

# 电价概况及主要电价政策解读

□ 国家发展改革委价格司副司长 李才华

## 一、电价概况

(一)管理体制。我国电价由政府价格主管部门负责管理,重大事情报国务院决定。政府价格主管部门对电力价格实行“统一领导、分级管理”,省及省以上电网的电价由国务院价格主管部门负责管理,省以下独立电网的电价由省级价格主管部门负责管理。国家电监会、国家能源局可对电价政策和电价水平提出调整意见。调整居民电价需依法召开调价听证会,具体由国家发展改革委委托省级价格主管部门召开。

(二)法律法规体系。《价格法》对政府定价作出了原则性规定。1996年颁布的《电力法》对电价作出了专门规定;2003年国务院办公厅颁布的《电价改革方案》明确了电价改革的目标、方向和原则;2005年国家发展改革委颁布的《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》、《销售电价管理暂行办法》明确了电价改革的主要措施。此外,2005年3月颁布的《可再生能源法》对可再生能源的电价管理原则也作出了规定,我们据此制定了《可再生能源发电价格和费用分摊管理暂行办法》。

(三)电价机制。我国电价机制正在由政府定价向市场竞争定价过渡。目前,电价政策和电价水

平主要由政府价格主管部门制定。电价按电力生产经营环节分为上网电价、输配电价和销售电价。电价由成本、费用、税金和利润构成,价格水平按“合理补偿成本、合理确定收益、依法计入税金、坚持公平负担”的原则制定。其中:

1.上网电价。(1)燃煤机组。2004年以后新投产的上网电价实行标杆电价,分省按平均成本制定电价标准,随煤价变化而相应调整;老机组大部分也已执行标杆上网电价。(2)水电、核电机组。电价机制正在进一步完善中。(3)再生能源发电机组。以标杆电价管理为主。同时,开始引入市场定价机制。在东北电网进行了竞价上网试点;符合条件的发电企业可与电力用户进行直接交易试点,协商确定电价。

2.输配电价。制定了跨省、区送电的电网设施的输电价格;公布了各省级电网暂行的输配电价标准,但未据此监管电网的收入与成本;规范了西北等区域电网输电价格;制定了部分省(区)发电企业与用电企业直接交易试点的输配电价。

3.销售电价。由上网电价和输配电价构成。销售电价按用户性质和负荷特性分类,主要分为居民电价、大工业电价、一般工商业电价、农业生产电价、趸售电价

等,有些地区还存在非普工业电价、商业电价、非居民照明电价。每类电价中,电压等级越高,电价越低。对工业电价还实行了两部制,即分为基本电价和电度电价。销售侧广泛实行了分时电价制度,六个省实行了发电侧与销售侧峰谷电价联动,五个省实行了丰枯季节电价。

## 二、主要电价政策

(一)发电企业与电力用户直接交易。是推进电价市场化的重要举措,是国外电力市场交易的主要方式。2003年,国家电监会会同国家发展改革委批复吉林龙华热电厂向吉林碳素厂和吉林铁合金厂直接供电;2009年3月,国家发展改革委、国家电监会、国家能源局放开了约20%的售电市场,允许用电电压等级在110千伏以上的工业企业向发电企业直接购电,协商确定电量与电价。6月,国家电监会、国家发展改革委、国家能源局联合下发《关于完善电力用户与发电企业直接交易试点工作有关问题的通知》(电监市场[2009]20号),对各地推进电力用户与发电企业直接交易试点工作作了进一步规范和指导。随后,国家有关部门批准了三个试点方案:一是辽宁抚顺铝厂从内蒙古东部地区的伊敏电厂直接购电方案。二是安徽铜陵有色公司从国

投宣城电厂直接购电方案。三是福建几个工业企业向若干个电厂直接购电方案。此外,还批复了甘肃、浙江、江苏三省的直接交易输配电价标准。上述政策的出台,有利于引入竞争机制,增加电力用户选择权,促进市场化电价机制的形成。

判断直接交易是否合法,我认为可把握三条:(1)国家没有任何批复的肯定属于违法行为;(2)国家批复了输配电价的,只是说明双方具备了直接交易的基础,具体交易方案还需要再报批;(3)只有国家既批复了输配电价又批复了交易的具体企业名单的,才可以进行直接交易,但地方政府也不得强制规定交易的电量和电价。

