

# Companies · value

## 电价改革提速 哪些上市公司受益大

国家发改委、电监会正在加快推进电价改革,相关文件有望近期出台,届时将试点竞价上网、核定输配电价以及销售电价与上网价联动,如推行顺利,则可以解决煤电“顶牛”这一多年体制痼疾。为此我们编辑了包括相关研究报告在内的电改专题,并结合相关的政策内容,对相关上市公司可能产生的影响进行解读。

### 电价新机制“护航”电企盈利

◎记者 叶勇 陈斌 ○编辑 全泽源

上海证券报获悉,国家发改委、电监会酝酿了一份关于加快推进电价改革的文件有望近期出台,根据文件内容,未来将试点竞价上网、核定输配电价以及销售电价与上网价联动,这一重大举措将大大接近电力改革的目标,如果理想的话,可以解决煤电“顶牛”这一多年来体制痼疾,并可及时而巨、时而盈利丰厚的发电企业买上“保险”,确保其稳定的盈利预期。

此外,对新建机组将放开上网电价、以及继续大力推进大用户直购电和电力市场化建设,将有助于增厚发电企业盈利。

#### “管中间放两头”

这次电价改革的重头戏是,将进行如下试点:放开发电企业上网电价,实行竞价上网,销售电价与竞争形成的上网电价实行联动,工商业电价每6个月变动一次,而农业和居民生活用电每年最多变动一次。当然,意见规定,为避免电价过度上涨,对发电企业报价规定最高限价。此举将彻底改变以前的政府定价的上网电价机制,未来假如电企主要成本——煤炭价格波动,上网电价方面可以把上涨成本向下游传导,对于大部分电力上市公司来说,可以稳定利润预期。

对于核定作为中间环节的电网输配电价,一向是电力价格改革的难点和重点,只有确定了电网公司

收过路费”的合理标准,才能有效推进电价改革。

这次改革显示出了监管部门“啃硬骨头”的决心。据记者了解,一方面,将开展输配电价改革试点,在国网、南网两大公司各选一个省级电网进行按成本加收益办法核定输配电价的试点,将按照分电压等级归集资产和成本,核定电网准许收入,来确定分电压等级的输配电价。另一方面,加强对电网经营企业的成本监审,准备推出《输配电定价成本监审办法》,合理确定电网成本。

一位业内资深专家认为,对于化解煤电矛盾,进行电价改革,一向有煤电价格联动和竞价上网两种主要方式,现在看来,政府层面倾向于实行竞价上网,这种方式目前看来虽然对于电企盈利影响不明确,但是肯定是很大的进步,他建议,考虑到当前实际情况,可以把煤电联动纳入进来,两种政策配合实施,效果更好。

#### 标杆电价将进行区域调整

记者还获悉,上网电价可能进行区域间调整。燃煤电厂继续实行标杆上网电价,并根据当前机组造价、煤价、设计利用小时对各地区标杆电价进行校核,适当调整,而且,将对还贷已结束的电厂上网电价进行清理。

据记者了解,目前点火花价差较低的区域未来上调电价的幅度相对较大,而点火花价差较高地区将难以再次上调,甚至存在下调的可能性。水电方面,也将逐步提高老水

电上网电价,提价收入主要用于解决移民扶持及库区生态问题。

#### 新建机组将获电价利好

发改委、电监会在文件中还提出,在具备条件地区,对2010年及其以后核准的发电机组所发电量,可由发电企业与电力用户协商确定,电网企业输配电价按照比大用户直购电输配电价标准降低20%执行,并逐步过渡到按输配电成本定价。

行业专家指出,此举将有利于提高新机组上网电价和后市电力上市公司的盈利。

#### 直购电大规模推进

今年3月份,国家发改委等四部门明确放开20%的售电市场,规定用电电压等级在110千伏及以上的用户,可与符合条件的发电企业自主协商交易电量、确定交易价格。6月底,国家电监会、发改委、能源局联合下发相关文件进一步明确规范和指导各地试点工作。

