

全球铀市将迎来“长期结构性牛市”

■本报记者 王林

油价网撰文指出,铀长协补签周期已启动,多年签约不足导致公用事业公司存在覆盖缺口,今年迎来采购加速,进一步推高长期合同价格。“长期合同价格持续坚挺,以及公用事业公司采购加速,进一步证明铀市正在经历结构性趋紧。”瑞银分析师乔治·伊迪强调。

巴奥·莱昂强调,要满足日益增长的铀需求,全球需加快审批流程、推进采矿技术创新并开展新的铀矿勘探工作。

■ ■ 结构性牛市正加速到来

投行巴克莱指出,电气化进程、算力部署、地缘政治碎片化等多重因素叠加,推动下一场大宗商品冲击正在成形,“实物资源稀缺性”正在多个商品类别中同步显现,铀、铜等战略性资源价格持续上升。

当前,全球铀供应增长较为缓慢,这主要是因为资源分布集中、勘探投入不足等。新铀矿开发项目从启动到投产可能需要10年甚至更久,使得生产商无法对价格上涨做出快速响应。

核燃料产业链涵盖铀矿开采、转化、浓缩和燃料组件制造等环节,各环节产能高度集中,且新产能建设周期较长。地缘局势、贸易限制和出口管制进一步增加供应不确定性。伍德麦肯兹分析,随着需求增长,部分产业链环节可能在本世纪30年代明显趋紧,如果地缘政治持续重塑全球贸易流向,供应约束可能进一步加剧。

高盛预计,2025—2035年间全球铀累计缺口约为3.66亿磅,2025—2040年间将扩大至10.79亿磅,到2045年累计缺口将达到23.32亿磅。即便考虑新增矿山投产,全球铀市场仍将长期处于结构性供应不足状态。

世界核能协会指出,2025—2028年间,全球铀供需将维持紧平衡,2029年后供需缺口将逐步放大,到2035年供需缺口将达4.5万吨。

哈萨克斯坦投资机构Teniz Capital指出,全球铀市在需求增长和供应受限的作用下将进入一个“长期结构性牛市”,这种牛市是非周期性的。就目前来看,本世纪30年代供应短缺确定无疑,届时实际限制不可避免。

■ ■ 小堆进一步推高铀需求

摩根士丹利指出,现货需求稳定,潜在合同量上升,再加上“核电复兴”的结构性支持,铀市场基本面较为坚挺,价格具备进一步上行潜力和空间。

世界核能协会数据显示,近20年间,全球天然铀年需求量多数时候处于6.4万至6.8万吨之间。随着全球多国重启核电,铀需求正进入加速上升期,预计到2035年全球铀需求量将达到9.5万吨,2050年将达到14.3万吨。

高盛发布《全球核反应堆追踪报告》指出,小型模块化反应堆商业化落地将进一步推高未来20年铀需求。预计到2045年,全球小型模块化反应堆部署规模将达到46吉瓦,额外带来约6200万磅铀需求。

实体铀矿浓缩物代币化数字资产平台Uranium.io产品负责人本·埃尔维奇表示:“本轮铀牛市与以往大宗商品上涨周期存在实质性不同,因为铀供应弹性在结构上较低,而需求则受政策驱动,并非可自由支配。”

伍德麦肯咨日前发布《2026全球核燃料战略规划展望》指出,数据中心推高对全天候、稳定电力需求,同时电气化进程和能源安全压力也在推动核电重新成为全球能源投资重要方向,尽管目前核燃料市场总体供应相对充足,但随着核电建设提速,供需格局将发生变化。

铀矿资源分布较为集中,澳大利亚、哈萨克斯坦、俄罗斯、加拿大、纳米比亚、尼日尔6个国家铀矿储量合计占全球总量的74%。世界核能协会总干事萨马·比尔

8月最后一周,铀现货价格站上90美元/磅关口,收于90.60美元/磅。近期,库存低位叠加长协采购周期拉长,铀价格上行趋势明显。全球范围内,数据中心建设如火如荼,电力可用性成为影响算力的关键瓶颈,核电作为可规模化、清洁化、全天候稳定基荷电力,被视为供能数据中心的不二选择,这推动多国加快新核反应堆建设或重启核电。然而,多年投资不足加上铀矿开发时间漫长,使得铀供应难以跟上需求脚步,结构性供应短缺成为推动铀价看涨的核心因素。

