



陆海风机单机容量不断刷新纪录

风机大了再大日趋白热化

■本报记者 李丽昊

风电机组大型化趋势正在加速。10月中旬,国内主流风电整机厂商纷纷发布最新海陆机型,其中,三一重能最新的15兆瓦陆上风电机组刷新全球陆上风机容量最高纪录,明阳智能发布22兆瓦海上风电机组,同样刷新全球海上风机容量最高纪录。

不过,虽然风机大型化加速带动风电成本大幅下降,但业界呼吁,应警惕如此快速的技术迭代更新可能带来的潜在风险,风机大型化应保持谨慎。

◆ 风机容量进入两位数时代

自陆上风电和海上风电相继步入无补贴时代,国内风电整机市场开启激烈竞争,企业源源不断推出大风机。

数据显示,2020年,国内新增装机所用陆上风电机组平均单机容量仅为2.6兆瓦左右,海上风电机组平均单机容量约为4.8兆瓦。随后两年内,国内投入市场的风电机组单机容量快速上扬,2022年全年新增装机中,陆上风机平均单机容量已达4.2兆瓦,海上风电机组平均单机容量超过7.4兆瓦,同比涨幅均超过30%。

时至今年,投入市场的风机单机容量还在上涨。从金风科技发布的2023年半年业绩报告来看,今年1至6月期间,金风科技4至6兆瓦机型销售达831台,同比增长77.27%;6兆瓦及以上机型销售252台,销售容量同比增幅高达337.46%;而同期内,4兆瓦及以下机型销售容量则降低了97%以上。

与此同时,各大风电整机厂商还在积极推出更多大型化产品。据了解,截至今年10月底,明阳智能、金风科技、远景能源、三一重能、运达风电都已公布了10兆瓦及以上陆上风电机组。在海上风电方面,单机容量15兆瓦及以上机组已屡见不鲜,中船海装、东方电气均公布了18兆瓦海上风电机组,明阳智能最新推出的22兆瓦产品更是刷新海上风机容量纪录。从叶轮直径上看,海上风电机组叶轮直径最高已经达到280米。

◆ 降本是大容量主要动力

“风机大型化快速推进的主要原因还是为了降本。”远景能源副总裁(中国区)兼解决方案总经理许锋飞在北京国际风能大会期间表示,“不仅为了更低的平准化度电成本,更是为了节省风电项目土地资源。”

行业数据显示,今年上半年,国内陆上风电市场公开投标均价维持在1600元/千瓦,海上风机折合单价则在3400元/千瓦以下,与前两年同期市场情况相比,陆上和

海上风电招投标实际上都出现了超过50%的“打折”。

激烈市场竞争之下,风机大型化是否会有尽头?国内某风电整机研发人员认为,只要风电度电成本还能往下降,风机大型化趋势就不会停止。

但值得注意的是,风机大型化已经不仅是单机容量数字,更需要风电行业全面升级。“当前,国内风机快速大型化已经不只是产业链问题,还牵扯到配套工程技术各个方面。”浙江运达风电股份有限公司首席技术官兼创新研究院院长潘浩指出,“制造端是否能够生产出更大部件,材料端是否能够承受、配套运输设备是否能够适配,都是应考虑的问题。”

行业研究机构中邮证券分析指出,大型化趋势加速的当下,国内风电整机厂商的风机设计路线实际上已经开始逐步趋同。海上风机开始转向半直驱路线;陆上风电由于成本端压力较大,各主机厂均开始转向双馈平台,并针对低风速场景纷纷推出大叶轮产品。

◆ 安全可靠是技术创新关键

以空前的速度进行产品迭代,对新产品进行试验验证的时间也相对更短,业界

普遍认为,风机的安全、可靠仍是保障未来风电行业高质量发展的关键所在。

上海电气风电集团股份有限公司首席技术官兼工程预技术研究院院长蒋勇指出,与过去小功率风机相比,大兆瓦风机一旦出现可靠性问题,造成的损失会大很多,不仅单个部件成本相对更高,也会给风电场带来更大损失。

南高齿集团执行董事、风电事业部总裁顾晓斌也公开指出,按照原有的制造技术,一旦从小兆瓦转向大兆瓦,不仅涉及使用参数变化,还有制造技术、检测技术更新,作为零部件供应商,需要进一步加强检验,提升技术水平。

