

中国天然气发电政策研究

(总报告)

目 录

| | |
|---|-----------|
| 前 言..... | 3 |
| 一、中国发展天然气工业的重要意义 | 5 |
| 1.从能源供应态势看中国发展天然气工业的重要意义..... | 5 |
| 2.天然气对优化中国能源结构的重要作用 | 7 |
| 3.从环境承载和环境治理的角度看中国天然气工业发展的重 要意义..... | 8 |
| 4.从世界天然气市场趋势看加快发展中国天然气工业的紧迫 性 | 10 |
| 5.国际 LNG 市场的竞争日趋激烈，需要更好的国内政策环境 | 11 |
| 二、天然气发电对天然气工业和电力工业发展的重要作用 | 13 |
| 1.天然气发电对天然气工业发展的重要支撑作用..... | 13 |
| 2.天然气发电对改善中国电力供应结构和提高电网安全性的 重要作用 | 15 |
| 3.天然气发电的特殊性..... | 17 |
| 三、国外天然气发电的经验和商务模式 | 18 |
| 1.世界天然气发电现状和发展趋势 | 18 |
| 2.国外天然气发电发展的经验和教训 | 20 |
| 3.国际天然气贸易的变化趋势..... | 26 |
| 4.国外天然气发电经验对中国的启示 | 27 |

| | |
|--|-----------|
| 四、中国天然气发电目前存在的主要问题 | 30 |
| 1.天然气发电缺乏竞争力 | 30 |
| 2.天然气发电面临履行购气照付不议合同的义务和参与电力市场竞争的双重压力 | 32 |
| 3.天然气供气方式对燃气电站运行方式存在制约 | 33 |
| 五、主要结论与政策措施建议 | 34 |
| 1.主要结论 | 34 |
| 2.政策措施建议 | 37 |
| 后 记 | 43 |

前 言

天然气是实现中国能源供应优质化、多元化的重要一次能源。受经济处于工业化中期和人民生活水平不断提高的影响，中国能源需求总体处于快速增长趋势，以煤炭为主导的能源供应压力越来越大，水电、核电、可再生能源大规模发展余地也有限，石油进口依存度越来越高，加快中国天然气工业的发展将对煤炭和石油有重要的替代和补充作用。中国的总体能源格局迫切需要建立一个较大规模的天然气市场，这一需求在东南沿海经济发达地区更为突出。

许多发展中国家天然气市场的发展经验表明，燃气发电的成败决定了整个天然气项目的成败。目前，中国天然气发展正处于初期阶段，天然气发电对大型管道天然气项目和 LNG 项目有着重要的支撑作用。中国广东的 LNG 项目其发电用气量超过了 50%，福建则更高达 80% 以上。但是，在中国目前能源价格状况下，燃气电厂的低投资成本和高效率的优势并没有抵消煤炭对天然气的价格优势，联合循环燃气发电相对燃煤发电缺乏竞争力。燃气电厂一方面要根据电力体制改革方案，参与电力市场竞价上网，另一方面又要按国际惯例履行购气照付不议合同。这种局面使既位于天然气工业下游又位于电力行业上游的燃气电厂面临两难的境地。

目前，中国在建及近期规划建设的天然气发电项目装机总规模近 1800 万千瓦，其中华东的西气东输及近海天然气发电项目规模约 1050 万千瓦，福建 LNG 发电项目规模 360 万千瓦，广东 LNG 发电

项目规模 385 万千瓦。到 2020 年全国天然气发电装机规模约 6000 万千瓦，按照我国电力体制改革的总体要求，未来电力市场上，所有的发电项目都要参与市场竞争，包括水电、核电等发电项目。为此，应尽快确定天然气发电在国家能源战略中的地位和发展方向，及时制定明确的政策措施，以解决在建天然气发电项目面临的问题，并为未来的天然气发电项目的开发提供政策指导。

在这种背景下，国家发展和改革委员会能源研究所和国家电网公司动力经济研究中心共同组成了联合课题研究小组，开展了中国天然气发电政策研究。一年多来，召开了两次《中国天然气发电政策国际研讨会》，联合课题组成员赴上海、浙江、广东、江苏、福建等地调查研究，并召开了 13 次座谈会，听取了有关省市发改委、地方电网公司、燃气电厂、能源集团公司等的意见。《中国天然气发电政策研究》（总报告初稿）完成后，又多次召开专家座谈会，广泛征求和吸取了国家发改委、国家电力监管委员会、上海、浙江、广东、江苏、福建发改委以及各方面专家的意见和建议，几经修改定稿。这一研究报告力图对中国天然气发电政策作一个全面系统的研究，并提出可实施的政策措施建议，供政府决策参考。

一、中国发展天然气工业的重要意义

天然气作为一种优质、高效的清洁能源和化工原料，对于改善能源结构、保护大气环境、缓解石油供应紧张、提高能源利用效率，促进工商业的现代化，实现国民经济的可持续发展具有重要的保障作用。

近年来，中国经济增长对能源的依赖程度明显增加。1980~2000年间，能源消费弹性系数仅为 0.47，而 2002 年、2003 年、2004 年能源消费弹性系数逐年增高，分别为 1.19、1.42 和 1.60。

目前，中国天然气在一次能源消费结构中仅占 2.7%，远低于 24% 的世界平均水平和 8.8% 的亚洲平均水平。未来十几年内，由于中国天然气基础设施的逐步完善和市场的不断发育，天然气需求增长将快于煤炭和石油。预计天然气需求 2010 年为 1000 亿立方米，2015 年为 1500 亿立方米，2020 年达到 2000 亿立方米。天然气在一次能源消费中的比例到 2010 年将达到 6%，2020 年达到 9% 左右。

1.从能源供应态势看中国发展天然气工业的重要意义

中国能源需求正在快速增长，以煤炭为主导的能源供应压力越来越大，煤炭产能有限，石油进口依存度越来越高，加快天然气工业发展势在必行。

(1)中国的煤炭产能受各种条件的制约，难以随着未来经济增长同步增加

尽管中国煤炭资源丰富，但要保障清洁、安全和经济合理的煤炭供应，还存在很多障碍，主要包括：富煤地区多数生态环境脆弱；煤

炭资源分布与水资源分布不匹配；煤炭资源赋存条件相对较差，符合大型特大型矿井开采的资源有限；煤矿存在的安全隐患较多，工作环境恶劣；煤炭开采严重损坏了已十分紧缺的土地资源；煤炭资源分布与区域经济发展水平不一致，长距离运输瓶颈将长期存在；高硫煤炭资源占有相当比例，开采利用受到限制。据分析，在保证一定的生产安全和经济合理的条件下，中国煤炭开发与生产规模的上限约为24亿吨。2004年，中国的煤炭产量已达19.6亿吨，2005年的煤炭产量达到了21.1亿吨，正在向生产规模的上限靠近。

(2) 近年来中国的石油消费增长迅速，进口依存度越来越大，石油供应安全已成为影响国家经济安全的重要因素

1985-2004年，欧洲石油消费从6.62亿吨上升到7.71亿吨，增长16.5%；北美石油消费从8.49亿吨上升到11.22亿吨，增长32.2%；亚太地区石油消费从4.99亿吨上升到10.9亿吨，增长118.4%，其中，中国的消费增长尤为迅速，从9168.8万吨上升到3.2亿吨，增长249%。自1993年中国成为石油净进口国以来，原油净进口量从228.76万吨增加到2004年的11732万吨，年均增长1438万吨，年均增长率达到63.6%；原油的进口依存度不断增加，2004年达到40.2%，预计2020年将提高到60%以上。国际石油价格持续攀升，目前已经达到70美元/桶左右，中国石油供应的压力和成本越来越大，石油供应的瓶颈效应非常明显。

(3) 水电、核电以及可再生能源对能源满足新增需求的贡献有限

尽管中国的核电在加快发展，但综合考虑核原料、技术、成本、厂址选择等限制条件，到 2020 年，核电装机预计达到 4000 万千瓦；水电装机将达到 3 亿千瓦，开发量占水能资源技术可开发容量的 60%，占经济开发容量的 75%，届时大多数水力资源将被开发；可再生能源（主要是风力发电、生物质能发电、地热发电、太阳能发电和潮汐发电）将超过 6200 万千瓦，占总装机容量的 6%。

