

煤电之忧

2021年,是我国“十四五”开局之年、“双碳”目标元年,也是能源转型被举世关注、高频热议的一年。国际上,受极端天气、经济恢复、地缘政治等因素影响,引发全球能源危机。同样,国内经济快速复苏、制造业回流,用煤用电需求骤升,煤价暴涨、煤电亏损,叠加可再生能源出力不足,一些地方出现罕见的缺煤限电现象,严重影响经济发展与社会稳定,关键时刻装机占比47%的煤电发挥了“顶梁柱”作用,贡献了60%的电量。

痛定思痛,我们一方面必须保持能源转型的战略定力,积极构建以新能源为主体的新型电力系统,实现“双碳”目标,绝不能因为全球能源危机、国内缺煤限电而产生动摇;另一方面,全国上下必须对能源安全高度重视,对能源转型的风险保持警醒,对煤电在新型电力系统与能源保供中的定位、作用需要重新认识与评估,更需要对煤电目前存在的困难与问题引起高度重视,并采取一系列政策举措予以解决。

我国煤电存在的困难与问题,可以说反复多次,2008-2011年一次,2017-2019年一次,2021年又一次,但始终没有得到根本、有效的解决。特别是2021年出现的煤电之“忧”,比起前两次有过之而无不及,梳理、归纳起来,主要表现为以下六个方面。

我国“十三五”煤炭去产能的“后遗症”——产区集中、运距变长、量缺价涨等因素发酵,叠加2021年用煤用电需求骤升、水电出力减少、煤炭“超产入刑”、进口煤减少,以及资本的恶意炒作,煤炭市场供需错配,出现了极其罕见的“煤超疯”现象。

无论是全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD秦皇岛动力煤综合交易价格指数、中国沿海电煤采购价格综合指数,还是全国燃煤电厂平均到厂标煤单价、入炉综合标煤单价,都创历史新高。

代表性的秦皇岛5500大卡动力煤价从2020年每吨均价577元冲到2021年10月17日的2600元;五大发电集团全年平均到厂标煤单价(含税)每吨突破千元,达到1041元,比上年651元猛增60%;入炉综合标煤单价(不含税)高达961元,比上年647元大涨49%。

根据中电联测算,去年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加6000亿元左右,对煤电板块形成了“雪崩式”冲击。尽管随着国家保供稳价措施的落实,岁末年初动力煤价格有所回落,但仍上了一个新台阶,且受到动荡的国际环境影响,煤电企业还是难以承受。

2021年9月开始,电煤异常紧张,煤价疯涨。煤电企业或无煤可买,或无钱买煤,或临时停机,共有超过20个省级电网采取有序用电措施,少数省份出现拉闸限电,给我国经济运行和民众生活带来负面影响。当时正值冬季、元旦、春节以及冬奥、残奥的能源保供关键期来临,受冬季用电高峰期、北方供暖期、水电枯水期三期叠加,以及极端天气、国际通胀等不确定性因素影响,如何让人民群众温暖过冬、确保冬奥如期举办、减轻经济下行压力,事关国计民生与国际形象。

为此,国家有关部门紧急推出了一系列保供稳价措施。由于煤电提供全国六成的发电量,支撑超七成的电网高峰负荷,承担北方超八成的冬季供暖任务,更多的担子压在了煤电企业肩上。国家要求煤电企业“高比例开机、高负荷出力”,做到“应发尽发”。作为大国顶梁柱的电力央企闻令而动,第一时间成立电热保供专班,明确保供年度绩效“一票否决制”,建立“非停”和出力受阻机组领导挂牌督办制,形成高效运转的能源保供调度和资金支持响应机制,千方百计寻找煤源、协调运力,不计代价采购电煤、补充库存,全力以赴多发电。

经过各方两个月的共同努力,2021年11月7日起至年底,煤炭供应紧张局面得到有效缓解,全国有序用电规模基本清零。这为实现8.1%的经济增长与温暖过冬夯实了基础。进入2022年,两奥的举办、二十大的召开、“六稳”“六保”的经济民生大局,能源电力保供的责任仍然十分重大。

回顾这场能源保供战,煤电企业在关键时刻扛起了电热保供的政治责任、社会责任。在“发得多亏得多”的前提下,煤机利用小时创出近年来新高,达到4568小时,比上年提高263小时,为全社会贡献了60%的电量。

