

## 对外投资新规落地

# 能源央企海外投资步入合规新阶段

■冯芷琪 谢骏骐 姚伊韵

《国务院关于对外投资的规定》(以下简称《新规》)作为我国对外投资领域的首部行政法规已正式实施。《新规》将长期施行的有效措施制度化,进一步明确对外投资服务、管理和保护等方面的制度安排。对加速全球布局的能源央企而言,这一制度变化正在监管协同、责任约束、管控要素、权益保障四个维度提出新的合规要求,推动出海逻辑从规模扩张转向规则治理。

### ■ 全过程监管机制更趋完善, 海外投资管理需强化协同衔接

《新规》在延续现有部门分工和监管制度的基础上,进一步强化全过程监管衔接,呈现出层级高、范围广、要素全的显著特点。过往对外投资监管主要由有关部门分工实施。发改部门管项目核准备案,商务部门管准入经营,外汇部门管资金跨境。三线并行、各有侧重,对政策协同和信息衔接提出较高要求。能源行业海外大型电站、输变电工程、油气项目投资规模大、周期长,管理环节较多。部分项目采用多层离岸SPV架构隔离风险,或以境外利润开展再投资,相关安排也增加了合

规管理的复杂性。《新规》在上述框架基础上进行了系统性提升。层级方面,作为我国对外投资领域首部行政法规,其法律层级明显提升,为各部门制定实施细则提供了上位法依据。范围方面,首次将境外投资安全审查、境外再投资、个人对外投资等纳入统一管理,填补了既有监管空白。要素方面,监管触角从资金出境延伸至技术、服务、数据等要素的跨境流动,管控覆盖面显著拓展,对规范能源央企海外投资制度框架的协同性和规范性提出更高要求。

### ■ 责任约束更加明晰, 推动合规要求贯穿投资全过程

《新规》将处罚强度与投资规模直接挂钩,进一步提高违规成本。既有体系已对境外投资违规行为规定相应监管和追责措施。发改委部门规章的惩戒手段以撤销备案、警告为主,国资委监管制度还规定通报批评和责任追究。《新规》在此基础上,构建行政处罚与刑事追责相衔接的处罚体系,进一步提升违规成本。罚款金额直接与投资规模挂钩:未履行核准备案手续的,最高可处投资额5%罚款,拒不改正的最高可处10%罚款;以欺骗手段骗取核准且已投资的,最高可处投资额10%罚

款。对于数十亿至百亿元量级的项目而言,仅罚款一项,即可产生千万元级别的法定罚金。直接负责的主管人员和其他直接责任人员面临个人罚款。配合国资委“上追两级、终身追责”的追责体系,合规责任不仅涉及项目负责人,也可能延伸至相关管理人员。情节严重的经营主体还将面临市场禁入处罚。合规不再是可宽可严的管理选项,而是企业稳健开展海外业务的重要保障。

### ■ 管控要素延伸至技术和数据, 跨境合规审查需要前移

对能源央企而言,对外投资合规不能仅关注资金安排,还需统筹技术、服务、数据等要素的跨境流动。对外投资监管过往较多关注资金出境环节。但对能源行业而言,特高压输电技术、智能电网调度算法、油气勘探开发数据,也涉及国家安全、出口管制和数据安全等要求。《新规》进一步明确从出口源头管控、投资过程禁止到境外应诉限制的全链条技术数据管控体系。明确禁止通过跨境派遣技术人员、提供技术指导、组织人员跨境培训等方式,向境外转移国家禁止或限制出口的货物、技术、服务及相关数据,或者未经许可可转移国家限制出口的相关要素。

参与境外仲裁诉讼或接受境外调查时,向境外提供证据或相关材料须严格遵守保守国家秘密、数据安全、个人信息保护、技术出口管理等法律法规。过去的粗放式出海思维,正被“投前审查+投后管控”的硬性约束所取代。技术与数据合规审查需要前移至决策和项目实施环节,成为能源企业保护核心资产、关键技术和重要数据的关键屏障。

### ■ 权益保障机制更加健全, 提升海外风险应对能力

《新规》在强化对外投资规范管理的同时,进一步完善国家层面的服务和保护机制,为能源央企应对复杂境外风险提供制度支持。能源基础设施天然具备地缘政治敏感性。近年来,部分国家以“能源安全”“数据主权”为由,对中国企业投资设置歧视性壁垒。外资安全审查、反垄断审查中常以不对等标准拒绝中资交易,或将中资集团整体视为单一收购方进行累加审查,抬高并购门槛。企业主要依赖双边投资协定下的国际仲裁,但普遍面临周期漫长、成本高企、结果不确定的困境。《新规》首次在行政法规层面进一步明确投资壁垒调查、反制措施、监测预警、领事保护等制度安排,为企业维护海外合法权