综上所述，在中国一次能源供应中，煤炭、石油、可再生能源都受到不同程度的制约；而天然气是实现中国能源供应优质化、清洁化、多样化的主要可开发利用的能源资源之一。加快中国天然气工业的发展将对煤炭和石油有重要的替代和补充作用，是确保经济增长向着高质量迈进的重要因素。

2. 天然气对优化中国能源结构的重要作用

(1) 从世界各国的能源消费结构看，中国的优质能源比例太低，增加天然气在一次能源中的比例是能源优质化的主要途径。

中国的能源消费结构煤炭比例过大，而石油、天然气以及其它能源的消费比例较小。石油和天然气在发达国家的经济活动中起着重要作用，80 年代初石油消费比例为 40%~68%，2000 年为 40%~50%，2020 年仍将保持在 40%~48%；天然气的消费比例在 80 年代初为 19%，2000 年达到 22%，2020 年将达到近 28%；发展中国家的石油、天然气消费水平占一次能源的比例在 1980 年分别为 45% 和 9%，2000 年分别为 42% 和 16%，2020 年将分别为 42% 和 28%。而中国的能源

结构中石油、天然气的比例比世界平均水平低近 20 个百分点。

中国能源结构中煤炭占近 70%，几乎没有一个国家象中国这样长期依赖一种能源，优化能源结构，增加优质化能源的比例对中国迈向小康社会意义重大，增加天然气的消费比例是改善中国能源结构的战略选择。

(2)中国沿海经济发达地区对优化能源结构有着更强的紧迫性，天然气在支持这些地区经济发展中具有特殊重要的作用。

华东、华南地处中国东南沿海和长江、珠江中下游，是中国面向国际市场、实行外引内联的经济发达地区。近年来，由于经济高速增长，导致能源需求急剧上升，能源特别是电力供应短缺，这些地区增加电力供应的难度越来越大；主要受以下几方面的制约：一是煤炭运力不足；二是新建煤电厂征地困难；三是环境容量有限，某些地区已明令禁止再建燃煤电厂。所以，天然气电厂在沿海经济发达地区有更有利的发展条件和更紧迫的需求。

3.从环境承载和环境治理的角度看中国天然气工业发展的重要意义

中国燃煤已经造成了严重的环境问题，天然气的使用可以减少对环境的压力。

2003 年，全国二氧化硫排放量为 2159 万吨，比上年增加 12.0%，其中工业二氧化硫排放量为 1792 万吨，比上年增加 14.7%，工业二氧化硫排放量占全国二氧化硫排放量的 83.0%。目前，全国火电厂二氧化硫排放量为 826 万吨，比上年增长 24%，其排放量占工业二氧化

硫排放量的 46.1%。从行业看，2003 年，二氧化硫排放量排名前五位的行业是电力业、非金属矿物制品业、化工制造业、黑色金属冶炼业和有色金属冶炼业，五个重点行业共排放二氧化硫 1389 万吨，占重点统计企业二氧化硫排放量的 85.0%。而电力行业二氧化硫排放强度为 0.218 吨/万元，高于其他四个行业 4~18 倍。随着中国燃煤电厂的不断建设，电力行业二氧化硫污染贡献率还会逐年升高。从目前中国燃煤造成的环境压力来看，燃煤发电是最主要的，必须加快电力行业的清洁化力度。

燃气发电相对于煤电在环境保护方面的优势是可以基本消除 SO₂ 的排放，而且能减少近 1/3 的 CO₂ 排放和 95% 的 NO_x 排放。

表 1 是不同发电方式下 SO₂ 的排放强度比较。

目前，上海、江苏、浙江、广东、福建等省市 SO₂ 排放量均已超过了国家的总量控制指标，天然气成为首选发电能源。

表 1 不同发电方式下的 SO₂ 排放情况

| 不同类型 | 天然气发电 | 不脱硫煤电 | 重燃油 | 脱硫煤电 |
|----------------------------------|--------|-------|-----|-------|
| SO ₂ 排放量 (g/kWh) | 0~0.25 | 5~11 | 11 | 0.4~1 |

另外，天然气用作汽车燃料可以消除铅、苯和芳香烃等致癌物质对人体的危害，CO、CO₂ 排放将降低到油品燃料的 3%-10%；天然气民用 100 亿立方米可以节煤 3000 万吨，减少 SO₂ 排放量 36 万吨，减少烟尘排放量 3 万吨。所以，天然气的使用可以极大地改善城市 and 地

区的环境状况。天然气在工业和商业领域对燃煤和燃油的替代亦可促进工商业的现代化，进一步提高生产效率和服务质量。

4.从世界天然气市场趋势看加快发展中国天然气工业的紧迫性

从世界油气储量、贸易趋势以及价格看，天然气具有很大的吸引力。

世界天然气的总储量为1582亿吨标油，已经超过了总储量1567亿吨标油的石油。从储量分布看，欧洲和欧亚大陆的天然气储量是石油储量的近4倍；亚太地区的天然气储量是石油储量的近2倍。在世界目前的油气勘探水平下，石油可以开采41年，而天然气可以开采67年；由此可见，天然气的增储潜力和资源保障程度都比石油大。

尽管天然气价格也受到国际能源供需形势的影响，但影响没有石油大，按等热值计算，天然气（包括LNG）在价格上比石油有优势。天然气的环境优势、较低的资本成本以及使用上的灵活性，使得许多国家和地区更加愿意使用天然气。

液化天然气（LNG）作为世界天然气市场的新生组成部分，虽然目前所占比例不大，但发展趋势强劲。随着LNG技术在液化，运输和再气化方面的不断完善和总体成本的下降，许多国家和地区选择LNG作为增加本国能源供应的有效手段，特别是许多亚太地区迅速工业化的国家和地区均选用LNG作为21世纪的可持续发展能源。目前世界LNG年贸易量为8200万吨，预测到2010年将跃升至1.12亿至1.16亿吨，中国、印度、韩国等升幅可能会更大。

从替代石油角度看，加大LNG/天然气进口不仅具有重要的战略意

义，而且有良好的经济性。即使在近期 LNG 价格出现大幅度上升的情况下，LNG 相对于原油的经济性也是十分明显的。表 2 是根据韩国、印度最近成交的几宗 LNG 进口合同中的价格公式整理的原油价格和 LNG 价格的对应关系。当原油价格为 40 美元/桶时（折合 6.89 美元/百万 Btu），LNG 的平均价为 3.7 美元/百万 Btu，仅为油价的 54%；油价为 60 美元/桶时，LNG 平均价仅为原油价的 33%。中国国内资源有限，石油进口逐年增加，而进口 LNG 可以替代一部分原油进口，缓解进口原油的压力。

表 2 韩国、印度当前的 LNG 进口所参照的原油计价关系

| 原油价格 (美元/桶) | 原油 (美元/百万 Btu) | LNG (美元/百万 Btu) |
|----------------|-------------------|--------------------|
| 20 | 3.45 | 1.9 |
| 25 | 4.3 | 2.3 |
| 30 | 5.17 | 2.8 |
| 40 | 6.89 | 3.7 |
| 50 | 8.62 | 4.0 |
| 60 | 10.34 | 4.2 |

5.国际 LNG 市场的竞争日趋激烈，需要更好的国内政策环境

从近期国际 LNG 市场交易情况来看，日本、韩国、美国以及新兴的 LNG 大用户印度等国家在获取 LNG 合同方面十分积极，使国际 LNG 市场出现了争夺资源的态势。日本与韩国是世界上两个最大的 LNG 进口国。他们在 70 和 80 年代所签订的长期 LNG 供应合同在近几年到期，需要延续和更换。由于国内本身的购买力非常强大，能够承受很高的价格，加上经过几十年的发展，LNG 的市场已经相当发达，日

韩也就成为了LNG供应商最为青睐的市场。这一点，从近期美国雪伏龙公司在澳大利亚高更气田的LNG项目从原来供应给浙江转为与日本签订合约的事实中可以略窥一斑。

欧美天然气市场的发展也在很大程度上加剧了亚太地区的LNG资源竞争。欧洲各国一直致力于开发多气源的天然气供应，以降低对俄罗斯的依赖。2006年新年伊始的俄乌供气危机更加坚定了欧盟各国通过开发LNG供应来降低对俄气依赖的决心。美国是世界上最大的天然气市场。由于在国内生产和从加拿大进口方面缺少进一步提高供应的能力，美国也更加依赖于从LNG进口方面寻找出路。美国能源部预计，到2010年，美国LNG进口量将达到4700万吨（650亿立方米）。美国LNG进口占天然气总用量将从2004年占小于3%提高到2010年占10%。到2020年，美国LNG进口将占美国天然气需求的18%。现在美国4个地方拥有7个LNG接受终端，这些设施将被扩建，使其年进口能力超过302亿立方米。更多的LNG船只将从亚太和中东地区驶往美国的海岸。

