

燃煤发电企业
一季度业绩可能大幅下滑

□长城证券研究所 张霖 周涛

导致当前部分火力发电厂缺煤停机的直接原因是多方面的。

其一,从煤炭生产能力的角度来说,“十五”时期,新建煤矿较多,煤炭产能基本能满足电厂需求。但是,部分地区进行事故整顿,关停了一批小煤矿,影响了电煤供应;加上大煤矿一般会在春节期间安排为期40天左右的检修,因而影响电煤产量,使原本趋紧的煤炭供应进一步趋紧。

其二,水电冬季出力少,加大了火电以及电煤需求。据悉,今年1月上旬与去年8月比较,国网内水电下降43%,火电出力增加11%。

其三,由于气候、运力紧张等原因,特别是罕见的雨雪天气导致部分电煤被冻冰雪之中,在采购和运力面临困难的状况下,电煤供应不足。

其四,面对不断上涨的电煤价格,电力企业生产积极性不足,越发越亏,因此不如停发避亏。

从深层原因来看,市场煤、计划电、煤、电二者的价格机制的缺陷,是造成电力供应隐患的根源。煤炭价格的上涨给电力企业造成了沉重的压力,电力行业利润率下滑显著。若2008年不采取电价调整措施,甚至部分优质电力企业都将面临亏损。

2008年中后期,煤电联动至少局部联动势在必行。市场传导机制总是会以正常或特殊形式体现,电力供应趋紧、地方拉闸限电,实质是市场向政府发出的信号——电力体制改革已经刻不容缓,以市场经济为主导的煤电联动机制必须尽快建立,被扭曲的价格体系要还原为正常的成本-需求价格体系,从而实现政府与市场的适度平衡,保证市场效率与竞争公平。

在能源稀缺的背景之下,节能降耗需要提高资源品价格来实现,电力是二次能源,是煤炭等一次能源的价值链的延伸形式,市场煤与计划电并行,将无法有效抑制高耗能产业的扩张。我们认为,煤电联动这一市场化改革是大势所趋,在煤价较大幅度上涨、电力行业面临空前景气谷底的情况下,2008年中期上调一次上网电价的可能性较大。

政府补贴、压缩电网利润,或是短期扶持之举。国家电网和南方电网2006年的利润总额分别同比增长87%和132%,利润总额分别高达269亿元和137亿元。因此,不排除在销售电价不变的情况下,提高上网电价的可能。日前广东全面下调工业和居民的销售电价已经说明,政府对电网利润空间的关注,如果通过适当收窄电网利润空间,则有望在不影响CPI的前提下,改善电力生产企业的困境。

此外,我们通过华银电力政府补贴的例子,认为此种模式也有可能在电力行业特殊困难时期推广。这或将是能缓解发电企业煤炭成本压力、有效规避电价对CPI影响的方法之一。而政府补贴的钱,可以来自向高耗能、高污染企业供应生产用电所征收的高电价。这种差别电价的补贴机制,更有利于促进节能减排深入进行。

我们认为,2005年到2008年上半年,是电力行业的景气下降周期,2008年一、二季度为谷底阶段,2008年中期之后景气将逐步进入上升通道,先“抑”后“扬”,行业拐点逐步显现。因此,在利用小时大幅反弹、政府出台明确的行业利好政策之前,可以暂缓对电力行业配置,等到一季度末至二季度周期进入谷底时再进行战略建仓。

按照目前的形势,2008年一季度的燃煤发电企业的业绩可能出现较大程度的下滑。短线来看,这类电力公司的股票下跌的风险较大。但从战略的高度来看,当一个行业最优秀的企业都面对危机的时候,恰恰蕴含着最大的投资机会。长期来看,我们对电力行业稳定、持续的增长具有信心,尤其是稳固的行业龙头,行业内高效、高成长的龙头公司并不会因短期的煤炭不足而丧失长期的投资价值。

■ 资料链接 | Link

行业最新动态

事件一:证监会日前数据显示,由于电煤供应不足,全国电力缺口达6963万千瓦,已经有十多个省级电网出现不同程度的拉闸限电。全国电煤库存2032万吨,每日电煤缺口达33万吨,已经有部分机组发生缺煤停机,相当数量机组存煤低于警戒线。截至1月20日,全国范围内电厂电煤库存已经降至1173万吨。库存不足7天,在历史上还未出现过如此紧张的状况。南方电网5省区因缺煤已停机1030万千瓦,其中,贵州停机420万千瓦,云南380万千瓦,广西230万千瓦。此次停机是南方电网公司成立以来,电网覆盖区域内遭遇的最大范围停机。