许锋飞强调,大型风机对产品可靠性要求变得更高。以叶片为例,当前吊装的叶片已经超过100米,叶片驱动设计、选材、验证、制造、运输安装,以及控制运行都应保证性能和可靠性,这给全产业链上的厂家都带来了更高要求。

在中车株洲电力机车研究所有限公司风电事业部首席技术官万宇宾看来,一方面,企业需要不断尝试新东西;另一方面,更需要在产品各个阶段、各个环节通过有效测试和验证达到设计之初的预期,这样才能让风机真正在大型化之路上走得更稳更远。

电解槽企业忙“出海”

■本报记者 仲蕊

电解槽企业“出海”正渐成常态。今年以来,近10家国内电解槽生产企业与多国厂家通过合作建设工厂、启动电解水制氢商业化合作、成立海外公司等方式,开拓国际市场,加速制氢设备海外市场布局。

业界普遍认为,全球碳中和趋势下,发展绿氢逐渐成为各国实现能源转型的重要路径之一,国外绿氢产业持续高速增长,在吸引国内众多电解槽企业布局的同时,也将进一步深化绿氢国际合作,实现国内外市场的双赢发展。

■ 海外市场吸引力提升

当前,全球多国都在积极布局氢能产业,推动能源转型,降低碳排放。许多国家都出台了支持氢能发展的相关政策,包括绿氢资金支持、税收优惠、研发补贴等。

据江苏国富氢能技术装备股份有限公司战略总监魏蔚表示:“全球范围内,发展绿氢都是大势所趋,尤其对于能源比较匮乏、可再生能源禀赋条件较好、以资源出口为主的国家,如澳大利亚、南非、美国等,都在大力发展可再生能源电解水制氢。”

海外较大的绿氢需求以及优越的资源禀赋持续吸引我国电解槽企业布局。比如,欧盟计划2020—2024年和2025—2030年,绿氢产量达100万吨/年和1000万吨/年,电解制氢需求约12.9吉瓦和122.8吉瓦;美国预计到2030、2040和2050年清洁氢需求将分别达到1000万吨/年、2000万吨/年和5000万吨/年。

从资源角度看,欧洲南部太阳能资源丰富,近海可以开发风电;同时,欧盟不断完善天然气基础设施网络,可为后续氢能运输提供支持。再如澳大利亚,光伏资源丰富,大力发展氢能枢纽,推动行业实现规模经济。美国始终保持对氢能技术的研

发投入,强化全链条技术储备。

“对于氢能产业规划,全球多国都雄心勃勃,这对于我国电解槽企业‘出海’可谓机遇与挑战并存。”考克利尔能源亚太区总裁、考克利尔克立(苏州)氢能科技有限公司总经理林立邦指出,上述背景下,我国电解槽企业需要加快海外布局,在全球氢能领域开疆拓土,实现更进一步的发展与突破。

■ 产能、供应链竞争优势明显

当前,国内制氢装备市场正处于起步发展阶段。魏蔚指出,虽然电解槽产业入局企业不断增多,但产能并没有完全释放,真正能够交付碱性电解槽的企业大概只有30家左右,交付PEM电解槽的企业约5—8家。随着氢能产业迎来快速发展,未来10—20年,我国绿氢制氢产能将迎来巨大发展空间,每年增量或将超过百吉瓦规模。

在技术发展方面,国内早在上世纪60年代初期,就开始有电解槽相关方面的研究,并于上世纪90年代开始商业化。经过多年研发,国内碱性电解槽技术已趋于成熟。

林立邦表示,目前,国际市场电解槽订单在逐步增多。据不完全统计,国内电解槽产能有17.55吉瓦,略高于海外电解槽产能。当前,海外电解槽产能远不及2030年世界范围内对电解槽需求量的1/10,国内厂家进入国际市场也是顺应市场需求。

“我国电解槽市场已形成成熟的供应链体系,国内厂家在生产方面可以做到完全国产化。”林立邦指出,为开拓国际市场,国内电解槽厂家进行了欧盟CE认证和美国ASME认证等一系列标准认定,而且满足CE和ASME标准的材料部件我国供应链都可以提供。在供应链成熟度方面,我国已形成完整的生产链



