

全球最大海上风电开发商废止在美两大海上风电项目

美国海上风电受重挫

■本报记者 李丽雯



海上风电作为美国政府应对气候变化的重要抓手，近年来却波折不断，供应链瓶颈、经济通胀等问题大幅推高海上风电项目成本，进而引发全球海上风电开发商接连退出美国市场。业界警告称，如果美国无法尽快解决现有难题，将很难达到既定的可再生能源开发目标。

■ 面临重重挑战

近日，全球最大海上风电开发商沃旭（Orsted）披露，该公司今年前三季度风电业务出现高达284亿美元亏损（约合40.4亿美元）的减值，其中，与美国“海风1号”海上风电项目有关的损失约28亿美元。该公司因此决定废止美国“海风1号”和“海风2号”两大海上风电项目。

据了解，上述两大海上风电项目均位于美国新泽西州，预期装机容量分别为110万千瓦和115万千瓦，一旦建成，能够为美国东北部超过百万户居民提供绿电。

根据计划，“海风1号”项目原本应在明年前开始发电，但今年8月，沃旭就曾表示可能因美国海上风电项目发展不顺而出现损失，亏损规模或为180亿美元；直至11月初，该公司确认亏损高达284亿美元，并宣布停止上述两大项目开发。沃旭公开表态称，最初该公司在美国海上风电项目开发方面投入了大量资金，但显然这是“一大错误决定”。

值得注意的是，此次遭遇取消的两大海上风电项目除了面临供应链问题，还面临法律诉讼。

此前，美国新泽西州政府曾向法院提起诉讼，认为美国联邦政府“无视”海上风电项目开发可能带来的环境问题，并指责美国海上风电项目“推进过快”。

■ 或“从根本上被破坏”

除在新泽西州，沃旭在美国其他地区也参与了海上风电项目开发，但情况同样不容乐观。公开信息显示，在美国马里兰州，沃旭正与相关方讨论是否继续开发Skipjack风电项目；沃旭也曾因项目成本问题向纽约州政府提出修改电力销售合同，但已被拒绝。

沃旭作为全球最大海上风电开发商，一直都是美国海上风电的积极参与者。然而，美国海上风电产业发展始终不及预期，除沃旭以外，全球多家跨国能源公司也都在新开发海上风电项目时“碰壁”。

此前，跨国能源公司bp和Equinor曾在财报中透露，受美国海上风电项目开发不顺影响，今年前三季度分别出现5.4亿美元和3亿美元的减值。据路透社报道，bp也曾与沃旭一道向美国纽约州官员提出该地区海上风电项目开发存在“通胀压力”，并希望能够允许延期，但最终被美国纽约州政府拒绝。不仅如此，Equinor作为bp在美国海上风电项目的合作伙伴，同样因此遭受损失。

在美国马萨诸塞州，该州海上风电开发商也

要求与州政府就4个海上风电项目进行重新谈判，希望修改电力销售合同相关条款。

在bp低碳业务主管贾伊-伊莎贝尔·多琳拉斯看来，美国海上风电产业存在的问题包括项目审批许可、购电协议签署和项目周期滞后、缺乏通胀调节机制等。“总体上看，美国海上风电产业已‘从根本上被破坏’，行业审批速度和安全性亟需根本性调整。”

■ 不利于达成气候目标

尽管能源业界对美国海上风电发展现状颇为不满，但美国政府却坚称海上风电产业现状“乐观”。美国白宫高级顾问约翰·波德斯表示，虽然高利率和供应链挑战使得美国海上风电项目开发成本在同等条件下比欧洲高出约25%，但随着更多投资出现，美国海上风电成本“将随时间推移而出现下降”。

然而，美国海上风电业吸引投资的能力却受到业界的质疑。路透社援引分析师的话称：“沃旭选择停止开发‘海风1号’项目实际上传递出积极信号，让投资者相信该公司不会推进不具有价值的项目。”

