如图1所示，第3、4次均价甚至低于最经济机组的发电变动成本，并且在电力供应非常紧张、有多日价格达上限的第6次，现货均价亦显著低于中长期价格水平。由于6次试运行覆盖了各类典型电网运行方式，有负荷水平较低的春秋季节，也有平衡紧张的度夏、度冬时期，试运行的时段选取等偶然因素无法解释现货均价水平持续较低的原因。现货均价水平低有一定必然性的原因：1)中长期交易中火电企业会考虑固定成本的回收问题，而从中长期市场锁定大部分电量后，在现货市场中，火电企业会根据边际成本报价开展竞争；2)山西中长期交易对价格下限和供需比有限制，未能充分反映供求状况；3)风、光新能源高出力时会大大压缩火电机组的竞价空间，而且为避免因调峰被停机，火电在报价方面竞争更为激烈；4)山西火电装机容量大，叠加新能源装机的迅猛增长，机组利用小时数整体偏低，市场在电量方面供过于求较为严重；5)受制于电量考核要求，部分火电企业过于追求增加发电量引发更为激烈的竞争。

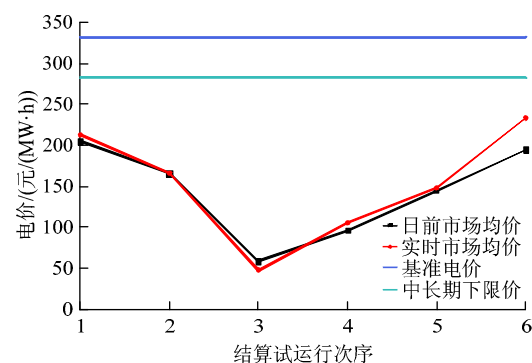


图1 历次结算试运行用户侧均价
Fig. 1 Average price on user side of all previous trial operations

综上, 历次结算试运行现货均价水平均显著低于中长期价格水平, 除了供求状况与电量考核要求等因素, 更重要的原因是中长期交易基于全成本定价而现货市场基于边际成本定价, 中长期与现货这一价格衔接机制方面的问题在新能源高占比的山西电力市场中更为凸显。

3.2 中长期交易电量和价格限制问题

近年来山西火电企业整体亏损较为严重, 同时由于南部机组发电变动成本显著高于北部, 在新能源不断挤压火电发电空间的状况下, 南部火电面临严峻的生存问题。设置中长期交易价格下限、火电供需比限制、现货时用户侧每日中长期电量比例最低限制等约束, 是为了保障以中长期为主防控市场风险, 也是为了使中长期价格不至于因恶性竞争而过低, 同时使各火电企业中长期交易电量相对均衡, 以此保障火电企业基本的生存。

这些限制措施在与现货衔接上出现以下问题:

1) 中长期交易对资源的优化配置作用失效。由于供需比对交易电量的限制, 北部变动成本较低的火电企业无法在中长期交易中获得更多合约电量(只能通过合同转让), 中长期交易实质上带有较强的计划分配性质。

2) 非现货结算试运行期间执行峰谷电价的低谷市场化用户(暂不考虑峰谷电价时段与现货价格高低时段差异的影响), 现货运行时购电价格上升。由于中长期价格下限、中长期分解与实际负荷曲线偏差限制, 低谷批发用户中长期交易价格无法降低, 在现货试运行期不执行峰谷电价时用电成本上升。虽然售电公司可通过将低谷零售用户与高峰零售用户打包进行交易, 在现货试运行中获得可观的收益, 但由于中长期合同、用电负荷在曲线方面的价值未显性化和定量化, 造成批发和零售市场价格传导不畅, 部分售电公司拒绝向低谷用户分享收益, 并且以不执行峰谷电价为由提高了低谷用户现货期间的零售电价。

3) 在现货均价水平比中长期更低的情况下, 以防控市场风险为由对现货市场中用户侧中长期电量最低比例进行限制的做法从逻辑上难以自治, 易受到用户侧的质疑。

3.3 中长期合同曲线分解问题

目前的中长期与现货衔接在合同曲线分解方面存在以下问题:

1) 当前分解方式对不同的市场主体不公平。非现货结算试运期间, 中长期合同结算仅与电量、电价有关, 与合同分解曲线无关, 市场主体在开展中长期交易及合同转让时不在意曲线形状, 仅

考虑电量、电价, 全市场的中长期合同价格趋近。现货结算试运行期, 由于大部分中长期合同是在非现货试运期间签订的, 电量均价趋近, 市场主体对其分解出形状各不相同的曲线, 必然引起合同价值发生变化, 虽然分解经购售双方确认, 但对不同的市场主体意味着造成了各不相同的损益, 即产生了一定程度的不公平。

2) 双边交易合同的分解曲线无法为市场主体提供灵活的风险管理手段。若分解曲线贴合用电侧实际用电曲线, 则用电侧大部分电量能够避免以波动性强的现货价格结算, 但同样的曲线是否能满足发电侧规避现货价格波动风险的需求就成为未知, 反之亦然。双边合同的分解曲线难以同时满足购售双方的风险管理需求, 因此使中长期管理市场风险的作用被打折扣。

3) 分解电量和曲线调整的本质是利益归属的调整。D-2日调整中发电侧普遍对用电侧进行了让利, 由于曲线价值未能定量化, 这种让利一定程度上放大了市场风险。山西电量供大于求的整体形势, 造成双边交易为主的模式下, 为维持长期合作关系, 发电侧在曲线分解中话语权较弱, 分解普遍由用电侧主导。历次结算试运行中分解曲线均主要为低谷时段电量较少、高峰时段电量较多, 如图2, 第5、6次试运行省内市场化用电日均实际负荷全天变化不大, 但第5次合同分解曲线高峰时段电力约为负荷的160%, 低谷时段电力则约为负荷的60%; 即使第6次试运行增加了对分解曲线与实际负荷的偏差限制^[27], 两者偏离幅度也只是稍有缓解。如此分解情形下, 现货市场一旦高峰时段价格大幅升高, 发电侧将承受严重损失。

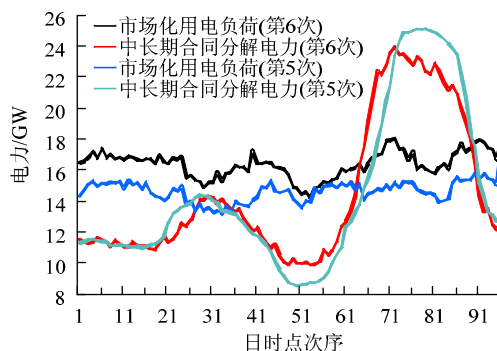


图2 日均市场化用电负荷与合同分解曲线

Fig. 2 Daily average market-oriented load and contract decomposition curve

4 对策与建议

4.1 建立容量补偿机制

建立容量补偿机制, 将机组的容量成本回收与

发电运行相对解耦,实现中长期交易与现货市场均基于边际成本报价竞争,能够理顺两者的价格衔接机制,是放开中长期交易价格和供需比限制、充分发挥市场配置资源作用的基础。

建立容量补偿机制,也是山西在风电和光伏装机已超 1/3 且将继续高速增长的态势下,基于夏、冬季负荷高峰期电力平衡较为紧张的现实,保障近期火电等可靠电源生存、中远期系统容量充裕的必然选择。

文献[26]提出了一种适应我国国情的容量补偿机制设计,可定量计算系统发电容量充裕度和每台机组充裕容量,通过算例仿真验证了该机制的有效性和适应性。该设计确定机组充裕容量时考虑了一次能源特性的差异和不同电源发电特性的差异,以及计划检修时长、厂用负荷、等效强迫停运率等因素的影响,并根据系统峰值负荷和网络阻塞情况对机组充裕容量进行适当调整后得到机组可获补偿容量,容量电价由系统峰荷期间运行的边际机组的投资成本确定,用户按照峰荷期间的用电负荷来支付相应的容量费用。该容量补偿机制建设的步骤较清晰,可操作性较强,有利于实现容量充裕性保障机制由计划到市场的过渡,但该机制未对与现行体系衔接、过渡过程平稳性等方面进行充分考虑。