印度的总体市场环境不如中国，但他们吸取了Dabhol LNG项目失败的教训（该项目由于在LNG发电的环节出了问题而自1996年以来一直搁浅着），为其它的项目制定了明确的国内游戏规则，目前印度已经有两个LNG接收站正在成功地运行。

从总体的国际市场形势看，1998 - 2003年这段开发LNG市场的最佳历史性机遇期不可能再重现了。在新的国际市场环境下，中国在进口LNG方面应该在深入分析中长期天然气供需形势的基础上果断决

策，在LNG合同谈判中采取积极和灵活的对策，力争拥有更多的LNG资源，支持能源结构的优化。同时在国内，应该为LNG的发展创造更好的政策环境，尽量降低政策层面的风险，以弥补不成熟市场所具有的风险。

二、天然气发电对天然气工业和电力工业发展的重要作用

1.天然气发电对天然气工业发展的重要支撑作用

国外天然气早期发展的方式有两种：

一是以民用和商用为主在原有的基础上渐进式的模式，如北美及欧洲发达国家，民用和商用在早期天然气消费结构中高达37.5%和45.5%。这些国家和地区有健全的城市燃气（煤制气）管网，天然气资源量大、开发成本低、产地与市场距离近，天然气使用发展迅速。由于这些国家在开发天然气市场的时代燃气发电技术尚没有从军用向民用转移，加上第一次石油危机后他们的能源政策是限制天然气在工业领域的使用，所以燃气发电在这些国家的天然气市场起步阶段所起的作用不大。

另一种是以开发大型工业用户（主要是发电）为主的跳跃式发展模式，每一个天然气发电项目的建成都带来天然气用量的大提升。这种模式以日本和韩国为代表。韩国进口的液化天然气初期全部用于发电，在此基础上，有步骤地分期建设输气干线，将天然气引进汉城等大城市，开拓城市用气，从而加快了天然气市场的发展。目前世界上铺设的新输气干线，多是以一个大型终端用户为目标作为建立天然气市场的桥头堡，然后逐渐扩大、发展。非洲、南美等发展中国家，天

然气消费的30%甚至40%以上用于发电。天然气发电项目在支撑这些国家的天然气发展中起到了关键的作用。

目前，中国处于天然气市场发展的初期，上海、广东、浙江、江苏、福建等重要省市都迫切需要增加天然气供应。但是，由于不具备较为完善的天然气管网，而城市燃气网的拓展和置换非常缓慢，许多城市无法消化吸收大型天然气项目（尤其是LNG项目）的规模气量。所以，这些地区目前天然气市场发展的切入点应当是以大工业用户（如燃气发电）为依托，然后逐步形成城市管网系统，增加城市燃气的比例，从而加快城市天然气市场的发展。

从长远看，无论是国内管道气，还是国外进口LNG或进口管道气，尤其是依赖进口气源的城市和地区，天然气应该更多地用来满足城市用气和具有高附加值的工业用气。而且，大城市为了达到天然气的安全和持续性供应，一般需要多气源供气，富余气量在正常状态下用于发电，在供气紧张情况下，则应该用于城市燃气。所以，未来随着城市天然气管网的不断完善，燃气发电也可以为城市燃气（尤其是大城市）的气源调节起到一定的作用，但这需要充分协调燃气电厂的供气合同和与之相应的售电合同。

总之，目前在中国天然气市场尚未发育成熟的情况下，发展一定规模的燃气电站是保证大型管道项目（西气东输，俄气进口）、LNG项目成功的重要措施。西气东输工程年供气量约120亿立方米，计划约50%的气量用于发电，燃气电站用气量大，用量稳定，是启动和支撑天然气市场，保证输气项目经济性和可行性的最重要用户。在城市

燃气逐渐普及后，新增的天然气供应将更多地用在城市燃气，而在长期供气合同所允许的前提下，已建的天然气电站也可以更多地转移到为城市燃气起到调峰作用。燃气电厂需要在参与电网调峰与城市燃气调峰中找到一个平衡点。这也要求在燃气电厂的供气价格方面有一个特殊的安排。

2.天然气发电对改善中国电力供应结构和提高电网安全性的重要作用

目前中国用于发电的一次能源主要依赖煤炭，水力发电占有一定比例，核能发电尚处于起步阶段，风能、太阳能等可再生能源大规模应用尚不具备实施条件。适量发展天然气发电，有利于优化和调整电源结构，逐步实现发电能源供应多元化。

随着经济的快速发展和人民生活水平的提高，各电网呈现出峰谷差增大、负荷率降低的发展趋势。从提高系统的安全、稳定运行和满足调峰需要来看，电网需要建设一批运行灵活、调峰性能好的电站。燃气机组启动迅速、运行灵活，是电网调峰的较好选择。然而，燃气电厂的建设要因地制宜，避免一味地上联合循环。即使选择上联合循环的地方，也要在设计上避免一刀切地规定同一运行时段，采用同一年运行小时数。

从优化角度看，在目前的天然气价格水平下，在不同的电网中单循环燃气机组都有相应规模的市场空间，在系统中的运行位置为尖峰位置，年利用小时数大约为几百小时。联合循环燃气电站与燃煤电站

相比缺乏竞争力，受所在电网的电源结构、负荷特性以及电力供需形势等因素影响，联合循环燃气电站的运行位置具有不确定性。

以火电为主的电网，系统需要调节性能好的电源用于调峰。燃气电厂调节性能优于煤电，但发电成本高于煤电，适宜带尖峰位置。若电网虽以煤电为主，但电网还有相当比例的水电或具备从网外接纳大量水电的能力，在丰水期水电运行在基荷位置，燃气电厂将主要为系统调峰，运行在尖峰位置；在枯水期燃气电厂的运行位置可向下移动，承担腰荷和峰荷位置。

在水电较多的电网中，燃气电厂运行位置分析比较复杂。一般而言，丰水期水电运行在基荷位置，燃气电厂可替代燃煤电厂，提高电网的调峰能力，减少弃水电量；枯水期燃煤电厂带基荷，水电调峰，燃气电厂承担系统备用或运行在腰荷位置。

不同的电力供需形势对燃气电站的运行位置也会产生很大的影响。在电力供应宽裕情况下，由于天然气价格偏高，燃气电站的竞争力相对较弱，按经济调度原则，燃气电站在电网中可能会处于备用状态或者利用小时数很低。在电力紧张的形势下，天然气电厂由于其具有运行灵活的技术优势，可为电网提供调峰能力，也可运行在腰荷位置。

燃气机组运行灵活，可用率高，是提高电网运行质量的有力手段之一。此外，由于环保及城市用地等方面条件的制约，在中心城市及其周边建设新的常规电源项目受到了限制，燃气电站对厂址外部条件

的要求相对宽松，在占地面积、用水量、环境污染等方面均比其他类型电站小得多，可以在负荷中心建设电厂，实现就近供电。这样可减轻电网输电和电网建设的压力，提高电网运行的稳定性。

另外，天然气发电还可以直接或间接地带动中国的燃气轮机技术、船舶制造业技术、清洁煤技术的应用和发展。其中，天然气发电如果规模化，则有利于加快中国燃气轮机技术的自主研发和本地化生产；而随着进口 LNG 的不断增长，也会在一定程度上带动 LNG 船舶制造的本地化；而且间接地也会推动清洁煤技术的发展。

3. 天然气发电的特殊性

大型天然气项目与其它大型能源项目的本质区别在于它前期投资巨大，产品不能大规模廉价地储存，而其价值链的终端又没有非用它不可的客户。这就要求在天然气市场的起步阶段，特别是在下游市场不成熟而又拥有充足便宜的替代能源的情况下，需要在天然气价值链的不同环节用严格的照付不议合同来巩固相互之间的承诺，抵御风险，为价值链上的巨额投资提供信心。

从不同能源产业的价值链角度看，燃气电厂是投资规模很大，刚性很强的 LNG 产业链中的一个环节，而这个产业链又是以一环紧扣一环的长期商务协议来连接和作为基本保障的。而其它电厂既不存在燃料供应长期照付不议合同的问题，也不涉及到这么大的投资。

