

首页 >> 理论经济学 >> 资源经济学

王思:建立市场化长效机制 实现“绿色价值”的成本疏导

2020年08月28日 10:48 来源: 中国能源报 作者: 实习记者 张金梦

打印 推荐

专家指出,迫于经济压力,成本最小化将成新能源开发商首要追求,不排除会出现以低价中标方式决定储能系统供应商的可能,如此一来,“新能源+储能”恐将由“解”变为“劫”

“新能源+储能”如何“乘风破浪”?

今年以来,新疆、山东、安徽、内蒙古、江西、湖南、河南等地纷纷将“新能源+储能”纳入平价发电项目优先支持范围。

各地力推“新能源+储能”,本是解决新能源消纳难题、促进储能发展、拉动地方经济的多赢之举。但纵观各地近期实践,“新能源+储能”在落地过程中,由新能源开发商一方“买单”已成默认行规。

然而,因增设储能项目所需投资巨大,这一“多赢之举”目前却正让新能源开发商们陷入左右为难的尴尬境地。

巨额投资

默认由开发商“买单”引争议

“各地发布的《关于做好2020年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》中,均提到优先支持‘新能源配储能’平价项目,这意味着只有增配储能的新能源项目才能实现平价并网,看似是新能源配储能的鼓励政策,实际上,除了配置储能,我们别无选择。”一位新能源开发商在与记者交谈时,言辞间透露着无奈。

合肥国轩高科动力能源有限公司储能事业部总经理韩一纯对此表示:“在即将到来的平价上网时代,风电、光伏项目的盈利空间已被压缩,如果再额外增加配置储能的投资,投资收益率会进一步降低。”事实上,近期不少开发商已经因此而陷入了经济困境。

记者了解到,新能源配置储能的费用约为200万元/兆瓦时。以直流容量100兆瓦的光伏电站为例,若增配5—10兆瓦时的储能,投资额就高达近1000—2000万元,约占新能源项目总投资的近7%。

投资成本压力下,多数新能源企业积极性并不高,主动增配储能的开发商更是寥寥无几。为了发展,一些企业只能“硬着头皮干”。

增配储能同时惠及电网、电力用户多方,为何成本投资却只让新能源开发商买单?

对此,国网某省级公司新能源处一位负责人向记者表示,“在价格机制无法向终端用户疏导的情况下,增配储能要么由电网买单,要么由发电企业买单。新能源增配储能是为了实现新能源站系统平衡,且新能源开发商属新能源补贴受益方,所以这一支出目前都由新能源开发商承担。”

另有业内人士指出,因目前储能并未纳入输配电价范围,增配储能由电网买单的可能性较小。

“就当前实际情况来看,储能投资成本仅由新能源开发商承担,若没有成熟的市场机制,‘新能源配储能’模式恐难以得到长足发展。”中关村储能产业技术联盟政策研究经理王思对记者说。

准入标准不明

增配储能或成“摆设”

在华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华看来，被迫增配储能将有可能使储能系统产生恶性的价格竞争。“新能源开发商会采用低价中标的方式决定储能系统供应商，经济压力下，成本最小化自然会成为新能源开发商的首要追求。”

事实上，尽管各地提出了可再生能源配套储能系统的政策方向，但不少地方并未明确储能准入标准。记者在采访中了解到，一些新能源开发商为获得优先并网权，只是象征性增配低质储能设备，实际并不能满足电力系统的实际需要。

针对这种情况，有业内专家直言，“建设低质量储能系统对储能技术应用发展本身来讲已是一种倒退，如此发展下去，储能系统将沦为无用躯壳。”

从运维方面看，韩一纯亦指出：“持有新能源场站的大多数新能源企业并不具备维护储能电站的技术与经验，增配后的储能电站也有可能处于搁置状态。”

“比储能站搁置更严重的后果就是储能电站存在安全隐患。”王思进一步指出，新能源场站缺少配套储能准入标准，导致增配的储能设施质量不过关，这将为储能电站带来极大安全隐患。

政府引导

探索共赢商业模式是当务之急

“储能对于光伏、风电的利好毋庸置疑，其可促进新能源消纳，减少弃风弃光，提高电力输出的品质和可靠性，保证电力系统稳定。”韩一纯指出，储能对于解决新能源消纳难题作用非常重要。

根据此前国家电网有限公司内部公布的数据，预计2025年，我国新能源发电将新增装机1.8亿千瓦。届时，需要配置储能的额外成本将达3600亿元。

此种情况下，在多位受访的业内专家看来，为避免恶性发展，探索共赢的商业模式无疑将是“新能源+储能”能否得到真正发展的关键。

“目前的‘新能源+储能’经济性还无法有效激励新能源电站主动配置储能，只有扩大获利空间，才能实现良性发展。”合肥国轩高科动力能源有限公司储能事业部总工程师王业林对记者说。

“降低或减免容量费、扩大项目利润空间，不失为一种有效手段。”王业林进一步举例说，一座1万千瓦的储能电站，其需缴纳的容量电费将高达40万元，若这一部分电费能得以降低或减免，“新能源+储能”获利空间将会有所提升。

此外，在南方电网数字电网研究院有限公司经理俞靖一看来，“新能源+储能”投资成本也与储能电站配置是否优化紧密相关。“储能电站需要结合电源结构、电网结构与运行方式，新能源出力与负荷数据，以及电网短中长期规划等，合理设计容量配置。”

“就西部地区的光伏电站而言，储能功率配置在10—20%范围，充放电时间在4小时左右，就能达到最高经济净现值。”中国电建上海电力设计院有限公司新能源部副总经理冯云岗补充说。

王思同时建议，发展“新能源+储能”首先要做好前瞻性规划研究，明确引导各地区做好不同新能源发展情形下的储能需求测算，确保增设储能系统能够得到充分利用，避免资源无效配置；其次，政府应落实配套支持政策，如明确储能项目定位，使其参与到调峰、调频辅助服务市场中来，以获得相应回报，从而增加投资积极性。

与此同时，王思强调，“新能源+储能”成本还应由受益方即各类用户进行支付，在现有度电成本高于传统火电成本的情况下，要推动新能源和储能配套发展，还需价值补偿。故最终要建立市场化长效机制，实现“绿色价值”的成本疏导。

分享到：

转载请注明来源：[中国社会科学网](#)（责编：张文齐）

相关文章



今日热点

[【社科时评】为建设繁荣、民主、可持续的社会主义擘画蓝图](#)
[第四届中古两党理论研讨会成功举办](#)
[中国历史研究院2022年非事业编制人员招聘公告](#)
[清华大学公共管理学院第一期博士后学术工作坊成功举办](#)
[2022年中国社会科学院图书馆编制外聘用人员招聘启事](#)
[中国社会科学院信息情报研究院博士后工作站2022年招收博士后公告](#)

[回到频道首页](#)

值班电话: 010-65393398 E-mail: zgshkxw_cssn@163.com 京ICP备11013869号

中国社会科学网版权所有, 未经授权禁止使用
Copyright © 2011-2022 by www.cssn.cn. all rights reserved

