

风电项目的设备折旧期多为20年,普遍低于风机设备寿命,一定程度上抬高了项目发电成本,因此有观点呼吁延长折旧年限——

风机折旧年限太短了吗?

■本报记者 姚金楠

“贵司风电场发电其他费用成本占比93%,其他费用具体指哪些费用,能否列示清晰,请解释下,感谢。”

“您好!感谢您的关注!风电场发电成本主要为风电场折旧摊销费用,具体信息请参考公司公告。”

上述对话是7月16日明阳智能董秘在投资者关系平台上对投资者关心问题的回复。

在可再生能源逐渐迈向全面平价上网的进程中,风电场高比例的折旧摊销费用是否还有降低的空间?风机作为风电场的核心发电设备,其折旧年限到底是如何规定的?能否通过折旧年限的延长摊薄风电成本?

实际使用寿命普遍超20年

“目前,国内对可再生能源发电项目的折旧期并没有统一认定,多数企业的常规操作按20年计算。但事实上,风机的实际寿命是通常要高于20年。”有行业专家指出,如果将风机的折旧期限延长,可以更合理地反映出风电的发电成本,一定程度上能增强成本竞争力。

20年的折旧年限到底是如何得出的呢?龙源电力集团股份有限公司相关负责人指出,在风电项目立项、建设到实际

运营的全寿命管理期间,风电机组的折旧都是与其设计寿命密切相关的,国际电工委员会标准 IEC 61400-1 明确提出,陆上风电机组的设计寿命至少为20年,因此国内风电企业也就普遍将风电机组按照20年进行折旧。

在现实操作中,风机的实际寿命到底有多长呢?上述龙源电力负责人告诉记者,在风电项目的实际运营中,实际使用寿命超过折旧期是一种普遍现象,尤其是对于早期设备,由于相关理论和计算方法不完善、成本控制要求不高,关键部件与整机的安全系数较大,使得风电机组的实际使用寿命普遍超过20年。

折旧期延长有利有弊

既然使用寿命普遍超过折旧年限,那么,风机的折旧年限是否可以相应延长呢?

国内某大型发电企业财务负责人王某告诉记者,其实,在2010年,他所在的公司就经历过一次风机折旧年限的调整。“在2010年之前,公司对于风机的折旧年限一直按照15年处理。当时国内基本没有多少运行年限很长的风电场,对于风机实际能运转多久大家心里都没底,主机厂家、开发商、安装商、运维人员、技术人员

站在各自不同的角度给出的答案都不一样,国家也没有强制性规定,所以当时我们集团执行的是15年。在2010年下半年,随着行业的发展,公司统一进行调整,改为了20年。”

延长5年折旧期限的影响有多大呢?按照2010年前后的风电造价,王某计算,一个装机容量在5万千瓦左右的风电场,由于风机折旧年限拉长带来的成本影响约为750万元/年。“就全生命周期而言,其实影响并不大。因为如果一个风机折旧年限是15年,实际运行了20年,最后5年是可以不提折旧费用的,这在会计操作上是允许的。”

此外,国内某风电主机厂商相关负责人指出,当前风机折旧年限的标准主要参考的是设计寿命,一旦提高折旧年限,主机厂也必须在生产制造端提升设计寿命。“为了满足更长的设计寿命,风机制造中使用的钢材、木料、油品等一系列原材料就都要升级,制造端成本一旦上涨,风机就势必要涨价。所以不是单纯说延长折旧就能降低成本的。”

除成本因素外,上述龙源电力负责人指出,按照过去30年风力发电技术发展的速度来看,风电机组更新换代的速度越来越快,从高效、合理利用资源角度来看,设计和使用寿命过长难以促进新技术、新材料的迭代,不利于推动风电产

业升级和良性发展。“而且,风机的使用寿命一定要考虑实际运行情况,在通过安全评估等综合考评后,可以适当考虑延长。但如果贸然提高,可能会使得风电机组的运行安全性、可靠性无法保障,导致事故的频发。”

海上风电或可区别对待

但与陆上风电不同,对于海上风电机组而言,多数风电开发企业认为,由于工程建设难度大,成本高,提高风机设计寿命对于降低海上风电的度电成本是十分有意义的。

前述专家指出,如果从设计寿命入手,将海上风电机组的服役期和折旧期从20年拉长至25年,同一项目预期售电收入可增加7%—8%,度电成本可下降4%—5%。“如果从25年延长至30年,则预期售电收入可增加4%—5%,度电成本可下降3%左右。”