此外，多家能源开发商都表示，目前，美国各州政府制定的海上风电电价过低，已无法覆盖海上风电项目开发成本，如果不改进这一现状，海上风电项目都可能面临相似困境。

路透社援引意大利能源公司埃尼首席执行官克劳迪奥·德斯卡尔齐的话称，开发新的海上风电项目成本在近期增长了一倍左右。马斯·尼珀则表示，海上风电遭遇的“风暴”症结集中在一点，那就是应重新评估海上风电项目成本。

对于美国海上风电产业现状，行业媒体Recharge评论称，尽管美国政府提出明确的可再生能源和电动汽车产业发展目标，但最近海上风电遭遇的挫折表明，美国政府的气候议程正面临着严峻的现实考验。

10月底至11月上旬，中亚最大石油生产国哈萨克斯坦进一步加大对液化石油气(LPG)管制，先是宣布为期3年的LPG、丙烷和丁烷出口禁令，接着决定提高本土LPG价格。

据了解，LPG是哈萨克斯坦、塔吉克斯坦等中亚国家交通和家用燃气灶的主要燃料，而且在大型石化项目中也会发挥关键作用。根据哈萨克斯坦能源部8月公布的《实行LPG出口限制法令》草案，该国将对公路和铁路运输方式出口LPG实行为期6个月的限制。事实上，早在2020年10月，哈萨克斯坦就曾对通过公路出口的LPG实行为期3年的限制。

哈萨克斯坦能源部表示，在对本土炼油厂维修期间，国内市LPG需求未能满足15%—25%，考虑到LPG在国内市场的重要性，因此不得不限制出口。

哈萨克斯坦能源部长阿勒马斯阿达姆·萨特哈利耶夫表示：“LPG作为哈萨克斯坦大型石化项目原材料，具有重要战略意义，我们需要优先满足自身需求，包括重新调整出口量和本土价格。”

当前，哈萨克斯坦LPG消费量逐年增加。哈萨克斯坦能源部数据显示，2022年，其国内LPG消费量为180万吨，较2021年增长28%；今年上半年，哈萨克斯坦LPG消费量较去年同期增加10万吨，预计今年全年将达到190万吨。

有统计数据显示，哈萨克斯坦石油可采储量高达40亿吨，长期以来，该国一直对化石燃料价格给予补贴，本土燃油价格明显低于地区平均水平。哈通社指出，鉴于哈萨克斯坦对LPG零售价格实行监管，更多用户和工业企业正在迅速改用这种燃料。

油价网汇编数据显示，哈萨克斯坦目前LPG价格在每升0.11美元至0.17美元之间，大大低于估计生产成本。阿勒马斯阿达姆·萨特哈利耶夫坦言：“如果我们保持目前低价，无论生产多少燃料，都无法满足所有需求。”

哈萨克斯坦政府表示，低价抑制了企业投资热情，导致石油行业发展滞后，油品供应能力受限。基于此，将逐步结束价格补贴，转而让市场定价。

哈萨克斯坦政府总理阿里汉·斯迈洛夫在主持召开下半年工作会议时也明确表示，为满足不断增长的需求，将进一步增加LPG产量，预计今年年底前一批产能将上线。

据悉，哈萨克斯坦LPG价格上涨可能会波及其中亚国家，尤其是邻国塔吉克斯坦。塔吉克斯坦经济发展和贸易部指出，该国超过60%的机动车使用LPG作为燃料，而超过70%的进口LPG都来自哈萨克斯坦。

眼下，哈萨克斯坦对LPG价格和出口的调整，已经给塔吉克斯坦带来影响。油价网报道称，10月最后一周，塔吉克斯坦汽油价格较前一周上涨24%，该国首都和第二大城市都在承受燃油价格上涨带来的压力，交通、食品、农产品等均出现不同程度价格上涨。对此，塔吉克斯坦反垄断局表示，11月开始将强制要求进口商制定替代燃油进口路线。此外，塔吉克斯坦还考虑启动本国石油和天然气开采和生产。

