

在当前电力供应压力较大的背景下,价格涨跌交还市场决定,电力市场化改革由此迈出重要一步——

电力市场如何助力保供

■本报记者 赵紫原



市场要优化配置稀缺的电力资源,电价不可能一直降,随着供求形势变化,电价也要变。在真正的电力市场,供求宽松时电价没有上涨动力,供求紧张时也没有偏低的道理。电力市场是解决问题的一剂“解药”,但不是包治百病的“灵丹妙药”,其存在的风险需要政府有的放矢、放管结合。

国家发改委日前印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(以下简称《通知》)明确,有序放开全部燃煤发电电量上网电价,扩大市场交易电价上下浮动范围,有序推动工商业用户全部进入电力市场。将价格涨跌交还市场来决定,意味着新一轮电力市场化改革迈出重要一步。

10月8日召开的国务院常务会议指出,今年以来国际市场能

源价格大幅上涨,国内电力、煤炭供需持续偏紧,多种因素导致近期一些地方出现拉闸限电,给正常经济生活和居民生活带来影响,会议强调要改革完善煤电价格市场化形成机制。

在当前电力供应压力较大的背景下,电力市场能否为缓解能源供需紧张提供“解药”?降碳目标下,电力市场将在保障能源安全稳定供应中扮演什么“角色”?

激活电力市场“一池春水”

国家发改委官方解读指出,《通知》真正建立起了“能跌能涨”的电力市场化机制,让电价更灵活反映电力供需形势和成本变化,在一定程度上缓解燃煤发电企业经营困难、激励企业增加电力供应,抑制不合理电力需求,改善电力供求状况,更好保障电力安全稳定供应。

“努力降低电力成本”作为电改“9号文”深化电力体制改革的重要目标和基本原则之一,是指导各地建设电力市场的重要目标。长沙理工大学教授叶泽告诉记者,但在实际操作中,改革实际上以降低电价为前提。

“国外用户是在售电公司之间选择,我国用户主要是在市场和计划之间选择。如果电价不降,用户就不会参与市场,而没有用户参与,电力市场也就不存在。如此,电力市场改革的目

标就只能选择降价,而没有太多考虑是否提高了资源配置效率,是否降低了用电成本。降低用电成本不能和降低电价划等号。”叶泽表示。

中国社科院财经战略研究院副研究员冯永晟指出,市场要优化配置稀缺的电力资源,电价不可能一直降,随着供求形势变化,电价也要变。在真正的电力市场,供求紧张时也没有偏低的道理。

业内专家指出,电力系统缺乏价格信号的副作用之一,即“煤电顶牛”再升级。“当前我国电源结构以煤电为主,近期国内出现大范围电力供应紧张现象,表面原因是燃煤发电不足,深层原因是长期存在的‘市场煤’与‘计划电’的矛盾再次激化。《通知》激活了电力市场的‘一池春水’,使电力真正成为商品。”

可靠保供离不开“市场之手”

业内普遍认为,解决当前电力供需矛盾需要市场建设提供治本之策。那么,电力市场到底该如何发挥作用?

“过去几年的市场价格并非由供需情况决定,而是由政府预期决定。前几年供需相对宽松,平稳的大环境造成一种错觉,即电力市场和气象、季节、燃料价格、宏观经济等基本没太大关系。没有连续的价格信号、电力市场流动性差,市场主体也没有相关预测,发电、售电、用户会盲目决策。今年燃料成本一路飙升,使各方措手不及。”广东某售电公司负责人蒋某告诉记者。

蒋某指出,市场化机制发挥了“一石二鸟”的作用,一方面缓解电力供应难题,另一方面提高资源配置效率。“通过市场供需情况得到价格信号,价格信号实现激励供应、抑制需求扩张。计划机制的主要弊端在于,调整电价是庞大而复杂的工作,目录电价几年核算一次,很难根据供需形势及时调整。另外,从长期的资源优化配置角

度看,市场化机制激励先进、高效的技术和资源,淘汰落后、低效的产能和技术。”

