

焦化企业大幅限产减亏 生存困境或将持续恶化

■ 本报记者 江丞华

“眼看夏天就要到了，但我们的心里还是寒冬腊月一样，煎熬着，要不没办法啊。”来自山西临汾市洪洞县一家民营焦化企业的老张无奈地对《中国企业报》记者说道。

公开数据显示，当前国内主要焦炭产地价格已经跌破千元大关，而焦煤价格自去年8月份以来累计跌幅高达500元/吨。

针对“卖出去的每1吨焦都亏损”的焦化企业而言，目前就是在扛着过冬，“扛不过去，企业可能就死了。”

钢、煤夹击致焦化厂限产

据悉，老张所在的焦化公司每年焦炭产能约100万吨，没有煤矿、没有自己的洗煤厂，也没有下游煤化工等产业，为独立焦化企业，所产焦炭多为准一级焦。

“煤困难，焦化企业更困难。”老张感慨道。老张及该企业其他工作人员给记者算了一笔账，该企业卖出二级焦的出厂价大概为900元—1000元每吨，而山西省内主焦煤的价格报价大约为920元/吨，大约1.3吨的洗煤才能生产1吨焦炭，也就是说，“卖出去的每1吨焦都是亏损的。”这其中还不包括原材料之外的其他成本投入及各种财务、管理费用。

上游煤炭价格的下跌并没有让焦化企业受益，一方面焦煤价格下跌幅度远远小于焦炭；另一方面，焦炭、焦煤价格几乎联动。

老张告诉记者：“只要焦煤价格往下落了，焦炭价格紧接着就更厉害地往下落了，到时候就变成了高价煤、低价焦，这个比焦煤价格上涨还要可怕。”

记者了解到，国内焦炭市场继续下滑，市场因需求的不足而成交低迷。目前，钢厂进一步消化前期库存，因为，对焦炭采购的意向较低，钢厂打压焦炭的价格也较为明显。

“现在钢厂对于焦化厂来说比较强势，价格基本上是他们说了算，比如他出900元每吨，问你肯卖吗，能卖的话你就卖，不能卖的话，你就只能压到库存里。”

在当前焦炭市场行情如此不景



本报记者 林瑞泉 / 摄

气的情况之下，焦化厂对市场普遍持悲观态度。老张说，当前焦炭行情持续疲软，焦化厂的亏损情况比较严重，大概每吨焦炭的亏损在200元左右。

据记者了解，目前不少焦化厂不得不采取加大限产力度的方式来达到控制成本的目的。

老张称，“目前焦厂已经限产到30%—40%，差不多到了最大限度。”

这是因为，焦化企业生产所用的炼焦炉要保证炉温，停产，受热胀冷缩的作用，炉子基本上就毁了。这就导致各地焦化厂在市场不景气的时候，不能像钢铁企业一样将高炉停掉“停产过冬”。

小型焦化厂已现停产

公开数据显示，3月21日，河北敬业钢厂焦炭降价30元/吨，继周四降30元/吨，这是当周第二次降价，现承兑价1020元，实际结算价950元/吨，已经低于主焦煤的价格。

“不仅仅是山西的焦化厂，全国这个行业都一样，都在扛着、熬着，最近，已经有本地的几个焦化厂停下来了。”老张称。

来自焦化厂美锦集团的销售负责人小王向记者印证了老张的话，他

说，现在焦化厂多多少少都加强了限产，有一部分焦化厂已经关门了。

“焦化厂的水平参差不齐，现在价格跌得这么厉害，一些小的厂子就坚持不下去了。”小王告诉记者说。

据小王介绍，目前开工的焦化厂有的已经将企业负荷率压到最低，只有百分之二十七八，“现在企业的库存很少，因为生产的少。过去效益好的时候库存也少，因为满负荷地转，还恨不得下了线就装车。”

