TLG 视野

本版中...

2012年12月

作者

胡新民 博士 (Dr Xinmin Hu) xhu@lantaugroup.com +852 9381 6938

尼尔.辛普 (Neil Semple) nsemple@lantaugroup.com +852 9163 1962

迈克.托马斯 (Mike Thomas) mthomas@lantaugroup.com +852 9226 2513

张柳潼 (Liutong Zhang) Izhang@lantaugroup.com +852 9220 9270

尼古拉斯.莫尔斯 (Nicholas Morris) nmorris@lantaugroup.com +61 417 601 528

www.lantaugroup.com



中国式的西西弗斯永劫之谜: 国内天然气资源是否能最终大规模进入电力发电市场?

中国的电力行业时下正经受多方面的严峻考验。在2010和2011年,不断攀升的煤炭价格和僵硬的上网电价政策,导致绝大部分燃煤发电公司业绩欠佳。电力供给的严重短缺导致个别地区拉闸限电。近期煤炭价格下行外加经济增长暂时放缓,煤电企业得以暂缓成本攀升的重压。但这不是根本的改变,就像病人摆脱了救生器,但却未能真正康复出院。随着中国经济的再次腾飞,煤炭到厂价格会随之上扬。中国以化石燃料为主的电力行业所面临的监管政策风险并没有实质上的改变。

同样,风力发电整体表现欠佳,主要是由于风电并网和送出限制所造成的。这些限制使得风力资源无法得到充分利用,"弃风"严重。特高压(UHV)输电电网的发展已经明显落后于预期。就长期电网"规划"达成共识并实施该规划已成为电力行业在技术上,政治上和经济上所面临的巨大挑战之一。

在其他任何国家,仅此两项挑战就足以引起对该行业未来的技术和财务表现的深刻担忧。但是另外两个具有潜在"破坏性"的压力正在逐渐形成:天然气资源开发和环境监管政策改革。非常规天然气资源的开发在美国已造就能源产业格局的急剧改变,中国是否能紧跟美国步伐带动下一波天然气革命?



本期是我们第二次在TLG视野中对中国的能源电力系统做深入的探索,在这期的TLG视野中,我们将对天然气在未来中国电力行业的作用做出较深刻的研究。一言括之:"一帆风顺"对中国的电力部门来说目前还是遥遥无期。

燃气发电在东部省份具有竞争优势吗?

煤炭在中国的发电燃料组合中占有如此的主导地位,以致许多燃煤发电厂不能始终如一地在基荷运行方式下运行,如此一来,他们必须在非高峰时段减少负载。从而增加发电成本。这个现象促使人们思考:是否有更经济的发电技术,如联合循环燃气发电(CCGT)技术,来满足这种发电灵活性的要求。

技术上来讲中国拥有丰富的天然气资源,但中国的天然气行业更快速的发展需要克服许多障碍,前途依然面临许多挑战。潜在的非常规天然气资源量(致密气,页岩气和煤层气) 是非常巨大的。但是利用这些资源所需的基础设施也是巨大的。此外,非常规天然气资源的开发也是一个高层次的"边干边学"过程。此过程可得益于比现有中国传统能源开发更灵活的模式和政策。尽管中国对美国页岩气的成功有着浓厚的兴趣,但成功背后的关键因素在很大程度上却被误解了。如果没有更加完善的监管制度和更高层次的分散竞争机制, 中国要复制美国页岩气的成功故事几乎是不可能的。最后,但同样重要的一点是,非常规资源的发展得益于最新的抽采技术,所有这一切都需从国外进口。 这些进口可能会受到政府的最低"本地制造"成分要求的限制。

然而,天然气在发电领域的商业应用是很有吸引力的,特别因为现在过分依赖煤电同时提供基荷和峰荷服务。基于我们的计算(后面会提供更详细的解释),我们认为天然气到厂价格在每立方米2.7元或每百万英热单位12.1美元时,考虑到机组在峰荷时的运行特性,新燃气机组在运行经济性上可与最新的燃煤电厂抗衡。如果包括二氧化碳的排放成本,燃气机组更具竞争优势。

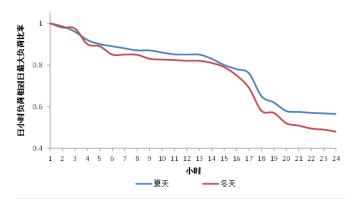
归根到底,任何这些朝进步方向的跨越式发展都依赖于电力部门的改革,包括新的"上网"电价定价机制来恰当反映燃气机组在腰-峰荷服务上的经济成本。

燃气发电价值几何?