在探索建立容量补偿机制的过程中必须平衡好计划与市场的关系,为了平稳实现过渡、切实发挥容量补偿机制保障长期容量充裕的效用,提出以下建议:1)在建立容量补偿机制时,充分研究并考虑存量电源搁浅成本的差异和回收问题的解决。2)做好用户容量补偿费用收取与现行电费收取的过渡衔接(初期可与用户电能电费一并按度电固定价格收取,中期可根据用户用电量、系统峰荷期间的实际负荷按一定比例加权收取,最终调整为只按用户在系统峰荷期间的实际负荷收取;此外,还需考虑容量补偿用户费用收取、电厂补偿支出的核算平衡周期及结算支付周期问题)。3)保持容量补偿机制相关政策、规则的稳定性和持续性,让市场主体形成较长期的稳定预期。4)考虑容量补偿机制对未来增量电源结构调整的引导作用。5)在目前电源规划、投资及建设决策的计划性依然较强的状况下,需研究如何适应电力市场化改革,逐步转变机制,在相关决策过程中体现容量补偿价格及电能量市场价格信号的引导作用。

4.2 建立适应现货市场的中长期分时段交易机制

北欧现货日前市场中采用的小时交易、灵活小时交易和块交易,提升了交易的便捷性^[29-31]。借鉴

其将电量合约按小时切分的做法,设计了一种新的适应现货市场的中长期分时段交易机制。不同于北欧分散式现货市场 $D-1$ 日交易的应用(不存在合同分解过程),该分时段交易机制是与双侧参与的集中式现货市场相适应的中长期交易,应用于多月、月度、旬及 $D-2$ 日交易,该机制设计包含交易方式、交易周期、合同分解、风险控制等内容。

4.2.1 中长期分时段交易机制设计

1) 中长期分时段交易的定义。

本文所指中长期分时段交易,是一种适应现货市场的中长期交易机制,将每天均分为若干个时段(建议 12 或 24 个时段),以每个时段的电量为交易标的,组织发电侧与用户侧按各时段分别开展中长期交易,各市场主体根据自身需求自由确定各时段交易电量,由各时段的交易结果组合形成各市场主体的中长期合同曲线。

2) 交易周期与合同分解。

结合现货市场结算试运行的时长,中长期分时段交易可按多月、月度、月内和日滚动交易分别组织。多月、月度和月内交易均按各时段(如 12 或 24 个)分别组织,每个时段的成交合同电量按照标的时期的日历天数平均分解至每日相应时段。月内交易可按旬开展;日滚动交易逐日($D-2$ 日)滚动组织,交易标的为 D 日至 $D+2$ 日各时段(如 36 或 72 个)的电量。市场主体某一日某个时段的中长期合同电量为相应时段多月交易分解电量、月度交易分解电量、旬交易分解电量及日滚动交易结果之和,如式(1)所示。

$$Q_{D,i} = \frac{Q_{S,i}}{S} + \frac{Q_{M,i}}{M} + \frac{Q_{X,i}}{X} + Q_{D-4,i} + Q_{D-3,i} + Q_{D-2,i} \quad (1)$$

式中: $Q_{D,i}$ 为 D 日 i 时段的某一市场主体的总合同电量; $Q_{S,i}$ 、 $Q_{M,i}$ 、 $Q_{X,i}$ 分别为多月、月度、旬交易 i 时段的合同电量; $Q_{D-4,i}$ 、 $Q_{D-3,i}$ 、 $Q_{D-2,i}$ 分别为 $D-4$ 、 $D-3$ 、 $D-2$ 日滚动交易中 D 日 i 时段的合同电量; S 、 M 、 X 分别为 D 日所属多月、月度、旬交易的标的时期日历天数。

3) 交易方式。

中长期分时段交易的交易方式采用集中竞价交易与和滚动撮合交易。多月交易、月度交易、旬交易各时段第一阶段通过集中竞价方式成交大部分电量并形成统一出清价,为市场主体提供价格参照,各时段第二阶段开展滚动撮合交易,发用两侧市场主体根据自身电量需求进行电量买入或卖出申报,采用类似股票交易的滚动撮合方式成交。日滚动交易不再分两阶段,仅采用滚动撮

