

受制于不连续、不稳定等特性,我国的弃风限电现象日趋严重。新兴的全钒液流电池在核心技术研发、稳定性、成本控制等方面优势突出,有望成行业内的“黑马”。在美国2012年制定的储能技术发展规划中,全钒液流电池名列首位。

全钒液流电池:储能系统“黑马”

■本报记者 贺春禄

近日,全球最大规模的5MW/10MWh全钒液流电池储能系统应用示范工程通过辽宁电力勘测设计院验收。该储能系统自今年2月22日并网运行后,经过3个多月的严格考核,目前已经全面投入运行。

带领团队为该示范项目提供技术支撑的中国科学院大连化学物理研究所(简称大连化物所)研究员张华民接受《中国科学报》记者专访时指出,该储能系统的成功运行,对于建设中国储能电池技术产业化、推进我国可再生能源的普及与应用具有重大意义。

业内人士均认为,在示范项目的良好带头作用之下,若今后全钒液流电池在核心技术研发、稳定性、成本控制等诸多方面取得重大突破,将有望成为储能行业的“黑马”。

储能的首选技术之一

近年来,风力发电在中国发展得非常迅猛。截至2012年底,风电累计装机容量达到7532.4万千瓦。但是,由于风能等可再生能源具有不连续、不稳定的非稳态特性,大规模并网后对电网调峰、调频及电能质量均会带来不利影响。

因此,随着风电装机容量占电网电力比例的提高,弃风限电现象也频频出现。

数据显示,2012年我国弃风总电量约200亿度,较2011年的弃风限电规模翻倍。

张华民指出,如何提高电网对于可再生能源的接纳能力,减少弃风,提高可再生能源利用率是今后我国需要解决的重大问题。

当前,中国风电的大量并网不仅影响了电网的电能质量,而且增加了事故风险。由于全钒液流电池储能系统具有动态储能能量并适时释放能量的特点,可有效地平滑风力发电输出的非稳态特性,并提高功率预测精度、改善跟踪计划发电能力,有利于电网进行统筹调度利用,减少弃风限电,还能增加风能资源利用率。

张华民告诉记者,与其他储能技术相比,全钒液流电池储能技术因其使用寿命长、规模大、安全可靠等突出的优势,成为规模储能的首选技术之一。“2012年,美国制定的储能技术发展规划已经将全钒液流电池列在首位。”



全钒液流电池储能技术具有使用寿命长、规模大、安全可靠等突出优势。

优势突出

张华民指出,大规模储能电池有三个基本要求:高安全性、生命周期性价比、生命周期友好。

而作为当前储能的首选技术之一,全钒液流电池储能系统安全性高,在常温常压下运行时,电池系统产生的热量能够通过电解质溶液有效排出,再通过热交换排至系统之外;而且电解质溶液为不燃烧、不爆炸的水溶液,系统运行安全性高。

同时,钒液流电池储能系统的功率和容量相互独立,可以进行独立设计;电池电压一致性好,可靠性高,循环寿命长,电解质溶液永久性使用且容量可恢复。此外,全钒液流电池储能系统的电池系统废弃后,所有材料仍可循环利用,不污染环境且回收便利,生命周期中能够实现环境友好。

正因为全钒液流电池储能系统拥有上述诸多优势,中商情报网产业研究院储能行业研究员李俊华对《中国科学报》记者指出,全钒液

流电池技术未来在储能行业具有无可估量的发展潜力,有可能改变未来的能源格局。

当前,全钒液流电池储能系统可应用于智能电网系统,以及大规模太阳能、风能等需要频繁充、放电切换的大规模储能领域,并且可利用储能实现谷电峰用,以缓解用电高峰期的电力供应不足问题。

张华民说:“该储能系统还能用于国家重要部门如政府、医院、机场、军事指挥系统等备用电站,在非正常时期保证稳定、及时的电力供应。”

示范项目意义重大

记者了解到,大连化物所是国内较早从事液流储能电池技术研发的单位之一。

多年来,针对可再生能源发电及智能电网建设对大规模储能技术的重大需求,大连化物所储能技术研究中心重点研究储能电池用关键材料、核心部件及电池系统设计、优化、集成技术,并开展应用示范,在全钒液流

电池基础研发及技术应用方面形成了雄厚积累,为提高电池系统性能、降低成本奠定了坚实基础。

张华民说:“目前,大连化物所在全钒液流电池储能技术研发领域已经处于国际领先水平。”