在本节中,我们探讨什么样的天然气价格使得新建燃气机组满足腰荷以上负荷供电需求时可以与最新的燃煤机组竞争。这个负荷段相当于燃气机组可有63%左右的设备利用因子(容量系数),年平均来讲大约每天运行16小时。图1显示了中国最富裕的省份之一广东省的典型日负荷曲线。

我们的电厂造价估计是基于有关报道中的中国新建电厂的成本。这些造价估计反映了中国相对于其他许多国家拥有较低的土地成本,劳动力和工程设备成本。我们假设煤炭价格为每吨800元(5500大卡)或每吨127美元。该价格略高于目前现货市场价格。但是,如果历史趋势具有参考价值的话,目前煤炭价格低迷仅是一个暂时现象。该暂时现象是由于经济增长放缓和暂时的天气因素造成的。

图1: 广东省典型日负荷持续曲线



数据来源:华贲,华南理工大学,2005

如表1所示,我们估计新建的燃煤机组在容量系数为63%时,它的长期边际成本约为每兆瓦时88美元。由此向后推算,我们计算出"净回"的天然气价格为每立方米2.7元或每百万英热单位12.1美元。该价格使得燃气机组(CCGT)与以上的煤电机组相比具有竞争性。这个价格稍低于目前广州天然气门槛价的上限每立方米2.74元。

表1: 新建燃煤和燃气机组参数和排放收费假设参数

	H-级联合 循环燃气 机组	新燃煤机组
造价:美元/千瓦	534	726
容量系数: %	63	63
热耗率(高位热值):百万英热单 位/兆瓦时	5.8	9.0
热效率:%	59	38
燃料价格:美元/百万英热单位	12.1	5.9
燃料价格:元/立方米,元/吨	2.7	800
二氧化碳排放收费:美元/兆瓦时	0.0	0.0
二氧化硫排放收费:美元/兆瓦时	0.002	3.3
氮氧化物排放收费:美元/兆瓦时	0.4	1.7
长期边际成本:美元/兆瓦时	88	88

附注: 煤炭热值: 22.814吉焦/吨, 天然气:36.35 兆焦耳/立方米, 燃煤机组厂自用:7%,燃气机组厂自用:2%,燃煤机组的热效率从 40%下降到38%以反映它因低负荷水平上运行导致的效率下降。

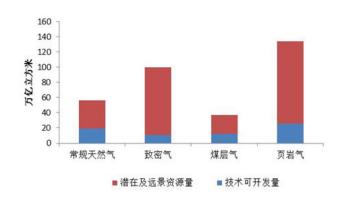
巨大的潜在天然气资源

中国并不缺少天然气资源。即使使用我们预测的2030天然气需求量0.5万亿立方米/年(TCMA),中国的天然气技术可采资源可以开采百多年。中国国土资源部在其《全国油气资源动态评价(2010)》中估计,如图2所示全国有:

• 常规天然气资源量为56万亿立方米(TCM),其中19万亿 立方米为技术可采量。

- 致密气资源量为100万亿立方米,其中11万亿立方米为技术可采量。
- 煤层气(CBM)资源量为37万亿立方米,其中12万亿立方 米为技术可采量。
- 页岩气资源量估计为134万亿立方米,其中26万亿立方米 为技术可采量。

图2: 中国常规和非常规天然气资源量和技术可采量



数据来源:国土资源部,TLG.

有限的天然气基础设施

天然气基础设施不足是天然气进入市场的主要障碍之一。尽管输气管道基础设施建设正迅速发展,中国仍迫切需要更多的输气基础设施建设。现在承担天然气输送的中国石油天然气集团公司/中石油和中石化未必热衷于让第三方参与此业务,但我们认为他们必须加大工作力度,加快建设充足的新输气管道。另外,第三方接入(这也有利于在天然气市场直接将买家和卖家连接起来)也许还是一个遥远的梦想。目前广泛使用天然气的地方往往局限于天然气产地附近。例如,燃气发电通常在以下三个地区:

- 在中部地区,常规天然气(未来也将是页岩 气主要产地之一)产地以及周边地区;
- 在北部,陕西和山西省及周边省份,那里煤层气和天然气丰富:
- 在东部沿海地区,那里本地产海上天然气和 进口LNG.