益提供国家层面的制度支持。企业遭遇歧视性政策,可申请国家启动壁垒调查;遭遇外国不当制裁,可依法对等反制。巴拿马港口案中,中方多维度反制措施的快速落地,为《新规》的实践提供了有益参考。境外项目法律尽调标准也应相应深化:在项目前期,梳理东道国对华能源政策与外资审查法规;在合资协议中,预设政府行为触发条款、不可抗力条款与退出补偿机制;将境外重大存量资产的控制权风险纳入常态化监督,持续跟踪东道国的行业立法、政策变动,完善应对国有化、强制接管等情形的应急预案和资产退出安排,增强海外项目应对复杂风险的能力。

《新规》既是规范对外投资行为的制度利器,也是维护对外投资权益的法规依据。其制度意义在于推动能源央企更加重视海外投资治理,让企业在统筹发展和安全合规中提升国际化经营质量。合规管理能力正成为中国能源行业在全球市场构建竞争优势的重要基础,也是支撑业务行稳致远的关键所在。规则之变已然落地,发展逻辑必须与时偕行。唯有在法治框架下构建合规先行的全新出海范式,方能在新一轮高水平对外开放中抢占全球能源合作的制高点。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)

# 要重视分布式电力交易微市场建设

■孔繁钢

当前,我国新能源正加速向“集中式+分布式”协同方向演进。预计“十五五”末我国分布式新能源发电将达9亿千瓦。分布式新能源发电的主战场在县城以下广袤的农村地区,农村新型电网将承担起消纳海量分布式新能源重任。国家发展改革委、国家能源局发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》,进一步明确新能源发电要全面进入市场。针对点多面广、高度分散的分布式新能源发电如何进入市场,笔者认为,要重视适应分布式新能源发展的电力交易微市场建设。

### ■ 建立电力交易微市场, 助力分布式新能源健康发展

当前,省级电力交易平台主要服务于大型火电、集中式风电光伏发电、工商业大用户、售电聚合商等经营主体,海量分布式光伏、小型储能等经营主体单户用电量小,达不到省级平台单体市场规模要求,无法直接参与中长期、现货交易。

同时,省级交易市场以全省统一出清、跨区域调配为主,难以匹配午间分布式光伏过剰造成配网电压超限、弃光,晚间本地缺电又需高价外购的短时供需矛盾。

高比例分布式新能源对配电网运行带来冲击,配网消纳与调压压力激增。单纯依靠电网调度、储能,投资和补贴成本高,难免产生弃光弃风和电压波动等问题。如果能够通过本地微市场供需匹配,可从市场层面平抑出力波动,减少电网改造投入。

分布式电力交易微市场,是限定在配电网低压层级,以分布式光伏、分散式储能、可调负荷等交易主体,在省级大电力市场之下搭建的次级本地化小型电力子市场,可实现区域内电力就近交易、就地平衡,再和省级市场做电量余缺调剂,解决分散式小体量分布式电源难以直接参与省级集中式电力现货、中长期市场的痛点。市场架构分层为:全国统一市场—省级电力市场—市级/县级配网微市场—园区社区级微市场。微市场的物理边界可以同一配电台区、同一条馈线、同一工业园区为交易范围,受配网线路潮流的约束。

参与交易主体为:售电方,包括用户分布式光伏、工商业屋顶光伏、用户侧储能等各类主体;购电方,包括乡村工商企业、设施农业、可调柔性负荷(储能)等主体。运营第三方,包括微市场运营商(聚合商/虚拟电厂)、配电公司、电力交易机构、电网调度(负责潮流校验、过网费核算、交易安全校核)。

主要交易模式包括:一、点对点交易(去中心化)。买卖双方自主双边报价、自由撮合,光伏户直接把电卖给周边企业;依托物联网、“区块链+智能合约”实现自动计量、自动结算。二、聚合商集中撮合模式。由虚拟电厂、园区能源服务商作为聚合商,收集所有卖方售电报价、买方购电报价,采用双向拍卖机制统一出清,形成统一的台区微市场电价;优先匹配本地电量,剩余额向大电网购电,富余电量再卖给上级电网。三、微网自治交易模式。以智能

