

BIPV 激活薄膜电池市场

■ 本报记者 姚金楠

7月13日,住建部、国家发改委印发的《城乡建设领域碳达峰实施方案》提出,推进建筑太阳能光伏一体化建设,到2025年新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到50%,推动既有公共建筑屋顶加装太阳能光伏系统。

在国家政策的加持下,光伏建筑一体化(BIPV)市场持续升温。这也让薄膜太阳能电池企业看到了新的发展机遇。

市场需求一拍即合

“目前,我国约有40%的工商业厂房和彩钢瓦屋顶缺乏承重能力,轻量化光伏组件可以有效解决这一痛点。同时,对于一些具有弧度的曲面屋顶,柔性组件也有独特的应用优势。”在日前光伏行业协会举办的薄膜太阳能电池应用及产业发展机遇研讨会上,浙江尚越新能源开发有限公司董事长任宇航表示,轻量化、柔性化将成为未来太阳能发展的趋势。

据南开大学光电子薄膜器件与技术研究所教授孙云介绍,目前,除去已经基本退出市场的硅基薄膜电池外,薄膜电池可分为碲化镉薄膜电池、铜基薄膜电池(铜铟镓硒、铜铟硫)和碲化镉叠层薄膜(柔性)电池、钙钛矿电池等几大类。其中,前三者已经实现商品化,钙钛矿电池则还需进一步解决稳定性问题。此外,诸如有机电池OPV、量子电池等其他电池尚处于基础研究阶段。

孙云表示,2020年前后,BIPV产业开始在全球范围内发展壮大,薄膜电池也因此受到更多关注。“薄膜太阳能电池更适用于建筑物立面安装,具有很好的弱光效应,同时制作成彩色组件对于输出功率的损失仅为10%左右,可以很好适应BIPV的发展需求。”

产业发展前途多舛

虽然市场需求开始显现,但就全球范围内而言,从事薄膜太阳能电池规模化生产的企业却非常有限。

以碲化镉电池为例,龙焱能源科技(杭州)有限公司总经理吴奔表示,早在1991年,美国First Solar公司和德国ANTEC Solar公司就开始从事碲化镉薄膜



增加产能力而行

电池的产业化工作,此后两国的多家公司都加入其中,但由于碲化镉技术壁垒较高,目前,仅剩First Solar公司还在研发生产。就国内情况而言,只有龙焱能源科技、成都中建材光电材料和中山瑞科新能源三家公司从事碲化镉电池的产业化研发和生产。

铜铟镓硒薄膜电池的发展也堪称“前途多舛”。孙云表示,在“从无到有”的开发阶段,铜铟镓硒电池作为“四元化合物”半导体,其科学机制与技术同传统半导体完全不同,在相关研究尚未明朗的情况下,部分项目急于求成,造成投资血本无归。同时,在学术界,铜铟镓硒电池也受到硅薄膜电池的挤压。

“2011年前后,西方国家开发出铜铟镓硒电池中试单机2万千瓦产线,但在向规模化降本提效的过程中,由于晶硅电池价格暴跌,产线面临停产倒闭,不得不将技术开放,中国企业也正是在这个时候收购了相应的产线。”孙云坦言,出于对西方技术的盲目信任,中国企业希望借用晶硅电池“当年投产、当年获利、来年上市”的经验,投资数十亿建设大型产业基地。但在缺人才、缺技术的情况下,整体推进迟滞。“铜铟镓硒电池在效率、成本方面和晶硅电池的差距越拉越大,重资产压力下,项目及及时止损不得不关停,数十亿资金被套牢。”

任宇航认为,目前,薄膜太阳能电池所处的发展阶段恰如10年前的晶硅电池。“产业化规模扩大,市场和应用场景也开始放大。上下游供应链打通,细分市场的开拓和布局也逐渐成熟。同时,大型的产业化基金开始导入,技术和应用的相关研发正处于加速的进程中。”