合交易方式。

发用两侧均可以买入或卖出电量,通过各时段分别开展交易即可调整每日各时段的合同电量,不需要单独开展合同转让交易,也不需要设置合同电量和曲线调整环节。

4) 限价范围。

在容量补偿机制建立的基础上,为控制市场交易风险,可设定中长期分时段交易最低和最高限价,最低限价可与现货市场一致设为0,最高限价不应高于现货市场出清最高限价,也不应低于峰谷电价模式下的峰段电价(不含输配电价)。中长期分时段交易试运行初期,为避免电价波动过大,还可以根据现货结算试运行历史价格情况,并考虑交易周期、交易流动性等因素,逐时段设定限价范围,当分时段交易运转成熟后应放开逐时段限价,仅保留最高和最低限价。

5) 成交量约束和金融化限制。

越邻近现货运行日,中长期分时段交易的价格必然越趋同于现货价格,波动将加大。分时段交易开展初期,为做好交易风险防控、充分发挥中长期规避风险的作用,可对用户侧多月、月度和旬交易的成交量占实际用电量的比例设置约束,超出约束的部分进行获利回收。

集中式现货市场中的中长期合同非物理执行,实质为金融合约,但现阶段中长期合同金融化应受到一定的限制,在分时段交易开展初期应适度管控,可设置如下约束:1) 每一个时段发电侧净卖出电量不得为负,不得超出装机容量,用电侧净买入电量不得为负;2) 在同一交易日内对同一时段的电量,发用两侧市场主体只能选择卖出与买入中的一种,不能买入后卖出或卖出后买入;3) 对用户侧在 D 日每个时段中长期净合约电量与实际用电量的偏差超过一定范围的电量,进行获利回收;4) 用电侧累计卖出总电量不得超过累计买入总电量的某一比例。

成交量约束和金融化限制的具体设置和约束参数值可根据市场运行情况、市场成熟程度、市场流动性、计量系统精度等因素综合确定,初期建议设立动态调整机制,后期应逐步放宽限制。

4.2.2 中长期分时段交易解决的问题及其优势

中长期分时段交易机制具有标准化的合约时段划分及合约分解方式、集中式的场内交易组织、较好的交易流动性等特点,具有以下优势:

1) 畅通批发市场与零售市场的价格传导。中长期分时段交易能够突破当前的中长期交易限

价,解决低谷用户用电成本上升问题,便于较为直观地比较批发市场与零售市场的价格差异,畅通价格传导。

2) 化解中长期合同电量与曲线分解矛盾。各市场主体根据自身需求自主交易形成各时段合同电量,不存在与合同对手方协商进行电量、曲线分解调整的问题。

3) 为各市场主体提供更为灵活的风险管理手段。相比双边交易,中长期分时段交易中发用两侧市场主体的合同解耦,各市场主体可根据自身发电或用电特性开展各时段交易,有更为灵活的手段来进行风险管理。

4) 分时段价格信号有助于引导需求响应。在中长期分时段交易的基础上,可便捷地在零售侧开展分时段定价的电能交易,鼓励售电公司将明确的分时价格信号传递给用户,激发用户侧的需求响应潜能。

5) 通过成交量约束和金融化限制相关参数值的改变,可以平滑地调节中长期交易的物理属性程度或是金融化程度,有较好的适应性。

4.2.3 中长期分时段交易可行性分析

相比现行双边协商的主要交易方式,中长期分时段交易虽然大大降低了市场营销、协调谈判等方面的交易成本,但是其机制更为复杂,以下从交易技术支持系统、市场主体交易行为、市场力监管等方面对其可行性进行分析:

1) 分时段交易所采用的集中竞价、滚动撮合交易方式是当前较为成熟的交易方式,算法设计不存在困难,且因批发市场的市场主体仅有数百家,交易并发量相对股票市场低很多,技术支持系统建设难度不高。

2) 分时段交易的电量交易逻辑较简单,市场主体易理解和操作,但时段划分越多,交易的工作量越大。对此,一方面可通过优化操作界面和技术支持系统(如一键导入所有时段预设量价信息、一键置为边际出清价格或当前价格等)成倍减轻交易工作量;另一方面,初期可以采用较少的时段划分(如12个),运转流畅后再考虑细分。

