

风光成德国能源供应“缓冲垫”

■本报记者 李丽昊



近日,德国联邦能源与水经济协会公布最新可再生能源发展统计数据,今年一季度德国可再生能源发电占比达到53%,较去年同期上涨近6个百分点,其中风力发电量更是大涨近三成,成为绿色电力占比激增的主要引擎。

在俄乌冲突、中东局势动荡的大背景下,德国近期多次强调要加快本国能源转型进程,降低地缘冲突对能源供应的影响。整体来看,在化石燃料市场巨幅震荡的当下,可再生能源已经成为德国能源系统的重要“缓冲垫”。

■ 可再生能源发电增长明显

数据显示,今年一季度,德国可再生能源发电量达到734亿千瓦时,较去年同期增加13.5%。受益于良好风光,作为最大可再生能源发电来源,德国风力发电量同比上涨27%,总发电量超过420亿千瓦时。其中,陆上风电发电量同比增长23.1%,达到331亿千瓦时,在电力生产总量中占比达到24.5%。海上风电出力增速更为亮眼,发电量同比上涨44.8%,达到97亿千瓦时。

同期,同样受到气象因素影响,光伏和水电发电量则有所下滑。今年一季度德国光伏发电量略降4.8%,总量为135亿千瓦时。不过,光伏发电仍是德国第二大可再生能源发电来源,在电力生产中占比约为9.6%。水力发电量降幅更为明显,低降水条件导致德国一季度水力发电量下降

20.9%,发电总量为33亿千瓦时。

近年来,德国可再生能源装机量进入高速增长阶段。2025年,德国新增风电装机容量5.7吉瓦,陆上风电增长尤为明显,成为欧洲风电装机增长规模最大的国家。而根据弗劳恩霍夫太阳能系统研究所数据,2025年,德国新增16.2吉瓦光伏装机,光伏总装机量达到116.8吉瓦,超额完成政府设置的108吉瓦目标。

■ 缓冲作用逐步显现

对于最新电力行业数据,德国联邦能源与水经济协会执行委员会主席凯瑟琳·安德烈亚斯表示,今年一季度的数据显示,可再生能源在德国能源供应中的占比超过一半,这不仅有利于气候保护,在当前地缘局势紧张情况下,可再生能源也增强了德国能源供应的安全性和韧性。

德国能源研究机构IWR首席执行官诺伯特·阿洛奇也指出,风力发电量的大幅增加极大缓解了德国电力市场紧张状况。“如果没有这种增长,德国不得不更多依赖价格相对较高的燃气发电,电价也将顺势而涨。”

根据IWR测算,今年一季度,德国平均交易电价为10.2分/千瓦时,较去年同期下降8.9%,而这要归功于风电大发。

实际上,自俄乌冲突以来,德国就多番表示要加强可再生能源发展,能源转型已有所提速。根据德国政府部门数据,2025年,德国可再生能源总发电量高达257.5太瓦时,占到总发电量的58.8%,较2024年也略有提升。

从政策层面来看,针对可再生能源项目推进瓶颈,德国政府改善了审批流程,显著缩短了项目审批时长。欧洲风能行业协会统计显示,2025年,德国风电项目平均审批时长降至17个月,有创纪录容



量规模的风电项目通过审批,总装机量达到20.8吉瓦。

欧洲风能行业协会进一步强调,中东局势动荡之下,全球油气价格飙升,欧洲正进入新一轮能源危机。为此,欧洲本土可再生能源发展将明显加强能源安全,降低居民和工业电价。

■ 系统管理挑战尚存

为应对全球化能源市场波动,德国政府于近期再度强调要“押宝”可再生能源。德国联邦政府经济和能源部长凯瑟琳·赖希近日指出,德国将在2030年前额外增加12吉瓦风电装机规模,这也将维持德国能源系统韧性,给德国工业带来积极信号。

尽管高比例可再生能源电力带来能源安全红利,但不可忽视的是,德国电力市场负电价情况时有发生,电力系统的调节能力在经受挑战。

德国政府部门数据显示,2025年德国平均批发电价维持在89.32欧元/兆瓦时,较2024年上涨13.8%,记录的负电价时长则从2024年的457小时提高到573小时。

这一现象近期同样在发生。据彭博社报道,受风电和光伏发电量激增以及需求短时降低影响,今年4月首周德国电价再度走低,日内电价更是最低达到-323.96欧元/兆瓦时。高比例可再生能源系统中,发电侧和需求侧不匹配引发极端价格波动,业界普遍认为,大规模储能设施的短缺让电力生产受到限制。

彭博社援引电力交易专家斯蒂芬·斯帕斯的话称,为保持德国电力系统稳定,不得限制风电和光伏大规模发电。德国电网机构BNetzA统计显示,2024年,由于电网接入存在瓶颈,约有3.5%的可再生电力没有到达终端电力用户。