■ ■ 铀价长期上涨逻辑未变

美国CNBC新闻网报道称,全球核电进入“新纪元”直接带动铀价腾飞。

近年来,铀价走势起伏不断,2016—2017年铀现货价跌至18美元/磅谷底,2024年一季度飙升至106美元/磅的高位,年底稳定在73—80美元/磅。2025年,铀现货价格整体呈“先震荡下行、年中反弹、年末高位

回落”态势,全年在65美元/磅至83美元/磅区间波动,年末收于75.85美元/磅左右。今年开年,现货铀价重回三位数,1月达到每磅101.26美元的高位水平,单月涨幅达24.18%,为2024年2月以来最高水平。

与此同时,铀长期合同价格则较为稳定地处于高位,主因是锚定公用事业采购预期,提升长期价格可见性。彭博铀期货合约今年1月底短暂突破每磅100美元,此后出现回落,但仍在每磅84—87美元区间波动,8月初价格已逼近每磅90美元,为2月以来最高水平。

铀价上涨与更广泛的市场背景相契合。地缘局势不确定的情况下,各国正优先保障能源的稳定安全供应,从而提振了市场情绪,铀既是核心能源投入品,又涉及供应链安全问题,日益受到重视。

高盛认为,铀价长期上涨逻辑并未改变,长期合同价格中枢已明显抬升,市场长期报价下限大致位于每磅70美元附近,而远期长协报价上限已经延伸至130美元/磅。

图片新闻

霍尔木兹海峡关闭 法国燃油价格飙升



当地时间8月24日,法国隆勒索尼耶,阿维亚加油站的电子屏显示所有燃油价格均超过2欧元。

近期,法国燃油价格因霍尔木兹海峡关闭而大幅攀升,多数加油站的汽油价格突破每升2欧元,柴油价格已达每升2.24欧元。

视觉中国

意大利斥资支持可再生能源发展

■本报实习记者 王静怡

意大利环境与能源安全部日前公布法令,为光伏、陆上风电、水电以及污水处理残余气体发电项目提供长期支持,相关机制将运行至2030年底,最多支持37.15吉瓦新增可再生能源装机。意大利政府希望通过较为稳定的电价支持,降低项目融资风险,推动更多风电、光伏项目从规划走向建设。

■ ■ 两类通道支持项目建设

根据法令,装机容量不超过1兆瓦的项目可以直接申请支持,无需参加拍卖,累计规模上限为10吉瓦。装机容量超过1兆瓦的项目,需参加拍卖,涉及装机规模27.15吉瓦;其中,陆上风电为16.5吉瓦,光伏为10吉瓦,水电为630兆瓦,污水处理残余气体发电为20兆瓦。从规模看,陆上风电是“重头戏”,获得的拍卖额度占竞争性项目总规模的六成以上。

获得支持的项目将签订为期20年的双向差价合约。当市场电价低于中标价格时,管理机构向发电企业支付差额;当市场价格高于中标价格时,企业需要退还超出部分。这一机制相当于为项目收益设置了一道“安全防线”。在电价下跌时,企业可以获得相对稳定的收入;在电价上涨时,政府也能收回部分资金。

法令还为不同技术设置了参考价格。大型光伏项目为每兆瓦时80欧元,陆上风电为85欧元,水电为90欧元。项目最终价格将通过竞价形成,并根据工业生产价格变化进行调整。

与此同时,供应链安全也被纳入政策“拼图”。每年风电和光伏拍卖容量中,至少三成将通过专项程序分配。项目除了

比拼价格,还需满足供应链韧性、可持续性、网络安全和设备来源等要求,以衔接欧盟《净零工业法案》。

■ ■ 为完成能源目标提供支撑

近年来,意大利持续推进可再生能源发展,但距2030年目标仍相距甚远。意大利国家电网运营商Terna数据显示,2025年该国新增可再生能源装机约7.2吉瓦,增量略低于2024年的7.5吉瓦。光伏发电量同比增长25%,达到44.3太瓦时,创历史新高。可再生能源满足了意大利全国41%的电力需求,较上年下降1%。

截至今年3月底,意大利可再生能源装机容量达到85.2吉瓦。其中,光伏装机约45吉瓦,风电装机约13.8吉瓦。意大利《国家能源和气候综合计划》提出,到2030年,该国可再生能源总装机需达到约131吉瓦,可再生能源在电力消费中的占比需提高至约65%。

欧盟委员会指出,意大利计划支持的新增装机容量,相当于该国现有可再生能源装机规模的近一半,有助于其提高能源自主能力,减少对进口化石能源的依赖。

英国光伏行业媒体PV Tech认为,法令为意大利可再生能源市场提供了较为稳定的长期支持框架,20年期双向差价合约能够增强项目收益的确定性,为能源生产商提供长期保障。

