

风电定价新机制 助推行业可持续发展

新闻播报

天然气价格短期不会大调

本报讯 近日, 中国社会科学文献出版社出版《2009年能源蓝皮书》。蓝皮书认为, 长期以来我国天然气价格明显偏低, 天然气价格具有上涨的动力。但目前整体经济形势严峻, 企业经营状况的恶化直接影响居民收入和生活水平, 政府出于减轻企业负担和保障民生的目的, 短期内不会大幅变动天然气价格。

蓝皮书表示, 长期以来, 政府为实现我国企业生产低成本以及保障居民生活的双重目标对能源产品实行价格管制, 能源定价的市场化程度较低, 能源价格未能反映能源生产和使用的外部成本, 促使能源产品的价格向其实际价值回归是实现我国产业结构的优化升级以及经济可持续发展的要求。

福建天然气合作项目 进入实质性阶段

本报讯 近日, 我国第一个完全由国内企业自主引进、建设和管理的大型液化天然气 (LNG) 项目——福建 LNG 项目, 迎来了印度尼西亚东固气田项目的第一船 LNG。这标志着中国与印度尼西亚在福建 LNG 一期项目上长达 25 年的 LNG 资源供用合作关系进入实质性阶段。

据了解, 来自印度尼西亚东固气田的 LNG 通过运输船海运到位于福建莆田秀屿港的福建 LNG 接收站, 经气后, 一部分由输气管干线输送至莆田、晋江和厦门 3 个燃气电厂用于发电, 一部分输送至福州、莆田、泉州、厦门和漳州 5 个市。福建 LNG 项目一期工程年接收 LNG 260 万吨, 新增的 3 号、4 号储罐将于 2011 年投入使用, 届时福建 LNG 项目年接收 LNG 能力将翻一番, 达到 520 万吨。福建 LNG 项目二期管网建设规划已经启动, 到 2020 年, 海西天然气管网将全面落成。

中海油在天津 建新能源产业基地

本报讯 中国海洋石油总公司与天津津能投资公司近日签署协议, 将在天津建设新能源产业基地。

天津市市长黄兴国表示, 中海油长期与天津保持密切合作, 为天津经济发展做出了重要贡献。中海油在天津建设新能源产业基地, 实现了优势互补、强强联合, 对于做大做强天津新能源产业, 打造新能源产业高地具有重要意义。希望中海油进一步加大在天津投资力度, 加快项目建设进度, 共享发展成果。

按照协议, 中海油总公司在天津滨海新区投资注册新能源公司, 将向力神电池有限公司投资 50 亿元, 建设 20 条动力电池生产线, 进一步扩大生产、研发能力, 努力打造全国最大的新能源产业基地。

内蒙古发现 储量约 1.4 亿吨油田

本报讯 近日, 中原石油勘探局地球物理勘探公司 2143 地震队在内蒙古自治区乌拉特后旗潮格温都尔镇发现一处储量约为 1.4 亿吨的油田。

中原石油勘探局地球物理勘探公司党委书记商瑞宾介绍, 2143 地震队的探井队从 5 月底开始进入全面施工期以来, 通过钻探等方式, 对周围 388 公里的地域进行野外信息采集。截至目前, 已初步探明石油储量为 1.4 亿吨, 油质较高, 具有较高的开采价值。目前, 勘探即将接近尾声, 到 8 月底前期勘探工程即野外信息采集将全部结束, 距正式开采石油最快需要近一年的时间。据了解, 此次大规模的石油勘探工程总投资为 1.3 亿元。

过多次招投标归纳得出的, 也是希望风能资源条件不好的地区不要再开发风电。按照新的标杆上网电价机制, 资源条件不好的地区再上风电项目将无利可图。

确保行业可持续发展

专家表示, 目前各地的风电项目在进行特许经营招标时面临效率低下的问题, 而全国风电建设正步入高速发展期, 因此, 实施风电标杆上网电价, 一方面可以提高各地风电建设的招标效率, 另一方面可以提振风电开发的投资信心。

分析人士认为, 实施风电标杆上网电价对风电企业最大的好处是可以在项目的可研阶段就能准确地匡算成本, 通过已经确定的上网电价和利用小时倒推建设成本, 从而理性采购设备, 避免盲目上马项目带来的财务压力。“这相当于在风电开发初期项目的回报情况就可以基本确定”。邵华表示。

国家发改委能源研究所可再生能源发展中心主任高虎认为, 风电实施标杆上网电价意味着新能源固定电价的定价模式初步形成, 保证风电开发项目能够达到合理的盈利水平。

长城证券研究员张霖认为, 目前风电场每度电成本为每千瓦时 0.43-0.53 元, 加上风电场每度电 0.1 元左右的清洁发展机制 (CDM) 收入, 风电企业的盈利空间得到保障。“0.51-0.61 元的价格区间与近期的风电特许权相比, 价格趋于合理”。