此次通过验收的全球最大规模的5MW/10MWh全钒液流电池储能系统背后,是大连化物所与大连融科储能技术发展有限公司长达13年的自主创新研发与合作。

“示范项目的成功运行标志着我国全钒液流电池技术达到了国际领先水平。为可再生能源的普及应用提供了有效的技术支持,具有重要的社会效益并将产生重大的经济效益。”张华民说。

中投顾问能源行业研究员周修杰也对《中国科学报》记者指出,项目的成功并网对中国全钒液流电池行业而言意义重大,研究人员、投资者、企业对该电池的发展前景和成长空间都比较看好。

“全钒液流电池在储能行业中所占地位也有所提升,有望让更多市场人士目光吸引到储能行业,这一成功案例将成为整个行业的重要模板。”周修杰说。

商业化仍需推进

示范项目投入运行后,将为我国全钒液流电池储能系统在风能等可再生能源领域的不同应用模式积累丰富而有效的数据。

据悉,该运行数据不仅可以用于探索如何建立合适的应用模式,更为重要的是可以为国家政府层面决策提供数据支撑,促进有关储能技术产业化支持政策的出台。张华民说:“这对于全钒液流电池规模化储能系统的商业化至关重要。”

李俊华指出,项目成功并网迈出了我国全钒液流电池储能系统产业化重要的一步,但大规模的商业化应用还需进一步努力。

对此,长期从事全钒液流电池研究的张华民表示,当务之急是要通过技术进步,大幅度降低液流电池储能系统成本。“此外该储能系统在各自应用领域的盈利模式还有待进一步完善。全钒液流电池技术已基本成熟,技术难点已经突破,如同手机的发展一样,在产业化的过程中,技术会得到迅速发展,成本会大幅度下降。”

能源观察

发展历程

2003年英国提出的“低碳经济”开启了全球利用低碳技术应对气候变化的先河。2008年,英国又通过能源法案、气候变化法案以及计划法案,奠定了能源低碳发展战略的法律基础。

2009年,英国又成为首个“碳预算”立法的国家。该国可再生能源指令规定,到2020年可再生能源消费要从目前的3%上升到15%,到2050年碳排放减少34%,到2050年减少80%。

2010年末,新成立的能源与气候变化部(DECC)采纳气候变化委员会的建议,与可再生能源工业界一起评估2020年可再生能源潜力及障碍。2011年出版英国可再生能源路线图及电力市场改革白皮书,发布新建核电政策,并列出了8个适合新建核电站的地点。通过碳捕获和储存(CCS)减少排放,确保能源安全,减少碳排放,创造就业。

2012年,英国推出总容量达47GW的风电计划,重新鼓励核能研究,并与法国签署超过5亿英镑的核能合作协议,建立核安全领域的合作框架;启动新一轮鼓励发展CCS计划,并宣布投入10亿英镑支持企业发展大规模商业化项目,投入1.25亿英镑创建“英国碳捕集与封存技术研究中心”,支持相关技术研发;发布CCS路线图,描绘2020年实现CCS商业化推广前景;到2050年CCS减少能源系统成本100-450亿英镑,贡献30-160亿英镑的经济价值。

2013年利益相关者开始进行生物质原料的低碳评估,DECC也正在开发生物质能计算器,以完善2050年路径计算器,帮助决策者制定生物质能政策。随后设立供热排放计划,更新可再生能源计划,确保现在和未来平价、安全、低碳能源供应。目前DECC正与核能调整办公室共同加强对新核能的监督与管理。

初见成效

根据全球风能协会报告,2012年英国新增风电装机容量为1897MW(其中陆上风电1043MW、海上风电854MW),产能比上年增加了33%,占欧洲新增风电装机容量的16%,英国在欧洲及全球风电新增装机容量排行榜分别为第2位与第5位;累计装机容量为8445MW,在全球累计风电装机容量排名中占第7位。

近年来,英国光伏市场发展迅速。根据欧洲光伏产业协会太阳能光伏市场发展报告,2011年英国太阳能光伏市场累计为904MW,2012年英国太阳能光伏市场就达925MW,占欧洲光伏市场的6%,太阳能光伏市场累计达1829MW。

不容忽视的是,英国再次重启的核电项目。根据国际原子能机构2011年度报告,2010年英国供应的核电量为56.9TWh,占总发电量的15.7%;2011年底,英国在运营的反应堆为18座,总装机容量达9220MW,总运行年数为1495堆年。