中嘉能集团首席交易官张骥告诉记者,计划体制下,由于发电侧、用电侧电价无法突破标杆电价的“天花板”,燃料价格高企时无法向下游疏导,继而引发连锁反应。“这表明,目前市场煤与电力准计划或半市场化的机制无法协调,燃料价格、发电价格和用户价格无法联动,造成电力系统难以稳定运行。”

同时,电力市场也为调度提供了“效率倍增器”。

“当前的电力供需形势与‘十三五’时期相比发生了巨大变化。降碳目标下,高比例新能源、储能、抽蓄等电源种类多、结构复杂,没有市场信号指导,调哪个不调哪个,无法利用经验判断,燃料价格的计划调度已不能满足新型电力系统的需要。”上述业内人士说,“电力市场提供的价格信号,为调度提供了最优解。”

市场需监管“保驾护航”

业内人士指出,电力市场是解决问题的一剂“解药”,但并非包治百病的“灵丹妙药”,其存在的风险需要政府有的放矢、放管结合。

蒋某指出,煤电企业的生存发展不完全取决于市场,仍然取决于政府。“政府要基于市场经济规则,为煤电企业生存发展优化完善现行政策、市场体系和交易机制,建立健全煤电企业经营机制。”

叶泽也指出,随着电力市场建设逐步推进,将逐渐消除过去“煤电之争”存在的基础,“电用之争”将成为新焦点。“实际上,由于‘市场电’不彻底以及配套政策

机制设计不合理,产生了原因上的‘煤电之争’。而在结果上,已是‘电(煤电企业)用(用户)之争’,或者‘企(煤电企业)政(相关政策)之争’。”

上述业内人士指出,在我国电力计划机制全部弊端还未被所有人充分认知的情况下,必须清楚地认识到,电力市场不是一天建成的,更不会是一天就结束。“电源投资是一个长周期的过程,计算一时盈亏并无特别大的意义,关键要将电源的投资回报放在全寿命周期来看,电力市场建设的作用也需要放在碳达峰碳中和目标下科学考量。”

在全国开发“风光”等新能源的基础上,继续在吉林布局综合智慧能源、氢能、绿电交通等新产业

发电企业转型的“吉电答案”

■本报记者 赵紫原

“这辆车有点特别,燃料不靠汽油而是氢能,关键技术和产品材料全部实现了自主化,指标已经达到国际领先水平。”在不久前举办的第13届中国—东北亚博览会上,国家电投吉林电力股份有限公司(以下简称“吉电股份”)提供的氢燃料客车一经亮相,就受到参观者关注。在此之前,这种新型燃料客车曾服务过博鳌亚洲论坛2021年年会和第18届中国—东盟博览会,一度引领了绿色交通的新风尚。

不止绿电交通,近年来,通过在全国范围内积极布局“风光”等新能源产业,吉电股份趟出了一条由单一火电向综合能源供应商转型的蜕变之路。尤其在能源行业积极推动碳达峰碳中和目标实现的背景下,吉电股份二次转型,回到吉林,踏上了综合智慧能源的“新赛道”,为其绿色低碳发展换上了新引擎,也为我国传统发电企业高质量转型交出了一份“吉电答案”。

首次转身:“风光”无限走向全国

如何在能源结构调整的大背景下不断摆脱资源束缚、打破发展瓶颈,实现成功转型,是摆在传统发电企业面前的“必答题”。没有成功经验可遵循,没有固定模式可借鉴,吉电股份首吃“螃蟹”,于2012年选择了新能源这一刚刚起步的“赛道”。当高大的风机吊桶矗立在新疆、甘肃的大漠戈壁之上,吉电股份按下了转型“快进键”。

机会总是垂青有准备的人,时间也证

明,吉电股份在企业转型这道题面前,锁定了正确答案。

“2012年吉电股份新能源装机只有49.8万千瓦,截至今年上半年底,新能源装机已增至620.9万千瓦,占比达到65.3%,装机已超过火电。”该公司负责人告诉记者,昔日的传统发电企业已成功转型为以新能源为主的清洁能源上市公司。