图为考克利尔克立向中石化新疆库车绿氢项目提供的1000Nm³/h碱性电解槽。考克利尔克立/供图

和供应链,包括原材料采购、生产、配送和售后服务等环节,能够为全球客户提供更好的服务。

“我国碱性电解槽在隔膜、催化剂等相关技术上,还处于一代为主、二代刚起步的阶段,而有些国家已开始生产二代、三代新型碱性电解槽,因此,部分技术与国外相比仍有差距。”魏蔚表示,与国外企业进行制氢项目合作,首先能够了解国外先进技术发展趋势,找到更适合中国、更先进、经济性更好的电解槽技术。同时,我国制造产能丰富,与国外合作能够释放国内制造产能,以制造能力合作这种方式来换取国外先进技术,开拓国际市场。

■ 把握机遇与谨慎决策并行

林立邦表示,我国电解槽企业海外布局可为当地提供整个价值链脱碳所需的产品,有助于当地企业开发以可再生能源为重点的国家能源生态系统,推动当地能源转型发展和产业升级。除此之外,还可

以促进当地经济增长、推动相关就业机会增加,助力当地产业可持续发展。

“一些海外零部件企业也能丰富国内供应链体系。在科研方面,国际化视角可以给国内企业带来新技术趋势和创新模式,双方科研上合作和交流也可以促进行业进步。海外布局也有助于我国企业了解海外市场,为拓宽商务渠道提供助力。”林立邦说。

受访专家同时强调,中国电解槽企业“出海”也是一个充满挑战的过程,需要企业充分准备并谨慎决策。

“需要注意的是,国际合作有其相应的原则和套路,要了解所在国家当地标准法规,不仅是产品标准,还包括产品制造、应用,及产品相关联产业的标准法规。此外,还应关注当地资源禀赋、政商环境等。”魏蔚指出。

林立邦举例说,在制造层面,国内电解槽与国外电解槽基于地方技术规范/标准不同、客户的不同需求,在设备设计方式与材料的运用上会有所不同,中国企业需要遵守当地法规与生产要求。

今年10月,围绕电子燃料诞生了两笔颇受关注的合作:其一,沙特阿美与沙特主权财富基金沙特公共投资基金子公司NEOM将合作建造一座电子燃料示范工厂,通过可再生能源制氢和碳捕获技术实现低碳合成汽油商业生产。其二,智利燃料生产商HIF Global与日本能源公司引能仕株式会社达成协议,将向后者供应绿色氢基电子燃料。作为一种合成燃料,电子燃料站上风口,体现出合成燃料的发展现状。

据了解,合成燃料是一种以天然气、煤炭、泥炭等为原料的液体燃料,可以与化石燃料混合,也可以直接使用。虽然业界认为,合成燃料可以成为汽柴油的绿色替代品,但针对其成本高、能效低且并不绿色的争议仍不绝于耳。

■ 合成燃料广受追捧

欧盟委员会今年2月提出2035年禁售燃油车,遭到德国、波兰、意大利强烈反对,为此不得不为包括电子燃料在内的合成燃料“开绿灯”,调整为欧盟2035年后

站上风口的合成燃料缘何争议不断

■本报记者 王林

销售的燃油车必须使用100%碳中和的电子燃料。

沙特阿美表示,与传统燃料相比,电子燃料可以减少二氧化碳排放量超70%。该公司技术与创新部执行副总裁Ahmad Al Khowaiter表示:“合成燃料将加速全球交通领域脱碳进程。”

德国工业巨头博世则预计,到2030年,约一半燃油车可以通过使用合成燃料继续上路。目前,汽车制造商保时捷、奥迪、丰田、日产、斯巴鲁,以及美国石油公司埃克森美孚等都是合成燃料的追捧者,尤其是电子燃料。