未来行动

英国未来还将持续启动四大行动。第一,开发可再生能源。为了增加并加快英国可再生能源的使用,英国将出台可再生能源义务,鼓励合格的可再生能源供应商,促进可再生能源大规模发电;固定上网电价计划,支持能源用户投资小规模、低碳发电系统;可再生能源激励计划为商业、工业、公共、非营利机构和社区支付20年的可再生能源发电费用,以及可再生能源供热保障计划,即一次性支付给家庭、社区和社会房东,帮助其购买者如太阳能热板、热泵和生物质锅炉等技术。

另外,英国还将规划可再生能源路线图——设定加速使用包括风电、海洋能、太阳能、生物质发电和热、地源、空气源热泵、可再生能源的计划。同时,确定可再生能源交通燃料义务,使公司每年提供超过45万升的可再生能源燃料,并支持供热网络等其他可再生能源技术。

此外,还将连接和管理网络访问权制度和其他行动,确保新发电机可及时、安全和有效地连接电网。英国新电力市场改革方案还将从2014年起支持可再生能源。

第二,投资新核电。目标是第一批新建核电站于2019年发电。DECC正通过多种举措减少核电投资的监管、规划投资者风险。

包括国家政策声明——用于评估潜在的新建核电站地点;监管理由——建立监管程序,评估核反应堆设计的好处是否大于健康风险;核废料和退役的安排——确保新建核电站的运营者准备足够的资金来支付未来退役和核废料的处置费用;通用设计评估——评估新反应堆设计的保险、安全及环境等。

DECC正在评估和开发电力网络需求,确保国家电网适应新核电,并联合核反应堆供应商和运营商,拥有新型核电技术人才,创造和支持具有全球竞争力的英国核能供应链。

第三,创造新的CCS产业。CCS在减缓全球气候变化、确保能源供应安全是必要的。它涉及到从化石燃料发电厂(或大型工业源)捕获二氧化碳,经过管道输送,然后在废弃的石油与天然气气藏或深处的含盐蓄水层等地下结构里离岸安全存储。

DECC已在世界上开发了最具综合性的项目,帮助创造新的CCS产业。DECC正通过以下项目支持CCS产业的发展:运作拥有10亿英镑可用资金的比赛,支持商业化规模CCS的设计、建设与运营的实践;资助一个四年期的协同研究、开发和计划;与工业界一起降低CCS技术的成本,开发供应链,创建存储并帮助开发CCS的基础设施。

第四,改革电力市场。电力市场改革计划将大大改变英国电力市场,带来1100亿英镑的投资回报,并满足的气候变化目标。为此,DECC正在引进具有差价合约的上网电价——支持低碳发电投资的机制;容量市场——如果需要而支持供应安全的机制;支持这些改革的制度安排。

(作者系中国科学技术信息研究所战略研究中心能源与低碳发展研究室主任)

政策推动英国低碳发展

孟浩

数字

5月份
全社会用电量
4269
亿千瓦时

6月14日,国家能源局发布最新统计数据:5月份全社会用电量4269亿千瓦时,同比增长5.0%。

1-5月,全国全社会用电量累计20573亿千瓦时,同比增长4.9%。分产业看,第一产业用电量362亿千瓦时,同比增长1.1%;第二产业用电量15098亿千瓦时,增长4.7%;第三产业用电量2428亿千瓦时,增长9.1%;城乡居民生活用电量2686亿千瓦时,增长2.8%。(李木子)

全球页岩油
储备达
3450
亿桶

美国能源部日前发布评估报告称,目前已勘测到的“技术上可被开采”的全球页岩石油资源规模约为3450亿桶,相当于全球原油供应量的10%;其中,美国页岩石油储量为580亿桶。

美国能源部表示,评估报告覆盖了美国、俄罗斯、中国、阿根廷等42个国家。虽然目前仅有美国和加拿大两国实现了从页岩地形中开采具有商业价值的石油和天然气,但是,随着水平钻探和压裂技术在全球的发展,页岩石油和天然气产量的持续增长将超出市场预期。(李木子)

专家视点

中国热电联产将大有作为

■本报记者 贺春禄

当前,我国能源短缺,消费量增加已是不争的事实,其能源整体利用率只有33%,相比国际先进水平低近10%。

北京市热力集团总工程师刘荣在近期举行的中国能源战略论坛上对记者表示,热电联产是适合中国国情的重要节能方式,是减少环境污染、走可持续发展道路的有效途径。随着国家的日益重视与支持,今后将大有作为。

