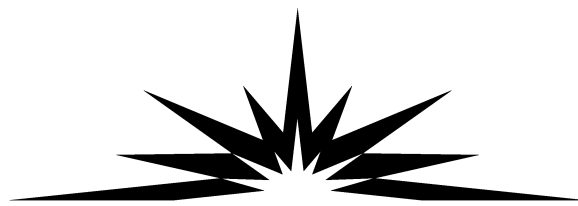


中国可持续能源项目

大卫与露茜尔·派克德基金会
威廉与佛洛拉·休利特基金会
能源基金会
项目资助号：G-1106-14185



分布式能源在优化中国能源结构 中的价值分析

中国城市燃气协会

2012年7月

前 言

我国当前已开始进入分布式能源规模化发展时期,2011年10月,由国家发改委、财政部、住房和城乡建设部、能源局联合发布了《关于发展天然气分布式能源的指导意见》(发改能源【2011】2196号文)^[1]。文中明确指出:目前,我国天然气供应日趋增加,智能电网建设步伐加快,专业化服务公司方兴未艾,天然气分布式能源在我国已具备大规模发展的条件。该文指出与传统集中式供能方式相比,分布式能源具有能效高、清洁环保、安全性好、削峰填谷、经济效益好等优势,推动天然气分布式能源发展具有重要的现实意义和战略意义。

分布式能源的许多效益并非体现于直接参与分布式能源建设的业主或开发商,而是体现在更广泛的群体,意指在个别集团和个人体现的效益与对更广泛的人群乃至全社会体现的效益之间有很大的差异,经济学称之为“外差因素”,如果这种“外差因素”不加以考虑就会成为阻碍市场发展的一个重要的因素。换言之,只有我们的政策和体制机制能够体现包括“外差因素”在内的全面的效益,使各行业、各社会人群的经济利益协调共融,才能鼓励最有效的社会投资,刺激市场发展,转化成分布式能源可持续发展的内在驱动力。

本课题的研究以科学发展观为引领,采用“整体论”的观点和方法,考虑了这种“外差因素”的影响,对四部委文件《关于发展天然气分布式能源的指导意见》规定的分布式能源发展目标进行了节能减排效果的定量分析,提出了“深化研究分布式能源总体价值”的理念

和一体化分析模型。以此把社会对分布式能源优势已有的认识，如节能、减排、环保、安全供能等，引申到更广泛、更深入的层次，为今后对分布式能源继续深化研究提供了方向和途径。中国的国情与“整体论”和“外差因素”直接相关的问题首先是如何消除行业间的壁垒，如电力行业长期以来对分布式能源发展存在的疑虑和其它体制机制的障碍，必须从理论和实际意义上找出分布式能源的发展对不同行业和社会利益共同点的共同点，把各种消极因素转化成积极因素。为此，本课题在分布式能源的价值研究时，相关联地研究了这一新兴产业对于电力和燃气供应行业带来的影响，着重于电网与燃气供应的“调峰”问题。关于“价值”问题的整体性的研究方法建立了本课题各章节内容的内在联系，并在此基础上对分布式能源的规模化发展提出一些有针对性的政策建议。