记者了解到,发改委和电监会将在下一步抓紧核定各地区的电网输配电价标准,推进电力用户与发电企业直接交易试点工作,并适时逐步放宽市场准入条件。

随着政府对于电网企业输配电价的加快核定,以及直购电作为电改一个重点工作的推进,将有助于规范电网收入、压缩电网盈利空间,同时有利于发电企业扩大电量销售,放大盈利。



### 国电电力:集团资产注入空间较大

◎民族证券 交通能源 TMT 小组  
◎编辑 全泽源

近日,我们前往国电电力北京总部和公司管理层就生产经营情况、发展规划和资产注入等问题进行了较为详细的交流。调研内容如下:

#### 今年经营情况基本符合预期

近期公司燃料价格和发电量变化的情况基本符合市场预期。其中发电量方面,今年下半年将有明显改善。至今年8月份,除大同地区发电仍然偏弱外,其他地区均有不同情况的好转,如果按照目前的发电形势,今年全年发电量有望略超2008年604亿千瓦时的发电水平。同时考虑到公司近两年新投机组较少(仅2008年6月投产的东胜容量为33万千瓦2#机组和今年6月底投产的大同三期容量为66万千瓦的9#机组),今年公司控股装机约同比增长了3%,由此公司今年发电小时数将有可能同比下降不到100小时,好于国内平均下降幅度。

#### 未来发展更加注重结构调整

从公司发展规划可以看出,公司主要通过改善电源结构和强化煤电联营体系使得公司经营结构更趋合理。电源结构趋于改善。从新增装机看,公司将主要依托大渡河流域水电的梯级开发,且经过多年的经营,今年起,大渡河流域近686万千瓦的水电装机将陆续投产,其中360万千瓦的瀑布沟电站将于今年10月开始蓄水。而大渡河水电站的集中投产将会明显改善公司目前电源结构,水电装机比例有望借机由目前的12%迅速提升至40%,公司也因此将由火电企业向综合性电力公司转变。

煤电联营确保公司燃料供应。从目前公司争取的煤炭资源看,主要集中于内蒙、山西、宁夏和云南地区,与公司现有电厂分布区域基本一致,因此一旦这些煤矿开始投产,将会有效的保证公司燃料的供应和价格稳定。

在内蒙地区,公司目前参与的项目是“冀蒙煤电一体化”基地项目,该项目由公司同河北建投合作开发,双方各持有50%的股份。目前该项目已经获得约40亿吨的煤炭资源探矿权,初步测算可采储量接近20亿吨,正建设刘三坎日和察哈素两个大型煤矿,两个煤矿设计总产能高达1500万吨/年,预计2011

年就可实现1000万吨产能。且同时公司积极参与铁路建设,为内蒙煤炭资源外运打下基础。

在山西地区,公司参股的同忻煤矿有望今年投产,该煤矿设计产能1000万吨/年。同时,公司还积极介入山西地区煤炭资源整合与开发工作,参与了山西省煤炭运输公司对于左云煤矿的整合,该煤矿兼并重组后的生产产能有望达到930万吨/年。

在云南地区,公司通过参股宣威煤电联营有限公司整合宣威市内14个煤矿,这些矿井整合完毕后,生产规模有望达到225万吨/年,同时宣威电厂下属的选煤公司已经整合完成宣威市内4个煤矿,这些矿井的生产规模可以达到100万吨/年。