优势显著

刘荣说:“我国能源结构以煤炭、石油、天然气等不可再生资源为主;产业结构则以高耗能产业居多。”

统计数据显示,工业能耗占全国一次能源消耗的70%左右,钢铁、石油等高能耗行业则占工业总能耗的69%。

刘荣指出,热电联产是目前能源利用效率最高的能源利用方式。“与热电分产相比,每一万千瓦装机每年可节约标煤一万吨。”

另外,由于热电联产锅炉容量大、热效率高、除尘效果显著,并且能高空排放,因此能有效改善环境质量并节省大量燃料。

热电联产是一种既产电又产热的先进能源利用方式,以热电联产方式运行的火电厂则称为热电电厂。

刘荣告诉记者,由于热电厂大都建在热负荷中心,区域热电厂的上网电量可就近消化,而电力系统的火电厂则需要远距离输电,因此由热电厂供电所减少的线路损失也是一笔可观的费用。

目前,我国居民采暖所使用的小锅炉一般为间断供热,供热时间短、温度低,而热

电厂的集中供热可以连续运行,稳定可靠且供热质量高;分散供热时所产生的灰渣也很难收集利用,热电联产则为灰渣综合利用创造了有利条件。

“此外,通过实现热电联产集中供热,原来的锅炉房和煤场、灰场还可移作他用以扩大再生产,能节约宝贵的城建占地。”刘荣说。

差距不小

作为长期从事热电联产的业内人士,刘荣介绍,我国热电联产起源于“一五”时期,当时以供工业用户为主,经济效益并不高。

记者了解到,20世纪80年代前,我国北方地区采暖多以分散锅炉房供暖为主。根据29个大城市集中供热方式的统计,当时分散锅炉房占我国总供暖面积的84%。

随着改革开放的脚步,进入上世纪80年代后,我国开始积极鼓励热电联产集中供热,当时的国家计划委员会在计划安排上专列了“重大节能措施”投资,支持热电厂项目建设。“六五”和“七五”期间共建设热电项目291个,总容量688万千瓦。

刘荣表示,之后我国城镇供热方式便进入综合发展阶段。“热电联产、热交换站以及相配套的尖峰锅炉房等集中供热系统在许多城市相继建成,北京、沈阳等地已实现多热源联网运行。”

数据显示,“十一五”期间,全国新增供热机组装机容量约6000万千瓦,到2010年供热机组装机总容量达到1.3亿千瓦,约占同期全国火电机组装机总容量的18.2%。

“但与国外发达国家相比,我国的热电联产比例还存在较大差距,今后热电联产的发展在体制、政策、资金和技术方面仍然存在各种

障碍。”刘荣说。

他指出,我国目前针对热电联产的政策主要体现在宏观层面上。如2011年9月以来,国家能源局牵头组织编写《“十二五”热电联产建设管理指导意见》,为促进我国热电联产健康、快速发展提供良好平台保障。“但是,微观层面上的财税政策相对较少,缺乏针对热电联产集中供热的财税优惠政策,政策不配套。”

同时,刘荣表示,能源价格政策还有待于进一步理顺,供热体制改革有待于进一步深化,热电(冷)发电并网问题也有待解决;而且,还缺乏对热电联产项目运行的监督鼓励,缺乏对“小火电”与“小热电”的正确理解。

刘荣同时指出,在资金方面,当前我国新规划的项目在热网建设方面并没有给予足够的重视与投资,而且对热网的节能改造缺乏足够的资金来源,有助于推动解决节能融资障碍的新机制也较少。

前景看好

在各种障碍困扰热电联产行业发展时,2012年中国华电集团发表的国内首份供热报告指出,我国“十二五”预计新增热电联产装机规模约1.1亿千瓦,拆除小锅炉5万台。到2015年,我国热电联产装机规模规划计划达2.5亿千瓦,占火电装机规划的32%-35%,可使电力行业单位GDP能耗减少3%-5%。

报告称,预计“十二五”期间,北方采暖地区大型城市建筑物采暖集中供热普及率平均达到65%,其中热电联产在集中供热中的比例达到50%。全国工业生产用热的70%以上由热电联产提供。

显然,如何扫清各方障碍,迅速推进热点