

重启煤电、限制用气——

德国绿色转型力不从心

■本报记者 王林

随着通往德国的北溪1号天然气管道输气量的削减,欧洲天然气市场进一步收紧,气价近日持续飙升。受此影响最大的德国,为了提振经济甚至不得不重返煤电时代。业内人士表示,在经济失调难以避免的情况下,德国在绿色能源转型方面已经力不从心。

重返煤炭发电时代

6月第3周,由于维护设备滞留在加拿大,俄罗斯经北溪1号天然气管道输往德国的天然气量下降,整体降幅达60%。欧洲天然气市场因此进一步收紧,气价一度飙升超过70%。受此影响,德国政府表示,在俄罗斯天然气供应减少的情况下,将重新开放已经关闭的燃煤电站,以减少使用天然气发电。德国联邦经济部长哈贝克表示:“紧急措施旨在缓解能源短缺,这虽然痛苦但必不可少,降低天然气使用量,对我们而言至关重要。”

《金融时报》指出,德国计划在冬季到来前大幅增加煤炭的使用量,以保证电力供应。德国作为欧洲最大经济体,对今年冬季可能出现的“前所未有的用气短缺”深表担忧。

据了解,德国政府正在制定一项新法律,以暂时恢复最多1000万千瓦的闲置煤电产能,为期两年,这将使德国燃煤发电量增加1/3。德新社汇编的数据显示,截至5月底,德国有3140万千瓦煤电装机和2790万千瓦的燃气发电装机,重新投入的1000万千瓦煤电产能约占德国总发电能力的5%。

此前,德国曾将淘汰燃煤发电的时间点从2038年大幅提前到2030年,但现在重启煤电的决策显然与此相悖。对此,哈贝克表示:“2030年前淘汰煤电的目标不变,但在实现这一目标的过程中,我们仍然以能源供应安全为优先,因此短期内燃煤发电仍会保留。”

启动工业用气拍卖

德新社指出,减少天然气发电和工



业用电,并在冬季来临前填满储气设施,已经成为德国政府最优先的事项。去年,燃气发电占德国发电总量的15%。德国天然气监管机构数据显示,德国目前储气库仅注满了56.7%。

欧洲天气监测机构指出,从今年11月到明年4月,德国平均气温为6摄氏度甚至更低,这意味着如果俄罗斯完全切断输气,即便德国储气库注满90%,也只能满足两个月左右的正常冬季消费水平。

为此,德国政府打算采取措施“限制用气”,包括在夏季举行工业部门天然气拍卖,以鼓励工业企业节约用气。同时,德国还将为限制用气的企业和机构提供补贴。德国最大天然气进口商Uniper透露,截至6月第3周,来自俄罗斯的天然气量已经比此前减少了25%。

德国波恩能源监管机构将负责德国国内天然气配给,通过评估企业在天然气中断和减少情况下的“存货能力”

来分配天然气,目标是在不采取配给制的情况下将正常消费量减少约1/5,同时增加挪威的管道供应和LNG进口。德国总理朔尔茨表示,过去多年,德国错过了建立替代天然气供应路线的机会,目前正在推进4个浮式LNG接收站的建设,并优先加注可在冬季使用的储气罐。

经济失调拖累绿色转型

不管是重启煤炭发电,还是限制天然气使用,德国经济失调已经在所难免。《华尔街日报》指出,能源成本激增严重削弱了欧洲工业制造业竞争力,该地区今年经济衰退已成定局,其中德国更是首当其冲。

事实上,第二季度,德国经济已经呈现萎缩状态。根据德国政府的数据,由于能源价格飙升,4月,该国进口额大幅增长28.1%。目前,德国化工、玻璃、钢

铁等行业压力颇大。德国复兴信贷银行的调查显示,约1/5的德国企业会完全将增加的能源成本转嫁给客户。

经济下行风险加剧,使得德国的绿色转型压力陡增。据悉,在能源供给持续紧缩的情况下,德国政府宣布从7月开始,暂时取消为扩大可再生能源而征收的税款,以缓解通胀压力,但这同时削弱了可再生能源的融资能力。

财政紧张同时给德国氢能发展带来冲击,柏林工程应用科学大学教授Volker Quaschnig表示,对无法保持自身能源供应的德国而言,氢能经济效益无从显现。

有专家指出,德国是全球最早提出绿色能源转型的经济体之一,但过于激进的转型政策,加之对自身能源供需结构理解得“不到位”,使得该国无法实现化石燃料退出和绿色能源发展的合理匹配,最终导致面对新冠疫情、俄乌危机等突发状况时,国家能源结构整体崩溃。