在此背景下,任宇航表示,要实现薄膜电池的大规模、低成本生产,必须立足于自主知识产权,掌握高效率成套工艺和核心产线装备的本土人才,实现材料和装备的国产化,并建立起标准化的生产流程。

同时,孙云认为,薄膜电池要注重“差异化”发展道路,结合电池特性开发出独特的应用产品和领域,提升附加值。“这一过程中要特别注重解决柔性薄膜电池封装材料的技术瓶颈问题。”

“薄膜电池回归市场,在价格上不要急于与晶硅电池比拼,要充分考虑到成本、利润和研发费用的投入,权衡之后决定是否扩大再生产。”孙云指出,薄膜电池企业要与高校和科研院所充分合作,将基础研究和工程技术开发相结合,不断提升电池效率、降低成本,根据市场需求量力而行增加产能。

江苏淮安盐穴压缩空气储能项目可研报告通过评审

本报讯 记者卢奇秀报道:7月14日,江苏淮安465兆瓦/2600兆瓦时盐穴压缩空气储能项目可行性研究报告在京通过专家评审,标志着该项目将进入工程实施阶段。

据江苏国源储能科技有限公司董事长周兵介绍,江苏淮安465兆瓦/2600兆瓦时盐穴压缩空气储能项目,地面工程总投资约22.27亿元,计划三年共分两期实施:一期单机规模115兆瓦,二期单机规模350兆瓦。该电站建成后,将成为全球容量最大的压缩空气储能电站,可实现年发电8.5亿度。

作为储能方式的一种,压缩空气储能是利用电网负荷低谷时的剩余电力压缩空气,并将其储藏在高压密封设施内,在用电高峰释放出来驱动膨胀机带动发电机发电。据了解,百兆瓦级先进

压缩空气储能系统在功能、成本、寿命和性能等方面与抽水蓄能基本相当,被认为是最具发展前景的长时大规模储能技术之一。

目前,我国已建成山东肥城10兆瓦盐穴先进压缩空气储能国家示范电站并正式并网投运。去年年底,全球首个百兆瓦级先进压缩空气储能电站——张家口100兆瓦先进压缩空气储能国家示范电站也顺利并网,开展带电调试工作。我国已掌握先进压缩空气储能的全套核心技术,拥有完整的自主知识产权。

值得注意的是,装机规模从100兆瓦提升至350兆瓦,对项目建设提出了更高的要求。据悉,江苏淮安465兆瓦/2600兆瓦时盐穴压缩空气储能项目将依托中国科学院工程热物理研究所国际领先的压缩空气储能技术和苏盐集团领先的地下盐

穴造腔技术,利用中储国能(北京)技术有限公司全套压缩空气储能装备研制及系统集成能力,共同推动压缩空气储能技术研发及产业化进程,力争成为绿色低碳、循环发展的示范样本。

中科院电工所王秋良院士、中国电科院周孝信院士、中科院武汉岩土所杨春和院士,以及来自中国能源研究会、中国科学院力学研究所、清华大学、中国石油大学、北京京能科技有限公司、山东电力工程咨询院等单位的专家出席了评审会议。淮安市政府、苏盐集团、中国科学院工程热物理研究所、中储国能(北京)技术有限公司及各合作单位共40余人,参加了评审会议。评审中,专家组分别听取了项目可行性研究报告、盐穴稳定性评价及地下工程情况汇报,同意通过可研评审。

数字化助力油气企业“大象转身”

■ 本报记者 渠沛然

日前,在中央企业数字化发展研究院主办的“数字央企论坛”系列活动中,中国石油、中国海油、中国石化等企业围绕“石油化工 清洁能源”的主题进行了分析研讨。与会专家均表示,数字化转型是新一轮产业升级和提质增效的核心手段,但油气企业业务繁多,转型过程中需要跨行业、跨领域建设数字化平台,应该持续更新顶层设计,以引领行业高质量发展。