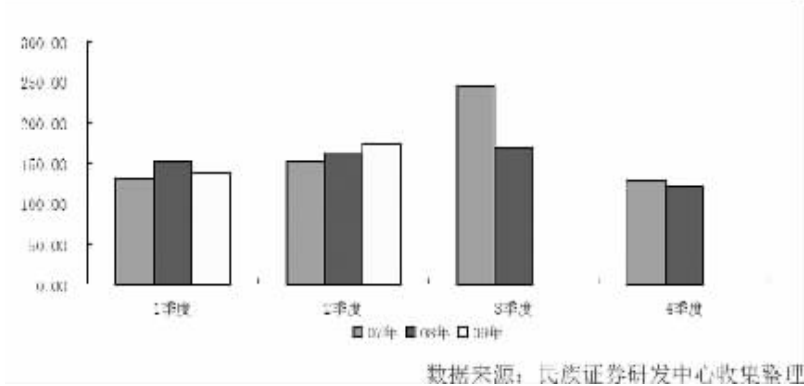
在宁夏地区,公司通过战略重组英力特集团,从而有效地参与到宁夏地区的煤化工和煤电项目建设中,进而获取煤炭资源。宁夏被规划为国家重要的大型煤炭、煤化工和“西电东送”火电基地,被列为国家重点开发区。公司目前已取得核准的是英力特沙巴台煤矿,地质储量7300万吨,年设计产能120万吨/年,2010年有望建成投产。

#### 筹划购买资产事宜

公司的大股东为国资委直属的五大发电集团之一的国电集团,截至今年7月底,国电集团拥有可控装机容量为7495万千瓦,其中火电装机容量6688万千瓦,60万千瓦及以上火电机组占火电总容量的38.9%,30万千瓦及以上火电机组占火电总容量的81.3%,6台百万千瓦等级火电机组;水电装机容量476万千瓦;控制煤炭资源量132亿吨,年产量超过2200万吨。

国电集团旗下电力上市公司有国电电力和长源电力,其中因为长源电力的经营范围被限定为湖北省,因此国电电力获得集团除湖北省外的资产注入可能性较大。目前,国电集团除上市的两家公司的发电资产(国电电力1427万千瓦,长源电力368万千瓦),剩余发电资产规模仍然是国电电力的3倍多。2007年,国电集团已将北仑一发、石嘴山一发、大渡河公司、北仑公司、东胜热电和国电建投的股权转让给公司,完成了股改后的第一次资产注入,预计未来国电集团将旗下优质电力资产进一步注入上市公司的可能性较大。目前该公司已经停牌筹划非公开发行股份购买资产事宜,究竟方案如何,我们拭目以待。

#### 国电电力近3年分季度发电量



### 优异资源禀赋 助推文山电力高成长

◎银河证券 邹序元 ○编辑 全泽源

文山电力是典型的“电网”经营模式,盈利主要取决于售电收入和购电成本之差。我们认为,2009-2011年文山州及周边地区优异的自然资源禀赋将驱动公司业绩高成长。一方面,丰富的矿产资源促进了文山地区重化工业产业集群的迅速发展,进而带动用电需求的高增长;另一方面,区域内的水能资源开发进入高潮,地方水电发电量的增长有助于公司优化购电结构、降低综合购电成本。

从估值角度观察,公司未来三年的每股收益复合增长率和净资产收益率均较为突出,因此可以被赋予较高的相对估值水平。经DCF估值测算,公司绝对估值的合理区间在9.1-11.0元之间。此外,公司的经营模式决定了其业绩“顺经济周期”变化,其内在价值可以在经济企稳回升-复苏”的投资逻辑下得以较快展现。

#### 州内优异的矿产资源禀赋

文山州位于云南省东南部,与越南、广西壮族自治区接壤。文山州矿产资源丰富,已探明储量的45种矿产中,锰、锡、铝、镓、银、水晶、沸石7种矿藏储量居云南省第一位。

2000年以后,文山经济开始步入快速发展期。2003-2008年间,文山州地区生产总值持续保持两位数的增长,年复合增长率达到13%。按可比价格计算,下同)。其中,2005-2008年间,文山州工业增加值的年复合增长率达到21%。即使是在经济危机影响的2008年,文山州仍实现地区生产总值245亿元,同比增长12.6%;实现工业增加值66亿元,同比增长16.3%。伴随着区域经济的快速发展,2003-2008年间,公司售电量持续增长,年复合增长率达到23%。在公司直供电结构中,对大工业售电占到了74%。这既符合文山地区的经济特征,也是未来增长潜力最大的部分。