关注

欧盟锂矿开发遭遇政策挑战

■本报记者 李丽曼

近日,欧盟委员会正在评估由欧洲化学品管理局(EHCA)提交的一项将碳酸锂、氢氧化锂等锂盐归类为“对人体健康有害”材料的提案,对锂盐生产提出了更多限制。由于欧盟已明确提出将在2035年前禁售燃油汽车,以锂电池为基础的电动汽车正为欧盟带来新一轮的锂盐需求爆发。在此情况下,业界普遍担忧,高度依赖进口的欧盟锂盐供应或将更加捉襟见肘。

锂盐成本或大幅提高

一位欧盟内部的知情人士向路透社证实了上述消息。据了解,EHCA建议欧盟出台更加严格的锂盐管控框架,在锂盐处理、封包、储存等各个环节提高控制力度。

按照计划,欧盟计划在今年底或明年年初前,就这一提案给出评估结果。业界普遍认为,该提案一旦获得通过,欧盟境内的锂盐供应成本将显著提升。

行业研究机构睿咨得能源分析指出,虽然将锂原材料列为“有害”的提案不会从根本上禁止锂盐使用,但很可能对欧盟锂电池供应链中开采、加工、电极生产和加工这四大主要环节造成不利影响,同时行政阻碍、风险管理和限制都将对刚刚起步的欧洲锂电产业造成打击,并推高锂电开发成本。

据悉,上述消息一出,跨国锂矿生产商雅宝就表示“可能会因此关闭位于德国的锂生产工厂”。雅宝首席财务官Scott Tozier强调,如果电动汽车相关金属被归类为“有害”,雅宝将无法进口氯化锂等主要锂盐原材料,这也让所有位于欧盟国家的锂盐生产工厂的运营陷入困境。据了解,雅宝旗下位于德国的Langelsheim锂生产工厂有超过600名员工,其锂产量占该公司锂销售总量的8%左右。

有损欧盟锂电产业

面对激增的需求,欧盟委员会曾预测,到2030年,欧盟锂原材料需求预计将达到2020年的18倍以上,2050年锂需求更是可能达到2020年的60倍以上。与此同时,欧盟的锂矿资源高度依赖进口,阿根廷、智利等南美国家都是其主要的锂矿来源国。为了提高锂原材料生产的自主程度,过去的两年里,欧盟明显加快了电动汽车上下游产业链的本土化布局,其中最重要的手段正是加大本土锂盐产量,建立完整的锂电产业链。截至目前,葡萄牙、德国等欧盟成员国已布局锂矿生产,法国也在近期宣布将加速本土锂矿资源勘探进度。

然而,随着上述提案的曝光,初现曙光的欧盟本土锂电产业却可能陷入困局。Scott Tozier表示,将锂盐划归为“有害”的分类将“严重影响到欧盟锂电池产业链的选址”,企业将不得不选择非欧盟国家进行生产,欧盟也不得不加大锂盐进口量。“同时,未来电池回收、电极制造等环节也可能逐步挪出欧盟,即使是欧盟本土生产的锂原材料也可能需要出口到别的国家进行加工。”

睿咨得能源高级副总裁James Ley则表示,欧盟是全球主要的锂电市场之一,监管措施的变动将为行业发展带来不确定性,也会让企业延迟未来的重大投资决策。

或危及欧盟净零排放目标

根据欧盟发布的计划,到2025年,欧盟预计将区域内电池级碳酸锂的产量提升至全球产量的8.3%以上。但据睿咨得能源的数据,目前欧盟锂盐产量基本可以忽略不计,即使欧盟最终没有将锂盐列为“有害”产品,欧盟的锂盐生产目标也可能落空。

欧盟资助的原材料发展机构EIT Raw Materials首席执行官Bernid Schaefer表示,要解决电气化过程中出现的挑战,欧盟至少需要在原材料领域投入1000亿欧元到1500亿欧元,但截至目前,欧盟仅启动了20亿欧元资金,支持本土稀土和锂矿的开发。

另外,睿咨得能源也指出,旷日持久的审批过程和当地社区的激烈反对,更是成为了目前阻挡欧盟新采矿项目开发的主要障碍之一。在James Ley看来,如果欧盟委员会最终真的改变了锂盐分类,不仅会危及锂电行业,更可能破坏欧盟的能源安全,危及净零排放目标。

更加值得注意的是,过去两年里,全球锂盐价格持续上行,矿企也正加速在全球范围内寻找新的锂矿资源。行业测算显示,欧盟区域内锂资源储量约为1128万吨碳酸锂当量,主要集中在葡萄牙、奥地利、捷克等国,但随着欧盟不断收紧锂盐生产监管,全球锂资源短缺情况或将持续加剧。

澳大利亚电力现货市场“停摆”

