

改进煤电中长期市场交易机制与电力现货市场更好融合发展

■ 胡军峰 黄少中 段婧琳 王轩

随着我国电力体制改革和电力市场化的推进,电力系统结构发生巨大变化,中长期市场和现货市场均经历快速发展。煤电逐步向调节和支持性电源转变,可再生能源、储能和需求响应等新兴资源的发展和市场化,推动电力系统形成多元发展与竞争的新格局。电力中长期交易作为一直以来被视为电力系统保价稳供的“压舱石”,其作用不容忽视。而在新形势下应如何调整中长期市场交易机制,并与现货市场有机衔接,协同保障电力系统平稳发展和低碳转型,也成为当下重要课题。

2020年6月,国家发改委和国家能源局联合发布《电力中长期交易基本规则》,明确要求开展电力现货交易的地区,可结合实际,制定与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。国家发改委提出“2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖,全面开展连续结算运行,充分发挥现货市场价格、调节供需的关键作用。”随着电力现货市场建设不断发展,截至2025年3月,已有5个省区的电力现货市场和国网省间交易市场正式运行,并制定了各具特色的电力中长期交易规则。这些电力中长期交易规则在衔接现货交易,促进电力交易平稳进行方面发挥了巨大作用。

但在新形势下,我们也认识到,煤电中长期市场交易机制方面还存在一些问题,与电力现货市场的衔接与融合发展模式还有待进一步改进。本文主要就山东、广东、广西、山西、蒙西等五个省区电力现货市场的中长期交易机制展开具体讨论。

■ 煤电中长期市场交易机制在省级现货市场的实践

在电力现货市场正式运行省区,为了提供相对稳定的市场预期并衔接现货市场,都出台了改进了煤电中长期市场交易机制,在一定程度上实现了煤电中长期交易机制和电力现货市场的融合协同。

一是根据本省情况,有区别地设定了煤电中长期市场交易价格约束。2021年10月,国家发改委发布《进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,规定煤电中长期市场交易价格浮动范围原则

上上下浮均不超过20%。山西年度集中交易、山东采用典型负荷曲线的集中竞价交易、广东年度中长期交易均执行该规定。但也有一些市场和特定的交易形式对价格限制有所突破——蒙西集中交易上限为20%,但下限完全放开;山东分时段中长期交易和甘肃中长期交易则执行其现货市场价格上下限规定;山西、蒙西中长期双边协商交易不设置价格上下限。

二是设定了煤电中长期市场交易电量比例要求和偏差处理机制。2024年12月,国家发改委和国家能源局发布《关于做好2025年电力中长期合同签约履约工作的通知》,规定燃煤发电侧与用电侧中长期合同签约电量比例不应低于本地区考虑年度发电用平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的80%,并通过后续合同签订保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的90%。山西、蒙西和广东均执行该规定。如达不到要求,将根据各市场的偏差处理机制对发电机组和用户侧进行处罚。比如:山西按照现货日前市场价格与中长期价格差价的1.5倍,蒙西按照燃煤机组年度交易平均成交价格的20%;广东按照月度集中竞争交易综合价与日前市场统一结算点月度加权平均综合价之差的一定倍数对缺额部分进行回收。山东将电量比例限定为80%—110%,超额部分按照中长期合约与日前市场节点电价差值的1.2倍进行回收。甘肃则没有中长期合约签约电量比例要求。

三是统一将中长期合约作为金融合约形式进行结算。在现货市场正式运行之前,中长期合约都需要实际执行,并将其分解到不同时段形成曲线进行交易。现货市场正式运行后,各现货市场都采用全电量集中优化方式开展电能量交易,中长期合约不再实际执行,只关注其交易曲线与现货日前市场交易曲线偏差部分进行金融结算。如山西、山东和甘肃先按照合约约定价格结算中长期合约电量,然后根据日前市场出清电量与中长期合约分解电量的偏差电量,按照日前市场电价进行结算。蒙西和广东正好相反,先结算日前市场出清电量,合约电量按照中长期合约电价与日前市场出清价格之间差价进行结算。两种结算方式顺序不同,在考虑阻塞盈余的前提下本质相似,都是将中长期合约作为金融合同执行。

■ 煤电中长期市场交易机制尚有不足

现货市场正式运行省区在制定煤电中长期市场交易机制时都注重和现货市场交易的衔接,并结合自身实际状况对煤电中长期市场交易机制做了改进,但仍存在一些不足。

一是煤电中长期市场交易价格限制过于严格。目前对煤电中长期市场交易价格的限制已经影响了其与现货市场价格的有效联动。如山东2025年第一季度集中竞价(执行上下浮动不超过20%规定)成交均价为368.96元/兆瓦时,低于煤电标杆电价6.57%,滚动撮合成交均价为311.55元/兆瓦时,低于煤电标杆电价21.11%;现货市场价格成交均价为244.52元/兆瓦时,低于煤电标杆电价38.08%。集中竞价和滚动撮合的价格分别高出现货市场价格51%和27%,这种价差已经超出合理水平,体现了价格管控导致的现货和中长期市场间价格与供需的脱节,以及价格发现机制的失灵。