从中长期角度观察,文山州最为突出的优势是资源禀赋。围绕资源而展开的工业将是推动文山地区经济发展的主要动力。从文山州重点产业发展千亿元工程实施意见中可以看到,文山州地区中长期工业发展目标是:到2012年,全州工业销售收入达到600亿元;到2015年,全州工业销售收入达到1000亿元,形成一批带动和支撑全州工业经济发展的产业集群。在这些产业集群中,最值得重点关注的是铝产业、以锌锡铜锡为主的矿业产业、以电石、烧碱、PVC及钛矿开发等氯碱项目为主的化工产业等。

#### 提高供电能力 优化购电结构

云南电网积极支持文山州区域电网建设。近几年来,公司结合满足新增用电负荷需求、满足新建电站接入需求、优化电网结构、降低输配电电能损耗等因素,加大投入,不断建设和完善110KV以下电网。2008年董事会审议通过大项电网建设项目12项,电网建设概算资金约2.8亿元。截至2009年6月末,工程累计投入占预算的比例已经达到48%。项目全部投产后将可以满足州内用电需求的增加,并增加对广西送电。

文山州水能资源丰富,理论蕴藏量约为323万千瓦,可开发量176万千瓦。2005年后,文山水电开发进入收获期。2008年末,州内水电装机容量达到107万千瓦(文山电网统调电站装机达到60.7万千瓦)。到2011年末,文山州内水电装机容量有望达到170万千瓦。公司目前全资拥有11万千瓦水电站,并参股马鹿塘水电站二期项目。

未来三年内,公司可以通过优化购电结构,力争降低购电成本。因此,公司优化购电结构的空间取决于州内水电开发进度,以及州内用电需求和州内水电供给的缺口。从州内需求和供给变化趋势上看,2009-2011年将是公司优化购电结构的最佳时期。

### 四季度电力企业两大投资主线

◎山西证券 梁玉梅 ○编辑 全泽源

第四季度最有可能对电力行业产生重大影响的是电价调整将使得整个板块获得较为可观的超额受益。我们认为区域电网公司、点火花价差较低西部、中部等地区的水电公司以及在在建项目较多的水电公司有可能在电价调整中受益。点火花价差”是指某一个发电机组,在点火发电的时候,发出每度电所得的电价与所耗煤的成本之间的价差。

#### 期待调整火电上网电价

火电区域盈利差异较大,电价调整预期再起:从目前行业运行数据看各地火电点火花价差相差幅度较大,这可以从上市公司毛利率情况看出,东部沿海地区毛利率普遍好于中西部地区公司。据相关媒体报道,未来国家发改委根据区域点火花价差情况出台相关上网电价调整方案,而目前点火花价差较低的区域未来上调电价的幅度相对较大,而点火花价差较高地区将难以再次上调,甚至存在下调的可能性。

西部地区点火花价差普遍较低:我们统计了各个省份的各个水平以及煤价情况,粗略测算各个区域的点火花价差情况,我们发现点火花价差水平较低的地区有山西、陕西、甘肃、宁夏、青海、云南、贵州、等地区,预计该类地区上调电价的可能性及幅度可能较大。