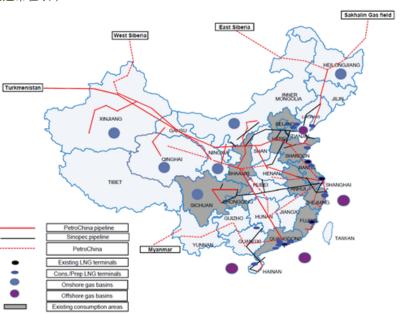
中国在2002年开工建设第一条西气东输管道系统(年输送容量为200亿立方米,初始年输送容量为120亿立方米),在2004年底开始向上海输送天然气。西气东输二期(容量为每年300亿立方米),主要为输送从中亚进口的天然气到中国东部地区,已在2011年竣工并在2011中旬成功地把从土库曼斯坦进口的天然气输送到中国南部重镇广州。最近决定并开始西气东输三期的建设。该管道系统的设计输送能力为年300亿立方米,预计2015年竣工。

在西南地区,中国正在建设中 - 缅油气管道系统连接缅甸和中国的云南省。天然气管道原定于2013年6月完成,但依现在进度看该项目可能要推迟到2015年才能完成。该管道的设计年输送能力为120亿立方米。该管道的进口天然气可达云南省和中国其它地区。

在北部,中国已与俄罗斯就进口俄罗斯西伯利亚天然气谈判多年。拟建设两条天然气管道,一条的起点是俄罗斯的西西伯利亚,另一条的起点是俄罗斯的东西伯利亚。但是,谈判进展缓慢,主要是因为双方未能就天然气价格问题达成协议。预计总输送容量为年680亿立方米。此外,还有可能从萨哈林进口海上天然气(但据有关报道俄罗斯天然气工业股份公司对该想法不太热衷。俄罗斯天然气工业股份公司称Kovytka气田的天然气将进入Yakutia-Khabarovsk-Vladivostok管道系统,优先供俄罗斯国内使用然后才是供出口亚太地区的液化天然气市场)。.

至2011年中国的天然气输送管道总长已超过4万公里。2011年 的天然气消耗量已达1330亿立方米。根据TLG预测,中国在 2030年的天然气消耗量可达5070亿立方米-估计需要新增输气 管道近11万公里来输送这些天然气。建设这么巨大规模的输气 管道系统所需的资金是非常庞大的,但是对中国来说并不是不 可行的。不过,这样的规模肯定是前所未有的。例如,我们估 计为这些新建,扩展和延伸的输气管道的总花费,以不变价格 计算,在2500亿美元和3000亿美元之间。这相当于年投资介于 140亿美元至180亿美元。 2011年,中国石油天然气股份有限 公司在天然气管道方面的投资是110亿美元。这些建设资金的 筹集得益于中国石油天然气股份有限公司经营的460亿美元资 产所产生的强劲现金流回报的支持。面对这么巨大的资金需 求,中国石油天然气股份有限公司净债务权益仅为20%。然 而,随时间进度和建设规模的变化,实际的资金需求依然可能 对中国天然气供应的寡头们形成巨大的挑战。美国页岩气开发 也是在相对较短的一段时间里投入数百亿美元的资金而取得今 天的成功。所不同的是,美国页岩气开发一开始就有近10,000 公司愿意融资和参与投资页岩气开发.

图3: 中国的天然气资源,输气管道和LNG接收站



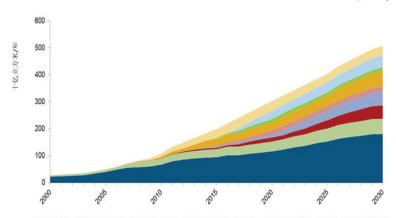
资料来源: Goldman Sachs, 2012年8月21日.