微电网为单元,孤岛模式下实现内部自平衡交易;并网模式下接入微市场,参与台区交易,余缺再与主网交互。四、平台代购销售模式。配电企业统一收购区域内富余分布式电力,再打包卖给本区域用电客户,电网充当中间商,适合村镇级微市场。

各交易方的收益模式为:发电侧,光伏电量优先本地售卖,提升发电收益;面临弃光的发电企业以较低电价卖给周边用户增加发电量以增加收益;储能利用峰谷价差套利。用电侧,优先采购本地低价绿电,降低购电成本,同时获得绿证、碳减排收益。运营商,撮合服务费、需求响应补贴、配网阻塞优化收益、碳资产运营收益。电网,优化配网运行,延缓配网扩容投资,降低电网改造投入。

目前,各地已开展分布式电力交易微市场建设探索实践,浙江、山西等地已形成一批电力微市场建设示范项目,为我国分布式电力交易微市场建设积累了宝贵经验。

### ■ 当前微市场建设存在的主要问题

由于新型本地化交易模式与现行电力监管、电网调度、配套技术体系不匹配,短期受制于政策规则、过网费,两级市场联动等制度约束,中长期受市场规模、储能成本、专业人才、配网硬件限制,当前国内许多微市场项目仅作为示范项目闭环运行,距离大范围商业化、可复制推广仍存在系统性障碍。主要存在以下问题:

在相关政策和制度方面,首先,政策与市场规则体系不完善。隔墙售电、点对点交易法律依据则缺失。目前仅以试点文件放开局部微市场交易,全国统一的配网内就近交易规则尚未出台。交易合法性、权责边界模糊,项目难以规模化复制推广。

其次,过网费定价机制不清晰,成本分摊矛盾突出。微市场内部交易仍需占用公共配网线路,但目前尚无统一低压配网过网费标准。电网企业按传统大电网模式收取固定输配电价,无法匹配台区内短距离就地交易;部分地区过网费过高,直接抹平隔墙售电价差收益,削弱市场参与动力。

再次,两级市场联动机制割裂。微市

场平台与省级电力交易平台数据、结算、调度系统未完全打通。微市场富余电量外送、缺电外购流程繁琐,双向电量无法自动汇总至省级市场统一出清,形成“大小市场两张皮”。

最后,市场准入与主体登记规则模糊。户用光伏等小微主体,缺少标准化入市备案流程;第三方运营方权责划分不明确,出现电量纠纷、结算逾期时无统一仲裁机制。

在电网安全调度约束、交易与物理潮流制约方面,光伏出力日内随机性强,午间大发易产生反向潮流、电压超限、变压器过载;微市场交易仅考虑经济最优,未同步绑定配网潮流安全约束,容易出现“交易合同可行、电网无法承载”现象,电网企业存在安全管控顾虑;多数农村老旧台区、线路未按高比例分布式电源改造,双向计量、调压设备覆盖率低;大规模开展微市场交易前,需额外投入配网升级,抬高项目前期成本;调度权与市场交易权存在冲突。电网拥有配网调度控制权,微市场自主交易可能改变原有潮流分布,电网需实时干预限发、限负荷;缺少“市场出清+电网安全校核”一体化协同机制,交易执行时常被调度打断。

在市场运营与规模性方面,农村电力微市场负荷规模有限,光伏大发时段用电量缺口不足,夜间无发电资源;淡旺季负荷波动极大,长期供需失衡,交易频次、交易电量不足,难以形成稳定收益池,抗风险能力不足。当前微市场收益主要依靠光伏隔墙售电价差,储能套利、需求响应、绿电溯源增值等多元收益渠道未完全打通。一旦光伏电价、分时政策调整,项目盈利空间快速收缩,投资回报周期拉长,影响社会资本投资意愿;此外,还存在结算体系繁琐、资金兑付周期长等问题。

在数字技术与硬件配套方面,实时计量、通信硬件覆盖不足。一些地区农村配网台区缺少双向智能电表、边缘网关;农村偏远区域5G/光纤信号不稳,光伏、储能、负荷数据采集延迟,无法支撑实时出清交易;数据孤岛与安全风险突出。电网、微市场运营平台、光伏储能设备数据标准不一,无法互通共享;分布式P2P交易依托物联网、区块链,海量终端接入增加网络攻击、电量数据篡改、交易造假风险,网络安全防护体系不完善。