据悉,保时捷投建了全球首个电子燃料工厂,于2021年在智利投产,同时还在规划其他电子燃料工厂项目。保时捷已经投资超过1亿美元用于电子燃料开发和生产。

“电子燃料潜力巨大。目前,全球有超

过13亿辆内燃机汽车,电子燃料无疑是这些汽车走向碳中和的可行替代方案。”保时捷开发与研究执行董事会成员Michael Steiner强调。

■ 绿色属性有待商榷

虽然合成燃料在燃烧时也会产生二氧化碳,但由于在合成过程中吸收了二氧化碳,因此,合成燃料被认为是一种碳中和的新燃料。

日本成蹊大学理工系教授里川重夫表示,作为化学物质,合成燃料与汽油成分相同。以电子燃料为例,其抗爆震性和动力性基本能达到98号汽油水准,但有害物质排放却大大降低。

不过,合成燃料是否真的“绿色、清洁”,仍然有待商榷。反对者认为,合成燃

料本质上仍是化石基燃料,生产过程也是能源密集型,且成本和效率均不具优势,完全没有存在的必要。

国际清洁运输委员会研究发现,因水在电解、合成及燃料燃烧时会产生能量损失,合成燃料汽车存在能源使用效率低的问题。在使用等量再生能源的情况下,电动汽车续航里程要比合成燃料汽车长5倍。

欧盟非政府组织运输与环境联合会指出,合成燃料汽车虽然碳排放量会降低,但会排放致霾物二氧化碳、氮氧化物,直接降低了其作为清洁燃料的绿色属性。

“多年来,合成燃料尤其是电子燃料一直强调其‘清洁高效’,但实际上并非如此。合成燃料不应该被认为是零排放的燃料,因为其排放的是二氧化碳以外的其它污染物。”运输与环境联合会政策经理亚历克斯·凯恩斯坦言。

矿业科技装备智能化进程提速

本报讯 10月26日,在2023中国国际矿业大会上,自然资源部中国地质调查局国际矿业研究中心发布《全球矿业发展报告2023》(以下简称《报告》)显示,矿业科技装备正加速走向智能化,资源回收利用技术也快速进步。

《报告》指出,勘探技术装备正向智能化、轻量化发展。企业成为地球物理新技术研发、推广和应用的重要推动者,主要地球物理装备和软件厂商的市场占有率持续提升。勘探工艺逐步优化,钻进效率和安全性持续提升。深部勘探技术提升,商用勘探设备可满足3000—5000米地质勘探需求。覆盖区地球化学找矿勘查技术成为地球化学勘探领域攻坚方向。

同时,根据《报告》,5G、无人驾驶矿卡和人工智能等技术装备的应用提高了矿山开发水平。其中,5G技术应用于智能化开采、运输、选冶等多个场景,有效促进了矿山智能化转型。矿山无人驾驶卡车也实现规模化运行。据不完全统计,我国共落地超过50个矿区无人驾驶项目,覆盖煤矿、金属矿和砂石骨料矿等场景,运营车辆超过300台。随着全球碳减排逐渐深入,矿卡电动化成为矿山降低碳排放的重要途径。人工智能在资源勘查、流程优化和资产管理等领域得到应用,提高了矿山生产决策效率。

在资源回收利用方面,《报告》显示,全球大宗矿产与贵金属回收利用技术和模式已较为成熟,铁、铜、铝等大宗矿产回收利用专利基数大、增长快,资源回收利用率已超过50%。战略性新兴产业矿产回收利用技术快速发展,但市场化规模不大。锂、稀土回收利用专利基数小、增长快,但资源回收利用率不足1%。

展望未来,《报告》提出,应加强科技创新投入,推进矿业发展支撑“双碳”目标实现,利用卫星遥感、大数据、物联网等先进技术,推动矿业科技的创新与升级,加快推进数字化矿业和智能矿山建设。(孙瑜)

■ 仍需克服高成本缺点

油价网指出,合成燃料有望成为燃料市场规则改变者,其高热值、低污染等特性,尤其可以在脱碳、电动化转型难的领域发挥重要作用。

国际能源署指出,到2050年,合成燃料对运输和工业的脱碳至关重要,尤其是在难以电气化的行业。阿尔西汽车市场咨询公司预计,到2026年,全球合成燃料产量将增至76亿升,2028年将达到189亿升,届时将占航空燃料总需求的5.5%,而面向汽车的供应量则可能较为有限。

除了绿色属性存疑,能否实现低价量产,也是合成燃料发展的主要障碍。日产汽车首席执行官阿西瓦尼·古普塔坦言,高成本和商业化是合成燃料发展的两大难关。

根据日本经济产业省估计,在日本生产1升合成燃料成本约为700日元(约合4.65美元),是目前日本汽油零售价格的4倍多,加上合成燃料能量转换效率相对较低,商业前景并不乐观。