“此前,荷兰一家风机厂商就制造生产了一款设计寿命高达40年的海上风电机组。国际上一些海上风电起步较早的国家现在都开始思考海上风电机组延寿的问题。”上述专家指出,我国的海上风电尚属发展初期,如果能够尽早规划,那么将会对整个行业的成本竞争力的提升起到至关重要的作用。

图片新闻

三峡库区:液化天然气项目码头加快建设



7月27日,位于宜昌市猇矶县的三峡库区首个水运应用液化天然气项目码头建设工地上,工人正在开展低水位钢支撑吊装焊接作业,有序加快项目建设进度。

该项目位于三峡大坝上游长江北岸的归州镇,距离三峡大坝约36公里,主要建设7000吨级浮式LNG加注泊位,预计2021年年底具备运营条件。

人民图片

上接1版

全球最大在建煤化工项目被“叫停”

为确保完成能耗“双控”任务,《通知》从“十四五”期间拟投产达产、能耗5万吨以上的“两高”项目中,筛选了28个保留项目并列整改清单。记者注意到,其中7个项目未取得节能审查批复,被要求停工整改;12个项目通过节能审查但仍需落实能耗等量减量替代方案,“方案需真实、可靠,且相关置换源需在项目投产前关停淘汰,未经批复置换方案的项目不得投产。”

选择保留项目的标准是什么?为何出现多起“未批先建”?还有哪些节能减排措施?记者就此采访陕西省发改委,该委环资处相关人员回复称,“涉及‘两高’问题属于密件”,“比较敏感,没法作答”,其他措施“还在制定,没有最终明确”。

多位人士表示,严控“两高”盲目上马的要求,给大批项目敲响警钟,“叫停”反映出地方减碳降耗的决心。

“但叫停并不意味着问题就得到了彻底解决。”上述专家说,仅榆林一地,就有陕煤、延长石油等多个国企下属项目被叫停。“他们大多背负高昂财务成本,工程停了,人员工资、利息等费用仍需支付。比如示范项目已投入200多亿元,主装置区基本建设完毕。从某种程度上说,停一天就意味着国有资产流失一天。作为重点项目,当初一定是获得了上级同意的,至少也是获得默许的。若迟迟无法解决指标问题,损失该由谁负责?”

“等要指标、放宽要求的侥幸心理,今后再也行不通了”

记者了解到,7月27日,生态环境部发布《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》提出,2021年12月底前,试点地区发布建设项目碳排放环评相关文件,基本建立重点行业建设项目碳排放环评工作机制。陕西作为七大试点之一,其试点行业正是煤化工。这意味着,“碳评”将与环评一样成为项目上马的前置条件。

“不止陕西一地,化石资源富集区均面临能耗、排放等指标日趋收紧的现实,从地方到企业必须制定明确的减排时间表、路线图,仅靠短期停工停产、简单置换指标远远不够,要从根本上遏制‘两高’项目盲目发展。”国家气候变化专家委员会委员、中国社科院学部委员潘家华说,煤化工产业投资回收期多在30—50年,不少高碳项目的碳排放将持续到2050年前后,直接影响碳中和进程,还有可能压缩未来二三十年的低碳技术发展空间。“既要看看自身需求和发展实际,更要把大政方针放在第一位。然而,不少地方仍缺乏清醒认识,局限于解决眼前的指标任务,没有长远眼光与更高站位。”

延长石油西安洁净能源(化工)研究院副院长杨东元称:“我们近期调研了多个主要煤化工园区,发现不少负责人仍在想方设法争取能耗、环境容量等指标。实现碳达峰、碳中和目标,不是到2030年达峰后才开始减排,而是要从今天起就启动减排加速度。在此背景下,地方政府和企业都需要因势利导、主动作为,从观念思路、项目布局、产品结构、工艺技术等方面转型升级,寻求适用于自身发展的低碳路线,等要指标、放宽要求的侥幸心理,今后也行不通了。”

“推行碳减排,不等于什么事情都不能做,碳减排与发展并不相悖。但是,究竟可以保留哪些项目,必须要有全面评估。”潘家华提出,以碳达峰、碳中和目标为依据,各地亟需对存量项目、新建项目做好筛选工作。“不同项目的投资回收期有多久、排放总量有多大,哪些必须先退,哪些可以缓退,哪些项目尚有节能减排空间,哪些技术面临淘汰危机,以及如何把项目资产闲置、退出的损失降到最低,这些关键问题不能是一笔糊涂账。”

