

LNG对欧盟出口量持续激增,石油出口收入创新高

## 俄罗斯油气“不愁卖”

■本报记者 王 林

9月4日,俄罗斯总统普京在能源问题会议上表示,当前,俄罗斯石油和天然气工业以及整个能源业,不仅能够实现自给自足、抵御外部冲击,同时还继续在全球能源市场占据重要地位。

面对美欧为首的西方制裁,俄油气行业今年以来表现出强大韧性。一方面,欧盟对俄液化天然气(LNG)购买量激增,代替俄管道天然气正在成为满足欧洲能源需求新主力。另一方面,俄原油出口依然强劲,截至8月最后一周,海运出口量创8月以来新高,7月原油出口收入则达到2022年11月以来新高。

## ◆◆ 好货不愁卖——

## 欧盟对俄 LNG 进口持续增长

非政府组织“全球见证”汇编数据显示,今年1至7月,欧盟从俄罗斯进口LNG量相比2021年增长超过40%,约占俄LNG出口总量的52%,高于2022年的49%和2021年的39%。

全球航运数据分析公司开普勒指出,今年1至7月,欧盟进口俄罗斯LNG约2160万立方米,占LNG进口总量的16%。俄罗斯也成为欧盟仅次于美国的第二大LNG供应国。今年前7个月,比利时和西班牙分别是俄LNG第二和第三大买家,西班牙占俄LNG出口总量的18%,比利时占17%。2021年1至7月

间,西班牙在俄罗斯LNG买家中位列第5,比利时排名第7。法国是欧盟第三大俄LNG进口国,1至7月期间购买了450万立方米俄LNG。此外,荷兰、希腊、葡萄牙、芬兰、意大利和瑞典也是俄LNG的主要购买国。

《金融时报》指出,尽管欧盟的目标是2027年前彻底摆脱对俄能源依赖,但整体进口量仍然只高不低,尤其是异军突起的LNG,预计今年欧盟对俄LNG购买量有望创新高。

“全球见证”估计,今年1至7月,欧盟从俄购买LNG共花费52.9亿欧元。布鲁盖尔研究所指出,尽管欧盟对俄发起多轮制裁,但对俄LNG进口量几乎没有明显下降,比如,欧盟在2022年3月购买了199万立方米俄LNG,今年7月购买了159万立方米俄LNG。

对此,欧盟能源专员卡德里·西姆森表示:“尽管欧洲主要储气库的库存量在今冬来临前已经超过90%,但如果供应进一步减少,市场仍会非常紧张。”

## ◆◆ 换汤不换药——

## LNG 顶替管道气成购买主力

极光能源研究公司表示,欧盟1至6月从俄罗斯进口的LNG相当于130亿立方米天然气,虽然这远不及俄乌冲突爆发前欧洲每年从俄罗斯进口的管道天然气

规模,但数量少意义大。显然,欧盟并没有像其承诺的那样摆脱俄天然气,只是“换汤不换药”,从管道气变成了LNG。“全球见证”指出,欧盟对俄LNG采购量不断创新高,让人质疑欧盟削弱对俄能源依赖的可能性。

事实上,西班牙、比利时和法国的港口已经成为LNG运输船的主要目的地,这些港口配备了LNG进口终端以及再气化设施,可以将LNG转换成天然气,最终输送至发电站。

独立研究机构能源和清洁空气研究中心高级分析师艾萨克·列维表示,尽管欧洲沿海国家是LNG运输船主要目的地,但最终消费者仍然遍布欧洲。“LNG运输船只是在这些国家港口卸货,再气化后会输送至其他欧洲国家。”

在全球大宗商品市场信息服务公司安迅思高级LNG分析师亚历克斯·弗罗利看来,对欧洲长期买家而言,除非政府禁止,否则不会停止购买俄LNG。“事实证明,俄罗斯石油和天然气并不愁卖。”

据悉,西班牙能源集团、法国道达尔能源等欧洲公司,手持大量俄罗斯LNG采购合同。开普勒数据显示,俄乌冲突爆发至今,至少有5家公司将俄天然气运往西班牙,超过一半采购量都是在西班牙港口接收。

“全球见证”资深化石燃料活动家乔纳森·诺伦哈-甘特坦言:“欧洲根本离不



图为俄罗斯远东萨哈林1号油气项目。 俄油/供图

开俄罗斯。”

## ◆◆ 破价格上限——

## 俄石油收入创8个月来新高

与此同时,俄罗斯石油工业也不落后。彭博社报道称,7月中旬以来,俄罗斯旗舰乌拉尔原油价格已经超过西方国家设置的60美元/桶价格上限,同时部分石油产品价格也超过了这一价格上限,这使得俄罗斯石油出口收入创年内新高。

2022年12月5日,美国和欧盟为首的西方国家对俄海运原油出口设置了60美元/桶的价格上限,如果超过这一价格上限,西方国家将禁止欧盟企业为俄原油运输提供保险、金融等服务。彭博社指出,俄罗斯石油收入飙升至8个月高点的事实表