事件二:秦皇岛地区市场动力煤的交易价格出现了一轮加速上涨过程,在三、四天的时间内,具有代表性的发热量5500大卡/千克市场动力煤的平均价格上涨了10元/吨,达到510至520元/吨。进入1月中旬之后,煤炭供应趋紧,秦皇岛地区市场动力煤的交易价格出现了加速上涨态势,至1月14日已经连续五天保持每天5至7元/吨的上涨速度。

事件三:华银电力于去年10月份发布2007年业绩预亏公告,但2007年12月28日,公司收到了湖南省物价局下发的《关于对湖南华银电力股份有限公司2007年度电煤上涨造成成本增支给予适当补贴的函》(湘价重函[2007]13号)等文件,根据文件精神,公司2007年将通过湖南省电价方案的溢余资金等方式获得补贴10000万元(含17%增值税)。经对公司2007年全年经营和财务状况初步测算,预计公司2007年度将实现盈利。

事件四:1月13日,广东省物价工作会议上提出电力价格改革,全面下调工业和居民的销售电价,居民用电平均每度下降1分钱左右,而工业电价每度可以下降2到3分钱。物价部门通过对广东电网公司的成本监审发现,去年广东电网的利润高达142亿元,利润空间太大。(张霖 周涛)

煤电联动预期增强 体制建设亟待到位
——评全国大面积缺电

□平安证券 窦泽云 王凡

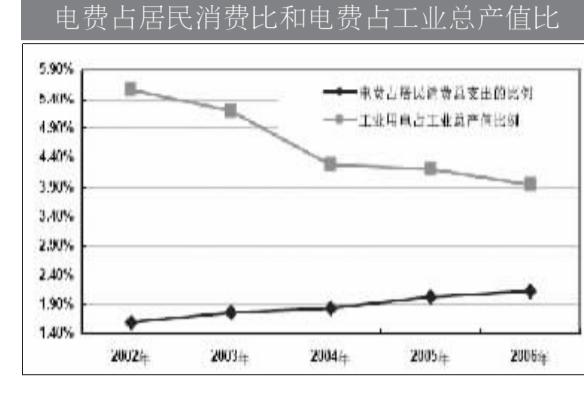
近日,由于雨雪冰冻的原因,全国共有17个省级电网电力供应紧张,最大电力缺口接近4000万千瓦,达到统调电力负荷的10%。

体制因素加重缺电程度

本次大范围的缺电,很大程度上是冰雪灾害导致输电线路损坏,以及煤炭运输受阻造成的。但是据我们了解的情况,在雪灾之前,就有地区由于缺煤导致火电机组停机,雪灾的出现,更进一步加重并扩大了缺电的范围。雪灾作为自然灾害,属于人为不可控的因素,我们需要探求的是自然因素之外的体制因素。输电线路的受损,可以归结为纯粹的天气因素,但缺煤停机,却完全是这样,体制的不完善,是造成缺煤停机的很重要因素。

放开的煤炭VS管制的电力

2005年以来,煤炭价格逐步得到放开,2007年的煤炭订货会,以电视电话会议的形式,向相关企业通报2007年煤炭供需衔接政策,标志



着延续五十多年的由政府集中组织召开的煤炭订货会被取消。至此,煤炭基本上算是放开了,合同电煤与市场煤的差价也进一步的缩小,在煤、电的博弈中,煤炭占据了明显的优势。

电力在承受煤炭价格上涨的同时,却处于完全被管制的状态下。

2004年12月,发改委印发了《关于建立煤电联动机制的意见的通知》,建立了煤电联动机制,《通知》规定,以6个月作为计量周期,煤炭价格涨幅超过5%,电价联动,电力企业要消化30%的煤价上涨影响。煤电联动

政策出台后,连续执行了两次,为缓解煤价上涨起到了至关重要的作用。但2007年由于CPI涨幅过大,本该执行的煤电联动没有执行。电力企业经营压力巨大,而2008年初以来煤价的飞涨,让电力企业对2008年的经营更加悲观。

我们认为,放开的煤价和管制的电价,在2007年已经积累了一定的不稳定因素。在煤炭一方,由于可以不断提价,产能的控制已经成为大型煤炭企业的共识,加上关停小煤矿的影响,煤炭供应一直偏紧。而电力一方,由于没有明确的

电价调整预期,企业对煤炭涨价无可奈何,在煤价飙升的时候,储煤不积极,是导致电厂存煤普遍较低的原因之一。南方电网的领导就曾经明确表示,在南方电网超过1000万千瓦的停机中,有一定的煤价因素。