昔日的“采煤陷区”变为绿色能源基地,荒芜的盐碱地生出一片蓝色的“光伏海洋”……从东北的辽阔平原到西南的山川边陲,从西北的广袤戈壁到华中中的湖泊水乡,拓路十年,吉电股份的产业已遍布全国30个省市区。

如今,中国新能源产业发展方兴未艾,未来将撑起中国的新型电力系统和清洁低碳能源体系建设。立足新能源发展,吉电股份明确了降碳“时间表”。2020年12月,国家电投提出2023年将实现在国内的碳达峰目标,成为国内首个提出“双碳”目标的能源央企。今年3月,吉电股份宣布,将与国家电投集团同步实现碳达峰目标,于2023年前实现碳达峰、2050年前实现碳中和。

二次转型:综合能源 氢能当先

作为吉林省唯一一家以发电为主营业务的综合能源类上市公司,吉电股份成功走向了全国。而随着一项项优化方案应用于实践,一个个技术难题被攻克,这家公司将目光重新锁定吉林,开始了二次转型。

打造氢能矩阵,力争构建“中国北方氢谷”;发力绿电交通,投产吉林省首批换电重卡;瞄准综合智慧能源,扩大数字化产业“朋友圈”;积极参与电改,入股配售电相关业务……吉电股份的“弯道超车”并非一时兴起。

自2018年开始,吉电股份再次先行,开启了向综合能源供应商的转型之路,发展主线除新能源产业外,还加入了综合智慧能源、氢能、储能充换电业务,也就是该公司当前布局开展的“四条发展主线”。

吉电股份近期发布的“十四五”科技发展战略规划显示,将于吉林大安、白城和新疆乌鲁木齐成立三家全资子公司,开展太阳能和风电制氢项目、储氢业务、氢能应用业务。该公司也正在布局“两大基地,一条走廊”,即打造吉林西部绿氢制造及消纳基地、长春氢能应用及装备制造研发基地,沿长春—白城打造“制、储、运、加、用”全价值链氢能走廊。

“两大基地,一条走廊”正是探索源网荷储一体化和多能互补发展的典型案例,这与国家发改委、国家能源局于今年3月发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》提出的积极探索实施路径高度契合。

绿氢消纳绿电、化工消纳绿氢,吉电股份正在打造一个可复制、可推广的循环经济新模式,这对促进东北地区,特别是吉林能源转型和经济社会发展具有重要意义。

立身之本:多点激发内生活力

“梦想是奋斗出来的。”2012年至今,不论是首次转身还是二次转型,吉电股份都在传统和创新,理想和现实,目标和现状之间做好了精准平衡,而得益于其全面推进的提质增效、深化改革、创新发展“三大任务”和改革三年行动方案。

提质增效方面,吉电股份既抓增量发展,又抓存量扭亏,围绕电量、供热、燃料成本“三条线”,在全员营销、调增热价、实施进口煤战略、低效火电资产处置等方面持续发力,取得显著成效。截至今年6月,吉电股份归属净利润为4.78亿元,同比增长了174.83%。

顺应“双碳”之势、激活内生动力,是吉电股份“腾笼换鸟”转型成功的关键。该公司负责人表示,吉电股份坚持市场化导向,推进混合所有制改革,建立灵活高效的现代化经营机制,在三产产业推进项目跟投、员工持股等中长期激励机制。另外,“再出发”专项行动与改革三年行动目标同向,截至今年8月底,优化转移火电单位员工1105人,完成“再出发”优化转移总体目标1186人的93%。火电单位从业人员兆瓦用工降0.23人,新能源单位新增实际控制规模近600万千瓦,用工效率持续提升。