3) 分时段交易在限价、成交量约束、金融化限制中考虑了当市场力监管尚不完善时对市场力的防控,可通过相关参数值的调节对行使市场力的行为进行限制。

综上分析,中长期分时段交易机制总体可行。该机制应结合实际进一步研究细化,在技术支持系统建设和市场主体培训完成后,经过模拟运行再开

展试运行，并在过程中不断完善。

4.2.4 中长期分时段交易未来的发展

基于山西现货与中长期衔接所出现的各方面问题，建议在现阶段暂停双边交易，全面开展中长期分时段交易。待分时段交易相对成熟、市场主体对于曲线价值的认识更加客观、市场监管体系相对完善后，可在分时段交易基础上，重启双边交易，并研究引入小时组合的能量块交易，形成以分时段交易发现分时电能价值、以双边交易和能量块交易降低市场主体交易复杂度的中长期交易体系，满足多种多样的交易需求。

5 结论

山西面临统调电源调节灵活性严重不足、电量供过于求与高峰时段电力平衡紧张同时存在的形势，在各类典型电网运行方式下，发用双侧参与的集中式现货市场经过多次结算试运行，市场运行总体稳定，现货市场展现了对机组顶峰保供与降低运行下限以拓展新能源消纳空间的激励作用，但中长期与现货衔接存在的问题正成为现货市场进一步推进的重要障碍。本文深入剖析了市场化中长期交易与现货市场在电价、电量、分解曲线等方面协调的矛盾，指出尽快建立符合山西实际的容量补偿机制及建立适应现货市场的中长期分时段交易机制是解决问题的关键；对建立容量补偿机制时如何与现行体系实现平稳过渡提出建议及进一步研究的方向；针对双侧参与的集中式现货市场，设计了一种新的中长期分时段交易机制，对其可行性进行了分析，该机制在畅通批发与零售市场价格传导、化解中长期曲线分解矛盾、提供灵活的风险管理手段、激励用电侧需求响应、调节中长期金融化程度等方面有显著优势。由于电力市场受到诸多不确定性因素影响，本文提出的中长期分时段交易机制还需在电力市场运行中经受实践检验，并根据实施效果研究改进和完善措施。

参考文献

[1] 宋永华, 包铭磊, 丁一, 等. 新电改下我国电力现货市场建设关键要点综述及相关建议[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3172-3186.
SONG Yonghua, BAO Minglei, DING Yi, et al. Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3172-3186(in Chinese).

[2] 马莉, 范孟华, 曲昊源, 等. 中国电力市场建设路径及市场运行关键问题[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 1-9.
MA Li, FAN Menghua, QU Haoyuan, et al. Construction path and key operation issues of electricity market in China[J]. Electric Power,

2020, 53(12): 1-9(in Chinese).

[3] 肖谦, 喻芸, 荆朝霞. 电力市场的目标、结构及中国电力市场建设的关键问题讨论[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 508-517.
XIAO Qian, YU Yun, JING Zhaoxia. Discussion on the target and structure of electricity market and the key issues in the construction of China's electricity market[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 508-517(in Chinese).

[4] 黄润, 戴晓娟, 赖晓文, 等. 云南电力现货市场建设的关键问题探究[J]. 云南电力技术, 2020, 48(6): 42-47.
HUANG Run, DAI Xiaojuan, LAI Xiaowen, et al. Research on the key problems of Yunnan electric spot market construction[J]. Yunnan Electric Power, 2020, 48(6): 42-47(in Chinese).

[5] 钟声, 杨再敏, 张志翔, 等. 重构南方区域电力中长期市场: (一) 国外理论与发展实践综述[J]. 广东电力, 2020, 33(2): 1-9.
ZHONG Sheng, YANG Zaimin, ZHANG Zhixiang, et al. Reconstruction of regional electricity forward market in South China: part I review of foreign theory and development practice[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(2): 1-9(in Chinese).

