

警惕虚拟电厂粗放式建设

■ 陆惠斌 江海燕 周珏

虚拟电厂是服务新型能源体系、组建新型电力系统、支撑新型电网建设的新生工具之一,相较传统调峰电源、可中断负荷等模式具有更加市场化、更具经济性和更加可持续的优势,有望在保障清洁能源消纳、缓解电力供需矛盾、助力“双碳”目标实现等方面发挥补充作用。随着概念普及、市场开放、产业发展、技术成熟和示范落地,我国虚拟电厂已逐步从项目级试点阶段逐步迈入大规模应用示范阶段。在当前的项目迭代和资源重整中,部分粗放式、投机性项目建设形式应引起足够重视和警惕。

虚拟电厂产业发展还存在三大问题

一是注重类型创新,忽视响应实效。我国虚拟电厂产业目前有“追求项目类型创新”而非“追求项目长期稳定收益”的隐患。大量“首个”“最大”类项目在缺乏市场环境和激励机制的背景下立项和发布,往往缺乏常态化运营服务能力和稳定的收益预期。从市场层面来看,在当前全国统一电力市场体系实际建设进程中,虚拟电厂、微电网等运营模式的商业化交易频次、博弈空间和交易项目的多样性有限,各地的计划性补贴不足以常态化支持生态培育。在此市场环境下,大部分地区的虚拟电厂项目从设计之初就难以准确核算运营收益。从项目层面来看,大量虚拟电厂项目仍然是穿着虚拟电厂外衣的储能和光伏投资项目,项目仍然以硬件设施的投资回报率作为打动客户的主要砝码,项目建设单位和客户业主均无开发虚拟电厂交互响应能力的积极性和原动力。从实施层面来看,一方面存在用户参与响应的隐私和意愿问题,另一方面也存在“一设备接多控制”“一资源接多平台”的重复开发问题。

具体而言,用户的内部资源往往按照设备类型被多个平台分头聚合调控,用户失去对耗能或发电设备如何参与响应的自主决定权,这也给后续虚拟电厂标准结算埋下隐患和阻碍。在部分用户内部,空调、工业三大机、典型锅炉分别接受一个负荷聚合商的聚合调控,光伏或储能又接受设备厂商的聚合调控。而真正可以决定耗能负荷何时适合参与响应的用户本身,往往无法统筹决定设备参与交易效应的总量、时间、时长和比例。设备控制权和物权的隔离状态,使得用户无法将负荷响应与生产生活实际情况动态地结合在一起。

二是盲目跟风投资,粗放投资决策。部分投资建设单位缺少对虚拟电厂模式的基本理解和认知,盲目跟风新增虚拟电厂业务线。目前我国从事虚拟电厂业务的企业主要来源于大型能源企业、能源服务企业、能源设备提供商和软件平台公司。这四类企业往往通过既有用户资源推广已有业务并为用户提供额外的虚拟电厂增值服务开展虚拟电厂项目建设。其中,发电企业往往将虚拟电厂业务作为电源侧业务的风险对冲业务来布局。一般来说,这类“实现现状预期”的“扩展性业务开拓模式”反而不会造成盲目投资和资源浪费。但是,部分企业,尤其是地方投资型企业,由于缺少对虚拟电厂业务及其背后全国电力市场、省间电力交易、省内电力系统供需平衡等客观背景的认知和理解,往往存在盲目投资和粗放决策的隐患。从业务概念来看,虚拟电厂是解决电力供需动态平衡的可选工具之一但并非唯一路径。虚拟电厂的市场规模与所在区域的经济发展和、电力供需匹配程度、常规电源建设和规划、省间电力交易情况等息息相关。从这个业务的源头来看,并非经济好,虚拟电厂产业发展就好;而是需求和供给错配程度越重,该业务的需求量就越大。所以,合理评估虚拟电厂所属区域对于该业务的中长期需



求,是开展相关业务的第一步。从业务属性来看,虚拟电厂是一种通过信息手段聚合零散资源并且依赖价格优势获利的商业模式,该模式的主要优势体现在“较低投资建设成本”和“较高资源组合灵活性”两个方面。牺牲建设经济性而追求基础储能光伏等设备投资回报的模式,难以支撑虚拟电厂参与电力市场开展博弈竞价。企业投资虚拟电厂业务需清醒地意识到:虚拟电厂主体并非实物资产,更不是可进入资产负债表的固定资产;良性的虚拟电厂商业模式允许用户资源长期处于流动和更新状态。把动态的资源变化转变为常态化的用户服务和运营技巧,持续运营、持续开发、动态组合,才是虚拟电厂模式立足的根本。