制度上的保障、管理上的创新、方向上的笃定,让吉电人看到了希望,也吸引了越来越多的年轻人加入其中,投身东北振兴、参与能源转型。

关注

全球首个高放废物地质处置协作中心落户中国

本报讯 10月12日,国际原子能机构与中核集团核工业北京地质研究院签署协议,指定核工业北京地质研究院为“国际原子能机构高放废物地质处置协作中心”,这是国际原子能机构在全球设立的首个高放废物地质处置协作中心。

国际原子能机构高放废物地质处置协作中心将在高放废物地质处置技术研发和地下实验室设计、建设等方面,促进国际学术交流,加大联合研究、人才培养等力度,更好地推动该领域技术全球研发进程。据了解,该中心是我国与世界各国开展高放废物地质处置技术合作新的里程碑,将为该领域技术研发提供中国智慧,为安全处置高放废物提供中国方案,对扩大我国在该领域的国际影响力、推动核安全和核能可持续发展具有重要意义。

高放废物安全处置关系全人类健康安全,目前国际公认的解决方案是在地下数百米的稳定地质体中进行地质处置。我国在高放废物地质处置场选址和评价、地下实验室设计建造以及缓冲材料研发等方面与国际原子能机构持续开展交流合作,培养了一批科研骨干和专业人才,在放射性废物管理、特别是高放废物地质处置领域的技术能力迈入世界前列。2021年6月,国家原子能机构批准的北山高放废物地质处置地下实验室正式开工,核工业北京地质研究院负责设计建造,其建成后将成为世界上规模最大、功能最全的地下实验室。

北山高放废物地质处置地下实验室总设计师、核地研院副院长王驹表示,协作中心将通过开展合作研究、举办国际会议、组织培训研讨等方式,分享中国在高放废物地质处置技术领域的实践和经验,为中国与国际原子能机构及其他国家深入交流合作提供平台。(何迪)

丹江口水利枢纽电厂累计发电41.85亿度

本报讯 记者苏南报道:10月10日14时,汉江丹江口水库首次蓄水至设计正常蓄水位——170米。据悉,蓄水至170米可改善丹江口水电站机组的水头运行条件,维持高水位运行时段增加,机组高效率运行几率增大,有效减少发电耗水率,提高水力发电的水资源利用效率。

数据显示,截至10月7日,丹江口水利枢纽电厂累计发电量41.85亿千瓦时,预计2021年发电量约49.5亿千瓦时,超多年平均发电量15.7亿千瓦时,为丹江口水利枢纽工程建成以来最大年发电量,相当于替代标准煤153万吨,减排二氧化碳400万吨、二氧化硫1.3万吨、氮氧化物1.13万吨。

作为多年调节水库,在设计条件下丹江口水库多年平均蓄满率约为11%。自大坝加高工程实施以来,受天然来水偏枯、工程蓄水检验等多方面因素影响,仅2017年最高蓄水位至167米。

“蓄水至170米是充分发挥丹江口水库防洪作用的重要体现。”长江委防御局副局长郑静表示,“同时,蓄水至170米可以检验大坝新老坝体结合部的安全性能及高水位条件下库岸稳定性,为未来遭遇汉江中下游防洪标准1935年同大洪水水库调洪至171.7米提供重要实践基础。”

丹江口水库兴利库容首次达到规划设计的161.22亿立方米,将为南水北调中线工程2021—2022年度及后续年度的供水提供最大水量保障,有力提高京津冀豫地区供水保证率,为南水北调中线供水首次实现多年平均调水95亿立方米的规模提供坚实的基础。

蓄水至170米后,丹江口水库在供水期可以统筹供水、发电、航运需求,结合汛前消落需要,有效增加枯期向汉江中下游的下泄流量,有力改善下游航道的水流条件。

“蓄水至170米,丹江口水利枢纽大坝加高工程首次实现正常蓄水运用,将全面检验丹江口水利枢纽大坝和库区在设计水位运行的安全性能。”汉江集团公司总经理何晓东表示,目前大坝整体稳定、坝体应力及变形可控、新老混凝土结合良好、左右岸土石坝工作状态正常,库区地质灾害监测未发现重大异常情况。