[6] 肖谦, 杨再敏, 曾鹏晓, 等. 重构南方区域电力中长期市场: (二) 国外金融输电权市场实践经验综述及其启示[J]. 广东电力, 2020, 33(3): 7-16.
XIAO Qian, YANG Zaimin, ZENG Pengxiao, et al. Reconstruction of regional electricity forward market in South China: part II review of foreign practical experience on financial transmission rights market and its enlightenment[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(3): 7-16(in Chinese).

[7] 郭鸿业, 陈启鑫, 钟海旺, 等. 基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(17): 1-8.
GUO Hongye, CHEN Qixin, ZHONG Haiwang, et al. Spot market mechanism design and path planning based on standard curve for financial delivery[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(17): 1-8(in Chinese).

[8] 张琛, 颜伟. 差价合同分解算法的市场力抑制作用分析[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2718-2725.
ZHANG Chen, YAN Wei. Research on impact of decomposition algorithms for CFD on mitigating market power[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2718-2725(in Chinese).

[9] 吴天瞳, 丁一, 尚楠, 等. 考虑市场力检验的多类机组中长期合约电量联合分解算法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 72-81.
WU Tiantong, DING Yi, SHANG Nan, et al. Joint decomposition algorithm of medium- and long-term contract for variety of generation units considering market power test[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 72-81(in Chinese).

[10] 于旭光, 李亚鹏, 贾泽斌, 等. 考虑现货市场竞价空间的梯级水电站中长期合同电量分解模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 62-71.
YU Xuguang, LI Yapeng, JIA Zebin, et al. Medium- and long-term contract energy decomposition model for cascade hydropower station considering spot market bidding space[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 62-71(in Chinese).

[11] 李晨, 钟茜, 彭丽霖, 等. 现货市场过渡期的中长期市场月内交易模式设计[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会年会. 成都: 中国电机工程学会电力市场专业委员会, 2019: 213-218.

[12] 陈传彬, 杨首晖, 王良缘, 等. 国外电力期货产品设计逻辑及其对我国启示[J]. 价格理论与实践, 2020(2): 51-54.
CHEN Chuanbin, YANG Shouhui, WANG Liangyuan, et al. Logic analysis of foreign power futures product design and its enlightenment to my country[J]. Price Theory and Practice, 2020(2): 51-54(in Chinese).