编 者

目 录

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | 发展分布式能源的战略意义 | 6 |
| 1.1 | 能源结构调整及其对环境的影响 | 7 |
| 1.1.1 | 能源与能源结构的组成 | 7 |
| 1.1.2 | 能源结构的环境影响 | 8 |
| 1.1.3 | 改变能源结构的世界潮流 | 12 |
| 1.2 | 中国能源结构现状及调整的需求 | 16 |
| 1.2.1 | 中国能源结构现状 | 16 |
| 1.2.2 | 中国与世界能源消费结构的差异 | 17 |
| 1.2.3 | 能源结构调整目标与天然气发展战略 | 21 |
| 1.3 | 规模化发展天然气分布式能源的历史新阶段 | 25 |
| 1.3.1 | 天然气分布式能源的发展历程 ^{[7][8]} | 25 |
| 1.3.2 | 天然气分布式能源基本特征和技术经济的优势 | 27 |
| 1.3.3 | 规模化发展天然气分布式能源的条件基本成熟 | 31 |
| 1.4 | 中国发展分布式能源的路线图 | 35 |
| 1.4.1 | 国家发改委四部委文件的历史意义 | 35 |
| 1.4.2 | 借鉴国外经验加紧政策配套落实 | 37 |
| 1.4.3 | 有效地实施天然气分布式能源的路线图 | 41 |
| 1.4.4 | 深化对分布式能源总体价值的认识 | 43 |
| 1.4.5 | 发挥分布式能源与电力系统的相互支撑作用 ^[9—13] | 44 |
| 2 | 规模化发展分布式能源的价值分析 | 49 |
| 2.1 | 实现分布式能源发展目标效果的量化分析 | 50 |
| 2.1.1 | WADE 经济模型预测 ^[15] | 50 |
| 2.1.2 | ENET 能源环境模型预测 | 54 |
| 2.1.3 | 实现既定分布式能源发展目标的节能减排效果 | 66 |
| 2.2 | 深化认识发展分布式能源总体价值 ^[18] | 67 |
| 2.2.1 | 树立深化认识分布式能源总体价值的理念 ^[19] | 67 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 2.2.2 | 分布式能源整体价值的一体化分析模型..... | 68 |
| 2.2.3 | 分布式能源的总体价值分析..... | 70 |
| 2.3 | 分布式能源对电力与天然气供应系统的影响..... | 72 |
| 2.3.1 | 分布式能源对电力供应系统影响综述 ^{【20-21】} | 72 |
| 2.3.2 | 分布式能源对天然气供应系统的影响..... | 79 |
| 3 | 分布式能源参与电力系统调峰的可行性研究..... | 80 |
| 3.1 | 分布式能源调峰的概念和现状..... | 80 |
| 3.1.1 | 电网调峰的一般概念..... | 80 |
| 3.1.2 | 国内电力调峰的现状和问题 ^{【22】} | 84 |
| 3.1.3 | 分布式能源参与调峰的可行性与措施..... | 95 |
| 3.2 | 分布式能源电网调峰工程应用..... | 101 |
| 3.2.1 | 分布式能源调峰与抽水蓄能等调峰方式的比较 ^{【28-29】} | 101 |
| 3.2.2 | 天然气分布式能源调峰电厂工艺流程..... | 104 |
| 3.2.3 | 几种类型燃气电厂的调峰特性比较 ^{【30】} | 106 |
| 3.3 | 发展分布式能源调峰的管理机制—建立热电气联供联调平台 ^{【31】} | 107 |
| 3.3.1 | 发展区域热电气联供联调平台的必要性..... | 107 |
| 3.3.2 | 北京市热电气联调联供平台的建立..... | 108 |
| 3.4 | 华北与国内电网发展趋势 ^{【32-33】} | 114 |
| 3.4.1 | 华北与全国电力需求发展预测..... | 114 |
| 3.4.2 | 我国风电开发格局及风电输送..... | 119 |
| 3.4.3 | 风电出力与反调峰特性..... | 123 |
| 3.4.4 | 我国电网发展格局促进分布式能源发展..... | 127 |
| 4 | 分布式能源对天然气供应系统的影响分析..... | 132 |
| 4.1 | 天然气供应系统调峰的基本概念及方式 ^{【34】} | 132 |
| 4.2 | 国外天然气供应、调峰现状 ^{【35-42】} | 134 |
| 4.3 | 国内天然气供应和调峰..... | 140 |
| 4.3.1 | 国内燃气发展规划..... | 140 |
| 4.3.2 | 国内天然气调峰现状及问题..... | 141 |
| 4.4 | 分布式能源对天然气供应系统的影响分析..... | 147 |

| | | |
|----------|--------------------------------------|------------|
| 4.4.1 | 城镇燃气用户的用气规律 | 147 |
| 4.4.2 | 分布式能源季节调峰的作用分析 | 153 |
| 4.4.3 | 分布式能源与城市燃气发展规划的共同发展 | 169 |
| 4.4.4 | 分布式能源调峰的经济分析 | 170 |
| 4.4.5 | 政策和机制的保证 | 172 |
| 5 | 分布式能源发展战略和政策建议 | 175 |
| 5.1 | 国内外分布式能源产业发展政策现状 | 175 |
| 5.1.1 | 国外典型国家的政策分析 ^{【45—47】} | 175 |
| 5.1.2 | 我国的相关产业政策分析 | 182 |
| 5.2 | 分布式能源的经济性分析 | 191 |
| 5.2.1 | 国外情况简介 | 191 |
| 5.2.2 | 国内典型案例经济性分析 | 193 |
| 5.3 | 分布式能源价格政策分析 | 203 |
| 5.3.1 | 深圳市冷热负荷分析 | 203 |
| 5.3.2 | 产业发展指导思想和基本原则 | 205 |
| 5.3.3 | 分布式能源定价机制 | 207 |
| 5.4 | 分布式能源产业发展存在的主要问题 | 221 |
| 5.4.1 | 体制机制上统筹不足 | 221 |
| 5.4.2 | 技术规范标准缺乏 | 223 |
| 5.4.3 | 项目投资吸引力弱 | 223 |
| 5.4.4 | 各利益主体协调难度大 | 224 |
| 5.4.5 | 项目并网成本不可控 | 225 |
| 5.5 | 分布式能源发展战略及政策的建议 | 225 |
| 5.5.1 | 发展分布式能源的基本原则 | 225 |
| 5.5.2 | 发展分布式能源的主要思路 | 228 |
| 5.5.3 | 发展分布式能源的政策建议 | 229 |

1 发展分布式能源的战略意义

从 1978 年改革开放以来，中国经济持续快速增长，能源生产和消费也在快速增加，随着中国工业化、城镇化加快发展和全球经济一体化不断深入，中国的能源安全、环境保护和应对气候变化问题日益严峻和突出。中国能源发展面临一些深层次的矛盾和问题，主要原因之一是能源结构以煤炭为主体，清洁优质能源的比重偏低。多年来，中国煤炭占一次能源生产总量的比例一直居高不下，一般维持在 70%-75% 左右，远远高于国际平均的水平。电力结构也呈现以煤为主的特征，中国煤炭的一半以上是用于发电，大约 78% 的电力装机是以煤为燃料的火电机组。而发电量的 84% 来自煤电。煤炭大量开采、消耗带来了生态环境破坏和水资源的污染，应对全球气候变化的压力也日益加大，给中国的经济社会发展带来了新的挑战。因此，能源结构优化调整已经迫在眉睫，根本的出路在于落实科学发展观，在进一步实施节能优先战略的基础上，实行能源多元化、清洁化发展。未来 10 年，中国将从自身的国情出发，强化节能减排措施，走低碳经济之路，“少用煤，发展气”，力争到 2020 年，天然气在一次能源消费结构中的比重，由现今的 3.9% 增至 10-12%，相应的煤炭所占比重由 70.7% 减少至 57% 左右。