上半年新增装机规模远超集中式电站,业内普遍预计下半年增长态势依旧——

分布式光伏势头强劲

■本报记者 董梓童

7月28日,国家能源局举行例行新闻发布会,介绍了2021年上半年光伏发电并网运行情况。数据显示,1—6月,全国光伏新增装机13.01吉瓦,其中,集中式光伏新增装机规模为5.36吉瓦,分布式光伏为7.65吉瓦,占比分别为41.2%和58.8%。

“分布式光伏新增装机规模远超集中式,成为上半年主要装机来源。”中国光伏行业协会荣誉理事长王勃华指出,预计下半年,分布式光伏市场将继续保持快速增长态势,再创历史新高。

最后的补贴红利

国内光伏新增装机规模同比实现稳步提升,分布式光伏功不可没。国家能源局数据显示,2020年1—6月,全国光伏新增装机规模为11.52吉瓦,其中,集中式光伏新增装机7.08吉瓦,分布式光伏新增装机4.44吉瓦。以此计算,今年上半年集中式光伏新增装机同比下跌24.3%,而分布式新增装机大增72.3%,两者的占比也发生了互换。

王勃华认为,前6月分布式光伏新

增装机快速增长,主要是受补贴影响。根据国家发展改革委印发的《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》,2021年起,对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目,中央财政不再补贴,而新建户用光伏仍享有每千瓦时0.03元的补贴,总规模5亿元;明年起,新建户用光伏项目中央财政不再补贴。换言之,目前除户用光伏外,光伏发电已全面实现平价上网。

市场抢抓政策红利的最后窗口期,户用光伏需求暴涨。国家能源局数据显示,截至6月底,全国累计纳入2021年国家财政补贴规模户用光伏项目装机容量达5.86吉瓦,远超过去的2.04吉瓦,同比增长280%,破历史纪录。

社会资本频布局

在业内人士看来,社会资本对分布式光伏的青睐,除补贴窗口期外,还看准了在“构建以新能源为主体的新型电力系统”的大目标下,光伏产业面临的发展新机遇。

国电投集团战略规划部战略管理处

处长李鹏认为,未来当风、光总发电量占比超过30%—40%时,大电网系统的频率、电压、功率稳定极限及高昂成本决定了其消纳新能源的天花板,分布式+储能将是未来能源供给的重要方式。

随着能源转型加速,越来越多的企业发布了碳达峰、碳中和目标,布局分布式光伏成为了其达成目标的有效途径。比如顺丰速运表示未来将采取可再生能源解决方案,在合适的产业园投建光伏。京东则称,预计到今年底,公司光伏累计装机规模将突破200兆瓦,实现年发电量1.6亿千瓦时以上。

同时,在国家能源局宣布启动整县(市、区)推进屋顶分布式光伏开发试点工作后,大型发电公司,知名光伏企业均加速拓展分布式光伏项目,一改此前分布式光伏的“苍蝇腿”形象。

“整县推进”受青睐

据介绍,我国建筑屋顶资源丰富,开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大,但此前由于建筑屋顶分布广泛、资源分散、单体规模小、开发建设协调工作量

大,一定程度制约了屋顶分布式光伏更大规模发展。

北京智慧阳光信息咨询有限公司总经理王淑娟表示,整县推进模式促使分布式光伏摆脱了传统小而散的开发模式,让规模化开发分布式项目成为可能。

在此背景下,整县推进试点在各省市广受青睐。国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示:“截至目前,已有浙江、河南、湖北、江苏、广东、陕西、安徽等22个省(区)提交了试点方案。从上报情况来看,东中部地区上报试点数量相对较多,这与国家在东中部地区大力推广分布式光伏的布局相符。”

集邦咨询旗下新能源研究中心集邦新能源网(EnergyTrend)分析,目前,大部分省市已经完成试点申报工作。下一阶段,各地将根据方案自行组织实施,确定开发主体,进行项目备案、采购招标等。部分项目已与开发商签约,预计将在第四季度建成并网,有效支撑年内光伏新增装机量。

王勃华预测,下半年分布式光伏市场将继续保持快速增长态势,推动全年新增装机规模的提升。