燃气电厂对整个 LNG 项目起着举足轻重的作用。但是，燃气电厂并不是整个 LNG 价值链的终点。为了有能力兑现其在燃料供应合

同中照付不议的承诺，它必须在与其购气合同相对应的年限里，保证每年有足够的上网发电量。因此，它必须与电网公司签署长期的购售电合同(PPA)。关键是，PPA 必须与燃气电厂所签的天然气销售协议相匹配。电厂所签的天然气销售协议是 25 年，每年都有一个最低的照付不议用气量，并对每个月、周和日的提取气量都有严格规定（这些规定需要在燃气电厂的并网调度协议中得到反映）。电厂将每两周向供气方支付一次，支付的款项包括 LNG 费，LNG 运输费和气化管输费。这三项费用的单价都是按一些指数（如国际市场的石油价格）在一定的范围内波动的。这就要求电厂与电网公司之间的 PPA 也包含以下条款：

- (1) 25 年的照付不议购售电承诺；
- (2) 每年与电厂所承诺的最低用气量相对应的最低购售电量。

三、国外天然气发电的经验和商务模式

1. 世界天然气发电现状和发展趋势

全世界的用电需求和发电量持续增长，从1990年到2003年，发电量的年均增长率为2.63%。根据美国能源信息署的预测，世界电力需求将从2001年的13290TWh增加到2025年的23072TWh，年均增长率为2.3%，其中发展中国家的年均增长率为3.5%。天然气发电从九十年代初至今迅速增加，1970至2001年间，全世界天然气发电量的年均增长率为6.9%。天然气发电在总发电量中所占份额从1973年的12.1%增加到了2002年的19.1%。预计未来20年天然气发电将继续增加，美国能源信息署预测，2025年世界天然气发电量将比2001年增加一倍，发

电用天然气的年均增长率为3.3%（表3）。国际能源署（IEA）预测世界天然气消费将从2002年的2.6万亿立方米增加到2030年的4.9万亿立方米，发电用气在天然气消费增加量中占到59%，发电用气的年均增长率是2.3%。

天然气发电迅速增加的主要原因是天然气探明储量的增加，燃气轮机技术的发展和环境保护压力的增强等。上世纪九十年代以来世界范围的电力市场自由化改革为燃气发电提供了发展的机会，较小规模的独立发电商进入市场，而燃气电厂以其投资小，建设期短，效率高等特点成为独立发电商首选的电厂类型。

表3 世界发电能源预测（单位：10¹⁵ Btu）

| | 2001 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 年均增长率 2001-2025，% |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------|
| 燃煤发电 | 61.1 | 73.0 | 79.5 | 86.9 | 96.7 | 1.9 |
| 天然气发电 | 29.6 | 37.7 | 44.9 | 54.1 | 65.2 | 3.3 |
| 核电 | 26.2 | 29.8 | 31.4 | 31.8 | 30.4 | 0.6 |
| 燃油发电 | 12.2 | 14.5 | 15.5 | 16.7 | 17.0 | 1.4 |
| 可再生能源发电 | 31.5 | 38.6 | 42.5 | 45.9 | 49.4 | 1.9 |
| 总计 | 160.5 | 193.6 | 213.9 | 235.5 | 258.6 | 2.0 |

世界各国天然气工业、电力工业和天然气发电都处在变化之中，天然气需求迅速增加，而且需求增加主要由天然气发电所驱动；需求的增加使得国际天然气市场成为卖方市场，同时，受石油价格影响，天然气价格上涨，波动加剧，而电力市场化改革使电力价格下降，电

力价格波动加剧。所以，尽管普遍预测天然气发电将继续增加，但是这一预测有着不确定性，其影响因素主要有：1) 较高的天然气价格及其波动，与其他发电能源尤其是煤炭的竞争；2) 二氧化碳交易价格。2005年1月欧盟排放贸易方案开始生效，随之而来的是具体实施中的不确定性，如排放量的分配，二氧化碳交易价格等；3) 未来核电的地位；4) 天然气依赖进口带来的风险等，这些因素使天然气发电的投资风险加大。但是，受环保因素、资源因素、核电退役因素等多方面制约，很多国家，尤其是欧洲发达国家，除了天然气发电以外没有更多可行的选择。从另一方面来说，在市场化条件下，价格波动是必然的，价格涨跌服从长期供求关系，在天然气资源量满足的情况下，价格上涨使供应增加，需求减少，需求转向替代能源如煤炭，在市场机制作用下价格又会有所下降。价格的上涨和波动风险也可以通过金融手段来规避。所以，对未来天然气发电的基本判断是，在发电能源结构中，天然气发电会继续增加，但是增加的速度会减缓，投资者面临的风险较大。

2.国外天然气发电发展的经验和教训

各国天然气资源情况、基础设施和能源结构不同，燃气电厂在电力市场中的竞争地位不同，天然气发电的发展过程也不相同，既有成功的经验，也有失败的教训，基本上可以归纳为欧美国家、日本和韩国以及南美新兴市场几种模式。

(1)欧美国家天然气发电经验

欧美国家的天然气工业和天然气发电的发展是成功的，天然气工业基本遵循从起步阶段的垄断经营到市场化的过程，目前都已形成了竞争型的天然气市场。由于在欧美天然气工业的起步阶段，燃气发电技术尚未开发，欧美天然气发展是遵循以民用和商用为主、在原有基础上渐进式发展的模式。美国在天然气工业起步阶段为鼓励投资和基础设施建设，在生产到消费包括发电的各个环节都从税收等方面采取了优惠和激励政策。欧洲 1970 年以来完成了煤气和天然气的快速置换，主要特点是长期照付不议合同、沿天然气价值链的全面合作和配气系统 35 年至 50 年的特许经营权。欧美国家的共同特点是，在天然气发电进入市场之前，天然气工业就已经有较长的发展历史，管网系统发达，运行成熟，市场机制较为完善。九十年代天然气发电的迅速增加是由于燃气蒸汽联合循环机组相对其它发电方式最有竞争力，所以天然气发电是由需求拉动的。在欧美国家，天然气发电竞争力较强的主要原因是：1) 天然气价格较低，例如英国，本国天然气资源丰富，1998 年与欧洲联网之前其天然气价格独立于其它欧洲国家，而煤炭价格相对较高；2) 二氧化硫和二氧化碳等污染物排放税负较重；3) 公众对核电的顾虑等。

欧美国家天然气发电发展过程中既有政策干预也有市场因素。天然气发电都经历了从限制到放开的过程。基于第一次石油危机的冲击和对寻找替代石油燃料的迫切，美国政府 1978 年颁布了“发电厂和工业燃料使用法案”，禁止公用电力公司使用天然气发电。由于天然气探明储量增加，以及天然气发电的环保优势，使得政府放松了对天然气

发电的限制。1990年以后，独立发电商建设了大量燃气电厂。欧盟委员会1975年发布指令限制天然气用于发电，该项指令于1991年被取消，此后天然气发电迅速增加，燃气电厂大多签订了长期购售电合约。然而，由于新增电厂都采用天然气为燃料，严重影响了本国煤炭行业的发展，英国政府于1998年10月发表了“对发电能源的考察结论”白皮书，指出英国电力市场的运行规则使市场扭曲，电力批发价格持续偏高鼓励了新增燃气电厂而抑制了现有燃煤电厂，所以决定暂停天然气发电项目以使燃煤发电维持在一定的水平，从而保护煤炭工业。这项规定于2000年11月被取消。目前天然气发电主要受市场因素影响。美国电力市场中的独立发电商大多拥有燃气蒸汽联合循环电厂，大部分没有签订长期购售电合约，由于近期天然气价格的大幅度上涨，很多这样的独立发电商难以维持；西欧国家天然气资源有限，主要依赖进口，为保障供应安全，以长期照付不议合同为主，但是天然气供应和天然气发电也不可避免地受到天然气价格上涨的影响。

由于电力市场和天然气市场的开放和越来越多的天然气用于发电，新的天然气市场参与者大多是电力公司，他们自己建设LNG接受站并直接进口LNG，直接与天然气供应商签合同，要求较为灵活的合同气量，使用新的定价方式，这种方式降低了电厂的风险。在输电和输气方面，很多国家的输电和输气系统是一体化公司经营，如英国的国家电网和天然气网公司(NGT)拥有、运行和建设英国的主要输电系统和输气系统。