本章内容主要从能源结构调整应对全球气候变化，发展低碳经济，和发展天然气产业对调整能源结构的影响的角度综述发展分布式能源的重要战略意义。从能源结构调整及其对环境的影响、中国能源结构现状及调整的需求、规模化发展天然气分布式能源的历史新阶段、

中国发展分布式能源的路线图四个方面分析发展分布式能源的现实与长远影响。

1.1 能源结构调整及其对环境的影响

1.1.1 能源与能源结构的组成

自然界中可直接取得而又不改变其基本形态的能源称为一次能源，或称初级能源。由一次能源经过加工转化成另一种形态的能源产品称为二次能源，或次级能源。一次能源中又可分为常规能源和非常规能源。在一定历史时期和技术条件下已被广泛利用的能源称为常规能源。许多自然界原始形态的能源，如太阳能、风能、生物质能等若能采用先进方法加以广泛利用可称之为新能源或非常规能源。常规能源中又分为可再生能源和不可再生能源。可再生能源指在自然界中可以得到再生并有规律地得到补偿的能源；不可再生能源指经过亿万年生成、短期内无法恢复，随着不断地开采储量不断减少的能源。根据能源在市场流动或买卖的特性又可分为商品能源和非商品能源。

表 1-1 商品能源和非商品能源分类

| | | 可再生能源 | 不可再生能源 |
|------|-----------------|---|---------------------|
| 一次能源 | 商品能源 | 水力(大型) 核能(增殖堆) 地热 生物质能(薪柴秸秆、粪便等) 太阳能(自然干燥等) | 化石燃料(煤、油、天然气) 核能 |
| | 传统能源 (非商品能源) | 水力(水车等) 风力(风车、风帆等) 畜力 | |
| 二次能源 | 非常规能源 | 生物质能(燃料作物制沼气、酒精等) 太阳能(收集器、光电池) 水力(小水电) 风力(风力机等) 海洋能 地热 | |
| | 新能源 | | |
| 二次能源 | | 电力、煤炭、沼气、汽油、柴油、煤油、重油等油制品、蒸汽、热水、压缩空气、氢能等 | |

所谓能源资源是指可以为人类利用获取能源的自然资源称为能源资源。能源资源的来源可分为三类：

第一类能源资源来自于太阳能，除了直接的太阳辐射能外，通常的化石资源如煤、石油、天然气、生物质、水能、风能、海洋能等资源都间接来自太阳能。

第二类能源资源如原子能、地热能。

第三类能源资源是天体星球如地球、月球、太阳等相互间的运动和位置变化等因素形成的能，如潮汐能^[2]。

1.1.2 能源结构的环境影响

能源结构主要体现在各类一次能源生产与消费的比例、也体现在二次能源如电力等的生产和转换方式的不同。一个国家的能源结构受多种社会经济因素的制约和影响，又对社会经济的发展有极大的反作用力。随着各个国家的人口、经济增长、自然资源禀赋、能源系统的历史发展、环境影响、能源投资、能源效率的不同，能源结构存在巨大的差异。当今世界衡量能源结构是否科学合理的标准集中表现在能否促进社会经济的可持续发展，特别是能否符合应对世界气候变化的要求。

能源结构对环境的影响是能源的生产使用过程中对环境产生的巨大作用。对环境的影响有局部的、跨国性的、和全球性的三种类型。局部影响如在一国或国内的部分地区，表现为城市污染、土地及森林破坏、放射废物、水质恶化；跨国性的如酸雨、诱发地震、

海洋污染、核放射；全球性的如温室气体、气温升高、臭氧层破坏等。

全球温室气体 CO_2 的浓度变化随着世界几次工业革命发生呈阶梯型的上升，到 1985 年达到 $345\text{mm}^3/\text{m}^3$ 。造成地球表面温度的上升和全球气候的变化。过去一百年间温室气体浓度的增加已使地球表面温度上升了 0.3-0.6 度，而能源的生产和使用是 CO_2 的主要排放源，如图 1-1 所示：

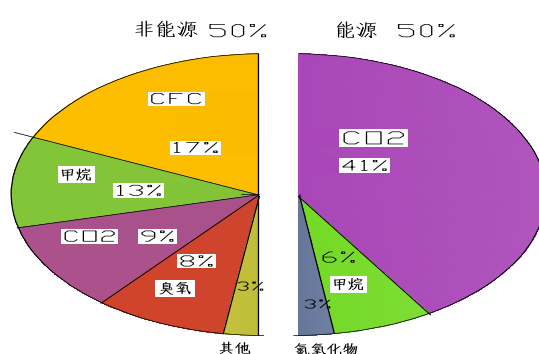


图 1-1 能源的利用与排放

气候变暖对地球的影响是多方面的，可以影响大气环流的变化、改变雨量地区与季节的分布、引起多发水旱地震灾害、引起极地冰融化海水上涨、台风海啸、引起疾病直接威胁人类健康等。如果不解决地球温度不断升高的问题就会最终影响人类和地球的生存质量。