中国天然气供应展望

直到21世纪初,中国本土的天然气产量足以满足国内需求,而后不得不依赖进口天然气来满足国内的需求。 2011年国内天然气产量为1060亿立方米,需要进口约270亿立方米来满足国内的1330亿立方米需求。中国2006年开始从澳大利亚进口液化天然气,2011年总量达到1220万吨LNG,相当于170 亿立方米。2009年中国开始从中亚国家进口管道天然气。根据中国商务部的统计数据,2011年的进口量达到100亿立方米。而在国产的天然气中,致密气的产量在2011年达到了250亿立方米(占天然气总产量的25%)。

基于TLG模型计算,图4显示了中国过去和未来的天然气供气气源。包括进口和本土产天然气,我们预计总供应量在2015年可达1980亿立方米,2020年可达3030亿立方米,到2030年总供应量可达5070亿立方米。 像煤层气和页岩气这样的非常规天然气会在天然气供应中发挥越来越显着的作用,2015年后在一定程度上会抑制LNG进口的增长速度.

图4:过往天然气供应与未来天然气供应来源预测



■液化天然气 ■俄罗斯普道天然气 ■缅甸普道天然气 ■中亚普道天然气 ■煤制气 ■页岩气 ■煤层气 ■致密气 ■国内常规天然气

数据来源: 中石油报告, TLG研究.

要将中国的巨大的地质贮量与潜在的煤层气和页岩气资源及时地转换为探明储量和利用,政府需要采取灵活、机动的措施。页岩气资源探测和开发的主要监管机构应能发挥很大的积极作用。譬如,在财政方面和开发规划要允许的积极作用。譬如,在财政方面和开发规划要允许的积极作用。这点对非常规天然气至关重要(无论是煤层可岩气),因为非常规天然气的测试,勘探及评估和开发过程是一个边做边学的过程。非常规天采气勘探、和开发过程是一个边做边学的过程。非常规天采用什么方法,需要钻多少数量的井。相比之下,传统的开发,与开发(E&P)公司事先不能确切知道到底应的开发,与开发(E&P)公司事先不能确切知道到底应的开发,与方法,需要钻多少数量的井。相比之下,传统的开发,对传统油气开发,一旦详细规划定稿,完成审批和对传统油气开发,一旦详细规划定稿,完成审批和可知对传统油气开发,可目就可以在未来几年抽采一个相当稳定和对传统油气开发,项目就可以在未来几年抽采一个相当稳定和对传统油气开发,项目就可以在未来几年抽采一个相当稳定不可以的油气资源。但对煤层气和页岩气来讲,这种预先规划几乎是不现实的。因此,灵活性对是非常规天然

气开发很重要 - 灵活性是有价值的- 这是我们一次又一次在TLG 视野中提出的观点。灵活性在美国,澳大利亚和英国的特许经营项目中得以广泛体现。 如果中国在非常规天然气开发中使用 PSC机制,该机制需要体现特许开采权特点。为特定目的而组建的合资公司可在资本和营运开支方面为非常规天然气开发提

供所需要的灵活性。国土资源部应非常熟悉这种合资企业方法,因为国土资源部在她管理的煤炭行业中使用这种方法。

另一个可能会阻碍非常规天然气开发的潜在障碍是强加上类似于最低国产化率的要求。这会妨碍利用在美国开发页岩气资源中使用过的技术。希望获得类似美国页岩气的成功是推动中国非常规天然气开发的关键。因此,我们认为,最低国产化率这样的要求在非常规油气开发中应被取消。

事实上,令人失望的印尼煤层气开发进展至少部分可归咎于她过于简单地使用传统的PSC机制和最低本土生产要求来监管非常规天然气的开发。自2008年签署了煤层气PSC第一单合同以来,印尼就没有可见的煤层气产量和销售投放到市场。