(2) 日本和韩国天然气发电的经验

由于本国天然气资源匮乏，日本和韩国的天然气市场发展主要依靠进口LNG，而大型的LNG项目走的是以开发大型工业用户为主的发展道路，即以发电为主的模式。在引进天然气初期，管网系统不发达，民用和商业用户需求有限，需要天然气发电这样的大用户来支撑大型的天然气引进项目，所以天然气发电是由LNG供应来推动的。韩国在引进天然气的最初几年，LNG长期照付不议合同靠天然气发电支撑，独立发电商与电力供应商及大用户之间签署长期购售电合约。发电用气在全国天然气消费中的比例最初较高，但这一比例随着城市天然气基础设施的建成，城市用气的比例逐渐上升而逐渐下降。事实证明，这种模式在日本和韩国是成功的。日本和韩国天然气供应方面成功的经验还有，供应商多元化，供应合同趋于更加灵活等。另外日本的发电容量构成是多样化的，尽管70%的天然气用于发电，但这部分电量只占总发电量的23%，而且40%的燃气电厂是燃气和燃油双燃料的。韩国的发电能源结构也很均衡，53%的燃气电厂是双燃料的。双燃料供应保障了燃气电厂运行的安全性。

(3) 南美地区天然气发电的经验和教训

南美地区天然气资源丰富，2002年天然气消费为890亿立方米，其中230亿立方米用于发电，天然气消费集中在阿根廷、巴西、智利、哥伦比亚和委内瑞拉五国。南美天然气市场受国家政策和地缘政治影响较大且各国情况差异较大。阿根廷拥有丰富的天然气资源，过去十年来燃气电厂持续增加，但是2002年财政和债务危机使得在天然气生产、运输和燃气发电设施的私人投资停顿，造成国家能源危机。在巴

西，投资者在等待政府出台明确的电力市场和天然气市场规则和监管体系，对于天然气发电的必要性，天然气工业界和发电商认为燃气电厂对天然气工业的发展起着至关重要的作用，而政府则认为水电更为经济，应该优先发展水电；智利从阿根廷进口天然气，建设了燃气电厂，2002年阿根廷经济危机时政府冻结了天然气价格，天然气开发商停工导致天然气短缺，使得智利无法得到合同规定的天然气量，燃气电厂无法运行；哥伦比亚有着较完备的天然气工业政策，过去十年来天然气工业迅速发展，在水电为主的电力系统中引入了燃气发电，但是近年来经济不景气使电力需求减少，直接影响到燃气电厂的经济性，现有的很多燃气电厂面临财务困难。南美天然气发电面临的主要问题有：1) 除了阿根廷以外，南美各国的天然气市场都不发达，因为供热需求很小，所以民用和商业用气市场很小，只有发电这一市场能够保证天然气产业链的巨大投资得以回收，而照付不议供气合同对电厂供气的灵活性较差，如果电力需求减少，首先是减少燃气电厂发电，由于电厂签有长期照付不议供气合同，又不能将天然气转卖，这给电厂带来很大困难；2) 由于燃气电厂无法与水电竞争，供电公司和大用户不愿与燃气电厂签订长期购售电合约，没有长期购售电合约，电厂项目的风险太大；3) 天然气供应安全性；4) 电力需求增长的不确定性；5) 对于天然气市场和电力市场发展缺乏有关的政策和监管体系。

从南美天然气发电中可以借鉴其供气合同的灵活性，例如，在阿根廷早期天然气市场，在签订照付不议合同之前，供气商同意在一年

内按照买方的需求供气；在哥伦比亚，为了在以水电为主的电力系统中推进天然气发电，哥伦比亚国有石油天然气公司 Ecopetrol 与发电商之间的供气合同规定了很低的照付不议量（25%），并且规定随着需求的增加可以修改该条款。在天然气市场的起步阶段，买卖双方签署了长期照付不议供气合同和照运不议运输合同，随着市场的发展，现货市场和二级市场已经出现在阿根廷、智利和哥伦比亚。市场主体就市场中的特殊问题达成特定的协议，如阿根廷的对发电商的可中断供气 and 可中断运输合同。

虽然南美的天然气市场开发是以管道气为主，不涉及LNG进口，但从南美天然气发电过程中，我们应该吸取如下教训：

1) 在天然气工业初期管网不发达，民用天然气需求有限的情况下，大型天然气项目没有燃气发电的支撑难以实施。被世界银行广为宣传的在发展中国家之间首次兴建的跨国境天然气管道波利维亚到巴西的大型天然气管道项目，就是因为不能启动相应的燃气发电项目而告失败；

2) 政府必须明确燃气电厂的地位，制定明确的政策。过去的5-10年是南美各国政府干预能源行业最少的时期，主要依靠市场来决定投资。而投资者则认为主要的投资障碍是缺乏明确和长期稳定的能源政策。在巴西，在与天然气发电相关的方面，如私有资本的作用、国有公司的作用、电力和天然气市场结构及市场规则、天然气发电在电力系统中的作用等，政府都没有明确的政策。对天然气行业也没有政策和法律。电力市场的开放也在没有建立合理的监管体系和市场规则

的情况下进行，这些问题导致巴西天然气项目建设无法进行。意识到政策的缺乏，目前各国政府开始重新干预能源市场，例如，阿根廷电力市场几乎完全是现货交易，而其天然气市场则基于长期合同，这两者之间是有矛盾的，为避免这样的矛盾，政府宣布修改市场规则，一方面建立天然气的二级交易市场，另一方面促进电力市场中的长期合同。在哥伦比亚，燃气电厂遇到的财务困难使得政府正在重新考虑天然气市场和电力市场的监管体系。

3.国际天然气贸易的变化趋势

在各国天然气工业解除管制、引入竞争和国际天然气贸易迅速发展的背景下，天然气贸易的形式也随着市场因素而变化。LNG市场形成初期，买卖双方通常是一对一的，以供应安全为首要目的，所以希望签订长期合同。传统的LNG合同有以下特点：（1）20年以上的长期合同；（2）卖方负责运输至合同约定的交货地点；（3）较高的照付不议量，如85%以上；（4）与原油价格紧密挂钩；（5）严格的交货地点；（6）季节气量灵活性小。

近年来，LNG供应方趋于多元化，购买方从供应安全第一转向降低风险第一，随着上游开发商的投资逐渐通过折旧收回，合同条款也逐渐放宽，更为灵活的商务模式逐渐代替传统的LNG模式。例如，日本签署了包括长期、中期、短期和现货的成套合同，这样可以灵活地适应需求的变化并规避风险。在欧洲也出现了新的交易协定和定价机制，例如将LNG价格与电力市场价格挂钩。中东的天然气开发商建立了LNG现货交易的协定，为现货交易提供了标准化的合同体系。新型

LNG合同的主要特点有：（1）合同期限缩短，由原来的20年以上缩短到15年以下，5到8年的中期合同增加；（2）价格方面，从原来只与原油挂钩逐渐转变为与当地的主要竞争能源（如煤炭等）或电力挂钩；（3）买方自行运输，买方可以控制船运并根据需求调整气量；（4）照付不议量减少；（5）有的合同允许买方将LNG转售给第三方；（6）在投资方面，过去只是开发商向下游投资，现在LNG采购商也开始向上游投资。

在欧美国家，天然气市场开放引入了管网的第三方准入，在负荷中心、输气管道交汇和有储气设施的地点，建立起了天然气交易市场（hub）。如美国的Henry Hub和英国的NBP（Notional Balancing Point），天然气现货市场和期货市场逐渐形成，天然气价格随着供需关系而发生变化，为长期合同提供参考，为风险规避提供手段。

4.国外天然气发电经验对中国的启示

国外天然气发电的发展历程为中国提供了以下可以借鉴的经验和教训：

（1）各国天然气工业发展过程中，政策因素和市场因素相互作用。一方面必须考虑价格等市场因素和国际商务模式；另一方面，天然气作为能源供应的重要组成部分，其决策涉及能源结构、能源安全以及环境保护，直接影响国计民生，不能完全放给市场。中国应该避免南美由于政策不明确而使天然气项目受阻的教训，尽快明确天然气发电在国家能源战略中的地位和发展方向，及时制定合理的政策，为正在进行的大型燃气项目解决目前所遇到的实际问题，并为未来天然气项