提质增效“好帮手”

据昆仑数智科技有限责任公司高级技术总监王铁成介绍,过去10年,中国石油新建产能2.83亿吨,通过数字化减少用工6.3万人。长庆陇东页岩油智能物联网重构“现场操控、生产运行、调度指挥分层闭环管理”新模式,实现百万吨产量用工仅300人。

数字化不仅使得勘探生产实现“最少的人干最多的活”,还能够帮助油气企业实现高效油气销售联动。塔里木油田通过“1个调控中心+4个储运中心”集中调控,建成油气产销一体化驾驶舱,实现油气调控由产销手工平衡向分区协同模式转变,优化减少承包商23.5%。新疆油田1100口井异常工况智能预测准确率93%以上,工作效率提高50倍。

王铁成表示:“后续需要进一步明确通用应用与个性化场景建设边界,围绕提高勘探成功率、精益管理保障合规、提升安全生产保障、降低企业运营成本、

降低员工劳动强度等目标务实推进转型。”

安全环保显成效

作为油气产业链的重要一环,石化行业也是人工智能、大数据、5G等新一代信息技术应用的主战场。

石化盈科信息技术有限责任公司信息技术研究院院长谌湘临表示,石化行业面临能源资源约束加大、产业结构亟需优化、安全环保压力升级等一系列挑战,需要加快数字技术与石化先进制造技术的深度融合。

据谌湘临介绍,在安全管理方面,数字化能够强化过程安全及风险防控,打造安全生产一体化防控新能力。“我们的试点企业通过安全风险状态监控避免机泵非计划停机或发生次生事故30余次,直接经济效益达3000万元以上。”

在环保管理方面,数字化管理能够对生产企业重点污染源排放点进行实时监控、超标报警和趋势分析,实现源头削减、过程管控、末端治理的一体化管理。此外,利用人工智能、大数据等技术,可实现效益动态测算和优化、全业务链异常检测和预警、生产调度与应急智慧一体化协同。“试点企业无效报警降低50%以上,工作效率提高15%,故障处置时间缩短0.5小时/次。”谌湘临说。

难点仍待突破

不过,与会人士同时指出,由于油气产业链条长,在数字化应用过程中仍存在不少亟待解决的问题。

据了解,截至“十二五”末,中国石油建成了从作业区、采油厂、油气田公司到集团公司,涵盖勘探开发全业务链的信息化支撑体系,在增储上产、降本增效、转变生产组织模式等方面取得显著成效,但受技术限制,数据难以共享、业务难以协同。

同时,虽然各企业非常重视数字化转型升级,也制定了明确的战略目标和路线图,但由于所属单位数量较多、业务繁杂,对数字化转型的认识和重视程度参差不齐,数字化发展并不均衡。

与会专家表示,油气产业链较长,各环节的业务特点、转型需求不同,很难用一种模式涵盖。目前的概念性设计平台较多,但部分核心业务板块存在技术短板,在实际应用中较难落地,不能完全满足业务的数字化需求。未来,油气企业可考虑以新一代信息技术为手段,建立以信息基础设施与运维平台为基础,涵盖经营管理层、生产执行层和操作控制层的纵向架构体系,丰富和迭代企业的分析和决策能力,以适应复杂不定的生产环境,并完成多样化的油气生产业务。

关注

全钒液流电池 成储能界“新宠”

■ 本报实习记者 林水静

近日,钒电池概念股持续走高,以钒为主要资源的企业股价也多日涨停,引起行业关注。钒电池,即全钒液流电池,是当前液流电池中发展时间最长、技术最成熟、商业化程度最高的一种技术。

满足中长时储能需求

“全钒液流电池是大规模、大容量、长时、高安全性储能的首选技术。”中科院大连化学物理研究所首席研究员张华民表示,“全钒液流电池的电解液为钒离子的稀硫酸水溶液,只要控制好充放电电压,保持电池系统存放空间通风良好,就不存在着火爆炸的风险。”