据了解,为应对这一困境,德国政府正计划制定一项改革法案,旨在推动可再生能源项目更好与电网容量相匹配,提议采取减少对可再生能源项目投资商的限电补偿、允许电网机构对可再生能源项目收取电网升级费用等措施。不过,这项提议引发了可再生能源业界的担忧,若德国政府无法合理解决当前矛盾,可再生能源项目盈利能力可能遭到侵蚀,最终不利于能源转型。

欧洲“弃核”政策遭遇现实拷问

■本报记者 王林



霍尔木兹海峡油气运输受阻,导致新一轮能源危机再次席卷欧洲地区。尚未从俄乌冲突引发的能源危机中恢复过来的欧洲国家,不得不重新衡量核能价值。一方面,欧盟委员会主席直言放弃核能是“战略错误”;另一方面,多国释放“核能回归”的信号。显然,欧洲核能政策再次站在“十字路口”,面对地缘冲突加剧带来的能源危机和能源转型压力,这场持续多年的“弃核”实践正面临前所未有的现实拷问。

■ “弃核”成为“战略错误”

在近期举行的巴黎核能峰会上,欧盟委员会主席冯德莱恩公开表示:“欧洲背弃一种可靠、廉价、低排放的电力来源(核能),是一个战略错误。”随后,欧盟委员会通过《2026—2027年欧洲原子能共同体研究与培训工作计划》,根据该计划,将投入超3.3亿欧元支持核能创新。

“在化石燃料方面,我们完全依赖昂贵且不稳定的进口,这使我们相对于其他地区处于结构性劣势。当前的中东危机提出警告,这种依赖会带来多大的脆弱性。”冯德莱恩强调。

据悉,欧盟委员会已提出多项核能新倡议,这似乎标志着欧洲核能政策发生重大转变。欧盟产业战略执行副主席斯特凡纳·塞兹尔内对此表示欢迎:“欧盟委员会正在将核能完全纳入产业战略和融资工具。”

《欧洲新闻》日前报道称,欧盟委员会承

诺通过简化许可程序来减少行政障碍,并提供财政担保以加快小型模块化反应堆部署,已有11个欧盟成员国签署联合声明,支持该技术。

据了解,小型模块化反应堆的发电能力约为传统核反应堆的1/3,但建造相对简单,成本更为低廉,设计方面也比传统核电站具有更高的安全性和运行效率,适配数据中心、工业园区等小型用电场景。小型模块化反应堆被视为欧盟核能蓝图中的一个重要组成部分。欧盟设定目标,最早在本世纪30年代初将小型模块化反应堆投入运行,力争到2050年将其装机容量扩大到17至53吉瓦。

■ 核能带来多重价值

英国《金融时报》撰文称,美以伊冲突爆发以来,欧洲天然气价格已飙升超过60%,这是继2022年俄乌冲突引发能源危机之后,欧洲不到5年内遭遇的第二轮能源危机。

欧盟统计局数据显示,2024年可再生能源占欧盟发电量47%,核电占比23%。法新社指出,高昂的能源成本严重削弱了欧洲工业的竞争力。

欧洲核能工业贸易协会日前发布《核能行动计划》,为欧盟提供具体的政策路线图,旨在推动未来几十年对核能大规模投资,助力欧盟实现能源安全与气候目标。《核能行动计划》强调核能对欧洲的多重价值:提供稳定、可调度的清洁电力以平衡电网;减少对进口能源的依赖以增强能源主权;支撑工

业脱碳;维系一个涵盖约90万个高科技岗位的本土产业链。

欧洲核能工业贸易协会主席泽维尔·于尔萨表示,在全球电气化进程加快、数据中心数量激增、各行业争相脱碳的大背景下,核能价值比以往任何时候都更加清晰,其将为欧洲国家带来切实且可衡量的益处,通过提供稳定、可调度的清洁电力,可以减少对进口化石燃料的依赖,进而增强欧洲的能源自主权。

基于此,欧盟亟需建立一个稳定、技术中立的长期政策框架,并采取具体措施扫清投资障碍。欧洲核能工业贸易协会指出,为充分释放核能战略价值,欧盟需要确立清晰的长期核能发展愿景;建立公平的金融分类与融资渠道;简化和协调欧盟层面的监管审批;投资确保从铀矿到废物管理的全燃料循环安全;支持强大的欧洲本土供应链。

■ 多国反核立场动摇

一直以来,欧盟始终将可再生能源视为推动能源转型的重点,对于发展核能欧盟内部分歧不断,但地缘冲突引发的大规模能源危机,使得这一立场开始松动。

法国始终是核能支持者,也是欧盟核能体系的重要支柱,该国约65%的电力来自核能,占欧盟核能发电总量的55%—60%;意大利和丹麦正寻求推翻实施数十年的核能生产禁令;西班牙承诺重新考虑逐步淘汰核电计划;瑞典、波兰正在投资新建核电站,并寻求延长核反应堆使用寿命。“弃核”先锋德国的立场也出现动摇,同意放弃在欧盟立法中“反核”,并愿意与法国在核能领域开展合作。