■本报记者 杨晓冉



近日,澳大利亚能源市场运营机构(AEMO)宣布,根据该国国家电力规则(NER),自澳大利亚东部标准时间6月15日14:05起,暂停全国电力市场所有地区的现货交易。这是澳大利亚首次在全国范围内暂停电力市场交易。澳大利亚ABCNews指出,在电力现货市场暂停期间,各州每天都将进行审查与信息更新。AEMO首席执行官丹尼尔·威斯特曼表示,“澳大利亚正处于非常具有挑战性的时期”,未来将简化电力市场的运作。

电力现货市场已无法保供

在停牌前的几个小时内,AEMO发布了一系列的电力供应缺口3级预警。其中,新南威尔士州在6月16日下午的预测供应缺口高达400万千瓦,6月16日上午,维多利亚州出现的最大预测供应缺口超过200万千瓦,昆士兰州6月15日晚间供应缺口超过80万千瓦。

丹尼尔·威斯特曼认为,已经不可能在确保可靠、安全供应的情况

下继续维持澳大利亚电力现货市场的运行。

据了解,AEMO已经发布了随时断电、限电的预警,并史无前例地将市场的交易电价上限设置为300澳元/兆瓦时。有澳大利亚电力市场相关从业人员向记者透露:“如果不设置价格上限,自由交易的电价可能会达到1.51万澳元/兆瓦时,这会使很多电力零售公司破产。”

“以往,澳大利亚电力市场自由交易,电价完全取决于供需关系。电力零售商从发电商,如火电、可再生能源电站、燃气电站等那里以批发价格买电,再以零售电价出售给市场终端用户,赚取差价。而电力零售商与下游用户之间的供电协议通常以年为单位签署,合同期限内的电价不能变化。”上述澳大利亚电力市场相关从业人员进一步解释,“一旦上游电价大幅上升,电力零售商买电变贵,卖电价格不变的情况下,就没有差价可赚甚至还会赔钱。这中间有的中小型电力零售商无力承担,很快就会大面积破产,进而导致电力供应合同无法执行。因此AEMO就

限制了上游发电商的批发电价上限以尽力让市场可以运转下去。”

大批计划外电站停机

到底是何原因造成澳大利亚发电成本大幅攀升,进而导致其电力现货市场无法运营?

极光能源研究公司电力市场咨询师Will Chen向记者表示,电力供应不足主要是由于发电原料价格上涨、季节性原因以及大批电站计划外停运维护造成的。

“澳大利亚冬季的用电负荷原本就较大,同时还有大批的火电站在近期进行计划外的停运检修,造成了供给侧的缺口。煤电产能不足的情况下,澳大利亚的电力供应更多地依赖天然气,而当前天然气、石油等原料的价格也在大幅上涨。多方因素造成了澳大利亚整个电力供应链价格大涨。”Will Chen说。

澳大利亚政府的数据显示,该国2021年所消耗的电力大约71%仍来自化石燃料,其中煤电占比51%。“澳大利亚仍在运行的老旧燃煤机组已经超过了其设计的使用寿命,因此电站之间往往会轮流停机维护。近期大批机组需要停机维护,造成了产能的短缺。”上述澳大利亚电力市场相关从业人员分析说。

为应对供电危机,据丹尼尔·威斯特曼透露,澳大利亚正在创建一个更简单的流程,使AEMO能够精确了解哪些发电机组可用,以及何时可以提前使用。

“另一方面,AEMO将电力交易价格上限设置为300澳元/兆瓦时,一些火电厂认为这样的价格不足以支撑其发电成本,从而选择停发,这样一来导致发电供给更少,能源调度更紧张。”上述澳大利亚电力市场相关从业人员坦言。

业界呼吁有序规划电力市场

“目前,澳大利亚竞争和消费者委员会已在调查这些计划外停发电站究竟是由于技术故障,还是出于盈利考虑,或是想要通过暂停供应来操纵市场。”有知情人士告诉记者。

“如果按照不暂停电力现货市场,电价达到1.51万澳元/兆瓦时来算,我们在澳大利亚投资的光伏电站一天的收入就可能达到之前一年的收入。之前需要10年才能回本的项目,几个星期后就能开始盈利了。”一位在澳大利亚投资建设光伏项目的能源公司工作人员向记者透露。

由此可见,在长期电力规划中,有序安排煤电厂的停运及退役,并提前部署发电资源、保障煤电机组可靠运行尤为重要。据了解,目前,AEMO已更改了相关规划,要求发电厂关停必须提前三年发布公告。

“澳大利亚电力市场中以盈利为目的能源巨头居多,长期以来宏观的掌控及预测角色缺乏。再加上澳大利亚电力市场中没有容量市场,电力企业的收入、电价波动性都较大。在构建新型电力系统的过程中,随着可再生能源占比逐渐增高,更应该有序、有计划地升级能源结构。”澳大利亚新南威尔士大学光伏与新能源研究专员Alex Li说。