这固然令人欣慰,但冷静思考,煤电企业同时也承受了空前巨大的压力,付出了巨

额亏损、设备失修、负债率高企、大量人力投入以及可持续发展能力严重削弱的代价。因此,缓解煤电的保供压力,亟需提高能源供需预警水平,加强煤价的预期管理,改变临时应急、行政施压、畸轻畸重的做法,变权宜之计为根本之策。

回顾2021年,发电行业相对于“十三五”,出现了多重利好,本该是全行业利润增长的丰收年,但始料未及的是煤电亏损之严重前所未有。

一是煤电陷入全面亏损,亏损金额之巨创历史之最。由于入厂标煤单价涨幅过大(60%),电热价格传导有限(16.6%),煤电比价关系极度扭曲,全国煤电企业亏损面10月份最高接近100%,年末仍达80%以上,全年全国煤电企业亏损额超过3000亿元,其中:五大发电集团燃煤发电亏损1083亿元,供热板块亏损277亿元,合计亏损1360亿元,不仅比2020年大幅度减利1609亿元,也超过了2008-2011年的煤电累计亏损额921亿元。这与煤炭行业实现利润7023.1亿元、飙升221.7%的景象,形成“冰火两重天”。

二是经营业绩“百盈不抵一亏”,发电板块出现“净亏”格局。尽管2021年发电行业出现多重利好,如社会用电需求增加、电力政策变暖、新能源大发展、电源结构持续优化、财务费用下降、发电利用小时提高、单位平均电价止跌回升,特别是国家发改委出台了1439号文件,放开全部燃煤发电量上网电价,扩大市场交易电价上下浮动范围(均不超20%),推动工商业用户全部进入市场,但煤价暴涨、煤电巨亏一个因素就淹没了全行业的全部利好,发电板块“道是有盈却无盈”。

以五大发电集团为例,尽管水电、风光电、核电、气电分别实现利润266亿元、641亿元、38亿元、266亿元、21亿元,共计1232亿元,仍不抵煤电板块电热亏损及相关分摊费用,发电板块“净亏”394亿元,导致负债率升高、现金流紧张、综合实力下降、行业信用减弱。

三是五大集团旗舰上市公司同遭史上最惨财务年,令投资者唏嘘不已。根据信息披露,华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、中国电力五家以火电为主的大型上市公司共计预亏254-307亿元,整体业绩较上年下跌243.37-273.29%。特别是地处东北、单一煤电的上市公司更是亏损严重、资金链断裂,面临ST、退市甚至关停、破产风险,不仅影响资本市场再融资,连基本生存都受到威胁。

2021年10月,国家发改委、能源局印发《全国煤电机组改造升级实施方案》,“十四五”总的思路是“深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展”,在存量上推进“三改”联动,要求节煤降耗改造规模不低于3.5亿千瓦,供热改造规模力争达到5000万千瓦,存量煤电机组灵活性改造完成2亿千瓦,实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦,并加快淘汰煤电落后产能,合理安排关停机组纳入应急备用,并规范燃煤自备电厂运行;到2025年,全国火电平均供电煤耗降至300克/千瓦时以下。

由于“十四五”面临的政策市场环境发生了深刻而复杂的变化,既对煤电机组升级改造提出了新的要求及更高的标准,也对实施改造带来了难度与挑战。

——煤电改造任务重,要求标准高。截止去年底,我国现有煤机11.1亿千瓦,约50%为热电联产机组,平均机龄13年,单机50%大于60万千瓦,供电煤耗305克/千瓦时。尽管技术经济指标优于世界平均水平,但也存在煤电存量巨大、占比过高、设备闲置,调峰能力明显不足,地区发展不平衡,结构优化潜力较大,能效水平仍需提升,相对竞争力下降等问题。

进入“十四五”,“双碳”目标将倒逼煤电企业积极突破节能减排与绿色低碳转型技术,创新供热方式,推进节能降耗改造、供热改造,努力实现“降耗减碳、节能提效”;新能源大发展、构建新型电力系统,将催生存量煤电机组灵活性改造“应改尽改”,要求最小发电出力达到30%左右额定负荷。另外,煤电机组定位变化、关停机组纳入应急备用,都对电力生产运行、技术改造、人员调配提出了新课题。

——煤电亏损严重,配套政策不到位,缺乏资金支持,算不过经济账。“十四五”按照国家提出的《改造方案》,推进煤电“三改”联动,需要投入上千亿元资金。如前所述,由于煤电比价关系扭曲,目前煤电企业普遍存在亏损大、高负债、现金流紧张等问题,显