金风科技首席财务官余丹柯表示: “风电标杆上网电价机制减少了投资的不确定性, 不仅对五大电力集团, 对于社会资本以及外资进入风电领域都具有更大的吸引力。”

“国家发改委出台风电标杆上网电价机制对整个风电产业是一个重大推动。”一家风电企业负责人表示, 风电标杆上网定价明确了发电价格和发电时间, 企业能够选择合适的发电机组, 从而提高风力资源的使用效率。



▶ 本报记者 戈清平报道

饱受业界质疑的风电上网电价机制终于有了实质性进展。近日, 国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》, 将国内风电上网价格由项目招标价改为固定区域标杆价。《通知》规定, 按照国内风能资源状况和工程建设条件, 将全国分为四类风能资源区, 相应制定风电标杆上网电价。四类资源区的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。

国家发改委相关人士表示, 此次出台的风电标杆上网电价政策是对 2006 年颁布的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》的补充和完善, 有利于改变当前风电上网价格机制不统一的局面, 进一步规范风电价格管理, 有利于引导投资。

业内专家表示, 风电标杆上网电价是继光伏发电上网电价后又一项重要的能源价格机制, 对激发企业投资的积极性, 保障行业可持续发展具有重要作用。

风电上网电价在摸索中前行

在风电迅猛发展的同时, 我国风电行业核心技术缺乏、无序竞争等问题开始显现。另外, 风电产能过剩, 风电上网电价不明确问题也制约了我国风电行业发展。其中, 风电上网电价不明确对风电企业影响最大。

华锐风电科技有限公司内蒙古地区项目经理邵华表示, 风电上网电价一般都是在企业中标之后才确定, 这让企业在前期投资过程中很被动。

事实上, 对于风电上网电价, 政府有关部门一直在讨论到底是实行风电招标电价制还是固定电价制。

2003 年国家发改委开始推行风电特许权开发, 即通过招投标确定风电开发商和上网电价。

实施风电标杆电价, 一方面可以提高各地风电建设的招标效率, 另一方面可以提振风电开发的投资信心, 避免盲目上项目带来的财务压力, 保证风电开发项目能够达到合理的盈利水平。

2005 年 11 月, 国家发改委在一份关于可再生能源发电价格征求意见稿中规定, 风电的上网电价将采取固定电价, 明确“风电电价由两部分构成, 即以燃煤为参照的标杆电价, 加每度电 0.25 元的风电补贴电价”。

2006 年年初, 在正式颁布实施的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》中, 这一规定被改成“风力发电项目的上网电价实行政府指导价, 电价标准由国务院主管部门按照招标形成的价格确定”。

政府有关部门在风电上网电价上的探索, 也引起了风电行业的热切关注。业界普遍期待决策者能够明确风电招标的标准和规则, 实行固定电价的呼声越来越高。

不过, 最终确定的风电标杆上网电价仍是以招标形式出现。

专家分析认为, 之所以选择招标的形式确定风电标杆电价一是希望对

国内风电设备制造商进行保护, 二是担心风电场盲目上马项目, 不考虑后期的电网配套输出和电力消费问题, 发出来的电无法并网销售, 造成资源浪费。浙商证券新能源分析师张延兵认为, 标杆电价有利于规范市场和价格机制。

安信证券首席电力行业分析师张龙表示, 只要国产风电设备质量过关, 企业还是会采购价格相对便宜的国产产品, 标杆电价总体而言对国产产品有利。

平衡各地风电发展速度

业内专家表示, 区别不同地区的风电标杆上网价格就是为了抑制盲目投资的现象。

近几年风电企业“跑马圈风”的现象越来越严重, 内蒙古、新疆等风能丰富的地区基本被风电企业瓜分完毕, 河北、甘肃、吉林、宁夏等一些风能资源相对较弱的地区也被风电企业“圈”起来。在风电企业看来, 占有风场就意味着占有资源,

将在今后的发展中处于有利地位。

中国电力企业联合会调研部主任沙亦强指出, 风电企业“跑马圈风”由来已久, 现在当务之急是通过风电标杆电价, 建立合理的上网电价机制。

目前我国的风场主要根据中国气象局风能资源普查结果为三类。此次内蒙古、新疆的大部分地区被确定为一类资源区, 标杆上网电价为每千瓦时 0.51 元; 内蒙古、甘肃和河北的部分地区为二类资源区, 标杆上网电价为每千瓦时 0.54 元; 东北、新疆部分地区以及宁夏为三类资源区, 标杆上网电价为每千瓦时 0.58 元; 其余地区为四类资源区, 标杆上网电价为每千瓦时 0.61 元。