明,在一定程度上可以完美避开西方价格制裁。

根据国际能源署最新报告,受益于国际原油价格上涨以及俄原油和石油产品价格折扣收窄,俄罗斯7月原油和石油产品出口收入达到153亿美元,较6月增长近20%,创下2022年11月以来最高水平,接近2021年的平均水平。

路透社汇编数据显示,8月27日当周,俄罗斯原油对于亚洲出货量从截至8月20日期间的253万桶/天小幅上升至257万桶/天。截至8月27日的7日内,至少33艘油轮装载了1.238亿桶俄原油,比前一周增加了612万桶,是8月以来最大装载量,这使得俄原油出口收入在截至8月27日的7日内猛增至5500万美元,较前一周增长35%。

## 印度加码煤电补电力供应缺口

■本报记者 李丽雯



资料图

近日,印度政府宣布,延长进口煤炭混合使用期限,要求所有煤电厂继续进口煤炭至明年3月,在保障本土电力供应的同时提高煤炭库存水平。伴随超出预期的极端干旱天气冲击,印度在今年8月电力需求达到峰值,在本土可再生能源发展远不及预期的情况下,印度再度选择加大煤电用量,业界普遍预计该国温室气体排放量将再创新高。

## ■ 加大燃煤发电力度

据路透社报道,今年8月,印度遭遇百年罕见的极端干旱天气,持续高温天气促使空调使用量激增,同时推高了农田灌溉用电水平,叠加可再生能源发电存在间歇性的特征,印度用电需求高涨,环比涨幅超过10%。从供应情况来看,路透社数据显示,今年8月,印度发电量达到1627亿千瓦时,刷新历史最高纪录,然而,受极端干旱天气影响,印度水电出力水平持续走低,极低的降雨量导致水电发电量占比为近14.8%,低于往年平均18%的水平。同期,以风电、光伏为主的可再生能源电力也出现明显波动,风光出力占比从此前同期的15%左右降至9%。

受此影响,煤电成为印度电力保供首选。今年8月,煤电在印度电力供应中占比达到66.7%,刷新近6年来同期的最高纪录。今年1至8月期间,煤电在印度电力供应中占比上升至74.2%,高于去年同期的72.9%,连续三年呈现上涨趋势。印度电力部门在最新报告中指出,目前印度太阳能发电虽能在白天减少供电缺口,但夜间供应有所不足,燃煤发电承担了夜间的全部电力供应。

尽管如此,印度仍没能补足电力缺口,今年8月,印度遭遇了自2022年4月以来最严重的电力短缺。印度电网数据显示,8月31日当日,印度电力需求峰值达到243.9吉瓦,远超出可用容量7.3吉瓦。

## ■ 延长煤炭进口时限

为满足用电需求,印度政府还在努力扩大燃煤进口量。路透社报道称,印度政府要求燃煤电厂需以4%的比例混合进口煤炭进行发电,并保持最大产能供电。按照此前规划,印度政府对进口煤炭混合发电的要求预计到底本月终止,但由于用电需求持续攀升,电力供需缺口有增无减,印度政府表示将要求延续到明年3月。业界分析指出,此举正是为保障印度

本土煤炭库存。

据了解,近两年来,印度政府要求加强能源自给能力,本财年前4个月,印度国有煤炭公司煤炭产量同比增长10.7%,燃煤电厂进口煤炭总量同比下降24%。但如今,面对不断扩大的电力缺口,印度不得不加大煤炭进口力度。数据显示,到今年8月底,印度燃煤电厂煤炭库存仅能维持11天,较往年用电高峰期的6月还少了3天。

除了加大燃煤发电量外,印度政府还在寻求增加天然气供应。路透社报道称,9月首周,印度政府发文称,已要求公用事业公司加快完成电厂维护工作,同时要求与政府签订购电协议的天然气发电厂必须在需求高涨时和太阳能发电降低时投入使用,尽一切努力恢复此前被迫停机的电厂,以避免出现更为严重的停电事故。

## ■ 碳排放或持续上涨

在此情况下,业界普遍估计,印度能源领域碳排放量将居高不下。全球能源智库机构Ember最新统计显示,2022年,印度人均碳排放量较2015年上涨29%,远高于G20成员国平均水平。

过去两年,印度政府虽表示大力支持可再生能源发展,但实际上可再生能源装机增速远不及预期,每年风光发电新增装机需翻一倍以上才能满足既定的发展目标。更有数据显示,截至今年8月,印度可再生能源发电量仅增长160亿千瓦时,在发电总增量中的占比还不到15%。

在此情况下,印度政府对于煤炭的态度充满“矛盾”。一方面,印度政府希望加速能源转型,加大可再生能源发电装机量,今年6月,印度政府还首次提出了“5年内暂停新增燃煤发电机组”的规划。另一方面,印度能源体系仍高度依赖煤炭。彭博社援引印度电力部长的话称,印度仍将新建燃煤发电项目以满足日益增长的电力需求,目前在建燃煤发电装机规模大约2700万千瓦,同时还有约2400万千瓦燃煤发电项目处于前期规划阶段。另外,今年1月,印度能源部要求发电企业在2030年前不要淘汰燃煤电厂,今年4月,印度国有电力公司NTPC则宣布将提高燃煤发电产能以保障电力供应。