据了解，上周神华集团焦炭出厂价下调了40元/吨，火运至唐山二级焦到站执行1080元/吨，返空费40元，一级焦到站执行1160元/吨，返空费30元。

神华下调价格后，就有分析人士指出，短期焦炭市场将继续寻底。

“销售艰难，库存增加，大量的赊销和资金回收困难，难以预付资金使焦化企业面临前所未有的困难，焦炭价格的大幅下跌使焦化企业亏损面增加，为此焦化厂开始普遍限产幅度达30%—40%左右。”小王如是说。

不仅如此，随着焦炭价格的下跌，焦化企业开始降低开工率，产能100万吨左右的焦化厂开工率从年前的85%下降到72%；产能在100—200万吨的从85%下降到74%，产能>200万吨的开工率从92%下降到

88%的高位。

后期走势仍不看好

据介绍，焦炭是重要的工业原材料，其需求量与经济形势密切相关。经济增长时，焦炭需求增加从而带动焦炭价格上升，经济萧条时，焦炭需求萎缩从而促使焦炭价格下跌。

临汾市一位接近焦化行业的资深人士告诉记者，焦化企业目前是两头受气，一方面是原材料价格相比较来说居高不下，另一方面钢企一直在往下压价。“独立焦化企业的处境很艰难，基本上都在熬”。

该资深人士表示，“如果这种情况再持续的话，市场看不到希望，估计再有一年半载就还会有一批企业要关掉。”

有资讯研究人员分析称，目前国内外整体宏观经济面还是利空于整个煤炭行业的，钢厂由于库存管理而继续打压着原料焦煤与焦炭的采购价格，而煤企与焦企由于焦煤与焦炭产能过剩需求不足仍面临较大出货压力而不断调低出厂价格，焦炭价格的企稳更需要下游钢铁价格的企稳上涨作为先决条件。在钢材价格并没有明显好转的迹象下，焦煤焦炭价格都应保持空头思维。

若想保持机组燃料供应充足就必须上调秸秆收购价格，而上调收购价格则会挤压企业利润空间。

生物质发电面临价格两难 全行业多数亏损

■ 本报记者 江丞华

生物质发电企业亏本的案例又多了一个。

2014年3月21日，华电国际公司披露，因华电宿州生物质能发电有限公司（以下简称“宿州发电”）2008年投产发电以来一直处于亏损状态，考虑到其已经资不抵债，经营亏损、现金流短缺的经营情况难以改善，华电国际拟对其计提固定资产减值准备2.26亿元。

华电折戟生物质发电

据了解，华电国际系国内第一个投产生物质能发电项目的企业，该机组以农业秸秆为燃料，技术来自丹麦。在2008年投入运营以后，其社会效益被广泛看好。

国资委网站信息显示，初步估算，宿州生物质能两台机组投产后，每年可利用农作物秸秆20余万吨，仅此一项，就可直接增加农民收入近6000万元，还将带动物流、机械、机组服务等相关产业发展。同时，机组投产后，每年可减排二氧化碳4万多吨，并将显著改善当地因秸秆焚烧而造成的空气污染现象。

不过，投产以来宿州发电的运营并不理想。因为宿州农民宁愿把农作物秸秆就地烧掉，也不愿意卖给宿州生物质能发电公司，而宿州发电则因燃料不足，机组甚至无法开工。

“农民不愿卖秸秆给宿州生物质能发电公司的原因是，收购价格过低，还抵不了人工开支。以玉米秸秆为例，电厂每吨付费200元至260元左右，而收购点多在100元左右。”一位接近生物质发电的业内人士告诉记者。

“许多农村都是一家一户式生产，田块小，大型收割机根本没法下去。而且，农民积极性也不高，总认为一亩秸秆回收的收益还不如打麻将挣得多。你帮农民回收本来被视为废物的秸秆，一旦成了商品，他非但不谢你，反而跟你不断抬价。因为缺燃料，只好忍了，毕竟4台打捆机1天租金就要2万元，闲着不用更浪费。”江苏国信盐城生物质发电有限公司一位刘姓工作人员告诉记者。