三是忽略用户习惯,盲估用户潜能。用户意愿和习惯未能得到充分研究和挖掘,虚拟电厂业务未能贴合用户用能习惯和生产流程。高效精准调动用户的参与意愿和响应行为是虚拟电厂运营商的核心竞争力之一。在某种程度上,虚拟电厂业务是我国用户侧工业数字化、综合能源服务、智慧节能降碳工作落实程度的一块“试金石”:一是“试”用户内部的业务数字化和能源系统智能化之间的贯通交互能力;二是“试”地方政府、能源公司、技术服务商、投资公司业务下沉至用户表后服务后形成的有效响应和互动能力。从业务管理视角来看,虚拟电厂的管理接入路径和管理归口部门尚未明确,虚拟电厂、需求侧响应、有序用电、快上快下工业负荷响应等多种类型的灵活资源聚合响应标准尚不清晰,电力市场交易平台、需求响应市场、虚拟电厂管理中心等多种平台尚不贯通。负荷聚合商和用户往往面对“一套系统接入多套管理平台、一套资源参加多种响应”的管理模式,虚拟电厂产业生态尚未形成“以用户为中心”的用户端服务逻辑。从业务摸排视角来看,不少地区

都在开展负荷资源摸排工作,旨在全面掌握区域内重点行业、重点用户生产特点和负荷特性,从而系统性挖掘调控潜力。但是,真实的响应能力和响应效果需要在市场交易机制、激励补贴机制、管理规范细则的更新迭代过程中试出来、测出来,而不是依照电源侧、基础设施等领域的摸排思路查出来、算出来。充分研究用户行为和敏感度,根据用户需求不断优化、完善市场规则并在市场环境下累积用户实际潜能数据,才是高效开展用户侧资源摸排的有效手段。

合力推动虚拟电厂产业健康发展

监管部门应尊重市场优胜劣汰机制并着重构建公开、公平、透明的交易博弈环境。针对服务需求而非服务主体设置交易类别和交易渠道,即不针对虚拟电厂或微电网运营商主体设置单独的交易门类和门槛,而是推动虚拟电厂与常规电厂、电网侧储能等其他入市主体同责同权。在当前需求响应和辅助服务交易并行的客观市场条件下,尽快构建“以用户为中心”的一窗式管理交互界面。一方面避免管理通信架构的资源浪费,另一方面也减少用户参与市场的认知和通道门槛。引导虚拟电厂模式聚合需求侧小微资源参与电力系统运营调节并获取合理收益,而非引导虚拟电厂以“重投资、重基建”模式开展微电网或源网荷储一体化项目建设。尤其是针对关键的通信信道、计量结算、交易管理等流程更新,从而保障市场化投资的预期性和可规划性。

推动市场开放互联和包容竞争,推进以用户为中心的市场迭代进程。推动典型能损设备标准化,把设备的物权和控制权统一并且完整交付给用户,允许用户对自

持设备和用能行为拥有决定权和交易权,充分发挥和调动用户对于自身生产生活和用能排碳行为的自主优化潜能。引导用户有意识选购具有更高智能通信等级的设备资源,加快电力用户侧设备产业数字化进程,从而减少工业互联网、能源互联网、数字工厂、虚拟电厂等场景下的设备资源摸排、检测控制等方面的重复投资和重复维护,从而从底层逻辑构建能源消费侧市场良性竞争的基础。

运营商应以用户收益最大化和用户管理便捷性为目标,提供一站式能源低碳服务、低成本的能源服务。一是构建长期的客户运营能力,贴合用户生产生活习惯,构建可持续的客户粘性和长期价值,更加注重用户侧链接和本地化服务,项目开拓模式应当从“跑马圈地”转变为“精耕细作”;二是加强对既有项目和资源的整合能力。虚拟电厂并非孤立的新赛道和新业务,市场现有的用户侧新能源投资、售电服务、节能降碳、热电联产服务、碳资产管理、配电网运维等用户侧能源服务已初步构建起用户内部的能源数字化管理基础。虚拟电厂运营商可主动探索贯通用户内部光储系统、生产管理系统、低碳管理系统等平台的商业模式,积极储备打通用户内部数据孤岛的能力和经历;三是超前储备专业的市场博弈能力。成熟的虚拟电厂运营应面向未来电力市场架构储备综合交易决策能力,一体化考虑用户生产利润、自发自用、峰谷套利、需求响应、辅助服务等并帮助用户获得整体利益最大化。