[13] 龙苏岩, 杨争林, 安邦, 等. 现货市场下非市场化电量波动费用

- 结算方法研究[J]. 电网技术, 2020, 44(2): 580-584.
LONG Suyan, YANG Zhenglin, AN Bang, et al. Research on settlement method of non-market electricity fluctuation cost in spot market[J]. Power System Technology, 2020, 44(2): 580-584(in Chinese).
- [14] 张涛, 张晶, 胡娱欧, 等. 计划与市场双轨制模式下电力现货市场结算机制研究[J]. 广东电力, 2021, 34(2): 10-18.
ZHANG Tao, ZHANG Jing, HU Yu'ou, et al. Research on settlement mechanism of electricity spot market under planning and market dual-track mode[J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(2): 10-18(in Chinese).
- [15] 张粒子, 王进, 陈传彬, 等. 电力现货市场环境下政府授权差价合同结算机制研究[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1337-1346.
ZHANG Lizi, WANG Jin, CHEN Chuanbin, et al. Settlement mechanism of CFDs authorized by government under environment of electricity spot market[J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1337-1346(in Chinese).
- [16] 陈雨果, 王一, 李嘉龙, 等. 双边交易合约电量的分解模型与结果评估[J]. 南方电网技术, 2015, 9(8): 32-37.
CHEN Yuguo, WANG Yi, LI Jialong, et al. Bilateral energy trade contract decomposition model and results evaluation[J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(8): 32-37(in Chinese).
- [17] 苗树敏, 罗彬, 申建建, 等. 考虑市场过渡和中长期合约电量分解的水火电短期多目标发电调度[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2221-2231.
MIAO Shumin, LUO Bin, SHEN Jianjian, et al. Short-term multi-objective hydro-thermal generation dispatch considering electricity market transition and mid-and long-term contract decomposition[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2221-2231(in Chinese).
- [18] 李道强, 龚建荣, 李忠愫, 等. 电力市场环境下的差价合约电量分解问题[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 40-49.
LI Daoqiang, GONG Jianrong, LI Zhonghui, et al. Decomposition of an electrical energy contract for difference in electricity market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 40-49(in Chinese).
- [19] 鲁刚, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电力市场环境下的发电容量充裕性(一)单一能量市场情形[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(20): 5-10.
LU Gang, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment part one - energy-only market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 5-10(in Chinese).
- [20] 鲁刚, 文福拴, 薛禹胜, 等. 电力市场环境下的发电容量充裕性(二)几种现有方法的分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(21): 1-7.
LU Gang, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. State-of-the-art of studies on generation capacity adequacy in electricity market environment part two - analysis of several existing major methods[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(21): 1-7(in Chinese).
- [21] 张粒子, 唐成鹏. 英国容量市场模式在中国的适用性分析[J]. 电力建设, 2016, 37(3): 124-128.
ZHANG Lizi, TANG Chengpeng. Applicability analysis of British capacity market mode in China[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(3): 124-128(in Chinese).
- [22] 喻芸, 荆朝霞, 陈雨果, 等. 电力市场环境下典型发电容量充裕性机制及对我国的启示[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2734-2742.
YU Yun, JING Zhaoxia, CHEN Yuguo, et al. Typical generation resource adequacy mechanism in electricity market and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2734-2742(in Chinese).
- [23] 陈大宇. 电力现货市场配套容量机制的国际实践比较分析[J]. 中国电力企业管理, 2020(1): 30-35.
CHEN Dayu. Comparative analysis on international practice of matching capacity mechanism in electricity spot market[J]. China Power Enterprise Management, 2020(1): 30-35(in Chinese).
- [24] 谢开. 美国电力市场运行与监管实例分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2017: 162-263.
- [25] PETITET M, FINON D, JANSSEN T. Capacity adequacy in power markets facing energy transition: a comparison of scarcity pricing and capacity mechanism[J]. Energy Policy, 2017, 103: 30-46.
- [26] 张粒子, 许通, 宋少群, 等. 电力市场中发电容量充裕性评估方法及保障机制[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(18): 55-63.
ZHANG Lizi, XU Tong, SONG Shaoqun, et al. Evaluation method and guarantee mechanism of power generation capacity adequacy in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(18): 55-63(in Chinese).
- [27] 山西省能源局. 山西省电力市场规则汇编(试运行 V7.0) [EB/OL]. (2020-10-27)[2020-11-15]. <https://pmos.sx.sgcc.com.cn/pmos/index/infoList.jsp?itemid=213000&title=%E4%BA%A4%E6%98%93%E5%85%AC%E5%91%8A&curpage=38#>.
- [28] 山西省能源局. 山西省电力市场规则汇编(试运行 V6.0) [EB/OL]. (2020-07-27)[2020-11-15]. <https://pmos.sx.sgcc.com.cn/pmos/index/infoList.jsp?itemid=213000&title=%E4%BA%A4%E6%98%93%E5%85%AC%E5%91%8A&curpage=46#>.
- [29] O'Neill R P, Sotkiewicz P M, Rothkopf M H. Equilibrium prices in power exchanges with non-convex bids[R/OL]. [2020-11-12]. http://warrington.ufl.edu/centers/purc/purcdocs/papers/0601_oneill_eq_uilibrium_prices_in.pdf.
- [30] Madani M, Van Vyve M. A new formulation of the European day-ahead electricity market problem and its algorithmic consequences, discussion paper[R/OL]. [2020-11-12]. http://cdn.uclouvain.be/public/Exports%20reddot/core/documents/coredp2013_74web.pdf.
- [31] 张馨瑜, 陈启鑫, 葛睿, 等. 考虑灵活块交易的电力现货市场出清模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 35-41.
ZHANG Xinyu, CHEN Qixin, GE Rui, et al. Clearing model of electricity spot market considering flexible block orders[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 35-41(in Chinese).



王小昂

在线出版日期: 2021-11-08。

收稿日期: 2021-05-26。

作者简介:

王小昂(1988), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力市场、调度运行, E-mail: wangxa@foxmail.com;

邹鹏(1988), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力市场、调度运行。

(责任编辑 王金芝)