(二)标杆上网电价。标杆电价是体制转换时期采取的过渡性措施,国外没有先例。2004年以来,国家发展改革委分地区按平均成本制定了燃煤机组标杆上网电价,并事先向社会公布。新建发电项目建成后即执行上述价格,不再审批。与传统的定价方式相比,标杆电价实现了三个突破:一是真正实现了社会平均成本定价,彻底摒弃了按个别成本定价的模式;二是由事后定价变为事前定价,实现了“价格先定、成本争降”的目标;三是减少了政府审批。标杆电价虽然仍由政府制定,但政府已没有自由裁量权,定价行为由具体行为变成了抽象行为。从管理的角度看,实行标杆电价与放开电价实质上差距并不大。

标杆上网电价政策出台后效果比较明显。一是通过提前向社会公布标杆电价标准,为投资者提供了明确的价格信号,有利于引导电力投资,优化资源配置。二是促进发电企业加强内部管理,

促进发电企业间的公平竞争。据统计,“九五”期间发电设备平均造价约为每千瓦6000元左右,目前已降至4000元~4500元,降低了20%以上,发电企业管理水平也有了明显提高,煤耗显著下降,劳动生产率显著提高。三是为逐步向电力市场过渡奠定了基础。

检查标杆电价政策执行情况时需要注意的,一是执行时间,应从电厂投入商业运行之日起执行;二是地方政府和电网企业有无自行降低标杆电价的行为;三是脱硫机组,应从脱硫设施验收合格之日起执行脱硫标杆电价。

(三)煤电价格联动机制。是模拟电力市场运行的一项管理措施。2004年,经国务院批准,国家发展改革委会同国家电监会颁布了煤电价格联动机制。规定按照“市场导向、机制协调、价格联动、综合调控”的思路,建立灵活的、能够及时反映煤价变化的电价调整机制,即以6个月为一个周期,在电力企业消化30%煤价上涨因素的基础上,实行上网电价与煤价联动;并按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则,将销售电价与上网电价联动。

实行煤电价格联动机制,一是有利于理顺煤电价格关系,缓解煤电价格矛盾。二是有利于正确传递价格信号,促进有关行业协调发展。三是有利于加快电价改革步伐,实现向竞价上网平稳过渡。四是有利于加强对煤炭市场的监测和调控。

(四)可再生能源电价政策。世界各国普遍对可再生能源采取扶持政策,我国《可再生能源法》也作出了规定。据此,2006年初,国家发展改革委会同国家电监会颁布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》,明确了可再生能源发电上网电价政策及费

用分摊机制。其中:(1)风力发电项目的上网电价实行政府指导价,电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。2009年7月,国家发展改革委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》,将全国分为四类风能资源区,风电标杆电价水平分别为每千瓦时0.51元、0.54元、0.58元和0.61元。(2)生物质发电项目上网电价实行政府定价的,其上网电价由各地区2005年脱硫燃煤机组标杆电价加补贴电价每千瓦时0.25元组成;通过招标确定投资人的生物质发电项目,按中标确定的价格执行,但不得高于生物质标杆电价。2007年开始,又对秸秆直燃项目给予了每千瓦时0.1元的临时电价补贴。目前正在进一步完善。(3)太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目按照合理成本加合理利润的原则制定,目前正在研究对太阳能发电实行标杆上网电价。并且,规定可再生能源发电项目接网费通过可再生能源电价附加回收,接网费按线路长度制定,50公里以内为每千瓦时1分钱,50~100公里为每千瓦时2分钱,100公里及以上为每千瓦时3分钱。

为解决可再生能源价格高于常规能源部分的资金来源,还建立了可再生能源发电费用分摊制度,即规定电网公司在终端销售电价中按照统一要求收取一定的可再生能源附加费用,专户存储,用于支付收购可再生能源电力费用高于常规能源的部分。对收取的可再生能源电价附加金额小于应支付电价补贴金额的省区,国务院价格主管部门按照短缺金额颁发同等额度的可再生能源电价附加配额证,以电网企业之间配额交易的形式实现附加资金的统一平衡。《可再生能源法》修订后

已改为政府性基金管理,目前正在制定管理办法。

可再生能源电价附加标准。2006年6月开征1厘/千瓦时,征收范围为除农业生产以外的电量。2008年7月提高到2厘/千瓦时。2009年11月进一步提高到4厘钱。

可再生能源电价政策出台后,促进了可再生能源发电装机容量和发电量快速增长。自2005年至2008年,全国可再生能源发电装机增加868万千瓦,增长703%,其中风电装机增长695%。全国可再生能源发电量增加了160亿千瓦时,增长667%,其中风电发电量增长698%。