不同的能源结构，利用不同种类的一次能源进行人类生活和生产活动会产生不同的 CO_2 和温室气体的排放，产生不同的环境影响。

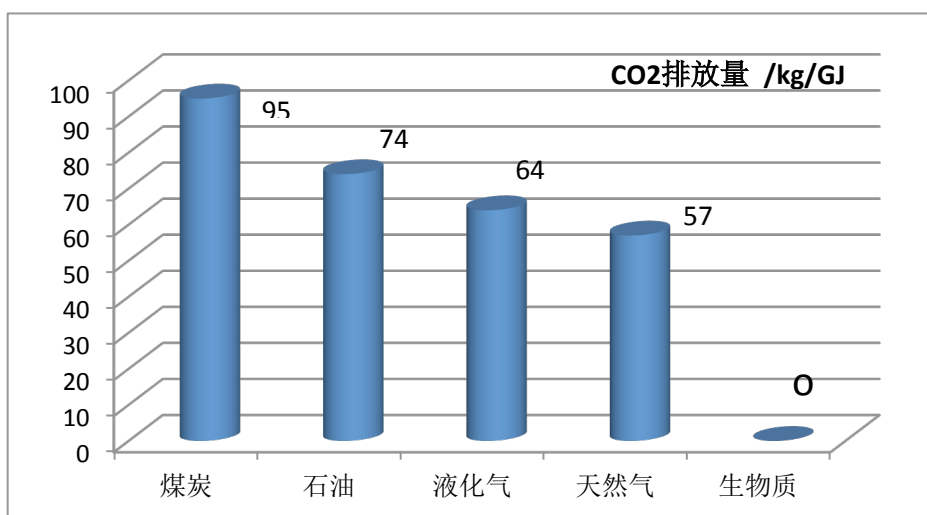


图 1-2 各种能源方式 CO₂ 排放量

为了减低 CO₂ 温室气体的排放就必须更多的采用清洁能源、扩大一次能源中清洁能源如天然气的生产和消费比例、发展清洁能源技术，如清洁煤技术、先进燃烧技术、污染物控制技术、尤其是发展天然气生产和消费比例。

在我国能源和电力构成中，煤炭所占比例最大，提供了 80% 的电力。煤炭发电的污染物主要有 SO₂、NO_x、CO₂、CO、粉煤灰、炉渣、TSP（悬浮颗粒物），其中 SO₂ 是常规煤电的首要污染物，NO_x 是第二大污染物。大量燃煤电厂所带来的煤烟型大气污染对我们赖以生存的环境产生了严重的影响和损害，已成为制约我国经济和社会发展的的重要因素。分布式能源方式以天然气为发电原料，与燃煤火电机组相比，能大大减小污染物的排放。表 1-2 给出了燃煤机组和天然气发电机组的污染排放数据比较。

表1-2 各种发电技术的污染排放数据

单位: g / kW·h

| 发电方式 | SO ₂ | NO _x | CO ₂ | CO | NO _x TSP | 灰 | 渣 |
|--------|-----------------|-----------------|-----------------|--------|------------------------|--------|-------|
| 常规燃煤发电 | 8.556 | 3.803 | 822.802 | 0.124 | 0.1901 | 52.278 | 14.26 |
| 脱硫煤发电 | 0.4278 | 3.803 | 822.802 | 0.124 | 0.1901 | 52.278 | 14.26 |
| 燃气轮机 | 0.000928 | 0.6188 | 184.0829 | 0.1702 | 0 | 0 | 0 |
| 燃气内燃机 | 0.0232 | 4.7954 | 170.1607 | 1.2221 | 0 | 0 | 0 |

与燃煤电厂相比，天然气发电对环境的影响要小得多，其 SO₂ 和固体废弃物排放几乎为零，温室气体（CO₂）减少 50%以上，TSP 减少 95%，经处理后的 NO_x 排放可以降低到极小的浓度。此外，占地面积与耗水量均减少 60%以上。这些数据充分表明，在日益严峻的环保形势下，天然气发电对生态环境的贡献是很显著的。合理的上网电价应将环境成本（效益）货币化计入，则可体现出天然气发电的环境价值，有学者将我国目前的排污收费标准按照我国由于环境污染和破坏所造成的实际损失与每年排污收费的比值折算，估算出了我国电力工业污染物的环境价值标准，如表 1-3 所示。

表1-3 电力行业污染物环境价值标准

| 污染物 | SO ₂ | NO _x | CO ₂ | CO | TSP | 灰 | 渣 |
|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|------|------|------|------|
| 环境价值 (元/ kg) | 6.00 | <u>8.00</u> | 0.023 | 1.00 | 2.20 | 0.12 | 0.10 |