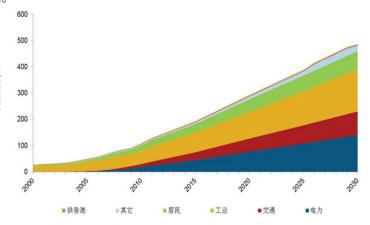
中国的天然气需求

鉴于前面乐观的天然气供应,未来有多少会被用于发电呢?据 预测,前面已提到在2015年天然气总消费量可达1980亿立方

米,2020年3030亿立方米,到2030年高达5070亿立方米。电力行业的天然气消耗量2011年为240亿立方米。电力行业的天然气消耗量911年为240亿立方米。我们预计到2030年电力行业的天然气消耗量将新增1170亿立方米至1410亿立方米(相当2011年的7倍)。届时,2030天然气发电量占TLG预测的天然气总消耗量的五分之一。工业行业在2011年消耗天然气560亿立方米,我们预计随着燃料油和煤炭作为工业燃料被逐步替代和天然气管网的扩张,到2030年工业行业天然气消耗会上升1030亿立方米,增至1600亿立方米。交通运输行业的天然气消耗量预计将由2011年的150亿立方米 增至2030年的900亿立方米。届时,交通运输行业将继工业,发电之后成为第三大天然气消费行业。图5显示我们对天然气的消耗量的分行业预测。(备注:该预测没有考虑碳排放收费。如果考虑

碳排放收费因素, 电力行业的天然气需求会有更大的增加.)

图5:过去天然气消耗量和未来天然气消耗量



数据来源:国家发改委天然气十二五规划,住房城乡建设部天然气十二 五规划和TLG.

2010年天然气发电只有2%左右,而煤炭占80%以上。在2011 底,中国有32,650兆瓦的燃气机组,而煤电装机高达706,670 兆瓦。我们预计,到2015年燃气发电装机容量将增加近一倍, 达到62,000 兆瓦,到2020年上升到92,000 兆瓦,2030年可达 152,000 兆瓦。届时,到2030年天然气发电将增至到近8000亿 千瓦时(仅占当时的总发电量的6%,基于TLG预测的该年的总 发电量为126000亿千瓦时)。以上燃气机组建设规模和发电天 然气的需求的绝对数字看起来很大,但放在整体的用气需求,或总发电量的背景下,他们就不是被夸大了,而是比较保守的。

表2:新建燃煤和燃气机组参数和排放收费假设参数

	H-级联合 循环燃气 机组	新燃煤机 组
造价:美元/kW	534	726
容量系数: %	63	63
热耗率(高位热值):百万英热单位/ 兆瓦时	5.8	9.0
热效率:%	59	38
燃料价格:美元/百万英热单位	12.9	5.9
燃料价格:元/立方米,元/吨	2.9	800
二氧化碳排放收费:美元/兆瓦时	3.2	8.1
二氧化硫排放收费:美元/兆瓦时	0.002	3.3
氮氧化物排放收费:美元/兆瓦时	0.4	1.7
长期边际成本:美元/兆瓦时	97	97

备注: 表2 与表1不同之处在于表2中有二氧化碳排放收费而表1中没有

其它重要因素:排放收费

环境问题是中国电力行业面临日益重要的挑战,它也将深刻影响中国电力行业的未来发展。新机组的建设决定会考虑日益增加的环保成本,相对燃煤机组,这对燃气机组有利,特别是考虑到提供腰-峰荷服务时。政府有关二氧化碳定价的政策尚不清楚,我们假设在东部沿海地区二氧化碳的排放价格为每吨60元或每吨9.52美元。因为生产一兆瓦时,煤电产生的二氧化碳比燃气机组产生的二氧化碳要多。因此,实施任何形式的二氧化碳排放收费都会提高燃气机组对燃煤机组的竞争力。

政策制定者和监管机构需要突破传统的行政管理思维,采取创新的方法来协调燃料和电力市场,电网和天然气管网,环境市场和二级市场的发展。例如,发电商需要一个明确和稳定的政策环境,以及应该能够通过竞争方式来转移其发电成本,合理处理环境成本的外部性。我们有关新机组的主要假设,包括二氧化碳价格,如表2所示。在这些假设下并考虑到满足腰-峰荷的特性,每立方米2.9元或每百万英热单位12.9美元或更低的到厂天然气价格,将使得燃气机组有优势与燃煤机组竞争.