然缺乏资金支持。

多年来的煤电改造实践证明,只有政策上到位、技术上可行、经济上合算,才能落到实处。“十三五”煤机灵活性改造目标为2.2亿千瓦,实际不到6000万千瓦,仅完成26%,主要原因在于灵活性改造成本高,不仅包括调峰容量改造成本,还需增加运维成本、煤耗成本、频繁启停成本,而辅助服务市场不完善、只在发电侧内部分摊、成本疏导不到位。

另外,CCUS技术的示范应用是煤电降碳、清洁利用的重要途径。但是在现有技术条件下,我国CCUS的成本约在500~1000元/吨二氧化碳,每度电增加成本0.26~0.4元,能耗水平增加14%~25%;地质封存时还存在泄漏的风险。

因此,迫切需要加大投入力度,推动CCUS技术示范应用与产业培育,加速成本下降与技术升级,尽早实现大规模应用。同时,煤电企业面临兜底保供、系统调峰、市场竞争、扭亏增盈、择优发展等“多重压力”,很难面面俱到,在眼下“荣光又至暗时刻”,保供与扭亏成了主要任务,或将影响升级改造的有序进行。

尽管《改造方案》提到各地要“在财政、金融、价格等方面健全完善相关政策,对煤电机组改造升级工作予以支持”,并“健全市场化交易机制”,但如果政策不明确、没有实质内容、不具备操作性,煤电升级改造将会大打折扣。

由于深度调峰、能源保供、长期亏损缺钱改造,一些煤电企业的发电设备存在安全隐患。

近年来,为促进新能源消纳,构建新型电力系统,各地按下煤电机组灵活性改造“快进键”,煤机深度调峰的最低负荷率不断创出新纪录,国内试点示范项目最小技术出力可低至额定容量30%—35%,部分机组低至20%—25%,个别的甚至低至15%。由于我国推进深度调峰工作时间短,技术、经验普遍不足,存量煤机都没有深度调峰的技术设计,只能冒着风险先试先做,不仅造成机组能耗异常、经济性下降,而且致使设备部件损伤,影响安全稳定运行。

据业内专家分析,“深度调峰需要机组频繁快速变负荷,甚至快速启停,易产生锅炉炉膛应力变形,分离器等厚壁容器、发电机及主管道性能劣化,汽轮机被腐蚀等,造成发电机组主设备故障”。因此,亟需总结煤电深度调峰的试点经验,出台辅助服务政策,制定改造、调峰管理办法,完善安全技术标准,真正实现技术、经济、安全的统一。

另外,目前很多电厂亏损严重,发展前景不确定,又面临缺电保供压力,投入大量资金进行升级改造困难可想而知,一些煤电企业的技术骨干流失增多,设备多因检修不足运行状态欠佳,安全生产的压力越来越大。值得注意的是东北区域本为电力过剩,因缺煤、新能源出力不足造成去年临时性缺电。随着煤炭供需矛盾的缓解,又恢复了电力过剩的常态,但因保供不能停机,一些煤电企业只能低负荷、高能耗运行。

在“双碳”目标下,煤电要不要发展、发展多少、如何发展,“十四五”一开始争议很大,但随着国家文件的出台、缺电保供的出以及构建新型电力系统的深入讨论,“严控煤电项目”成了未来发展主基调,但“严控不等于不要发展”。根据有关机构预测,2025年煤电装机规划目标为12.5-13亿千瓦,净增1.7-2.2亿千瓦。而且,新建煤机要求“灵活性制造”,原则上采用超超临界、且供电煤耗更低的先进机组。应该说,对煤电的新定位、发展目标、技术路线已逐渐清晰,但作为一名业内人士对“十四五”煤电发展目标的实现仍然十分担忧,主要基于以下因素:

(1)煤电长期愿景“不看好”。尽管煤电在煤炭转化、电热保供、系统调峰、消纳新能源等方面发挥着基础性作用,决定了煤电近中期不可或缺,但“双碳”目标、构建新型电力系统、COP26达成的“减少煤炭消费”共识,以及欧美推进的退煤时间表,又决定了高碳的煤电远期将不可避免地被可再生能源替代。可以预见,我国2030年碳达峰前是煤电最后的发展期,煤电产业生存期约为40年。

(2)煤电亏损垫底,新投资意愿低。投资收益率是企业投资项目的主要决策指标。许多社会资本早已在前两次煤电亏损中转让、撤退了,煤电板块国有股份之高居各产业前列。

2016年以来,煤电经营形势严峻,整体

业绩低迷,呈现行业性困难。具体表现为成本高企、业绩下滑、亏损面大,一些煤电企业资不抵债,依靠担保、委贷维持生存,有的甚至关停、破产,投资收益率在所有电源项目中连续数年垫底,经常被银行、国资委列为高风险资产、“僵尸”企业。