天然气分布式能源的环境效益可以用相对燃煤发电生产同等容量可利用电能所减排的污染物的环境损失来衡量。用 V_{EV} 表示分布式能源的环境效益，可以用下式计算：

$$V_{EV} = \sum_{i=1}^N V_{ei} \times (Q_i^{CP} - Q_i^{NG})$$

式中： V_{ei} 为第 i 项污染物的环境价值； N 为燃煤发电污染物的种类； Q_i^{NG} 表示分布式能源第 i 项污染物的排放量； Q_i^{CP} 表示燃煤发电机组第 i 项污染物的排放量。

若以常规燃煤发电（非脱硫）为参照，分布式能源的环境效益为 6.523 分/千瓦时，这还不包括减少占地和耗水所产生的生态价值。

因此，天然气分布式能源发电的上网电价应考虑清洁能源的环境价值，不能简单地与燃煤电厂的低价电来对比。

1.1.3 改变能源结构的世界潮流

1.1.3.1 应对世界气候变化的行动

自上世纪八十年代以来，世界范围为了应对世界气候变化，针对温室气体减排问题召开了一系列国际会议。

1992 年 6 月 4 日在巴西里约热内卢举行的联合国环境与发展大会（地球首脑会议）上通过了《联合国气候变化框架公约》，中国是公约缔约国之一。这是世界上第一个为全面控制二氧化碳等温室气体排放，以应对全球气候变暖给人类经济和社会带来不利影响的国际公约，也是国际社会在应对全球气候变化问题上进行国际合作的一个基本框架。

1995 年以来，公约缔约国每年召开一次大会。1997 年 12 月 11

日，第3次缔约方大会在日本京都召开。149个国家和地区的代表通过了《京都议定书》，规定从2008到2012年期间，主要工业发达国家的温室气体排放量要在1990年的基础上平均减少5.2%，其中欧盟将6种温室气体的排放削减8%，美国削减7%，日本削减6%。

2003年11月在蒙特利尔举行大会，“东京议定书”生效。

2007年11月巴厘岛第13次缔约方会议，着重讨论“东京议定书”一期2012年到期后如何降低温室气体排放问题。通过“巴厘岛路线图”。

2009年12月7日，192个国家的环境部长和其他官员们在哥本哈根召开联合国气候会议，商讨《京都议定书》一期承诺到期后的后续方案，就未来应对气候变化的全球行动签署新的“哥本哈根协议”。

中国是最大的发展中国家，为应对世界气候变化已经做出了巨大贡献，并向世界发出庄严的承诺。我国在哥本哈根大会上曾向世界作出庄严承诺：一是到2020年，非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右。二是到2020年，单位GDP二氧化碳排放强度比2005年下降40%~45%。

1.1.3.2 改变能源结构的世界潮流

为了应对世界气候变化，发展清洁能源和可再生能源，改变能源结构已成为当今世界的潮流。能源消费结构是指某个统计期内按能源品种分类的能源消费量及其占国民经济能源总消费量比例。改变能源结构包括改变一次能源结构和改变一次能源向二次能源的转换方式。

世界各国根据国情和资源禀赋的特点虽然有所侧重，但共同的目标是如何提高能源效率，减少一次能源的消耗，减少温室气体的排放。2005年，在苏格兰召开的八国集团（G8）峰会上，就共同推进世界气候变化问题，各国首脑表示支持采用清洁化石燃料发电、提高能源效率，推进“清洁燃料规划”。

以美国为代表的经济发达国家相继成立国家机构推行发展清洁能源规划。美国能源部的国家清洁能源应用中心，重点推广热电（冷）联产（国外统称“CHP”）技术，旨在应对气候变化、能源需求增长、能源价格上涨、能源供应安全等多种问题。该机构作为CHP信息交流平台和实施CHP项目的中心，由终端用户、建筑与工程机构、政府管理部门、电力规划机构组成。其职能包括宣传、培训、评估、技术支持、融资等等。国家清洁能源应用中心使美国能源部、区域能源中心、国家环保署、联邦热电联产协会、世界多个相关组织如世界分布式能源联盟（WADE）等组织保持密切联系，在国内及各大区（各区含几个州）都建立了发展清洁能源相应的机构。

美国是天然气分布式能源技术的积极倡导者，已建有6000多座分布式能源站，其中大学校园200多个、医院170多所。美国的分布式能源装机容量最大，超过82GW，占全国电力装机容量的7.8%，总发电量超过162 TWh，占全国总发电量的4.1%。在欧洲，丹麦、荷兰和芬兰等国天然气分布式能源发电量已超过该国总发电量的30%，英国只有6000多万人口，但是分布式能源站就有1000多座。世界各国总发电量中约10.2%来自分布式能源。^{【3】}