二是煤电中长期市场交易电量市场化程度还不够充分。目前大多数现货正式运行的省区都执行燃煤发电侧与用户侧合约电量不低于总发电量90%的规定,并对煤电中长期市场交易合约量进行了较多的限制,市场化程度较低。此外,所有省区都允许煤电企业不仅卖出电量,也可以买入电量,但卖出和买入合计的净合约量有上下限约束,使得企业无法充分利用电量买卖来对冲价格波动。这些约束一方面影响了煤电企业灵活应用中长期合约进行保障的能力,另一方面也推高了煤电中长期合约价格,使得签订高比例中长期合约的用户侧不得不承担更高的用电成本。同时由于有偏差考核的存在,使得这些约束具有强制性,发电商与用户侧几乎没有空间在其他市场寻求更优的组合。

三是煤电中长期市场交易合约分解曲线做法不统一,且具有强制性。目前,蒙西煤电中长期市场合约分成96个时段进行交易,较其他省份与现货市场衔接更密切;山西、山东和甘肃煤电中长期市场合约分成24个小时,小时合约电量等比例分解至15分钟;广东则只分成24个小时进行交易,不再做进一步分解。此外,山西强制双边协商交易为一条直线,山西和广东强制集中竞价交易需采用典型分解曲线。这种

简单粗略的合约分解曲线在和现货市场衔接时容易产生偏差,对交易结果造成扭曲。同时,由于对曲线设置的要求不规范,给市场监管和统一现货市场带来了复杂性;此外,对于曲线应用的要求具有强制性,使得煤电企业和用户在中长期合约中没有寻求更优合约设计的空间。

四是煤电中长期市场交易合约调度安全校核必要性不大。在现货市场正式运行的省区中,山西、山东和广东已经取消了对煤电中长期市场交易合约的调度安全校核要求,仅要求进行交易校核即可。但是蒙西和甘肃仍然要求煤电中长期交易合约需要额外通过调度安全校核,这其实对煤电中长期市场交易产生干扰,因为煤电中长期交易合约本身并不进行物理交割,仅是作为金融结算手段,其是否满足调度安全校核已不重要。因此,在现货市场正式运行的情况下仍然要求对煤电中长期交易合约进行调度安全校核,不仅增加了安全校核的工作量,也会导致中长期交易数量和价格结果产生扭曲。

■ 煤电中长期市场交易机制改进建议

煤电中长期市场交易机制对于现货市场正式运行省区保障电力系统低碳转型和安全运营发挥着巨大作用,但也需要在很多方面做出改进。

一是合理放宽煤电中长期合约价格限制。目前大多数省区仍然执行国家发改委价格浮动范围上下浮动均不超过20%的要求,但也有部分省份对此做了突破,将上下限放宽或不设置上下限。

在已经有现货市场正式运行的省区,可以将煤电中长期合约价格限制放宽。由于现货市场是电力交易价格发现主要机制,电力价格主要由现货价格决定,煤电中长期合约将主要起到避险作用,因此煤电中长期合约价格可以考虑完全放开,不需要进行限制。同时根据136号文“健全中长期市场交易和价格机制”的要求,可将煤电与可再生能源中长期电价市场化机制接轨,促进煤电和可再生能源的竞争,进一步减少对煤电中长期市场的行政干预。

在短期内无法实现现货市场正式运行的省份和地区,应进一步合理优化煤电上网电价机制。一方面,建议对煤电上网电价进行基于煤电边际成本的更为频繁的定期评估和灵活调整,以确保没有对煤电提

供过度补偿。另一方面,应在上网电价中考虑加入分时上网电价的设计,更好地鼓励各种资源(包括煤电机组、水电机组和储能)更有效地发挥分时调节作用。

二是逐渐取消煤电中长期合约电量约束。在目前以煤电为主导的中长期合约机制下,应放宽对煤电企业中长期合约交易电量比例限制,并取消对于偏差电量的考核和惩罚机制。后续对每次交易的卖出电量和买入电量限制也可以放宽。然而,这并不意味着设置高比率中长期合约电量约束本身存在问题,如果中长期市场更具有竞争性、以金融合约为主导且涵盖多种资源,较高的合约电量约束将有助于为电力市场价格提供稳定预期并防范现货市场的操控。