2021年更是陷入全面亏损窘境,以煤电为主的发电集团受到冲击最为严重,个别集团甚至出现整体亏损。相反,以清洁能源为主的三峡集团、国家电投则冲击不大。如此残酷的现实,将不可避免地导致近期煤电发电意愿、投资意愿“双降”,加速能源清洁转型步伐,新增投资重点转向新能源。因此,这与国家、地方要求新上煤电、兜底保供形成矛盾。

(3)负债率高,项目融资难。2021年,由于煤电板块大幅增亏,导致55%的煤电企业资产负债率超80%,25%的企业资不抵债,相当一部分企业经营现金流不足支付利息。特别在四季度能源保供期间,资金缺口巨大,外部融资难以满足,不得不依靠股东委贷和集团内金融机构融资。

在当前煤电比价关系下,2022年保供资金缺口和到期债务仍然巨大,融资接续压力攀升,资金链断裂风险持续增加。近年来,金融监管严格,推行绿色信贷,银行对高碳、亏损、产能过剩、负债率高、信用评级较低的煤电行业愈加谨慎,要求借贷主体上移到集团总部,或要求上级增信,对煤电基层企业或新建项目信用投放意愿较低,“不贷抽贷断贷压贷”时有发生。

(4)成本上升,相对竞争力削弱。煤电一向以经济性、稳定性著称电力系统,但近年来煤电成本不断攀升,最主要的一个因素是煤价大涨,单位燃料成本不断上升。五大发电集团的入炉综合标煤单价2021年达到了961元/吨,比2015年481元/吨提高了93%,而同期的平均上网电价不仅没有增加,反而下降了0.8%。

其次,安全、环保成本不断增加。煤电产能过剩,为新能源让路,长期低负荷运行,造成设备损耗增加,临时的限电保供又以牺牲经济性为代价。环保政策的日益严苛,需对机组进行超低排放改造,增加CCUS技术开发和装置投入。随着碳市场的启动,碳排放配额的约束,碳价的逐年上升,履约成本将持续上升。

最后,新能源渗透率提升,要求煤电推进灵活性改造,提高调节能力,而发电量持续减少,投入成本不断提高,若缺少辅助服务补偿和容量电价机制,煤电经营形势将更加严峻。相反,近年来,新能源随着技术进步快速发展,其成长性、经济性、竞争力显著增强,已实现平价上网,可以与煤电同台竞争。放眼未来,煤电相对竞争力削弱,逐年被清洁能源“稀释、挤压、替代”,其投资、装机、电量占比不断下滑的趋势将更加明显。

(5)煤电定位改变,配套政策滞后。近年来,我国煤电定位已悄然发生改变,向“基础保障性和系统调节性电源并重”转型,但政策调整或约束、或滞后、或空缺,煤电矛盾始终没有得到有效治理,上下游的体制机制没有彻底理顺,特别是煤机价格传导机制不畅、发售电价形成机制仍不完善;电能量市场现货交易与中长期交易价格长期偏低,影响燃料成本回收;建立容量市场、两部制电价仍在研究、探索中,缺乏固定成本回收机制;煤电关停退出政策多变、不完善,“关而不拆”机组转为应急备用与人员分流安置还有不少困难。

总之,一个整体判断,煤电企业经营“入不敷出”,严重缺乏投融资功能,呈现生存难、改造难、发展难。如果煤电困难长此以往,新能源未立,将会危及国家能源安全大局,影响经济社会的可持续发展。令人欣慰的是,去年9月以来,煤电问题已引起党和国家高度重视,国家有关部门也推出了稳供保供的一系列政策。但是,仍然未能从根本上解决煤电之“忧”。

因此,需要国家、企业、社会三方继续共同发力,从保障能源安全、国民经济发展的角度,综合施策。特别要对“十三五”煤炭去产能、取消煤电联动、电力市场单边下行竞价、工商业电价“只降不升”等政策进行后评估,并根据煤电新的战略定位推出“煤电新政”,围绕煤电产业链的体制机制作出系统性改革,对电煤价格管控、电力市场化改革、电价形成机制及煤电未来发展进一步做出重大政策调整,充分体现煤电兜底保供、系统调节、应急备用等多维价值,让落后老小煤电“退得出”,清洁高效煤电“留得住”,新上先进煤电“有回报”。