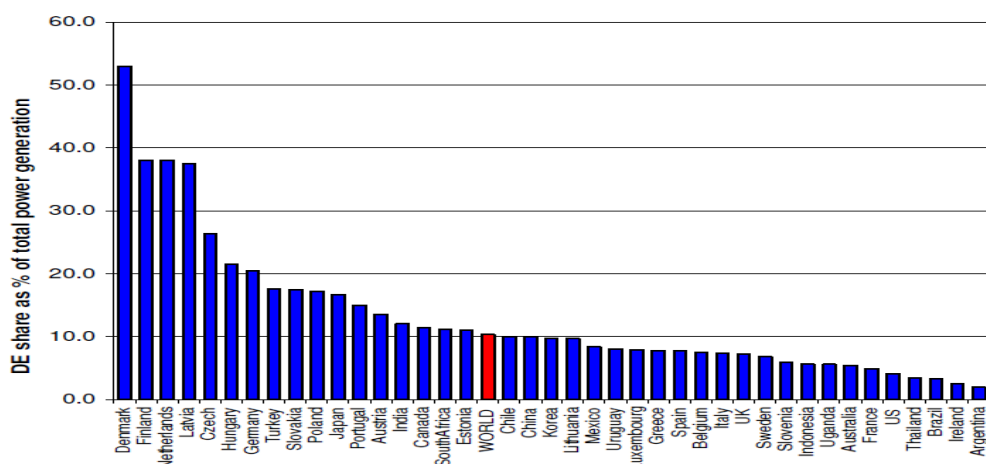


图 1-3 各国分布式能源总发电量占比

表 1-4 各国分布式能源装机容量及总发电量

| 国家 | 分布式能源装机容量 (GW) | 占全国电力装机容量比例 (%) | 分布式能源总发电量 (TWh) | 占全国总发电量比例 (%) |
|------|----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| 美国 | 82 | 7.8 | 162.2 | 4.1 |
| 英国 | 5.9 | 7.3 | 28.1 | 7.2 |
| 德国 | 45 | 36 | 125 | 20.5 |
| 日本 | 39 | 14.3 | 190.6 | 16.7 |
| 印度 | 18.7 | 19.9 | 68.2 | 13.8 |
| 加拿大 | 14 | 12 | 65 | 11.4 |
| 澳大利亚 | 4.0 | 8.9 | 11.5 | 5.4 |
| 捷克 | 6.4 | 36.8 | 20 | 26.4 |
| 巴西 | 3.9 | 4.4 | 13.2 | 3.3 |
| 韩国 | 6.1 | 9.4 | 32.4 | 9.8 |
| 墨西哥 | 5.9 | 11.5 | 18.8 | 8.4 |
| 波兰 | 8.4 | 24.3 | 26.5 | 17.2 |
| 泰国 | 4.6 | 16.2 | 4.2 | 3.4 |
| 土耳其 | 4.3 | 12.0 | 26.2 | 17.6 |

国外采用以CHP为核心技术的分布式能源发展经验表明，首先是政府的引导和支持，把发展分布式CHP置于国家能源安全和应对气候变化的战略高度。政府组织力量制定战略决策，建立法制体系，制定总体规划，成立执行与监管机构，研究发展潜力和存在的障碍，提出整体解决方案。国外的发展实践证明，发展分布式能源不能过分依靠

经济刺激，更需要的是找准关键性的障碍和建立有针对性的政策和机制。具有普遍性的障碍包括：在经济与市场方面，缺乏合理的电、气价比例和合理的上网价格；在管理机制方面，缺乏并网的法制保障和不透明的审批程序；在社会人文方面，缺乏对分布式能源的认识；在效益评价方面，未能把分布式能源节能减排的社会效益纳入市场运作机制。为了解决上述障碍，各国政府相继制定了很多相关政策，例如：经济与财政方面的投资补贴、财政税收优惠、研究发展基金等；制定并网标准、规定电力供应中分布式发电占有确定的份额；政府机构运用合同能源管理机制大力推进示范项目；发展区域型供暖（冷）与燃气冷热电联供的耦合能源系统；建立碳排放交易机制，考虑分布式能源对社会总排放量的积极因素；通过宣传教育提高全社会对分布式能源的优势的认识，促进分布式能源技术进步与商业化应用。由此可见，发达国家发展分布式能源等清洁能源技术的经验值得我国借鉴。

1.2 中国能源结构现状及调整的需求

1.2.1 中国能源结构现状

中国是以煤为主的能源结构，与一些发达国家（如美国）的能源结构有很大差异。煤炭在美国能源消耗中所占比例约为 22%，而中国的比例则约为三分之二。作为发展中国家，中国由于历史的原因，石油、天然气资源相对不足，探明可采储量只占世界的 2.4%和 1.2%；而煤炭却占世界探明储量的 14%左右。“富煤、少气、缺油”的资源条件决定了中国能源结构是以煤为主。近年来能源消费迅速增长，

2000 年中国的能源消耗量只是美国的一半，现在已成为能源消费世界第一大国。这在很大程度上归因于中国经济逐年较快速度的增长，而中国目前的能源强度（即单位国内生产总值(GDP)能耗）仍是美国的三倍。煤炭是 CO₂ 排放的主要污染源，这也正是中国面临遏制二氧化碳排放和环境压力的主要原因。近二、三十年来中国一次能源的消费比例变化不大，可以预测在未来的很长一段时期以煤为主的结构不会有根本的转变。2009 年以前的一次能源消费比例如下图 1-4 所示：