目的开发提供政策指导。

(2) 天然气工业的发展方式与当地资源和基础设施情况有关，在资源匮乏、管网不健全的地区，大型的国际性的天然气项目一般都要有发电项目的支撑，而资源有保障的国内小型项目则可以逐渐发展管网和市场，不一定要求有发电项目的支撑。中国天然气工业处于发展初期，在天然气市场和基础设施建设都不成熟的地区，大型LNG项目及进口管道气项目必须有燃气发电的支撑。

(3) 燃气发电的优点与其他发电能源相比是明显的，尽管各种不确定因素使天然气发电在经济性方面的风险增加，但是，作为清洁能源，天然气发电必然在未来的世界能源结构中占据重要的位置，起到重要的作用。国际天然气发电的实践表明，由于大型天然气项目（尤其是LNG项目）投资大，风险大，天然气市场建设和规避风险的能力在各国各地区发展不平衡，所以必须有长期合同来避免风险。和长期照付不议供气合同相对应，电厂必须与购电商签订长期购售电合约。即使在美国这样高度发达的市场，没有长期购售电合约的商业燃气电厂也因为气价的上涨而停运或倒闭，新的燃气电厂投资方都要求有长期购售电合约。对于中国来说，在天然气工业发展初期，燃气电厂与购电方签署长期购售电合约是较为合理的选择。

(4) 燃气电厂与电网的长期购售电合同需要满足电网和用户的需求。印度的第一个LNG项目就是因为燃气电厂的上网电价没有被用户接受而失败的。电网接受这一长期合约的方式因国而易。在泰国，电网通过直接承担电厂购气的“照付不议”义务来支持燃气发电。菲律宾

的燃气电厂也与电网签署了长期购售电合约。新加坡采用的是政府保证的长期购售电合约：在起初7~8年里，燃气电厂的容量电价的50%以电网内效益最高电厂的长期边际成本确定，而电量电价则由系统的边际成本来定。

(5)在国外，面对天然气发电的不确定性和风险，投资商通过多种手段来减少不确定性和规避风险，例如在购气和供电合同谈判中力争较为灵活的合同条款和条件（如长期、短期、现货合同的组合）、多样化的定价机制、建设适应性强的发电机组类型组合，以便在电力市场竞争中具有较大的灵活性等。随着中国电力市场改革逐步推进，新的交易品种和交易方式如辅助服务、期货市场等的引入会为发电商提供提高竞争力和规避风险的手段，所以，一方面政府应该针对特定的时期制定合理的政策；另一方面，随着市场的发展和成熟，投资商应该承担风险并以各种方式规避风险。

(6)在较早进行天然气市场和电力市场改革的国家，出现了天然气公司和电力公司融合的现象，这表现在技术上（天然气用来发电），贸易上（天然气发电商可以在天然气和电力市场之间套利交易）以及一体化市场运营上，这样可以提高天然气发电的运行灵活性，降低风险，提高竞争力。

(7)中国的能源资源条件，能源工业和电力工业结构有着自身的特点，天然气发电面临的问题不完全与其他国家相同。中国的情况在某种意义上与巴西类似，例如都是电力需求持续增长，天然气发电的竞争力不足，巴西目前对这些问题也没有以市场为基础的解决方法，

而巴西 90%以上是水电，南美地区有丰富的天然气资源，巴西也发现了储量丰富的天然气资源，中国与之有许多不可比之处。欧美国家天然气发电的情况也与中国不同，欧美国家天然气市场和电力市场的市场化机制已经建立起来，管网完善，民用、商业和工业天然气市场成熟，天然气发电的地位由市场决定，二氧化碳排放限制、对核电的态度、煤炭资源的限制等特点决定了天然气是欧美国家一项主要的发电能源选择，即使在这种情况下，天然气价格上涨也使天然气电厂竞争力下降，难以生存。而中国天然气资源稀缺，天然气价格昂贵，煤炭资源丰富，煤电为主的格局难以改变，电力市场改革刚刚起步，天然气工业也处于起步阶段。从近期看，天然气发电可以对大型天然气项目起支撑作用；从长远看，可以为城市燃气安全供应起到气源、气量调节作用，特定条件下可以起到电网调峰作用。所以，必须结合中国的实际制定出合理的可操作的政策措施。

四、中国天然气发电目前存在的主要问题

1.天然气发电缺乏竞争力

发展天然气发电面临的主要问题之一就是其经济性，特别是相对燃煤发电的竞争力。目前中国规划建设的燃气电站所面临的市场环境各有差异，但关于燃气电站经济性分析的结论是一致的：即燃气电站的上网电价高于同地区的脱硫燃煤机组的上网电价。

燃气电站的单位静态投资按平均水平（燃机设备打捆招标后的电站投资平均水平）3300元/千瓦，气价按1.3元/立方米（低位发热量

为 8100 千卡/立方米)，年发电利用小时数 3500 小时。在保证资本金内部收益率为 8% 时，燃气电站的上网电价为 0.407 元/千瓦时 (不含税)，0.476 元/千瓦时 (含税)。而目前东部沿海发达地区的新建燃煤电站的上网电价 (标杆电价) 一般为 0.38 - 0.43 元/千瓦时 (含税)。燃气电站的燃料成本占发电成本的 60% 以上，大于燃煤电站 40% 的燃料成本，因此，燃气电站上网电价受燃料价格变动影响更明显。

根据联合循环燃气机组和燃煤机组的相关技术经济参数分析两种发电方式的经济性。燃气电站的单位静态投资取 3300 元/千瓦，燃煤电站的单位静态投资取 4000 元/千瓦，年发电利用小时数为 3500 小时，若保证燃气发电与燃煤发电经济性基本一致(相同的上网电价和资本金内部收益率)，按热量计价，天然气与煤炭 (标煤) 的临界比价约为 2.4；在年发电利用小时数为 5000 小时时，其临界比价约为 2。当气价与煤价的比价高于临界比价，燃气电站与燃煤电站相比没有竞争力。

东部沿海地区近几年的平均标煤价格约为 350 元/吨，按此计算，中国天然气与标煤的价格比值在 3 以上。目前，广东地区燃气电站的 LNG 到厂气价初步定为 1.54 元/立方米 (低位发热量为 8940 千卡/立方米)，燃煤电站的平均标煤价格约为 480 元/吨，天然气与标煤的价格比为 2.5 左右。华东地区的天然气价格为 1.3 元/立方米左右 (低位发热量为 8100 千卡/立方米)，标煤价格按 400 元/吨计算，天然气与标煤的价格比为 2.8 左右。综合来看，中国东部经济较发达地区的天

然气与标煤的价格比均为 2.5 以上，高于气价与煤价的临界比价。

因此，在中国目前的能源价格状况下，燃气电站的低投资成本和高效率的优势并没有抵消煤炭对天然气的价格优势，联合循环燃气发电相对燃煤发电缺乏竞争力。

2.天然气发电面临履行购气照付不议合同的义务和参与电力市场竞争的双重压力

天然气及 LNG 行业是上、下游一体的特殊商业贸易链。按照 LNG 贸易的国际惯例，在新兴的天然气市场，供需双方要签订长期的照付不议型购售气合同，从而形成一条风险共担、风险相互传递的非常严密的商业链。因此，燃气电站必须按国际惯例与供气方签订长期照付不议购售气合同。在西气东输以及广东和福建的 LNG 项目中，燃气电厂都与供气方签署了长期的供气合同。

根据国家电力体制改革精神，要求取消电网与电厂之间签订的包销式长期购电合同，在电力市场中引入竞争机制。目前以及未来几年中国区域电力市场建设处于第一阶段，市场主体中的发电商基本上是一定规模的统调燃煤电厂，购电商是作为单一买方的省电网公司，交易品种为年度和月度电量，交易大多是以差价合约的方式。在未来的电力市场建设第二阶段中，市场主体逐步扩大，交易品种逐步增加，引入辅助服务市场。未来电力市场交易方式分为合约交易和现货交易，预计合约交易分为授权型合约交易和自主型合约交易，授权型合约交易主要是为履行国家政策，针对不同类型电厂（如可再生能源电