三是弹性化煤电中长期合约分解曲线要求。在现货市场正式运行的省区,煤电中长期合约分解曲线只进行金融结算,并不物理执行,因此在金融结算时应更为多样化,其时段要求也不需要过于死板。中长期合约分解曲线和现货市场运行时段要相吻合,这样可以更好在现货市场和中长期市场交易之间进行衔接和互动,然而也存在其局限性。未来也可以考虑进一步放宽限制,允许煤电企业和用户在中长期合约中选择不需要约定分解曲线,而是仅约定电量比例,分解曲线完全按照现货市场交易曲线确定,从而给予煤电中长期交易更大灵活性和互动性。政策制定者及研究机构在考虑曲线设定要求时,应综合评估各种曲线形式和不约定曲线等不同情景下对单个机组和对系统整体在经济环境等方面所产生的效果。同时,市场监管者应该做好市场调查和研究,对于每种中长期合约和其分解方式进行规范说明和统计并将结果向公众公开,这样做有助于减少交易壁垒,帮助市场参与者综合做出最优决策。

四是撤销煤电中长期合约调度安全校核。在现货市场正式运行后,电力交易都按照现货市场出清结果执行,煤电中长期交易再做调度安全校核就没有必要。建议在所有现货市场正式运行省份都撤销煤电中长期合约调度安全校核要求,为煤电中长期交易更灵活,煤电企业更充分发挥中长期合约保障作用提供更大空间。

(胡军峰系华北电力大学副教授;黄少中系中国能源研究会双碳产业合作分会主任;段婧琳系睿博能源智库高级研究员;王轩系睿博能源智库高级顾问)

下好“三步棋”,有效防范能源转型风险



能源绿色低碳转型是我国应对全球气候变化、保障国家能源安全和实现“双碳”目标的必然选择,而防范能源转型风险是我国“十五五”期间保障能源结构平稳过渡和经济社会平稳转型的战略举措,但相关风险分析和防范措施还相当匮乏,亟需加强前瞻性研判和规律性研究。为此,我们将能源转型视作一个长期复杂的系统工程,对我国能源转型过程中的短期、长期和突发风险开展系统分析和综合研判,并提出防范能源转型风险的三点建议。

■ 我国能源转型风险形势研判

在短期风险形势方面,能源转型意味着能源系统从一个稳态向另一个新的稳态转变,容易出现不稳定的状态,而我国能源系统供需在短期内可能失去平衡,从而涌现各种风险。

一是中美经贸关系不确定性引发的资源供给风险。我国对能源转型所需的矿产、原材料等关键资源摸底不足,对外依赖程度高。其中,镍、铂族、钽、铬、钴、锆等矿产资源对外依存度超过90%,且进口大部分来自美国的关键矿产同盟国或政局不太稳定的国家;用于生产风机叶片的原材料巴沙木目前主要集中从南美洲进口。在当前背景下,我国“十五五”期间存在关键资源面临断供封锁、价格操控、运输通道中断等风险。

二是市场机制缺陷引致的能源市场风险。我国储能与虚拟电厂市场发展模式不健全,现阶段商业化程度与参与电力市场的深度均不足,应用场景单一,导致电力系统灵活调节能力欠缺,新能源电力并网消纳不充分的风险凸显。近年来,全国光伏利用率持续下跌,2023和2024年,全国光伏全年利用率同比分别下跌0.3和1.2个百分点。2025年1—4月,全国光伏利用率同比下跌2.4个百分点。如果储能与虚拟电厂发展无法跟上可再生能源装机速度,我国“十五五”期间仍将面临较大的弃风弃光问题。

在长期风险形势方面,能源转型可

能会打破现有能源系统与经济社会系统的协调关系,当这种不协调关系达到一定阈值时,容易在经济社会引发长期的不公正风险。

一是产业结构调整引发的失业风险。我国尚未从法律层面明确为受转型影响的能源工人给予补贴和教育,且现有财政支持难以完全满足能源转型需求,存在较大失业风险。据北京大学能源研究院估计,在基准情景下,2030年中国煤炭行业就业规模相比2020年将减少130万人。同时,由于与可再生能源创造的新岗位存在时间、空间和技能的不匹配,传统能源行业的就业群体难以完全找到合适的工作岗位,进一步加剧失业风险。

二是清洁取暖引发的能源负担风险。

据国际权威期刊《Nature Energy》相关研究,在液化石油气/天然气/煤、电力和集中供暖这三类能源成本中,集中供暖成本的不平等是最明显的。尽管我国实行了清洁取暖运行补贴,但受到地区财政能力影响,经济落后地区的负担相对更重。例如,北京市和山东泰安市都实施0.2元/度的采暖电价补贴,但北京市给予电采暖居民每户最高2000元的运行补贴,而经济相对落后的泰安市的此项补贴最高仅为600元。同等采暖用电量下,泰安居民需要额外支付更多电费。