结论

十年内中国将可以大规模开发利用她的非常规天然气资源,由 此中国应该有足够的国内天然气供应,以支撑大规模新增燃气 联合循环发电机组所需天然气需求的增加。 在天然气价格为每立方米2.7元或每百万英热单位12.1美元并考虑到满足腰-峰荷的特性,热效率为59%的新CCGT(例如,H级)有能力与最新的燃煤机组竞争。如果再考虑到环境成本,稍加二氧化碳的排放价格,这将进一步提高天然气发电的竞争性:天然气到厂价升到每立方米2.9元或每百万英热单位12.9美元,燃气机组仍然可与最先进的燃煤机组竞争。

问题在于输送这么大量的天然气到用户端所需的管道建设的规模和速度。不管怎样,中国正在修建大规模的新输气管道,而 且我们相信在现有的管道系统还有一定的宽裕容量。

对非常规天然气的勘探和开发的监管需要充分的灵活性。特别 是在勘探和开发的早期阶段,公司仍然处在探索地下的地质结 构等的阶段,所以无法提供详细不变的开发计划。

更多的挑战摆在中国的政策制定者、市场改革者和监管机构面前。电力调度机制与电力定价机制都需改革,以确保市场价格 反映真实的发电成本 。更有,发电成本要反映各种环境排放的 成本。

中国已重组了她的煤炭行业使它更具以市场为导向的行业。现在,中国已开始她的天燃气供应业和天然气定价机制。我们相信我们离中国彻底而坚定地改革她的电力行业的时候越来越近。电力行业的改革反过来会支持和促进天然气行业的改革和发展。

附录

新建燃煤和燃气机组的比较

表3总结了燃气电厂对燃煤电厂的成本和运行灵活性上的优势。 然而,如果他们不能在调度定价机制中正确地反映在上网电价 上,这些优势是毫无意义的.

表3:燃煤和燃气机组的比较

	燃煤	燃气 (CCGT)
单位造 价: 元/千 瓦	4575 (基于广东平海电 厂,2x1000 MW)	3365 (在福建莆田燃气电 厂 (9F) 造价上加10%)
热效率:%	42% (2011年中国 1000MW或以上燃煤机 组的平均值)	59% (H-级)
土地使用	比同等大小的燃气机组 多三分之一的用地	典型的只是同等大小的 燃煤机组的60% 左右
水消耗: 立方米/兆 瓦时	依赖于冷却方法,一般 为0.43	同等大小的燃煤机的 30% 左右
厂自用 电:%	5.95 (2010年21家发 电公司的平均值)	一般为: 2% 左右
到满负荷 的时间(热态: 90	热态: 80
分钟)	温态: 180	温态: 90-140
	冷态: 360-480	冷态: 120-190

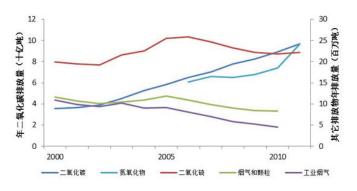
	燃煤	燃气 (CCGT)
排放/固体 废物	依情形而定	取同等燃煤机组的百分 比
		二氧化硫: 几乎为 0%
		氮氧化物: < 19%
		二氧化碳: 49%
		灰尘: 0%
		微型颗粒:0%

数据来源:燃煤机组水消耗和厂用电来自国家电监委2011年报告,其它来自不同报道.

中国的环境保护政策和碳排放交易机制

在过去十年里,中国一直面临着越来越严重的环境问题,即日益增加的二氧化硫,氮氧化物,二氧化碳,微尘颗粒物,和其他污染物的排放量。依据荷兰环境评估机构PBL的估计,中国在2006年共排放了65.1亿吨二氧化碳,超过美国该年的58.4亿吨 排放量。图7显示了二氧化碳和其他污染物在近几年的排放趋势。根据中国环境保护部公布的数据,中国在2011年的二氧化硫和氮氧化物的排放量分别为2,218万吨和2,404万吨。图7也显示中国的二氧化碳和氮氧化物的排放量呈现快速上升的趋势。这种快速上升趋势必须得到遏制。

图7:几种污染物的年排放量



数据来源:二氧化碳依据荷兰PBL,其它来自中国环境保护部报告

中国已采取了多种措施来控制和减少其二氧化硫,氮氧化物,汞,烟气,粉尘和其他有毒物体的排放,并制定了各种减排目标。例如,中国政府于2009年11月宣布中国单位GDP的二氧化碳排放强度到2020年将在2005年的水平上下降40%-45%。特别是,中国国务院在2011年8月31日在其《"十二五"节能减排综合性工作方案》中宣布了十二五期间(2011-2015)具体的减排目标¹以及火电厂新的排放标准也于2012年1月1日起开始执行²。