厂、热电联产电厂、径流式水电厂等),经政府授权,按照核定电价所签订的购售电合同。

由于天然气发电缺乏竞争力,在没有任何政策支持的情况下,在以煤电为竞争主体的国内发电市场上,燃气电厂的上网电量和电价具有很大的不确定性。

中国的天然气工业刚刚起步,需要一定时间的扶持和培育才能得以发展,而电力工业已发展到成熟阶段,市场竞争是大势所趋。这种局面使处于既位于天然气工业下游又位于电力行业上游的燃气电厂面临两难的境地。

3.天然气供气方式对燃气电站运行方式存在制约

从各地区的电力系统实际运行情况看,随着燃煤机组技术性能的提升和系统自动化程度的提高,解决调峰问题不存在技术障碍,关键是调峰的经济性问题。燃气机组具有运行灵活、启停迅速的技术优势,在经济合理的前提下,对电网的调峰和安全稳定运行是十分有利的。

但是,如果燃气电站按调峰方式运行,不仅要求气源可靠,供应稳定,而且供气要能适应电站日发电调峰及季节性变化的需要,具备较大的供气灵活性。因此要求供气方要有一定规模的调蓄能力(如建设储气设施等),满足天然气供应量变化的需要。同时天然气发电用气要尽量从门站或输气管干线直接购气,以降低购气成本,并减少民用气与电厂用气的相互干扰。

西气东输工程配套建设的燃气电站“照付不议”合同中将年合同

气量按 365 天平均分割到每日供气量 ,对超过日合同量的气量不作保证 ,致使电厂仅具备有限的日调峰能力 ; 广东 LNG 一期工程建设了两个储气罐 ,同样也无法满足电网的月和季调峰需求。由于供气方无法按发电需要供气 , 燃气电站的发电和调峰能力受到了较大制约。

五、主要结论与政策措施建议

1.主要结论

综合以上分析 , 本研究得出以下八点结论 :

(1) 中国必须大力发展天然气市场。中国的能源供应压力越来越大 , 煤炭供应能力受到产能、运输、安全和环保等制约 , 水电、核电、可再生能源大规模发展余地有限 , 此外 , 在能源消费结构中煤炭占近 70% , 优质能源比例太低 , 对环境治理形成巨大压力 , 尤其是沿海经济发达地区对优化能源结构、改善环境质量有着更强的紧迫性。天然气作为一种优质、高效的清洁能源和化工原料 , 对于改善中国的能源结构、保护大气环境、缓解石油供应紧张、提高能源利用效率 , 进而实现国民经济的可持续发展具有重要的保障和促进作用。其中中国东部沿海省市 , 由于经济发展速度快、能源缺乏、环境质量要求高 , 所以 , 对天然气的需求更加强烈。增加天然气在中国 (特别是沿海经济发达地区) 一次能源消费中的比例不但是优化能源结构、改善环境质量的现实选择 , 也是可持续能源供应的重要补充手段和能源优质化的主要途径。

(2) 中国在发展天然气市场过程中 , 用一部分天然气来发电将不

可避免，这一必要性在大型商业化天然气项目的起步阶段尤为重要。世界上许多国家天然气资源情况、基础设施以及能源结构不同，天然气工业的发展历程和消费结构也有所不同。但总体上说，要想在没有完善管网条件下快速启动天然气市场，需要天然气发电等大用户来支撑。在城市用气和工业用气比例大幅度提升后，更多的天然气可集中在城市燃气和高附加值的工业用气，而那时的燃气电厂设计更应考虑为城市燃气提供在气源气量上起调节作用。虽然从宏观和长远的角度看，我们不鼓励在中国将大量的天然气用于常规的纯发电部门，但从电力系统运行的角度来看，特别是从受电端的电力供应安全的角度看，适当发展一些燃气电厂还是很有必要的。尤其是电力需求大的地区，不应过分地依赖单一的燃煤发电，而应适当增加其它电源品种，包括燃气发电。

(3) 燃气发电是中国发电能源多元化的重要组成部分，有利于优化和调整电源结构。利用天然气发电有利于满足系统调峰需要，提高电网运行的安全性。而且，天然气发电可以在受环保和用地制约的大中型城市，作为负荷中心的重要电源，实现就近供电，提高电网稳定性。然而，商业性的天然气发电在我国还是一个新兴的产业。不光是电力部门在这方面没有相关的经验，政府部门也没有相应的政策来体现燃气发电的特殊性，加上竞争性电力市场和完善的市场规则还未建立起来，迫切需要在符合天然气产业发展和电力市场发展的结合点上为燃气发电制定相关政策。

(4) 燃气发电政策要避免一刀切。因为燃气发电项目处在天然气

项目和电力系统的交汇点，而天然气项目和该项目所处的电力系统都有各自的特性，所以不能在全国范围内实行一刀切的运行小时数和燃气电厂供气价格等政策。燃气发电的规模，布局，在天然气项目里所起的作用和在当地电网中的运行位置需要由天然气项目的发起方和地方电网在项目所在地政府的协调下共同决定。

(5) 天然气发电项目的成败直接决定了整个天然气项目的成败。日本和韩国的天然气工业是以LNG发电项目来支撑而发展起来的。印度在Maharashtra州的第一个LNG项目则是因为配套的电力项目受阻而失败。在南美天然气发电项目的失败也影响了天然气工业的发展，特别是玻利维亚到巴西这一跨国天然气管道因不能启动相应的燃气发电项目而告失败。目前，中国天然气市场处于发展初期，尚未形成完善的管网系统，天然气发电项目也将对整个天然气市场的开发，特别是LNG市场的开发，起着决定性的作用。

(6) 根据目前中国燃气机组和燃煤机组的造价水平，按热量计价，天然气与煤炭价格的临界比价为 2~2.4 (年发电利用小时数为 5000~3500 小时)。气价与煤价的比价高于临界比价，燃气电站与燃煤电站相比缺乏竞争力。近几年，中国的天然气与煤炭的价格比在 3 以上，目前东部经济发达地区天然气价格 (指目前西气东输气价和从澳大利亚进口 LNG 气价) 与煤炭的价格比仍在 2.5 以上，高于天然气与煤炭的临界比价。由此可见，燃气电站的低投资成本和高效率优势并没有抵消煤炭对天然气的价格优势，联合循环燃气发电与燃煤发电相比缺乏竞争力。随着国际市场 LNG 价格的不断攀升和国内天然

气价格的上调，天然气发电的市场竞争力将进一步减弱。同时，中国目前还没有在价格机制中充分反映燃气电厂的环保优势。在这一环境下，让燃气电厂与燃煤电厂竞争是不合理的。

(7)与其它电源相比，天然气发电有着许多特殊点。作为天然气产业的重要组成部分，天然气发电要与供气方签订长期照付不议购售气合同，同时燃气电站参与市场竞争。在目前的市场环境下，燃气发电与燃煤发电相比缺乏竞争力，如果没有政策支持，燃气电站在竞争性的电力市场中难以生存，进而影响到以燃气电站为市场支撑的大型天然气项目和中国刚刚起步的天然气工业。由于天然气项目投资大，风险高，天然气市场建设必须有长期合同来规避风险。与长期照付不议供气合同相对应，电厂需要与购电商签订长期购售电合同。

(8)从国际天然气市场环境变化趋势看，中国将面临着来自亚洲，美国和欧洲的越来越激烈的竞争和较高的天然气、LNG价格的压力。中国在天然气市场成熟程度和价格承受力方面都不如发达国家。中国政府应该从国家的能源供应安全以及总体能源战略角度，尽快明确对进口天然气/LNG等高效洁净能源的战略部署，积极营造能够充分利用好国内、国外两种天然气资源的国内环境，以吸引长期的天然气供应。

2.政策措施建议

基于上述结论，我们认为要从国家整体能源战略的高度，从全球市场竞争的角度来重视天然气/LNG 产业的发展 and 与之相关的燃气发

电问题。在本报告分析的基础上，我们建议政府采取如下政策措施：

(1) 要加快天然气市场的开发。这包括加大国内天然气资源的勘探、开发和利用力度，加快从俄罗斯和哈萨克斯坦进口管道天然气，推进广东和福建 LNG 项目的建设和供应合同的落实，并在条件成熟的其它沿海省市，适当建设一些规模与价格承受能力相适应的 LNG 项目。

(2) 加快开发天然气市场并不等于要大力发展燃气发电。将中国有限的天然气供应用于替代各行各业燃用石油和煤炭，具有比发电在环境保护、经济性、安全稳定等方面更大的战略意义。但考虑到大型燃气项目在起步阶段需要一定规模的燃气电厂来支撑，而电力系统也确实需要并能接纳一定规模的燃气电厂，因此，中国应该适度发展燃气发电。燃气发电的规模，电厂的布局，运行位置，建设时期等要按照项目所在地天然气资源和地方电网的特点，由天然气供应部门和电力部门共同研究提出方案。

