

为实现碳达峰目标,保守预计我国 2030 年前需新建 1 亿千瓦非抽蓄储能。但相比电网侧大容量集中储能,目前多地主推的发电侧分散式储能建设成本高、效率低,引发业界大讨论——

发电侧强制配储合理吗

■本报记者 姚金楠 董梓童 贾科华

能源透视

“为了实现碳达峰目标,到 2030 年我国新能源装机要达到 12 亿千瓦以上,到时我们至少需要 2 亿千瓦以上的储能设施。现在我国的抽水蓄能装机在 4000 万千瓦左右,受制于建设周期问题,到 2030 年我国抽水蓄能最多只能达到 1 亿千瓦。那么,剩下的 1 亿千瓦储能要怎么布局?” 4 月 14 日,在第十届储能国际峰会暨展览会开幕式上,国家电网公司总工程师陈国平向全体与会者抛出了这样一个棘手问题。

据记者不完全统计,今年以来,全国范围内已有超过 10 个省(区、市)公开发布文件,要求新建新能源电站配置相应比例的储能装置。常见配储规模在 10%—20% 之间。

面对 1 亿千瓦的庞大储能需求,当前地方主推且最为常见的发电侧小容量、分散式配储能否担当重任?在成本和效率方面,这一模式是否存在短板?在可再生能源高速增长的未来,我们到底需要怎样的储能?

“存一度电比发一度电还贵,为什么要存呢?”

“存一度电比发一度电还贵,为什么要存呢?如果不是政府强制要求,谁会做这样的买卖?”有可再生能源开发企业工作人员坦言,出于并网压力,在新建发电项目时,发电企业有时不得不选择配置储能。

存一度电要花多少钱呢?在今年的全国两会上,通威集团董事局主席刘汉元曾在人大建议中指出,根据对储能系统的财



4 月 12 日,广东省珠海市珠海金湾海上风电场,百米高的风机上,技术人员进行首次定检、辅控安装。

人民图片

务测算,即便采用成本相对便宜的锂电池方案,其成本依然达到了约 0.44 元/度。

发一度电卖多少钱呢?不久前,国家发改委就 2021 年新能源上网电价政策征求意见。根据征求意见稿,2021 年,新建可再生能源发电项目的指导上网电价统筹考虑 2020 年各地燃煤发电基准价和市场交易平均价分省确定。最终上网电价不得高于指导价。而在已公布的共计 32 个地区中,仅有湖南和广东两地的指导价超过 0.44 元/度。

“目前,越来越多的省份实现了光伏发电平价,而在电价较低的地方,其电价通常维持在 0.2—0.3 元/度左右,如果再增加

储能设施,对企业来说显然是一笔不小的开销,很难算过账来。”一位从事储能项目规划设计的业内人士告诉记者,“但现在光伏电站配置储能已经成了政策问题,并不是说算不过账就可以不上了。虽然文件上使用的是‘鼓励’‘优先’等字眼,但如今新能源项目份额竞争越来越激烈,不配储就拿不到项目,等于直接失去了竞争资格。企业只能硬着头皮上,实际上就是强制的。”

不仅如此,许昌许继电科储能技术有限公司副董事长田志国还指出,目前,我国储能虽有一定程度的发展,但仍属新生事物,储能电站相关的专业技术支持和运维人员都十分缺乏。“现在,传统的

变电站基本都是无人值守的。储能电站理论上可以按照无人值守去设计,但现阶段我们还是不太放心,还是需要懂行的专业人员进行操作。那么从节约人力资源的角度出发,肯定是集中建设大容量的储能更好。”

刘汉元指出,相比大容量集中储能,发电侧小容量的储能系统投资建设的成本较高、充放电效率较低,客观上不合理地推高了可再生能源的建设成本与电力价格。



下转 2 版

Comments 评论

储能建设要避免各自为政

■本报评论员

“增量新能源项目全部配置储能设施,配置比例不低于 5%”“新建新能源项目储能容量原则上不低于新能源项目装机容量的 10%”……近期多地相继出台的强制政策,让“新能源配储”成了能源电力领域的舆论热点。这表明业界已形成共识,储能服务新能源消纳的过程中能够发挥作用。但强制配储、“一刀切”,就能让储能充分发挥优势、体现自身价值吗?