意大利环境与能源安全部部长吉尔贝托·皮凯托·弗拉廷表示,新法令与此前生效的过渡机制相衔接,能够保障可再生能源持续发展。

事实上,意大利此前已在过渡性机制下举行首轮拍卖,共向普通光伏和陆上风电项

目分配约8.6吉瓦容量,并向符合供应链韧性要求的光伏项目单独分配约1.1吉瓦。

■ ■ 落地效果仍待观察

从过渡性机制首轮拍卖结果看,意大利光伏项目申报较为活跃,共有约7.7吉瓦项目获得支持,平均中标价格约为每兆瓦时56.8欧元。相比之下,陆上风电仅分配约940兆瓦,未能用完2.5吉瓦的拍卖额度。业内普遍认为,风电项目建设周期更长,环境评估和地方审批也相对复杂,可参加拍卖的成熟项目数量有限。

意大利全国风能协会主席西莫内·托尼对法令给予积极评价。他认为,16.5吉瓦风电额度确定了风电在未来5年可再生能源增长中的带动作用,也为企业提供了更加稳定的投资预期。不过,他同时指

出,较大的拍卖额度只是项目建设的必要条件,并非充分条件。“如果审批时间问题仍未解决,仅靠新法令不足以填补目标差距。”在他看来,后续拍卖价格需要与实际工业成本相匹配,确保项目可行性。

同样,地方规划争议尚未完全消除。7月,意大利宪法法院否决了撒丁岛暂停部分地区可再生能源项目审批的规定。该法院认为,能源转型需兼顾景观保护和地方规划,地区政府不能通过全面暂停审批来阻碍国家既定程序的执行。

业内人士认为,新法令为意大利可再生能源项目提供了相对清晰的收益框架,但拍卖机制只是项目开发链条中的一个环节。后续审批能否提速、电网项目能否按期建成,以及拍卖价格能否兼顾竞争性和经济性,都将影响项目落地。

关注

墨西哥加快推进能源转型 已在16个州建成76座风电场

本报讯 墨西哥风能协会最新统计显示,目前该国已在16个州建成76座风电场,投运风机超过3300台,总装机容量达8131兆瓦,约占该国电力总装机容量的8.77%;年发电量可满足约1210万户家庭用电需求,每年减少二氧化碳排放959万吨,提供直接就业岗位超1万个。

墨西哥风电快速发展,与经济增长和制造业扩张带来的能源需求攀升密切相关。近年来,依托毗邻美国市场、制造业基础扎实以及美墨加协定带来的区域产业链优势,墨西哥成为全球产业布局调整的重要承接地。汽车、电子、航空航天等产业持续扩容,对电力供应提出更高要求。同时,跨国企业在布局产能时愈发重视当地清洁能源占比,将其作为降低生产过程碳排放、满足环境合规要求的关键考量。

在墨西哥新莱昂州、科阿韦拉州、奇瓦瓦州等制造业集聚区,清洁电力已成为保障生产运营、吸引外资落地的重要因素之一。作为该国发展起步较早、规模领先的可再生能源品类,风电为提升电力系统绿色供给能力、助力制造业转型升级提供了重要动力。伴随制造业投资向北部和中部地区集聚,墨西哥风电开发呈现区域多点协同发展格局:在巩固瓦哈卡州等传统风电区域优势的同时,塔毛利帕斯州、新莱昂州等东北部地区正加快风电项目布局。

据了解,风电已成为墨西哥能源转型的重要抓手。墨西哥能源部2025年发布的《电力部门发展计划》提出,推动电力系统扩容升级与现代化改造,提升国家能源安全水平,降低居民用电成本。根据规划,该国清洁能源发电占比到2030年将提升至38%,重点推进风电、光伏与储能协同发展,规划建设一批清洁能源示范项目。与此同时,墨西哥政府正推动联邦电力委员会与私营资本以混合模式开展合作,加快电力基础设施建设,提升整体供电能力。

墨西哥风能协会副主任毛里西奥·埃雷拉表示,在稳定的法律与监管环境下,墨西哥风电行业具备巨大投资潜力。据该协会预测,到2029年,墨西哥有望落地13个新风电项目,预计吸引50亿至60亿美元投资,新增风电装机约4000兆瓦。相关投资不仅将扩大清洁电力供给规模,还将带动工程建设、运维服务等上下游产业发展,为完善能源基础设施、优化制造业投资环境提供更坚实支撑。(王晓波)