(3) 明确上网电价和发电气价形成机制

1) 按照“天然气电厂发电上网必须完全服从所在地区电力市场的运营规则，按要求参与竞争上网”的原则，在市场竞争情况下，明确燃气电站的上网电价应通过竞争，由市场确定；在电力市场竞争规则完善之前，天然气电厂的上网电价可执行当地电网的加权平均上网电价，或根据当时当地峰谷上网电价水平，执行对应时段的峰谷电价。电厂运行方式、年发电利用小时数、发电上网的相关运行安排，以及需要与上游“照付不议”合同条款要求相衔接的其它技术要求和商务

安排等问题，由合约双方通过商务谈判解决，并在购售电合同中加以明确。

2)天然气电厂与天然气供应方之间的购售气合约，由双方通过商务谈判确定，包括供气方式、到厂气价和合同期限等。

3)以天然气电厂的上网电价反推的天然气价格（即发电气价）与合同确定的到厂气价的价差解决方案：

- ① 由省级地方政府主管部门、天然气发电方和供气方三方根据上年度平均上网电价水平来确定当年的发电气价；
- ② 当年合同气价与发电气价的差价部分由当地政府根据与供气方商定的补贴方式，向供气方提供补贴；
- ③ 地方政府补贴差额资金来源：经国家主管部门批准后，对本省电网企业的直接销售电量（不含发、用双边直接交易的合同电量）实行加价，收取差价补贴资金；有支付能力的地区可从地方财政支出部分差价补贴。

(4)降低发电用天然气气价，提高天然气发电的竞争力

1)对天然气开发利用实行更加优惠的税收政策

- ① 对天然气勘探开采企业，允许勘探投资以大于规定投资额的一定比例，在计算应税所得额时抵扣；
- ② 对天然气管道运输企业，从管道投入运营到全部投资回收、还清贷款之前，免征所得税和营业税；投资回收后，减半征收营业税；

③ 对进口LNG项目减免进口关税、进口增值税即征即退；

④ 对天然气发电企业增值税即征即退，免征所得税。

2)实行合理的分类气价

制定合理的分类气价，对不同类型用户、不同规模用户和不同时段（高峰、低谷）采取差别价格，建立有利于公平负担、体现用户和负荷特性的定价机制，引导天然气消费，优化用气结构。民用和商业用气市场开拓慢且峰谷差大，对供气安全性要求高，应该承受较高的气价。在工业用户中，用气规模越大，气价越低，用气越稳定均衡，气价越低，可中断用户气价最低。按照季节变化灵活调节气价，用气高峰时价格上浮，低峰时价格下调。

3)合理确定管输费

要坚持“保本微利”的原则，通过降低项目收益率（内部收益率控制在10%）、延长管道折旧年限（从现行10~15年延长到30~40年）等措施，合理确定并严格监管管输费（包括长输管道和城市管网），降低天然气用户（特别是天然气发电用户）的价格压力。

4)综合优化利用天然气资源

天然气以甲烷为主，甲烷含量占95%以上，称为“干气”，含有10%（mol）左右的 C_2 和 C_3 以及极少量的 C_4 ，称为“湿气”。据分析，利用LNG（湿气）的冷能，将 C_2 高效率、低成本分离出来，用作裂解原料替代石脑油生产乙烯，投资可节省30%，能耗降低30%~40%，综合成本降低10%。由此可使天然气成本降低0.3元/立方米左右，提高

LNG 的竞争力。

5)引入竞争和技术创新

在燃气电厂建设阶段 ,通过招标竞争来减少投资成本 ,降低电价。鼓励采用多种燃气发电技术 ,避免所有燃气电厂采用同一型号的大型联合循环燃气机组。鼓励采用双燃料、调峰性能好、价格应对能力强的单循环机组和总体能源利用效率高的中小规模分布式热电联产和热 ,电 ,冷多联产的燃气电厂。加快燃气发电设备研发和制造的本地化进程 ,以降低燃气电厂的设备投资成本。

(5)天然气发电上网电价应计入环保折价

为了体现天然气发电的环保价值 ,天然气发电的上网电价应将环保成本 (效益) 货币化计入。近期可先计入 SO₂ 的环保折价。

(6)明确燃气电厂参与电力市场的方式

燃气电厂应参与电力市场竞争 ,服从电力市场运营规则。在电力市场化机制完全建立起来之前 ,作为过渡 ,燃气电厂上网电价以当地电网的加权平均上网电价为基准。随着天然气市场的不断成熟、区域电力市场竞争机制的不断完善以及电力市场交易品种的丰富 ,在电力市场化机制完全建立起来之后 ,应全面参与市场竞争。燃气电厂可以参与电力市场中的合约市场和现货市场 ,可以与购电商签订适合各自特点的长期购售电合约 ; 可以通过金融合同等电力交易品种规避风险。同时 ,燃气电厂具有启停迅速、运行灵活的特点 ,可以参与辅助服务市场获得收益 ,从而提高竞争力。

(7) 提高供气灵活性和燃气电站的运行灵活性

近年来，国际天然气贸易合同的变化趋势是合同条款逐渐放宽，商务模式更为灵活，具体表现为合同期限由20-25年缩短为8-10年，现货市场交易增加，照付不议量减少，不同时段的天燃气提取量更为灵活等。为了解决供气方式与燃气机组运行的矛盾，供气公司应向上游争取更为灵活的供气合同，例如签订包括长期、中期、短期和现货的成套合同，供气公司和电厂之间应相互协调，使供气合同尽量适应电厂用气量的变化，以发挥燃气电站运行灵活的优势，满足电力系统调峰需要。燃气电站也可以采用双燃料方式，提高运行灵活性，增强在电力市场上的获利能力。

(8) 鼓励石油天然气企业控股投资建设燃气电厂

石油天然气企业作为发电用天然气的供应商和电力消费大户，要把天然气生产、运输和销售业务渗透到发电领域，将天然气和LNG供应商与发电企业形成一体化经营模式，避免了“发电”与“供气”之间存在的分割局面。可以有效降低其中的交易成本，从而提高燃气发电的竞争力，并可以使天然气发电整个链条上的商务谈判简化。

后 记

本项目是在中国天然气市场还不成熟,天然气发电缺乏一整套系统化解解决思路和政策措施的背景下,由国家发展和改革委员会能源局前巡视员白荣春同志的主持下组织开展的。该研究项目得到了能源基金会、中国海洋石油总公司、BP中国有限公司、Shell中国有限公司、TOTAL中国有限公司、Chevron中国有限公司的联合资助。课题组成员包括能源研究所周大地、杨青、杨玉峰、李际、薛新民、耿志成、姜鑫民,国家电网公司动力经济研究中心的蒋莉萍、王耀华、白建华、赵傲以及华北电力大学董军。总报告主要执笔人包括白荣春、杨玉峰、王耀华、蒋莉萍、董军;分报告一由杨玉峰负责组织完成;分报告二由王耀华负责组织完成。本研究的协调人为杨玉峰。

联合资助方的杨富强、陈新华、吴如虎、李旭、贾继忠、郭黎、裘铁岩、王万兴、郑洪弢、杜炼等同志作为能源专家在研究过程中为报告提出了许多宝贵意见。陈新华博士曾多次对总报告和分报告提出了重要的修改意见。

国家发展和改革委员会能源局王骏、吴贵辉、张玉清、胡卫平,价格司李才华等为本研究报告提出了重要的修改意见;电力企业联合会朱成章、中国海洋石油总公司唐振华、国家电力监管委员会刘保华、南方电力监管委员会杨昆、国家电网公司欧阳昌裕等对本研究报告提出了宝贵的修改意见。

上海市发展和改革委员会、广东省发展和改革委员会、浙江省发展和改革委员会、江苏省发展和改革委员会、福建省发展和改革委员会

会以及相关电网公司、燃气电厂、能源集团公司为课题组调研和研究报告征求意见做了大量工作。。

中国—欧盟能源环境项目办以及国际天然气协会Dick De Jong博士在本项目研究中提供了帮助。

课题组全体成员衷心向所有支持和关注本课题的领导、专家和学者表示最诚挚的谢意！