电力行业是中国的主要排放者,这主要是归咎于燃煤电厂。中国国务院于2012年8月6日宣布了《节能减排"十二五"规划》,其中有关电力部门的具体目标如下:

- 1. 所有300兆瓦或以上的燃煤电厂必须安装脱硝设备。
- 2. 所有现有燃煤电厂必须安装脱硫设备并达到规定的标准。
- 3. 所有新的燃煤电厂必须安装脱硫及脱硝设备。
- 4. 到2015年,国内生产总值能源强度降低到每万元(2005年价格)0.869吨标煤,这是相当于比2010年的国内生产总值能源强度下降16%。
- 5. 到2015年,二氧化硫的全国总排放量和火电厂排放总量上限分别为2086.4万吨和800万吨(在2010年它们分别为2267.8万吨和956万吨)。
- 6. 到2015年,氮氧化物的全国总排放量和火电厂排放总量上限分别为2046.2万吨和750万吨(在2010年它们分别为2273.6万吨,1055万吨)。
- 7. 到2015年,燃煤电厂的供电煤耗由2010年的333 克标煤/ 千瓦时下降到325 克标煤/千瓦时,厂用电从2010年的6.33 %下降到6.2%。
- 8. 到2015年,输电损失从2010年的6.53%减少到6.3%。.

中国在电力部门已采取多项政策,以遏制排放,包括关停小型燃煤(冷凝)电厂和强制燃煤电厂安装脱硫及脱硝设备和除尘设备。为了减少燃煤电厂脱硫及脱硝设备的安装和运行所产生的成本负担,政府调高了相应燃煤电厂的上网电价:安装了脱硫设备并达标的燃煤电厂上网电价提高0.015元/千瓦时。 了脱硝设备并达标的燃煤电厂上网电价提高0.008元/千瓦时。 到2011年年底,安装脱硫及脱硝设备的火电厂的发电容量分别占总火电厂容量的89%和16.9%。

中国尝试了以市场机制来控制排放。中国在1999年4分别在辽宁省和江苏省的两个城市试点了二氧化硫排放权交易。2008年以来,中国建立了20多个与排放权相关的交易所。然而,实际的交易量是很低的。

在2012年有几个有关二氧化硫,氮氧化物,化学需氧量和氨氮的市场交易报道。图8显示了最近在几个省/市的二氧化硫的交易价格,从重庆的6,635元/吨至陕西的16,630元/吨。然而,从交易量和市场主体数量来看,这些市场并不活跃。我们认为这些交易价格并未真正反映市场因素或市场的供求状况.

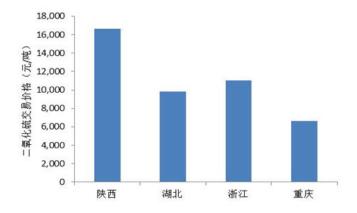
¹ http://www.gov.cn/zwgk/2011-09/07/content_1941731.htm (2011) and http://www.gov.cn/zwgk/2012-08/21/content_2207867.htm (2012).

² Emission standard of air pollutants for thermal power plants, GB13223-2011, revised from its first version of 1991.

³ 根据广东的16 个脱硫项目(Wang等,2007)脱硫成本在12.03元/ MWh和28.18元/MWh之间,平均成本为17.2元/MWh;中电联估计新 电厂和现有电厂的平均脱硝成本分别为11元/MWh和13元/ MWh(http://finance.china.com.cn/industry/energy/ mtdl/20120803/921402.shtml)。

⁴ http://www.cec.org.cn/xinwenpingxi/2011-11-08/73955.html.

图8: 二氧化硫交易价格



数据来源:各种媒体报道.