专家表示, 区别对待不同风能地区的标杆上网电价有利于平衡各地的风电发展速度, 也有利于抑制风电企业盲目“跑马圈风”的现象。

国家能源局新能源与可再生能源司司长王骏表示, 四类电价区域的制定是经

成品油定价机制“太透明” 油企呼吁再调整

本报讯 近日, 中石油、中石化两大集团与国家发改委相关部门进行沟通, 希望修改 5 月初颁布的《石油价格管理办法(试行)》。中石油和中石化认为, 当前的《石油价格管理办法(试行)》使得成品油定价机制过于简单透明, 导致投机、囤货等现象频频发生。

中石化、中石油认为, 现行的调价机制过于透明, 可控性低。每次到了油价调整窗口期, 价格管理部门与中石油、中石化都面临强大的舆论压力。同时, 市场可以轻易计算出调整的幅度和方向, 导致市场力量提前做出反应, 在很大程度上干扰了中石油、中石化的终端销售。中石油和中石化建议, 应该采取多种方式, 模糊化处理新的成品油定价机制, 包括国际成品油价格计算方法、启动调价的涨跌幅度等。

中石油和中石化建议, 现在执行的 4% 的涨跌幅可以设计成一个区间, 比如说当国际油价变化在 4%-10% 之间, 相关部门可以考虑调整国内成品油价格。也就是说, 不把百分比限定死, 这样国家发改委在调价时回旋的空间更大, 也可以减缓外界的压力和投机行为。

中石油和中石化表示, 当前成品油定价机制

中, 成品油联动依据的价格是国际原油三地的加权平均价格。业内人士很容易根据布伦特、迪拜、辛塔三地净值计算出国际油价的涨跌幅。对此, 中石油、中石化建议, 应当进一步把加权平均法细化, 把欧洲等地的移动价格包括汇率、关税等加入进去, 同时对加权权重等数据进一步“模糊化”, 以防止投机。

在中石油和中石化看来, 成品油定价机制太死板, 跟不上国际油价变化节奏, 并不能真正实现与国际油价的联动, 在某种程度上容易受到国际游资的操纵。

对此, 国家发改委能源研究所研究员周大地认为, 可以尝试把 22 个工作日的平均移动价格再调整一下, 这样能更快反映国际油价的变化。中国石油大学教授董秀成认为, 调价机制中的调整周期还可根据情况调整。

此前, 国家发改委有关人士曾表示, 不公布详细的定价办法, 很多方面都认为不透明。但公布了详细的定价办法, 又导致强烈的投机行为。即便是现在这样, 有些人还认为不够透明。国家发改委相关人士认为, 过于透明造成的投机既损害了国家利益, 也损害了消费者利益。 央广

太阳能市场产能过剩 价格将持续压低

本报讯 研究机构 iSuppli 近日发布的报告指出, 全球太阳能产业在 2008 年年底面临需求疲软后, 至今未能有效抑制产能过剩的问题, 导致价格持续下滑。资料显示, 今年第一季度太阳能产业的平均库存天数达到 122 天, 比 2008 年同期增加 48 天, 增幅达 65%。

iSuppli 分析师 Henning Wicht 表示, 上述 65% 的平均库存天数增幅相当于全球太阳能产业在一年内多出了一个半月的库存量。照目前趋势看来, 未来将有更多从业者投入太阳能产业, 届时产能过剩的情况将更加严重, 预计价格短期内无法回升。

Henning Wicht 表示, 近期不少地区多晶硅供应商投资设立新厂房, 为了回收成本不得不维持一定的产能, 也是造就产能过剩的原因之一。2009 年年底多晶硅价格将降至每公斤 50 美元, 与今年年初每公斤 180 美元的价格相比, 降幅达

72%。

天威英利、REC、Solar World 等太阳能整合供应商在这一波趋势中成为受益最深的企业。这些企业一手包办从多晶硅、晶圆到太阳能电池的供应链, 因此在过去拥有资源充足的优秀。然而, 2008 年年底全球不景气打击市场需求后, 整合经营模式反而造成各环节相互牵制, 导致这类企业无法及时提出应对措施。

太阳能电池及模块制造商同样受伤害惨重。今年第一季度太阳能电池及模块的平均库存天数达到 105 天, 比 2008 年第三季度增加 58 天, 主要是企业在需求下滑后仍必须履行先前与上游供应商签下的订单所致。相较于下游制造商的惨状, 多晶硅及晶圆供应商等上游企业受冲击相对较轻。多晶硅及晶圆今年第一季度的平均库存天数达到 98 天, 仅比 2008 年同期增加 24 天。 萧强