路透社指出,过去十年来,煤炭发电能力增速有限,缺乏储能技术以及风光发电量较低,都让印度保障电力供应充满挑战。

近日,美国能源部发布最新风能行业发展数据,海上风电作为美国风能产业的“新兴力量”在过去一年获得重点关注。然而,美国海上风电产业在商业化才刚起步,就遭遇供应链成本上涨、高通胀压力、高融资成本的困境。业界普遍认为,美国政府虽然采取了多重激励措施鼓励开发海上风电并培育本土产业链,但实施效果不及预期,仍面临着重重挑战。

## ■ 政策刺激大量资金涌入

美国能源部发布的《2023年海上风电市场报告》显示,2022年,美国海上风电本土产业链投资规模达27亿美元,涵盖范围包括港口建设、专业船舶、电网传输等各环节。其中,港口建设和船舶领域获得的投资规模最引人瞩目,总计有10亿美元左右。截至目前,美国已有8艘海上风电相关船舶,同时还有28艘在建或在规划船舶。

资本的快速涌入离不开政策刺激,2022年8月,美国政府签署通过了《通胀削减法案》,其中提及将对包括风机、叶片、机舱、塔架等在内的本土风电制造企业提供激励措施。今年3月,美国政府进一步提出,到2030年,美国将完成3000万千瓦海上风电装机目标;到2035年,预计将完成至少1500万千瓦浮式海上风电装机目标。

近半年来,海上风电已成为美国能源转型的主要“抓手”之一。美国能源部长詹妮弗·格兰霍姆公开表示:“作为全国最便宜的能源之一,目前风能产生的电力足以满足4300多万户家庭供电,能够为风能产业劳动力创造高薪工作。”

但现实却是另一幅景象。虽然2022年美国全境待开发以及在运营的海上风电项目装机规模同比增长15%,达到5268.7万千瓦,然而,截至今年6月,美国已投运的海上风电项目装机量仅有4.2万千瓦,其余均为规划或在建状态。

## ■ 风电成本不降反升

美国能源政策的颁布虽一时振奋市场,但美国能源部数据同时也显示,美国海上风电产业面临一系列挑战,若不能尽快解决,实现海上风电装机目标将堪忧。

报告数据显示,供应链瓶颈、高通胀问题以及高利率直接导致2022年美国海上风电项目成本上涨了11%至30%,给在建或规划中海上风电项目的交付带来风险。其中,2022年,美国海上风电平准化度电成本已经从每兆瓦时84美元至89美元,上浮了6%

高成本“浇灭”开发商热情

## 美国海上风电“出师不利”

■本报记者 李丽雯

左右。与此同时,2018年至2022年期间,全球海上风电建成项目的平均成本约为3550美元/千瓦,但美国海上风电项目资本支出远高于此,超过4000美元/千瓦,较部分亚洲国家甚至高出30%以上。在海上风电降本不力的背景下,报告预测认为,到2030年美国平均海上风电平准化度电成本仍维持在每兆瓦时60美元以上。

不仅如此,报告同时指出,目前,美国海上风电项目已经出现了零部件供应短缺,由于美国本土制造业发展并未跟上市场需求,变压器等零部件存在交付延迟的风险,或将拖慢海上风电项目建设进度。

报告警告称,美国的通胀水平高企和融资成本上涨明显侵蚀了项目利润率,这一现状不利于正处于谈判期间的海上风电开发项目,尤其会对2025年至2028年海上风电装机造成拖累。

## ■ 项目开发商不满情绪高涨

供应链瓶颈以及成本高涨的问题已经直接引发了海上风电开发商的不满,部分开发商甚至表示将取消已有的海上风电项目采购协议。

彭博社报道称,今年9月,在美国拥有海上风电项目的欧洲能源开发商沃旭表示,如果美国政府无法为公司提供更多支持,公司将不得不退出美国海上风电项目。据外媒报道,在沃旭近期公布的业绩数据中,由于供应链问题、利率飙升,以及缺乏新的税收减免政策,该公司在美国的资产减值可能高达160亿丹麦克朗,约合23.6亿美元。

无独有偶,手握美国东海岸海上风电项目的能源开发商“南岸风能”公司也曾公开对美国海上风电项目盈利水平表示质疑,称在海上风电项目招投标之初签订的长期购电协议已无法让其获利,海上风电项目已“不具备经济性”。

除了项目开发遭遇阻力,美国本土海上风电产业链发展同样不及预期。美国能源公司Dominion Energy近期表示,由于成本快速上涨,美国首艘本土生产的海上风电安装船成本已经达到了6.25亿美元,该船很可能将延迟交付。

彭博社指出,虽然美国政府已经提出了庞大的海上风电装机目标,但实际上仍远远落后于中国和欧盟国家,美国实施的诸多激励措施承诺也很难实现。《华尔街日报》评论称,在风电开发商走出经营困境之前,美国海上风电目标可能难以实现。



图为美国一处海上风电场。 资料图