在多元主体认知、人才与经营管理方面,电网企业担忧配网管控难度、运维成本上升;农户、小微企业对市场化交易规则理解不足,对电价波动、结算流程存在顾虑;地方政府缺少成熟微市场落地指导标准,项目审批推进缓慢;复合型专业人才极度短缺。行业缺少同时掌握电力交易、配网调度、数字平台运营、乡村经营的复合型人才;专业运营团队短缺,影响平台运维、市场运营。

### ■ 促进分布式电力交易微市场发展的对策措施

一是完善顶层政策规则,打通两级市场联动壁垒。

要注意总结各地微市场探索实践经验,逐步出台统一的配网微市场交易规则,界定微市场运营主体、电网、用户权责边界;建立标准化交易备案、电量纠纷仲裁机制,明确低压台区隔墙售电、点对点交易合法地位,消除试点政策灰色地带,支撑规模化复制。

制定差异化配电网过网费标准。要区分远距跨区域与台区内就地交易的差异,逐步出台统一的配网微市场交易规则,界定微市场运营主体、电网、用户权责边界;建立标准化交易备案、电量纠纷仲裁机制,明确低压台区隔墙售电、点对点交易合法地位,消除试点政策灰色地带,支撑规模化复制。

搭建省级平台与微市场一体化联动体系。打通微市场交易平台、省级电力交易中心数据接口,实现电量自动归集、统一出清、一键结算。场内富余电量自动打包参与省级中长期、现货市场,缺电时线上统一外购,解决“大小市场两张皮”问题。

放开台区级辅助服务交易机制。将储能、柔性负荷、V2G设备调压、平抑波动、需求响应等调节价值纳入微市场交易品种,开辟多元收益渠道,充分释放分布式资源价值。

二是统筹配网升级改造,实现市场出清与电网安全协同。

分区域实施配网智能化改造。针对农村老旧台区、工业园区,分批加装双向智能电表边缘控制终端等装置;同步规划新型配网,从硬件上支撑反向潮流、实时计量交易。

建立“市场出清+电网安全校核”双约束机制。微市场竞价出清后自动接入配网潮流仿真模块,预判电压、负荷、线路过载

风险;对存在安全隐患的交易订单自动修正、限发,平衡市场经济性与电网运行安全,减少调度干预冲突。

分区规划集中储能共享配套。鼓励村集体、园区共建共享储能电站,降低单主体储能投资成本;利用储能平抑光伏日内波动,缩小供需错配缺口,稳定微市场交易规模。

三是创新市场运营模式,增强项目可持续盈利能力。

推行聚合商代理模式,培育专业能源聚合商,统一归集用户光伏等零散主体,打包参与微市场交易;简化散户操作流程,构建多元收益商业模式;优化线上一体化结算体系,统一搭建微市场线上结算平台;鼓励连片组团开发,扩大市场供需规模,打破单村、单园区独立运营局限。

四是强化数字技术支撑,筑牢交易底层软硬件底座。

完善全域通信与实时感知网络。农村区域补齐光纤、5G通信覆盖,全台区部署高精度双向计量终端,实现分钟级电量采集,支撑实时竞价、日内高频次交易。升级微市场智能交易算法平台,优化风光出力预测模型,提升发电量预测精度;扩容平台算力,适配海量小微主体并行竞价,嵌入智能合约,实现交易自动履约、扣费结算,减少人工干预。建立全链路数据安全防护体系,统一电网、设备、交易平台数据标准,破除数据孤岛;采用区块链存证保障电量、交易数据不可篡改,增设终端防火墙、访问权限管控,防范网络攻击风险。

五是健全要素保障体系,破解人才、资金、主体协同难题。要注意培育电力交易复合型专业人才,培养兼具配网调度、电力市场、数字化平台运营能力的人才,村镇可引入第三方专业运营团队托管村镇级微市场。加大金融专项扶持力度,鼓励银行推出零碳村镇、园区微市场专项低息信贷,允许光伏、储能设备抵押授信;引入产业基金、绿色金融,降低项目前期投资门槛。建立多方协同利益共享机制。形成电网、运营企业、村集体、农户四方收益分配方案,形成村集体经济稳定增收,电网企业通过就地消纳减少线路损耗、延缓配网改造,运营企业和农户实现增收的共赢局面。

(作者系中国电机工程学会农村电气化专委会顾问)