我们认为,以一个完全放开的煤炭市场,和一个完全管制的电力市场相接轨,必然产生不协调,甚至是矛盾,即使没有雪灾,矛盾累积到一定程度,必然发生安全事故。因此,体制上的建设不到位,对整个能源产业的长期发展是有所制约的。

“电荒”增强电价调整预期

由于发电量受到影响,发电企业在电荒中无疑将遭受损失,加重了电力板块一季度面临的负面因素。现在来看,华中、华东、南方的电力企业受到的影响较大,华北、东北和西北电力企业受影响较小。本次电荒的出现,将增强电价调整预期,我们认为,只要CPI涨幅有所回落,电价调整会即刻出台,以辅导2007年以来累积的煤、电价格矛盾。个股方面,近期看好地处东北的吉电股份(000875)和金山股份(600396),预计上述公司一季度业绩受冲击不大,并有长期增长的空间。

根据平安证券研究所宏观部的测算,如果电价上调3%-5%,保守估计直接影响CPI上升0.07-0.11个百分点;假设工业用电成本全部转嫁给直接消费品,将间接导致CPI上升0.12-0.20个百分点。平安证券研究所宏观部认为,在紧缩政策下,下半年CPI涨幅会回落至4%以下。因此,我们认为,如果下半年CPI涨幅回落到4%,电价调整影响不过0.2-0.3个百分点,联动必然出台。

2008年电力行业景气见底

如果以利用小时作为行业周期指标的话,多周期统计表明,一轮利用小时周期在10年左右,从目前用电需求以及投产装机的情况看,2008年是此轮周期的低点。

2007年投产装机仍将过亿,并继续集中于年底,2008年上半年利用小时难免继续下滑。我们预计,2008年中期会出现利用小时的企稳,下半年有望回升。需要说明的是,由于周期低点不低,2008年行业平均利用小时仍将维持4900~5000小时的历史平均水平,因此,此轮利用小时反弹会相对温和,很难重回2004年高点。

对于2008年利用小时是否企稳,2009年后利用小时是否出现反弹,以及反弹的高度,市场仍存在不同声音。目前没有对未来3年投产装机的权威预测,对投产装机分布和数量的不同看法是分歧的主要原因。

按照以往周期运行规律,当利用小时从周期高点(2004年)出现下滑时,新开工项目受到控制,但由于建设周期的原因,原有开工项目仍陆续投产,2~3年后,投产装机陆续消化,利用小时也滑至低点(2008年),因此,利用小时从周期高点到低点大致要经历4~5年的时间。之后,新开工项目再次得到放开,但同样因为建设周期的原因,新建机组难以在一年内投产,装机增速赶不上需求增速,利用小时因此出现持续的反弹,直至周期高点。

本轮周期,从发改委审批新项目的情况看,是符合以往规律的。2003~2004年电力短缺,审批较为宽松,新项目大量上马,并有部分违规项目,经过2~3年的建设周期,对应投产高峰在2006~2007年。

2004年底,国务院下发了《批转发展改革委关于坚决制止电站



项目无序建设意见的紧急通知》,但各地未见实际行动。2005年1月,环保总局叫停26个违规电站建设,成为新项目受到实质性控制的标志性事件。进入2006年,项目审批难度进一步加大,2007年下半年,“十一五”后三年电力建设规划启动,“上大压小”成为新建特别是扩建电厂的重要条件,新建项目已基本在发改委掌控中。

我们认为,从2005年开始的审批控制,将减少“十一五”后三年投产装机再超预期的可能,年投产总量将出现回落,增速则将大幅回落。而2008年有可能成为投产装机的真空区,前面建设项目多在2007年前投产,后三年项目计划启动时间较晚,尚难以在2008年体现,2008年投产装机可能降幅较大。

除了从宏观层面进行定性分析,我们通过微观层面统计上市公司在建项目的情况,对今后投产装机数量做一个定量的比较分析。上市公司的数据表明,2008年投产装机将明显低于2006、2007年。如果以上市公司数据作预测依据推算,2008年投产装机大致在8000万千瓦左右。扣除持续关停小机组1000万千瓦以上,实际新增装机比例在

10%左右(2007、2008年平均装机增速在12%左右)。因此,2008年装机增速预计会低于2008年13%以上的用电增速,2008年中期将会出现利用小时的反转,下半年利用小时回升得以确认。2009和2010年,预计年投产装机增速在10%左右,利用小时仍将进入反弹。