根据兴业证券的测算，农业原材料（秸秆为例）进厂成本约350元/吨，换算为BMF原材料成本530元/吨，电费等制造成本70—80元/吨，人工成本120元/吨，综合成本约800元/吨。

上述业内人士指出，电力行业是一个高固定成本行业，只有机组开工率达到一定水平才能产生经济效益，若开工率不足，则无法自负盈亏。“宿州生物质能发电公司若想保持机组燃料供应充足就必须上调秸秆收购价格，而上调收购价格则会挤压企业利润空间”。

与华电国际不同，湘鄂情仍然看好生物质能发电未来的发展前景，这家受累于“中央抑制三公消费政策”严重亏损的餐饮公司则把经营生物质能发电设备的业务视为救命稻草。同样看好的还有一家公司——武汉凯迪电力股份有限公司。2014年3月20日，凯迪电力发布公告称，2012年和2013上半年，公司一度受制于燃料收购体系的不健全，生物质电厂经营状况不甚理想。

生物质能源 还未具备成本优势

“亏损的重要原因之一是居高不下的成本。现在愿意将秸秆打捆运到电厂的人越来越少，回收成本也在不断上涨，加上生物发电厂越来越多，势必会缩小有限的市场份额。”据上述刘姓工作人员介绍说，在他印象

中，2009年（江苏）全省一共只有7家生物质发电厂，如今投产发电的已达14家。

中科院战略问题咨询研究中心副主任周城雄也认为，中国非粮生物质能源，不能与粮争地，随着用地成本提高以及农户分散等因素带来的收集成本增加，生物质能源还未具备成本优势。

对此，中国农业大学教授、中国科学院和中国工程院两院院士史元春并不赞同以上观点，他认为，我国发展生物质能源的技术早就不是问题了，并且，发展生物质能源的市场、环境、成本等因素也都没有问题。它是清洁的，拥有无限市场的，资源丰富，而且成本比起风能和太阳能来说都低，瓶颈在于公众对它的理解和信任。

尽管全行业多数亏损，所有投资者还是抢着进入生物发电市场。之所以有这种反差，关键是所有生物质发电厂将补贴看做了最后一根稻草。

“这些市场进入者的通行做法是，将不可行的项目先做成可行，然后从银行拿到贷款，再从国家骗到补贴，随之逼着国家上调上网电价。”一位业内人士如是说。

分布式光伏扶持政策 正酝酿调整

■ 本报记者 陈玮英

分布式光伏再一次诠释了“理想丰满现实骨感”。

早在分布式光伏刚推出时，就有业内人士疾呼分布式光伏更像是“画饼充饥”。但当时，光伏行业整体处于寒冬之时，急需走出低谷，分布式光伏发电被看做是一丝希望。

然而，“受收益率低、并网备案程序复杂、融资难等一系列问题，目前市场实质上还没有真正启动。”国家发改委能源研究所研究员王斯成在2014中国清洁电力峰会期间接受《中国企业报》记者采访时表示，“不过，目前已经引起重视，调整政策正在酝酿中。”

推广停滞不前

2014年被看做是中国光伏市场大发展之年，也是考验光伏开发商生存能力之年。

按照国家能源局制定的目标，2014年光伏装机目标为14GW，其中6GW为地面光伏电站项目，剩余的8GW则要通过分布式发电实现。为此，国家能源局列出并确定了81个新能源示范城市和8个工业示范区。

2013年下半年，关于分布式光伏发电相关意见、方案、修订案等政策纷纷出台，极大的利好分布式发电。但是，到目前，分布式发电仍让人举棋不定。

当分布式光伏发电被一部分普通民众认知后，更多人的直觉是“光伏发电诱人，市场需求也春潮涌动。”一位做分布式光伏发电业务的相关人士坦言，“几乎每天都会接到有关10KW以下并网式光伏控制逆变系统的咨询电话，而且这些电话的含金量特别高，都是直接用户，有外行的，也有半懂行的。但是，当得知组件和蓄电池的配置成本后，就再也没人敢说一句话了。”