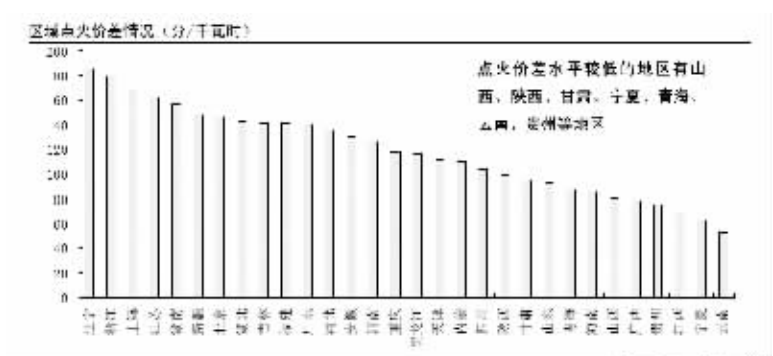
#### 关注中西部火电厂较多企业

国电电力装机分布:国电电力27%的火电装机在宁夏,而18%的装机在山西,这两个地方均属于电价水平较低、点火花价差较低地区,预计将较大幅度受益于未来的电价调整。

国投电力装机分布:国投电力超过50%以上的火电机组分布在甘肃和云南,而这两个地区目前点火花价差较低,预计将较大幅度受益于未来的电价调整。

大唐发电装机分布:大唐发电接近70%的装机分布在华北地区(京津唐及山西),预计未来将一定程度受益于电价上调。

华能国际装机分布:华能国际一半以上机组集中在山东、江苏、浙



“点火花价差”是指某一个发电机组,在点火发电的时候,发出每度电所得的电价与所耗煤的成本之间的价差。资料来源:山西证券

江、上海,目前看该类地区的点火花价差相对较为可观,预计未来电价上调的幅度有限。

华电国际装机分布:华电国际装机接近一半在山东省,其于比例较大分布在安徽、河北、四川等地,该类地区电价水平及点火花价差相对较为合理,预计未来上调的幅度有限。

结论及建议:结合区域点火花价差统计及公司装机区域分布统计,我们认为国电电力、大唐发电、国投电力、漳泽电力等将可能较大幅度受益于未来上网电价调整。

#### 上调电网销售电价可能性大

国家电网经营压力较大,电网销售电价上调的可能性较大:在2008年8月20日的上次电价上调过程中,电网企业向独立发电企业支付的平均(批发)电价上调了约人民币0.02元/千瓦时,但电网企业却不能转移这部分上涨的成本,据统计,国家电网公司今年上半年的亏损达到了人民币170亿元。而国家电网目前已经宣布的2006-2010年期间资本开支将超过人民币13亿元,电网公司的资金压力较大,如若持续亏损经营必将影响电网未来的投资计划,从而影响国家的诸多能源(包括新能源)规划。

我们认为电网销售电价上调的可能性较大,对A股市场来说这将改善区域电网企业的盈利。电网销售电价上调对不同盈利模式的区域电网企业影响不一:百分百自发的区域供电企业在销售电价上调后成本基本没有变化,毛利率将大幅提升;而对有外购电的企业来说,如果外

购电来自于当地小水电厂,如果销售电价上调的同时不上调小水电的上网电价,其成本也基本没有变化,毛利率也将大幅提升;而对有外购电的企业来说,如果外购电来自于其他电网(如当地省网),其外购成本也将同时上调,盈利提升要看两头的上调幅度。多数企业都处于三种盈利模式的混合状态,电价调整对其影响要看其自发比例、外购当地小水电比例等。

#### 哪些区域电企受益大

从上段的分析中可以看出自发比例较高或者外购电来自于当地小水电或者两者结合的企业将较大幅度受益于销售电价的上调。我们统计了主要区域电网企业的自发比例以及外购电的主要来源,发现自发比例较大的区域电网企业是明星电力;文山电力虽然自发比例虽然不大,但外购主要来自当地小水电;西昌电力则是储备小水电规模较大,未来自发比例大幅提升的企业。

自发比例较高的区域电网企业是真正意义上的资源企业:如果不能实现水火同价,单纯的水电企业将受制于电价的管制,可能在短期内不能体现资源价值。但自发比例较高的区域电网企业能够向下游传导,主要原因是全社会综合发电成本的上涨(主要受火电发电成本影响)必然最终传导到销售电价的上调,而自发比例较高的企业将较大幅度受益于销售电价的上调,其是真正意义上的资源类企业,如果看涨资源价格该类企业也是投资标底之一。