在突发风险形势方面,能源转型的过程始终伴随着技术、环境等多种不确定因素,这些不确定因素可能造成突发风险。

一是能源技术升级衍生的突发风险。在新型能源体系构建进程中,能源技术的迅猛发展与深度应用,推高了电力系统稳定与社会运行的安全风险。突出表现在:能源电力物联网设备激增,放大了遭受网络攻击引发运行安全事故的风险;可再生能源大规模并网,加剧了电网波动甚至诱发大面积停电风险;氢能规模化推广应用中,储运环节的泄漏风险及潜在的燃爆风险也同步上升。

二是极端天气事件带来的突发风险。我国气象信息与能源信息融合程度仍待加深,能源生产与消费各个环节存在的气

候风险尚不明确,针对不同风险等级的应急预案也尚未形成,难以应对极端天气造成的冲击。例如,2023年冬季,我国中南部遭遇大范围、多轮次雨雪冰冻天气,全国10千伏及以上线路停运超过1030条,暴露出电力基础设施在极端气候条件下的脆弱性。

■ 防范我国能源转型风险的建议

第一,走好供需保障“关键棋”,防范短期风险。

一是加快能源转型关键资源的摸底与布局。建议国家将构建能源转型关键资源的“产—供—储—售—循—替”体系纳入自然资源保护和利用“十五五”规划,建立数据库动态监测我国关键资源产量、供需、储量、回收量等信息。推出海外资源投资开发目录,优化相关审批流程,积极鼓励我国相关企业投资和收购对外依存度较高的能源转型关键资源。鼓励民间通过各种形式增加部分关键资源的储备(如纯钨、纯锡工艺品等),实现“藏富于民”。

二是健全储能与虚拟电厂发展模式。建议国家将“加快构建储能和虚拟电厂市场化、多元化商业模式”作为关键任务,系统纳入“十五五”新型能源体系建设规划。

根据新能源发电渗透率、负荷特性及密集程度等关键指标,科学遴选具备典型性的地区作为首批试点区域,重点探索和完善适用于不同场景、不同主体的市场化机制。探索储能和虚拟电厂通过分布式可再生能源参与核证减排项目和绿证项目的方略,拓宽储能和虚拟电厂的应用场景和收益渠道。

第二,布好公正转型“长远棋”,防范长期风险。

一是构建能源转型就业保障体系。建议国家制定受能源转型影响的工人的统计分类标准,以县级市为单位设立特别工作组,统筹开展辖区内受影响人员的就业指导与绿色职业技能培训。鼓励金融机构开发定向转型金融产品,设立能源转型劳动力安置专项基金,对受影响的劳动力群体实施精准帮扶。探索工龄信用转化与技能银行制度,允许符合条件的受影响人员将工龄折算为“技能积分”,用于兑换新能源领域培训资格或创业启动资金。

二是健全气象风险量化与防范机制。建议国家将构建“气象风险可量化、能源损失可对冲、应急响应可自驱”的气候风险应急响应机制纳入“十五五”规划。建立能源气候风险动态评估与预警平台,集成气象与能源实时数据,构建动态更新的风险热力图。推进天气衍生品、天气保险等金融业务发展,引导能源企业通过金融手段对冲极端天气导致的损失。开发极端天气事件推演模型,模拟“气象—能源—社会”复杂级联故障场景,构建分级分类的应急预案。

补贴。同时,积极推进偏远农村新型供暖设备与燃料的研发,进一步降低农村地区的取暖成本。

第三,下好系统韧性“先手棋”,防范突变风险。

一是加强能源技术的风险评估与防范。建议国家进一步推进建立新型电力系统攻防演练智能平台,运用人工智能技术模拟电网频率崩溃、可再生能源出力骤降、高级持续性威胁攻击等场景,构建应对与防御策略库。探索能源技术应用的“沙盒监管”制度,在新兴前沿能源技术大规模推广前,对其进行深度安全测试。

二是健全气象风险量化与防范机制。建议国家将构建“气象风险可量化、能源损失可对冲、应急响应可自驱”的气候风险应急响应机制纳入“十五五”规划。建立能源气候风险动态评估与预警平台,集成气象与能源实时数据,构建动态更新的风险热力图。推进天气衍生品、天气保险等金融业务发展,引导能源企业通过金融手段对冲极端天气导致的损失。开发极端天气事件推演模型,模拟“气象—能源—社会”复杂级联故障场景,构建分级分类的应急预案。

(作者系湖南大学二级教授、博导,教育部长江学者特聘教授)