根据储能时长不同,电化学储能技术可分别满足不同的市场需求。大连融科科技发展有限公司总经理王晓丽表示:“如基于超级电容的飞轮储能技术,具有短时大功率的调节能力,锂离子电池适合1小时~4小时的储能需求,而钒电池则更适合于中长时储能,即4小时~12小时的储能。”

山西国润储能科技有限公司技术总监吴志宽向记者介绍:“钒电池与锂电池不同,液流电池的液体电解质储存在外部储罐中,而不是储存在每个电池单元中。由于携带能量的电解质与发电堆在物理上是分开的,因此液流电池的能量和功率也是分开的。”

“全钒液流电池储能系统的输出功率由电堆的大小和数量决定,而储能容量由电解液的体积决定。”张华民表示,正因这种特性,储能时长越长,钒电池单位造价就越低。

除此之外,钒电池作为储能电池,使用寿命也极具优势。王晓丽进一步表示,钒电池可通过化学手段低成本快速恢复容量衰减。“钒电池本身就是一种寿命超长的电池储能装备,在百分之百充放电循环下,钒电池充放电循环次数可以达到2万次以上。同时,在它的整个生命周期之内,能量保持率可以达到百分之百。”

产业链日渐国产化

全氟质子交换膜材料是液流储能电池最核心部件,也是最具难度的核心技术,被业内称为全钒液流电池的“心脏”和“芯片”。此前,该技术和产品一直以来都掌握在少数外国公司手中,如今,这项技术已被国内企业掌握。

据江苏科润膜材料有限公司总经理杨大伟介绍,该公司自2009年起瞄准燃料电池和液流电池的方向开始做国产化质子膜,如今,其在国内钒电池质子交换膜市场的份额已经达到90%。

“公司生产的液流储能电池在电化学及力学性能方面均达到或超过进口产品,同时造价仅相当于进口产品的1/3。”杨大伟表示,“目前,公司拥有120万平米/年的质子膜产能,二期又规划了400万平米/年产能的质子膜生产基地,将于明年投产。”

此外,钒电池生产商也倾向于自主建设零部件生产基地,保障供应。如国润储能建设有成熟的全氟离子膜生产线,融科储能则具备关键部件电堆的完整生产线以及全球最大钒电解液生产基地。

降本需扩大产业规模

据攀钢钒钛的年报显示,2021年,全球钒产量(以V2O5计)为21万吨左右,其中我国约占全球产量的65%。不过,钒资源虽然丰富,钒价却居高不下。

为此,王晓丽认为,钒电池产业化规模亟待扩大。“在当前技术水平下,钒电池初始投资造价与锂电池相比确实偏高。钒电池产业刚刚兴起,虽然产业链基本完善,但是产业规模还没有达到规模效应显现的阶段。不过,无论从材料、核心电堆还是系统集成角度看,钒电池仍有大量的技术提升空间,可以预期在技术上钒电池仍有一个较大的降本潜力。”

“电解液的成本约占整个储能系统成本的70%,由于电解液可再生循环使用,不需要报废处理,因此生命周期的价格低、经济性好。”张华民同时表示,钒电池在电池系统报废后除电解液可再生循环使用外,其他金属材料、碳材料等,也可以有效利用而不污染环境。

“如果加大投入,全钒液流电池从性能、成本控制上仍有很大的发展空间,远没有触到‘天花板’。在低温或者极高温的环境下,全钒液流电池比锂电池及铅酸电池更加安全与可靠,有其专属的特定市场需求。”吴志宽说。

英国IDTechEx公司报告认为,面向储能市场的钒液流电池到2031年前后或将在装机容量上超过锂离子电池。张华民预计:“到2030年,全钒液流电池储能系统的功率(千瓦)装机市场份额将达到30%左右,容量(千瓦时)装机市场份额将会达到电化学储能的50%左右。”