【陆惠斌、江海燕供职于国网(苏州)城市能源研究院,周珏供职于国网电力需求侧管理指导中心】

四季度低硫燃料油或存在供需缺口

■ 金晓

10月,国内燃料油市场较为平稳,INE低硫燃料油期货和SHFE高硫燃料油期货的运行区间分别为3800—4300元/吨和3000—3200元/吨。值得一提的是,低硫燃料油期货的持仓量明显上升,当前持仓量较国内假期前增长30%以上。实体经济对低硫燃料油的参与度进一步上升。尽管国内低硫配额政策与市场预期存在较大差异,但是低硫燃料油期货运行十分平稳,为实体经济从事对冲保值起到至关重要的作用。高硫燃料油期货依然是全球市场的定价标杆,流动性远超海外同类产品。

10月,国际油价冲高回落,Brent在70—80美元/桶区间宽幅震荡。油价的关键

驱动力在地缘政治风险和弱需求现实之间来回摇摆。以色列与伊朗直接冲突不断,市场非常担心以色列对伊朗石油设施发起袭击。从Kpler的数据来看,伊朗10月原油出口量大约为142万桶/天,环比9月下降42万桶/天。10月的出口量与1—10月均值153万桶/天相比,只是小幅下降。由此可见,目前伊朗的原油出口受到伊以冲突的实质性影响相对有限。然而,该地缘政治风险预期将持续存在。从石油的需求来看,主要产品汽油和柴油的需求都非常一般。因此,地缘政治风险上升所造成的脉冲很快又会被弱需求现实拉回来,油价整体表现就是宽幅震荡。接下来,油价的地缘政治定价和基本定价预计都将边际下降,宏观定价的成分将会上升。市场关注的核心在于美国经济衰退的风

险。倘若未来美国劳动力市场出现疲软,失业率进一步上升,那么市场将回归到衰退交易模式,届时油价的整体运行区间将明显下降。

三季度,新加坡船燃销量为1316万吨,同比增长7.9%,与前三季度累计同比增长8.1%十分接近。整体来看,今年船燃需求保持强劲增长,与中东局势持续紧张存在着密切联系。船舶绕行需求增加导致燃料油消费量上升。今年前三季度,高硫燃料油在新加坡的市场份额为36%,而2023年的份额只有32%。因此,高硫燃料油作为船燃需求在2024年显著增长,前三季度累计同比增长25%,这一方面得益于船燃销售总量的扩张,另一方面则是份额的提升。反观前三季度低硫燃料油在新加坡市场的销量同比则是增

长—3%。

也就是说,船燃总量扩张带来的利好,低硫燃料油丝毫没有享受到,反倒是遭遇持续挤压。总量一旦不再扩张,那么低硫燃料油将面临更大压力。之所以会产生这样的结果,主要是2022年高低硫价差扩张到历史极值位置,从而刺激了船舶加装配脱塔。2023—2024年是加装配脱塔船舶产能集中投放的年份,因此高硫燃料油的市场份额持续上升。

进入四季度,高硫燃料油作为炼厂二次加工原料的需求明显上升。10月,炼厂对于直馏高硫燃料油的需求增加是推升高硫裂解的重要因素。2023年11月下旬,中国商务部曾增发一批燃料油进口配额。临近年底,地方炼厂往往面临配额不足的窘境。直馏高硫依然是非常好的原料补充。

不过,高硫裂解已被推升至周期高位,进一步上行的空间变得更加有限。

我国低硫燃料油第三批配额政策落地已有月余,低硫燃料油市场整体表现较为平稳,未出现明显的供不应求。据隆众资讯统计,9月国内低硫产量环比下降至98万吨。前三季度累计产量为1102万吨,四季度未使用配额数量只有不足200万吨。四季度,尤其是11月至12月是船燃的传统消费旺季。如果按照现有的配额生产,那么理论上仍存在大约100万吨左右的缺口。配额落地后,尚未观察到国内有从海外进口低硫燃料油的记录。因此,除非国内增补一批配额,否则四季度后期,低硫燃料油市场预计会出现供不应求局面。

【作者系东证期货衍生品研究院能源首席分析师】