煤市观察

煤炭行业面临供大于求 或借助资本市场整合

▶ 马红丽

随着国家扩大内需、促进经济增长措施效应的进一步显现, 我国经济出现积极变化。与煤炭行业紧密相关的电力、钢材、建材和化工行业产品产量逐步回升, 这些用煤大户的恢复性增长带动了大量的煤炭需求。业界普遍认为, 煤炭行业复苏的曙光已然来临。但中国煤炭工业协会却表示, 尽管上半年随着宏观经济的逐步回暖, 煤炭供需基本平衡, 价格逐月回升, 但下半年受诸多不确定市场因素影响, 煤炭市场供大于求的压力将有所增大。

“中国煤炭工业协会的结论比较符合煤炭行业目前的实际情况。”长江证券煤炭行业分析师邹振松认为, “我国已进入电力迎峰度夏时期, 受炎热气候的影响, 煤炭需求会有一定程度的增加, 但总体来看全年增幅有限。另外, 考虑到地方乡镇煤矿复产验收进度加快, 煤炭产量将大幅增加, 运输环境比较宽松等因素, 下半年煤炭市场供大于求的压力可能继续加大。”

今年上半年, 全国煤炭全口径产量为 13.6 亿吨, 消费量为 13.97 亿吨, 煤炭整体呈现供平衡的态势。主要原因是山西、河南等煤炭主产区实施了限产保价措施, 仅山西一省就减产 5234 万吨, 同比下降 16.4%。

“不过, 随着经济的回升, 到 6 月底各个省市关闭的矿井已经陆续恢复生产。”渤海证券煤炭行业分析师张顺指出, “目前山西已经开始着手恢复整合后的相关煤炭产能。6 月底, 山西煤炭生产矿井 86% 的产能已经恢复生产, 在建矿井 60% 以上的基础产能也开始发挥作用。同时, 河南停工停产的 267 个小矿井目前也已恢复生产, 增加的年产能达 4400 万吨。”

此外, 煤炭行业的投资也在加快, 上半年煤炭开采和洗选业投资达到 1157 亿元, 同比增长 40.5%, 仅神华集团新投产的矿井就年新增 5300 万吨产能。

尽管国家对煤炭产能扩张奉行适度从紧的政策, 安排 2008-2012 年新开工煤矿 7 亿吨, 远低于 2006-2010 年年均新开工规模 4.5 亿吨

的规划, 2010 和 2012 年分别按 30 亿吨和 33 亿吨安排生产规模, 年均增量不足 2 亿吨。但考虑到煤矿建设周期, 2008-2010 年的产能释放主要取决于 2006-2008 年煤炭行业的固定资产投资, 短期内煤炭产能跳跃式增长的事实仍无法改变。

“2008-2010 年煤炭产能进入集中释放期, 小煤矿实际产能可能远超现有统计结论。考虑到 50% 左右的产能扩张型投资和 50% 左右的固定资产年交付使用率, 预计 2008-2010 年的新增产能仍将分别达到 2.44、2.58 和 2.35 亿吨, 不考虑小矿关停和老矿报废, 2010 年年底全行业生产能力将达到 32.5 亿吨左右, 高于官方的预测。”邹振松说。

我国煤炭企业普遍存在产业集中度不高, 资源开发区域布局不合理, 以及经营管理粗放、发展效能较低、环境代价较大等问题。因此, 通过整合重组提高产业集中度和综合竞争力, 推进产业优化升级, 实现资源优化配置, 提高资源利用率, 促进企业技术创新, 降低生产成本, 提高经济效益已成为煤炭行业的当务之急。

不久前, 山西省出台《山西省煤炭产业调整和振兴规划》, 明确要求关闭小煤矿。计划到 2010 年, 该省矿井数量减少到 1000 处, 矿井单井生产规模达到年产 90 万吨; 到 2015 年, 煤炭矿井数量控制在 800 处左右, 单井生产规模达到年产 120 万吨以上。

据悉, 为制定“十二五”煤炭规划, 国家能源局将在全国范围对煤炭工业开展调研。正在编制中的煤炭工业“十二五”规划将继续鼓励发展大型煤炭企业, 加强整合重组和上下游产业融合。同时, 国家发改委可能会出台更强有力的措施予以支持。

“政府对中小煤矿进行整合, 必须借助资本市场的力量。”张顺强调, “在未来的整合并购中, 资金是规模扩张的保证。煤炭类上市公司都是国有大型煤炭企业集团控股的子公司, 作为集团的融资平台将发挥重大作用, 而上市之后资本市场的市值放大效应给集团注入资产、整体上市提供了内在动力, 将集团公司优质资产注入股份公司逐步实现整体上市, 也为解决同业竞争、关联交易提供了途径。”