哈萨克斯坦加强液化石油气管制

■本报记者 王林



本轮巴以冲突已经爆发一个月，虽然局势仍旧紧张，但战事外溢影响有限，对周边石油基础设施以及现货市场也并未造成实质性影响。

接下来，巴以局势的关注焦点将在三个方面：伊朗是否会直接参战以及美国是否会加大对伊朗制裁；沙以和谈是否会重启；巴以周边的石油基础设施是否会受到战事波及。

当前，美国的石油需求韧性依然较强。但近期欧洲石油需求大幅回落，反映出德国与法国工业活动与道路运输出现放缓。除此之外，法国取暖油与非道路用柴油销售也表现较弱，欧洲经济增长放缓叠加今年欧洲冬季偏暖，有较大概率导致欧洲需求弱于预期，从而成为油价的拖累因素。

根据路透社数据，10月，欧佩克产量环比增加18万桶/日，欧佩克产量维持在2800万桶/日以下。但近期沙特原油出口量在产量没有显著增长的情况下回升至7月水平，可能与夏季原油直烧发电结束以及沙特炼化检修有关。

从全球库存近期变化情况来看，全球海陆原油总库存去化速度相较于第三季度有所放缓，但总体库存水平仍旧维持低位。

近期，美国也放松了对委内瑞拉国家石油公司PDVSA的制裁。但考虑到委内瑞拉石油行业长期缺乏资金、劳动力、技术支持，基础设施老化严重，因此，市场普遍预期委内瑞拉石油产量恢复将较为缓慢。制裁放松后，委内瑞拉对美国的石油出口预计将会显著增加。

此外，委内瑞拉石油贸易正常化之后，可以不需要使用影子油轮等方式来运输石油，一方面支撑油轮运费，另一方面，释放出的影子油轮运力可以转移至运送伊朗以及俄罗斯被制裁的石油，这一定程度上可以对冲西方强化对俄罗斯石油价格上限执行的影响。

巴以冲突的利多逐步计价后，原油市场的驱动逐步回归宏观与基本面，一方面是欧美需求走弱的兑现情况，另一方面是11月26号的欧佩克会议沙特限产保价的策略是否维持。而从库存上看，第四季度现货市场的偏紧程度较第三季度有一定缓解，但供需仍旧维持紧平衡，预计油价短期维持区间波动。

(作者系华泰期货原油分析师)

运行要求，从今年10月到明年3月，如果出现天然气供应短缺和缺电情况，煤电厂将起到储备电力作用。

德国退煤争议不断

■本报记者 李丽雯

德国退煤时间表争议再起。今年10月，德国宣布继续使用部分燃煤电站，以确保今年冬季电力供应，随后德国政府内部意见出现明显“分裂”，部分人士认为德国应遵循气候议程，另有部分人指出快速淘汰煤炭会影响能源供应安全。重重争议之下，德国的煤电淘汰前景也变得愈加扑朔迷离。

■ 退煤时间表受质疑

德国财政部长克里斯蒂安·林德纳公开反对当前德国政府制定的2030年煤炭淘汰计划，认为除非能源供应充足且价格合理，否则德国应不再期待到2030年初彻底淘汰燃煤发电。

克里斯蒂安·林德纳还对欧盟现有的碳排放管理机制提出质疑。克里斯蒂安·林德纳指出：“如果德国选择降低燃煤发电，其他欧盟成员国能自由增加温室气体排放量，这会让德国的努力付之一炬。”

行业媒体“欧洲动态”分析认为，根据欧盟碳排放交易体系，如果德国政府没有及时要求欧盟委员会取消相关配额，即使德国关闭燃煤电厂，也不会自动减少欧盟碳市场流通的排放配额数量，这也意味着，德国燃煤电

厂的退出可能让其他依赖煤电的国家增加排放量。

但是，在德国经济部长罗伯特·哈贝克看来，欧盟可以通过提高碳价成本来解决碳排放配额流通的问题，德国在2030年完全淘汰煤炭的计划能够实现。同时他也坚称，到2030年燃煤电厂将不再有利可图。