事实上,去年湖南、青海等地已出台过此类措施,但一路实践下来,结果并不理想,政策搁浅者有之,废除者也有之。在此背景下,新一轮的强制配储,究竟能收获多少实效,仍需打上一个大大的问号。

储能是位多面手,可以建在发电侧或电网侧,也可以建在用户侧。尤其是电化学储能,不像抽水蓄能那样对地质

条件要求苛刻,它可以小规模、分散式建设,能够布局于电力系统的各个环节。但在与电力系统融合的过程中,储能曾在电源侧出现过利用率不高、产能闲置等问题,远未物尽其用。

另外,储能还存在“叫好不叫座”的问题。例如,在电网侧,抽水蓄能电站的“十三五”规划目标为装机达到 4000 万千瓦、开工规模 6000 万千瓦。但截至 2020 年底,二者实际规模均在 3000 万千瓦左右,任务实际完成量大打折扣。期间,电化学储能虽然增速较高,但截至 2020 年底其装机规模也仅为 300 万千瓦左右,如此小的体量对实现新能源电力上网,保持电网高效安全运行来说可谓杯水车薪,难担重任。

储能被视为可再生能源真正实现大发展前的“最后一公里”,大规模建设储能的必要性和紧迫性不言而喻。

这样一个备受重视和认可的产业,为何一直难以打开局面?作为建设投资主力的电网企业,又为何一度叫停抽水蓄能项目的投资?核心原因在于,现有电价机制根本无法保证投资者获得合理收益,企业当然不愿意做这种亏本买卖。

但问题不仅仅出在价格机制。由于缺乏宏观统筹规划,全国各地都有“各自为政”的冲动,在制定出台相关政策时,只顾自己的一亩三分地。这种只见树木不见森林的做法,让储能产业面临严重的管理碎片化问题。

不谋全局者,不足谋一域。储能行业之所以出现“一刀切强制电源侧配建储能”“建成半年却从未真正用过”等怪象,根源就在于行业整体发展散乱无序,缺乏科学规划和系统管理。

因此,储能产业发展不能就储能论

储能,而是需要从安全效益、经济效益、社会效益等多维角度综合考量。应在提高电力系统安全可靠性的前提下,以能耗最低、投资最优、可再生能源充分消纳等为目标,统筹不同类型和应用需求,测算各地区合理的储能建设时序与规模,滚动规划区域电网储能容量,引导储能在发挥其应有价值的同时,获得合理收益。最终实现“多赢”的局面。

在碳达峰、碳中和目标下,在“构建以新能源为主体的新型电力系统”的要求下,能源电力行业对于大规模建设储能需求,从来没有像今天这样强烈。值此关键时刻,能源主管部门需主动作为,从全局性、系统性角度,统筹规划部署储能建设。唯有如此,储能才能真正实现可持续、高质量发展,为今后海量新能源电力的消纳保驾护航。

Highlights 重点推荐

海上风电运维能力短缺风险骤增

3

核能产业发展迈入扩容转型期

12

民营大炼化“钱景”不一般

14

永煤控股债券违约“大爆发”

15



户用光伏新增装机预测大幅上调

在近日举行的首届户用光伏创新发展论坛上,业内人士普遍认为,保守估计,今年国内户用光伏新增装机规模将达 15 吉瓦,同比增加约 50%。

9



数字化转型提速,电网安全建设迫在眉睫

随着大、云、物、移、智、链等技术在电网领域的应用,大量异构终端接入电网,现有的防护体系尚无法完全应对逐渐升级的攻击手段与安全风险,数字化电网的网络安全问题成为当下的主要挑战之一。

21

欢迎订阅 2021 年《中国能源报》

作为国内第一张针对整个能源产业并为其服务的综合性产业经济类报纸,《中国能源报》以其独有的权威性、可读性、影响力,成为能源人首选的行业读物。未来我们将继续努力做出更加专业、权威、好读的原创新闻,回馈广大读者朋友。

目前,新一年的报纸订订已经开始,希望广大读者一如既往地支持我们,前往各地邮局订阅 2021 年《中国能源报》,邮发代号 1-6,全年定价 388 元,或扫描二维码,一键快速订阅。



《中国能源报》社

□ 主编:贾科华 □ 版式:侯进雪