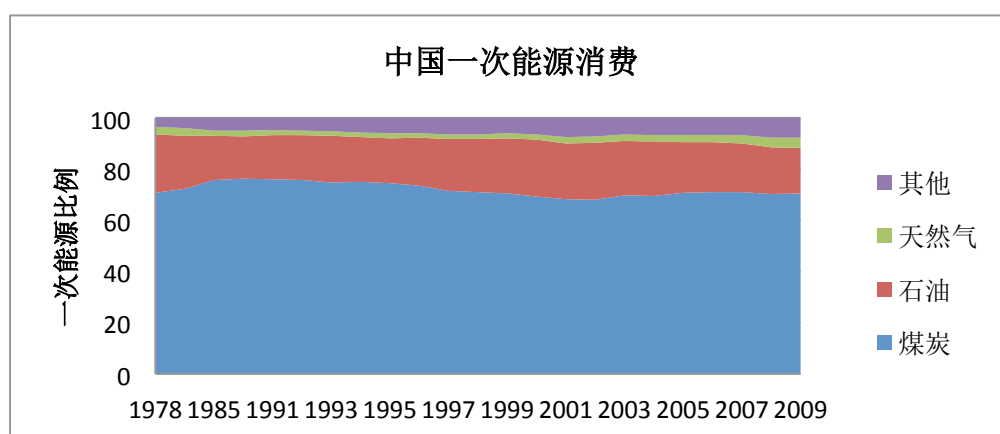


图 1-4 中国一次能源消费图

1.2.2 中国与世界能源消费结构的差异

中国能源消费结构与世界能源消费结构相比存在较大的差异。据 2009 年统计，在一次能源消费中，石油在中国的消费比重为 17.9%，世界平均水平为 34.8%，中国比世界平均水平低 17 个百分点；天然气在中国消费比重为 3.9%，低于世界平均水平(23.8%)20 个百分点左右，而中国的煤炭消费比重高达 70.4%，高于世界平均水平 (29.4%)

40 多个百分点；中国的核电只有不到 1%，而世界平均水平达到了 5.5%。能源消费结构差异巨大，可以调整的空间也很大。

图 1-5、图 1-6 显示了中国与世界一次能源结构的明显差异。

表 1-5 中国能源消费结构表

| | 煤 | 石油 | 天然气 | 其他 |
|------|------|------|-----|-----|
| 1980 | 72.2 | 20.7 | 3.1 | 4 |
| 1985 | 75.8 | 17.1 | 2.2 | 4.9 |
| 1990 | 76.2 | 16.6 | 2.1 | 5.1 |
| 1991 | 76.1 | 17.1 | 2 | 4.8 |
| 1992 | 75.7 | 17.5 | 1.9 | 4.9 |
| 1993 | 74.7 | 18.2 | 1.9 | 5.2 |
| 1994 | 75 | 17.4 | 1.9 | 5.7 |
| 1995 | 74.6 | 17.5 | 1.8 | 6.1 |
| 1996 | 73.5 | 18.7 | 1.8 | 6 |
| 1997 | 71.4 | 20.4 | 1.8 | 6.4 |
| 1998 | 70.9 | 20.8 | 1.8 | 6.5 |
| 1999 | 70.6 | 21.5 | 2 | 5.9 |
| 2000 | 69.2 | 22.2 | 2.2 | 6.4 |
| 2001 | 68.3 | 21.8 | 2.4 | 7.5 |
| 2002 | 68 | 22.3 | 2.4 | 7.3 |
| 2003 | 69.8 | 21.2 | 2.5 | 6.5 |
| 2004 | 69.5 | 21.3 | 2.5 | 6.7 |
| 2005 | 70.8 | 19.8 | 2.6 | 6.8 |
| 2006 | 71.1 | 19.3 | 2.9 | 6.7 |
| 2007 | 71.1 | 18.8 | 3.3 | 6.8 |
| 2008 | 70.3 | 18.3 | 3.7 | 7.7 |
| 2009 | 70.4 | 17.9 | 3.9 | 7.8 |