■ 煤电仍是储备电力

德国曾于2019年提出，在2038年前逐步淘汰燃煤发电的目标；去年底，德国政府又重新制定淘汰煤炭时间表，将这一时间节点提前到了2030年。

然而，过去几年，德国乃至整个欧洲天然气价格大幅波动，用能成本激增。今年初，德国政府为缓解居民用能负担，已出资超过196亿美元。

如今，随着冬季再次临近，欧洲业界对今冬电力供应的担忧与日俱增。今年8月，德国政府曾预计，到2027年欧洲天然气价格都可能维持在高位。德国公用事业公司E.ON也警告称，今冬天气可能出现严重的能源供应紧张。

10月初，德国政府宣布，将继续启用部分燃煤电厂。据路透社报道，德国内阁已通过了最新的褐煤电站延长

■ 社会各界意见分裂

德国政府内部的分歧实际上是德国社会各界意见不一的缩影。虽然德国很早就提出要淘汰煤炭，但时至今日，对于能源系统如何填补能源缺口、保障能源供应安全，德国各界都存有疑虑。

德国环保机构明确反对推迟淘汰煤炭，认为2030年应是德国实现气候目标的“最后期限”。但数据显示，2022年冬季，德国煤电出力总量达到1.9吉瓦时，德国能源领域温室气体排放量也因大量使用煤炭而反弹。

“欧洲动态”援引德国经济研究所主管迈克尔·赫茨尔的话称：“对德国来说，取消已经达成的逐步淘汰煤炭协议并不是上好选择，政策变动将不利于稳定投资者预期。”

但天然气供应不足以及可再生能源装机增速过慢是德国能源系统需要面对的现实问题。德国储气行业组织INES曾在今年夏季发布声明称，如果德国不能进一步加快管道或LNG接收站建设，2026至2027年冬季德国很可能还存在天然气供应不足的风险。

据了解，虽然近几个月德国LNG进口接收站数量和规模都在上涨，但考虑到建设周期以及投运时间，近两年内LNG进口接收站尚无法补足德国能源需求。

德国能源和水工业协会主席克尔斯廷·安德烈建议德国联邦政府，应迅速说明未来德国应如何组织保障本土能源安全。

英国拟强制实行北海油气年度许可招标

■本报记者 王林

1月12日申请窗口关闭，北海过渡管理局总共收到来自76家公司总计115份、涉及258个区块和部分区块的申请。截至10月底，所有258个区块都已通过初步栖息地管理评估。

近年来，英国从授予许可证到生产的平均时间约为5年。北海过渡管理局首席执行官斯图亚特·佩恩指出，英国北海目前有284个海上油气田正在运营中，预计到2050年总产量可达52.5亿桶石油当量。

针对北海油气开发，英国能源安全和净零排放部长克萊尔·库蒂尼奥表示：“地缘冲突等外部因素让国际能源市场变得越来越不稳定，在此背景下，我们应充分利用自身优势，全面调动北海地区所有可用能源资源。也就是说，石油、天然气、风能、氢气，一个都不能少。”

英国气候变化委员会指出，即使英国到2050年实现净零排放目标，仍将继续依赖石油和天然气来满足大部分能源需求。基于此，英国应该更倾向本土天然气生产，而非进口高价海运液化天然气。

英国气候变化委员会估计，英国石油和天然气行业每年能提供超过20万个稳定就业岗位，为英国经济增加160亿英镑税收，彻底脱离石油和天然气并不现实。

10月底，英国颁布《2023年能源法》，旨在进一步完善英国能源生产、安全、监管制度。《2023年能源法》主要涉及石油和天然气、电力、核能、海上风电、氢能、碳捕集



和封存技术、低碳供热等领域。石油和天然气行业方面，英国将制定海上油气基础设施应急计划，明确如何应对海上油类污染事故措施，减少海上油气开采活动对环境的影响，同时还将在各项规定中侧重环保和减排。

为了更环保地推进油气开发，碳捕集和封存技术被寄予极大厚望。根据《2023年能源法》，英国将引入二氧化碳运输和封存许可框架，帮助建立本土首批碳捕集基地，并允许政府协助监督封存设施退役，旨在加速扩大碳捕集和封存技术应用规模，为其吸引更多投资和长期财政支持。