“目前，个人做分布式发电还是不划算，成本太高。”一家南京光伏公司高管这样告诉《中国企业报》记者，“虽然有政策，但是还不够明晰，条件也不成熟。”

事实上，不仅仅是个人做分布式光伏发电难，光伏企业也在观望。晶科能源董事长李仙德接受《中国企业报》记者采访时表示，“为什么更多人愿意投资大型地面电站，而对分布式犹豫不决。”主要是前者所发之电全部并网收掉，按发电量结算，非常清晰，投报率也能计算。

“原本以为去年分布式光伏会有比较大的发展，但从实际情况来看，分布式光伏在2013年总装机规模中仅占到1/4，仍有3/4的量来自地面光伏电站。”中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会主任李俊峰这样说道。

融资难以实现

“限制分布式光伏一时‘长不大’的原因涉及多方面，其中最主要的是投资收益前景不明让各路资金望而却步。”王斯成表示，目前政策上鼓励自发自用，如果剩余电量要上网的话，则按照脱硫煤电价加上0.42元收购。但实际操作过程中显现出的问题是，自发自用无法长时间保证稳定，同时，如果全部发电量并入电网，项目投资的内部收益率仅为3%—5%，吸引力极其有限。

李仙德告诉记者，对于投资人而言，“需要经济效益，需要清楚看到一个可计算、可预估投资回报率，才会愿意参与进来。”

“在终端用户纳纳的不确定性、电站完工后产权的风险性、终端用户纳纳的持续能力等问题没有清晰地解决条件下，分布式发展恐仍难有实质进展。”在李先德看来，“银行只有看到清晰的财务收益模型，才愿意融资给你。”

“如果分布式采用同样的电网全部吸纳，再通过电网类似水库的调节能力输配掉，问题就可以迎刃而解。”李先德表示。

虽然，“国家日前出台了融资政策，但是整个融资银行贷款的门槛没有任何降低。”王斯成表示，“中小企业没有足够抵押物照样拿不到贷款。”

招商新能源集团有限公司首席信息官兼新闻发言人姚杰介绍说，“从去年下半年政府一系列政策密集出台之后，很多基金、融资租赁公司对光伏行业还处于观望的态度。”

亟须落地政策

李俊峰一针见血地指出，目前，“分布式光伏在发电量、现金流以及资金往来等方面都缺乏透明度，如果没有透明度，分布式光伏无法发展。”

目前，“国内分布式光伏发电遇到的问题已经引起政策方的重视。”王斯成表示，国家能源局已经组织了一系列专家、企业座谈协商，还组织专家赴示范项目现场调研，“此前针对分布式光伏的一系列扶持政策将有望尽快调整。”

而对于政策调整的方向，王斯成透露说，“让度电补贴方案将更加细致到位，确保投资分布式光伏发电项目能获得实际利好。还有，国家将引导各地建立起针对分布式光伏发电的省级融资平台，以解决目前限制市场扩容的融资难题以及投资回报预期不明确的问题。”

李仙德认为，“新能源是全民的事，是全民需要买单并共同承担责任的，所以德国的做法是所有方式，无论是火力、光伏、风力等发的电都收上来，根据不同成本加权平均，得到一个电价。”

“中国的电价只是将新能源电价附加作为很小一部分，象征意义的。”李仙德表示，“如果适度调高这部分附加，进一步拉大工业峰谷电价的差和时段电价差，这个缺口不是问题。为什么我们已经可以预见2030年、2050年的电价，为什么不把这个电价现在就执行呢。如果这样，缺口不是问题，屋顶用户也不用宣传，自己会更积极使用自发的光伏电力。”