3月底,德国经济部长卡特琳·赖歇敦促德国以某种方式参与欧洲核能复兴。“在减少碳排放方面,我们必须对技术持开放态度。要么继续依赖天然气,加剧能源受制于人的局面,要么重新拥抱核能。”

近年来,德国“弃核”决策使得天然气成为该国满足电力需求的主要来源。“天然气是目前德国唯一的基荷能源,保障能源供应至关重要,我们几乎没有其他选择。”卡特琳·赖歇坦言。

欧洲舆论表示,这是德国核能政策上的一次根本性转变,高昂的能源成本已经让德国不堪重负。英国《金融时报》指出,德国5月交割电价是欧洲最大核电生产国法国的4倍。对比之下,法国基本上没有受到天然气价格飙升影响,电价相对稳定。欧盟统计局数据显示,德国是欧盟中平均电价最高的国家。

本报讯 近期,澳大利亚新南威尔士州政府通过新成立的投资交付局首轮评审,批准了16个重大投资提案,总价值高达344亿澳元,其中14个为能源项目,涵盖抽水蓄能、电池储能、风电场、太阳能光伏和天然气基础设施。莱尔湖抽水蓄能项目和布拉戈朗谷抽水蓄能项目双双获得支持,将依托当地自然水域资源,为电网提供长时储能支撑。而此前,新南威尔士州政府还将总价值超过70亿澳元的两个抽水蓄能项目——西悉尼抽水蓄能项目(约35亿澳元)和亚拉宾抽水蓄能项目(约36亿澳元)列为“州级重大基础设施”,旨在加快规划评估,强化电网可靠性并支持向可再生能源电力的转型。

新南威尔士州对抽水蓄能产业的支持,在澳大利亚并非个例。近年来,随着澳大利亚全国范围内燃煤、燃气机组加速退役,风能、太阳能等可再生能源占比持续攀升,电力系统对长时储能的需求日益迫切。而抽水蓄能,作为目前成熟的大容量、长时储能技术,在澳大利亚的关注度随之与日俱增。

根据澳大利亚能源市场运营商《2026年综合系统规划》草案,到2030年,澳大利亚需建成27吉瓦储能容量,到2050年更将达到55吉瓦。在国际水电协会联合其澳大利亚会员发布的行业路线图,该协会主席、澳大利亚前总理马尔科姆·特恩布尔态度直白:“如果我们想要成功的清洁能源转型和负担得起的电力,我们需要更多抽水蓄能。这不是可选项,而是必需品。”

在澳大利亚抽水蓄能版图图中,Snowy 2.0无疑是最受瞩目的项目。作为雪山水电计划的重要组成部分,该项目将提供额外2200兆瓦可调度发电能力和约35兆瓦时的大规模储能容量,建成后将成为澳大利亚最大的可再生能源项目。截至今年3月,项目建设进度已超过71%。

不过,Snowy 2.0项目的推进过程折射出抽水蓄能项目的典型困境。2017年,该项目首次公布时预计成本约为20亿美元,如今已超过120亿美元,且原计划2021年投产,实际目标已推迟至2028年底。评级机构标准普尔在今年3月的报告中指出,Snowy 2.0项目的预算预计将在2026财年内耗尽。

位于昆士兰州北部的Kidston抽水蓄能项目则走出了另一条路径。该项目利用废弃金矿的两座深坑作为上下水库,是全球首个在废弃矿址上建设的封闭式抽水蓄能系统。装机容量250兆瓦/2000兆瓦时,可连续满负荷发电8小时,响应时间不超过90秒。该项目已于2025年11月完成国家电力市场注册,成为澳大利亚40多年来首个新建并实现电网注册的私营抽水蓄能项目。全运营准备测试预计今年下半年启动。

同样位于昆士兰州的Borumba抽水蓄能项目规划装机2000兆瓦,储能容量达4.8兆瓦时,建成后将成为澳大利亚第二大抽水蓄能设施。今年1月,澳大利亚联邦政府批准了项目的勘察工作。昆士兰水电公司预计将于今年年内启动下一阶段工作,但最终投资决策仍悬而未决。

此外,澳大利亚境内还有22个抽水蓄能项目处于不同推进阶段,其中10个正处于规划审批流程中。

从产业带动效应来看,在澳大利亚建设抽水蓄能项目潜力可观。据估算,当前规划中的项目可为澳大利亚创造约2万个建筑岗位和1300个长期运营岗位。

不过,抽水蓄能在澳大利亚的发展也依然面临诸多挑战。其中既有来自技术层面的竞争,也有来自政策环境与市场机制的压力。国际水电协会指出,澳大利亚抽水蓄能项目储备充足,部分方案已具备立即启动条件,但投资者需要更清晰的价格信号,开发商需要更高效的审批通道,金融机构需要更完善的风险分担框架。

未来5年将是澳大利亚抽水蓄能产业发展的决定性阶段。业界普遍认为,抽水蓄能能否在2030年前形成规模化投运能力,不仅关乎澳大利亚能源转型的成败,也将检验其相关政策体系的能力。

澳大利亚力促抽水蓄能产业发展

(综合)