尽管以往的交易市场有成功和失败,国家发改委在制定减排政策中并未放弃市场手段。国家发改委于2011年10月宣布:中国将计划在5个城市和两个省试点二氧化碳排放权交易且最早的可能在2013年开始。广东省在2012年9月进行了中国的第一笔二氧化碳排放权交易,成交价格为60元/吨。我们将在计算煤炭和天然气发电的排放成本时使用该二氧化碳排放权价格。 对二氧化硫和氮氧化物,我们不使用上面提到的成交价格。我们假设对二氧化硫和氮氧化物的排放权价格将稳定在较低的水平,因为以上报道的价格并不反映市场的真实价格或成本。在我们的模型计算中,排放权价格如表4所示,其中包含两种情景:一是无二氧化碳排放收费,另一种有二氧化碳排放收费。

表4: 假设的排放收费

	二氧化碳(元/吨)	二氧化硫 (元/吨)	氮氧化物 (元/吨)
无二氧化碳收费	0	3,000	4,000
有二氧化碳收费	60	3,000	4,000

各种燃料的排放强度假设如表5所示.

表5:假设的排放因子

排放	硬煤	天然气
二氧化碳 (克/吉焦)	94,600	56,100
二氧化硫(克/吉焦)	765	0.68
氮氧化物(克/吉焦)	292	93.3

数据来源:欧洲环境署,大型发电厂的空气污染,2008年.

关于作者

胡新民博士(Dr Xinmin Hu)

新民对中国电力和能源行业有深入的研究和了解并在国际电力和碳市场拥有丰富的咨询经验。在加入TLG之前,他是崇德(RepuTex)集团在澳大利亚公司的副主任。在此之前,他是能源和电力咨询顾问。新民是几个国际能源,运筹学和优化期刊的审稿人。他拥有澳大利亚墨尔本大学运筹学博士学位及中国吉林工业大学应用数学硕士学位。新民说流利的英语和普通话.

尼尔.辛普(Neil Semple)

尼尔拥有十多年从事天然气和电力行业顾问和咨询的经验。他为天然气公司制定的天然气商业开采计划和战略,评估管道天然气和液化天然气之间的竞争性,制定LNG终端的再气化定价机制,并分析各种小型和大型天然气供应的机会和应用,包括运输行业。对于电力公司,他为液化天然气在商业和非商业领域的应用,以及其相对管道天然气和其他燃料的优势和经济性提供大量的咨询。尼尔拥有英国阿伯丁大学经济学硕士学位.

迈克.托马斯(Mike Thomas)

迈克拥有二十多年为客户在确立全球能源行业发展方向的关键经济,商业,战略和政策事务方面提供咨询服务的经验。在2010年创立TLG之前,他领导CRA国际在亚太地区的能源和环境团队。在此之前,他受聘于普特南,海耶斯和巴特利特(Putnam,Hayes & Bartlett)。他运用严格的经济分析以及他对推动能源领域变革的主要力量的深刻理解为客户提供全方位的咨询服务。迈克拥有哈佛大学肯尼迪政府学院硕士学位和卡尔顿学院经济学学士学位.

张柳潼(Liutong Zhang)

柳潼为客户在天然气和投资方面提供咨询服务,包括液化天然气的 采购策略,投资尽职调查,政策发展以及能源需求和价格的预测。 他对中国石油部门的研究成果已经发表在业界领先的期刊,如《石 油和天然气杂志》以及《烃加工》。柳潼拥有新加坡国立大学化学 工程学士学位。他能讲流利的英语和普通话.

尼古拉斯.莫尔斯 (Nicholas Morris)

尼古拉斯是英国牛津大学Balliol学院的高级研究员和访问学者。目前,他共同领导Balliol跨学科研究所的有关银行业"尽职责任"的项目。他是中国浦东干部学院(CELAP)的定期讲座教授。尼古拉斯拥有超过二十五年的咨询经验。作为全球领先的顾问之一,尼古拉斯运用经济学理论和严谨的定量分析为能源,基础设施和公共政策部门的关键且具挑战性问题提供咨询和解决方案。尼古拉斯拥有英国牛津大学Balliol学院工程学,科学和经济学硕士学位,和Balliol学院经济学研究硕士学位。

免责声明·

本通讯仅为一般信息传播。本通讯并非用以提供咨询意见,因此请不要在没有得到专业意见的情况下依照本通讯的内容采取任何行动。 加里您对此或对与此相关事宜有任何疑问或需要进一步的 有关资料,请联系本通讯作者或者您在TLC的周宝顾问

本通讯可以被认为是广告性宣传。欲了解更多关于TLG的信息,请访问 www.lantaugroup.com

封面圖片 ©imagestock/apcuk