按照目前趋势,2008年关停小机组仍不会低于1000万千瓦,2008年下半年利用小时的回升,一定程度上,有赖于关停小机组的持续推进。

我们测算,关停小机组,对利用小时回升的贡献在2%左右。

2007年火电的利用小时下降了5.3%,按照我们的测算,火电的利用小时每下降1%,行业主营业务利润大致减少2%~3%,这样来看,2007年由于利用小时的下降,行业主营业务利润增量损失了10%~15%,考虑费用稳定,净利润损失在20%左右。2008年,利用小时对利润侵蚀可忽略,在假设其他条件不变的情况下,利用小时的企稳虽然不能直接提升毛利率,但却能让发电量增长带来的利润增长得以充分释放。因此,对比2007年,2008年利用小时的企稳将令行业经营环境有所好转。

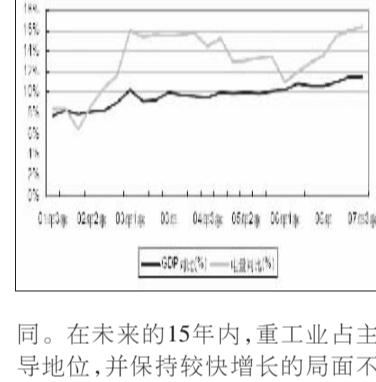
按照目前趋势,2008年关停小机组仍不会低于1000万千瓦,2008年下半年利用小时的回升,一定程度上,有赖于关停小机组的持续推进。我们测算,关停小机组,对利用小时回升的贡献在2%左右。

中长期增速在8%以上

电力行业目前正处于这一轮周期的底部,短期将出现3~5年的景气回升。而从中长期看,我们认为,电力行业仍将保持较快的增速,这是由我们国家目前所处的重化工业阶段和城市化进程所决定的。

从产业结构的角度上讲,1999年是一个分水岭,1999年以前,电力弹性系数是小于1的,2000年以来,我们国家的经济增长是靠重化工业的快速增长贡献的,重工业化时代已经开始。重化工业泛指生产资料的生产,包括能源、机械制造、电子、化学、冶金及建筑材料等工业,这些行业都是一些高耗能行业,因此电力弹性系数也在2000年首次超过了1,并在此后的几年快速攀升,在2003年达到了峰值的1.69。因此普遍的研究观点认为:重化工业真正开始大规模启动是2000年,至于重化工业阶段将会持续多长时间,从历史上其他国家的情况来看,我们国家的重化工业将会持续20年左右,就是从2000年到2020年前后这段时间。

我们国家目前的用电结构中,工业用电占总用电量的70%以上,而重工业用电就占总用电量的60%以上。这和发达国家民用、工业、商业三分天下的局面完全不



同。在未来的15年内,重工业占主导地位,并保持较快增长的局面不会改变,在这一阶段内,电力弹性系数将始终保持大于1或接近1,行业仍将以不低于GDP增速的速度增长。

根据十七大报告中提出的“人均GDP到2020年比2000年翻两番”的目标,在2007年到2020年的14年间,只要人均GDP年均增长5.4%,即完成上述目标,对应GDP总量的增长,年均6%至7%即可。对于电力行业而言,对应GDP增长目标,我们认为,中长期的增速仍将维持在8%以上。考虑到近期重工业增速超预期,即使考虑“节能减排”政策的推出,我们认为短期电力行业增速仍将持续12%以上。(窦泽云 王凡)

行业估值重构

处于重化工业阶段的中国电力行业,中长期需求增速乐观,并快过GDP增速,且目前国际上普遍对公用事业的理解应有所不同,其估值的认识也应区别对待。

如果以GDP增速作为一个国家各个行业的平均增速的话,那么中国各行业的平均增速水平大致是发达国家的2~3倍。但电力行业较为特殊,发达国家由于电力弹性系数通常在0.4~0.5左右,也就是说电力增速大致是GDP增速的40%~50%,而现阶段中国恰恰相反,电力增速大致是GDP增速的1.3~1.5倍,对应电力的增速大致是发达国家的7~10倍,这一增速倍数远远高于各行业的平均水平。

通常,高增速应该享受高估值,简单按照PEG相等的原则,如果发达国家平均PE是15倍的话,中国资本市场估值可以享受发达国家2~3倍的水平,也就是说30~45倍的普遍PE是可接受的。如果是这样,再看电力行业,以美国为首的发达国家,电力估值水平大致在19倍左右,略高于各自市场的平均估值水平,那么以7~10倍的行业增速看,中国电力行业的估值水平应该在100倍PE以上。

这似乎也太离谱了!或许我们需要考虑的是,在发达国家,一个低于GDP增速、只有2%~3%增长的行业,为什么还能享受19倍PE的平均估值水平?对于这个问题,我们现在能够想到的或许也只是“稳定”,公用事业稳定的特质获得了溢价。因此,从稳定性上讲,中国电力行业在高增长阶段是不及发达国家的,尤其是价格体制的不完善,压制了