(五)脱硫电价政策。是一项减少二氧化硫排放的价格措施。从2004年开始,国家发展改革委出台了脱硫加价政策,规定脱硫电厂上网电价每千瓦时提高1.5分钱。2007年,国家发展改革委与国家环保总局联合颁布《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法(试行)》,重申了燃煤机组安装脱硫设施后执行每千瓦时1.5分钱的脱硫加价政策,并规定电厂使用的煤炭平均含硫量大于2%或者低于0.5%的省份,脱硫加价标准可以单独制定。2009年11月,重庆、贵州脱硫电价标准调整为2分钱和1.7分钱,黑龙江、吉林、蒙东地区降为1.3分钱。

安装脱硫设施的燃煤发电企业,持国家或省级环保部门出具的脱硫设施验收合格文件执行燃煤机组脱硫标杆上网电价或脱硫加价。执行脱硫电价后,电厂未按规定脱硫的,要予以处罚,最高罚款5倍。

脱硫电价政策的实施,有效地调动了发电企业安装脱硫设施的积极性,减少了电力行业二氧化硫的排放。发电企业二氧化硫减排对二氧化硫减排总量的贡献

率在70%以上。

(六)差别电价政策。差别电价政策是将价格政策与产业政策相结合的一项重要政策。2004年6月以来,经国务院批准,对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁、黄磷、锌冶炼等八个高耗能产业实行差别电价政策。其中,对允许和鼓励类企业,执行正常电价;对限制类和淘汰类企业,每千瓦时分别最高加价0.05元和0.20元。2007年9月,经国务院批准,进一步完善了差别电价政策,并印发了各地区1.2万家高耗能企业名单,要求各地限期逐个甄别后向社会公告;并将差别电价收入,由归中央财政改为归地方用于节能减排。2010年5月国家发展改革委、国家电监会、国家能源局下发的《关于清理对高耗能企业优惠电价等问题的通知》(发改价格[2010]978号)规定,将差别电价加价标准自2010年6月1日起进一步提高为:限制类0.1元,淘汰类0.3元。

检查差别电价执行情况要注意三个要点:(1)公布的企业名单是否全。省级政府有关部门应依据《国务院办公厅转发发展改革委关于完善差别电价政策意见的通知》(国办发[2006]77号)文件所附的“部分高耗能产业实行差别电价目录”,制订执行差别电价的企业名单。(2)电网企业是否按名单全部执行。(3)电价标准是否到位。各地执行国家规定的加价标准,只能提高,不能降低。

(七)超能耗产品惩罚性电价。是国务院《关于进一步加大工作力度确保实现“十一五”节能减排目标的通知》(国发[2010]12号)提出的,三部门下发的发改价格978号文件重申了一下。这项政策的要点:一是省级节能主管部门要在2010年6月底前提出超能

耗企业和产品名单;二是名单公布后,省级价格主管部门要会同电力监管机构落实惩罚性电价政策。加价标准为:超过能耗限额标准一倍以上的,比照淘汰类加价标准执行;超过限额标准一倍以内的,由省级价格主管部门会同电力监管机构制定加价标准。

(八)规范电能交易的价格政策。2009年10月,国家发展改革委与国家电监会、国家能源局联合下发了《关于规范电能交易价格管理有关问题的通知》(发改价格[2009]2474号),明确了发电企业与电网企业之间的经济关系:(1)发电机组调试运行期上网电价。即按照当地燃煤机组脱硫标杆上网电价的一定比例执行,水电按50%,火电、核电按80%,可再生能源机组执行政府定价。(2)发电企业从电网购电价格。执行当地目录电价表中大工业类电度电价标准。(3)环保部门不能按时验收情况下,自发电企业向环保部门递交申请之日起30个工作日后执行脱硫电价。(4)跨省、跨区域电能交易,政府已规定价格的,要严格执行政府规定价格;政府未规定价格的,在政府有关部门指导下,由送受双方参考送端电网平均上网电价和受端电网平均购电价协商确定厂网间结算电价。送电省电网企业的输电价格原则上不得超过每千瓦时3分钱。(5)电网企业之间不得以降低发电企业上网电价为目的,在同一时点相互进行没有电能物理流量的虚假交易和接力送电。(6)拥有自备电厂的企业(除热电联产和综合利用电厂外)应交纳国家规定的政府性基金及附加和系统备用费等。上述措施,对整顿电价执行秩序、规范各级政府和电力企业的价格行为起到了积极作用。