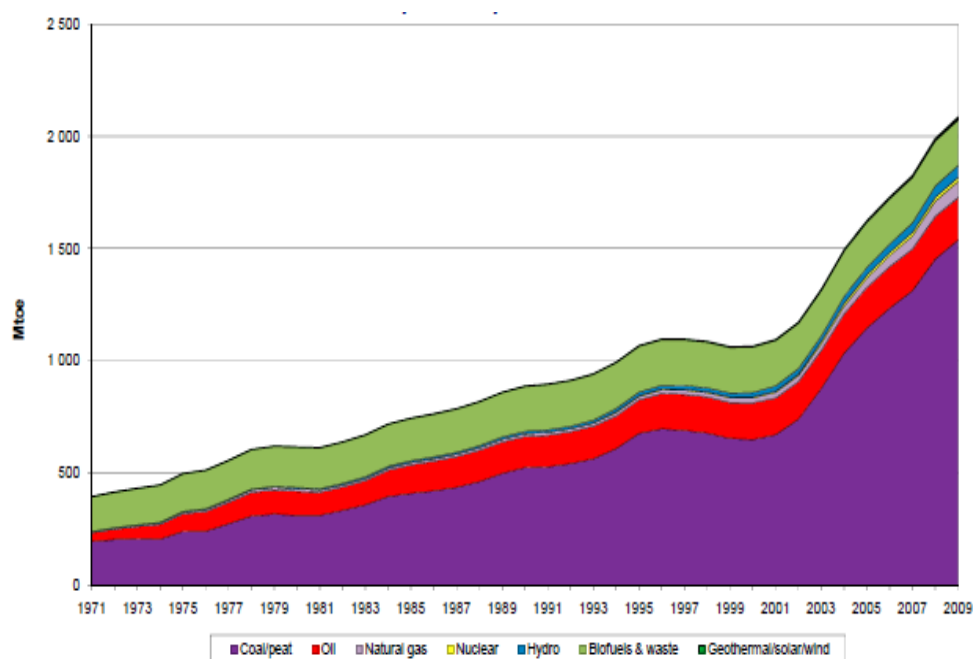


图 1-5 中国能源消费结构图

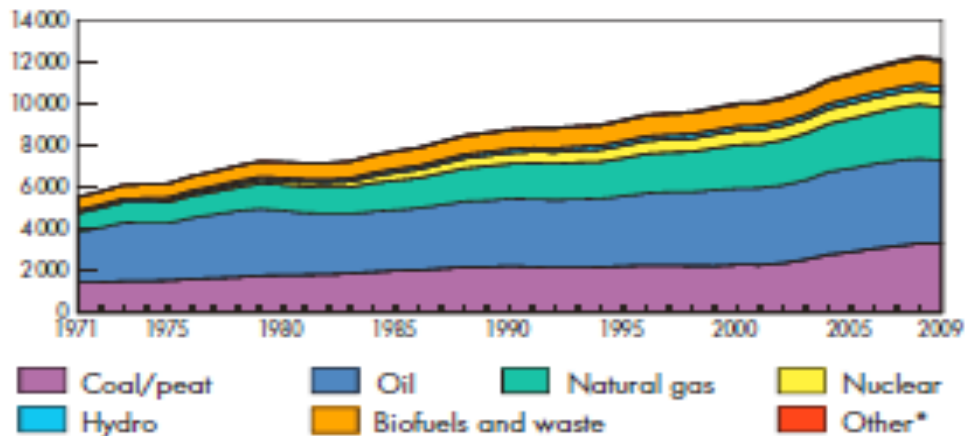


图 1-6 1971 年至 2009 年世界一次能源结构

据《2000 世界能源统计评论》资料，1999 年世界一次能源消费构成的比例为石油 40.5%，天然气 24%，煤炭 25%，核能 8%，可再生能源 2.5%。由此可见，化石燃料约占世界一次能源构成的 89.5%。能源结构的这种现状经历了一个长期的演变过程。在产业革命后的 200 年中，煤炭一直是世界范围内的主要能源。但随着科技、经济的发展，石油在一次能源结构中的比例开始不断增加，并于 20 世纪 60 年代超过煤炭。此后，石油、煤炭所占比例缓慢下降，天然气比例上升，新能源、可再生能源逐步发展，形成了当前以化石燃料为主和新能源、可再生能源并存的格局。化石能源的大规模低效开发和利用会导致大量资源的浪费和污染物、温室气体的排放。国内外许多专家指出，现行的能源生产、使用方式是不可持续的，按照现在的能源发展趋势，在一定时期内，难以达到可持续发展的目标。因此，必须重视研究能源发展的新思路和新模式。预计在 21 世纪后，以化石燃料为主体的世界能源系统将转化以太阳能和生物质能等可再生能源为主

体的新的世界能源系统，化石燃料将失去世界能源主体的地位。当然，能源结构从化石能源为主转为以新能源、可再生能源为主的这一革命性变革需要一段较长的技术准备和过渡时期。新能源和可再生能源要大量取代化石能源是一项十分艰巨的任务，绝非一朝一夕可以实现的，况且与化石能源相比，目前可再生能源依然昂贵。世界能源理事会和国际应用系统分析研究所合作完成的研究认为：在 21 世纪上半叶，石油、煤炭和天然气等化石燃料仍将是世界一次能源构成的主体，但在 21 世纪下半叶，随着石油和天然气资源的枯竭，太阳能和生物质能将获得迅速发展。

虽然我国以煤为主的能源结构与当今世界的能源结构存在很大差异，但近年来天然气探测储量、开采量、消费量也在不断增加。随着中国工业化、城镇化加快发展和全球经济一体化不断深入，中国的能源安全、环境保护和应对气候变化问题日益严峻和突出，中国能源结构的调整和发展面临的深层次的矛盾和问题必须解决。根本的出路在于实行能源多元化、清洁化发展，走低碳经济之路，“少用煤，发展气”，力争到 2020 年，天然气在一次能源消费结构中的比重，由现今的 3.9%增至 10-12%，相应的煤炭所占比重由 70.7%减少至 57%左右。

1.2.3 能源结构调整目标与天然气发展战略

1.2.3.1 “十二五”能源结构调整目标^[4]

调整能源消费结构的目的是为了降低碳排放、实现低碳发展。按单位热当量燃料燃烧后排放的二氧化碳计算,煤炭是石油的 1.3 倍,是天然气的 1.7 倍,核电、水电和其他可再生能源低排放或者零排放。调整能源消费结构将明显降低二氧化碳排放。

“十二五”中国能源结构调整的目标是:到 2015 年,煤炭在一次能源消费中的比重将从 2009 年的 70%上下降到 63%左右,天然气、水电与核能以及其他非化石能源(主要是风能、太阳能和生物质能)的消费比重将从目前的 3.9%、7.5%和 0.8%上升到 8.3%、9%和 2.6%,如图 1-7 所示。

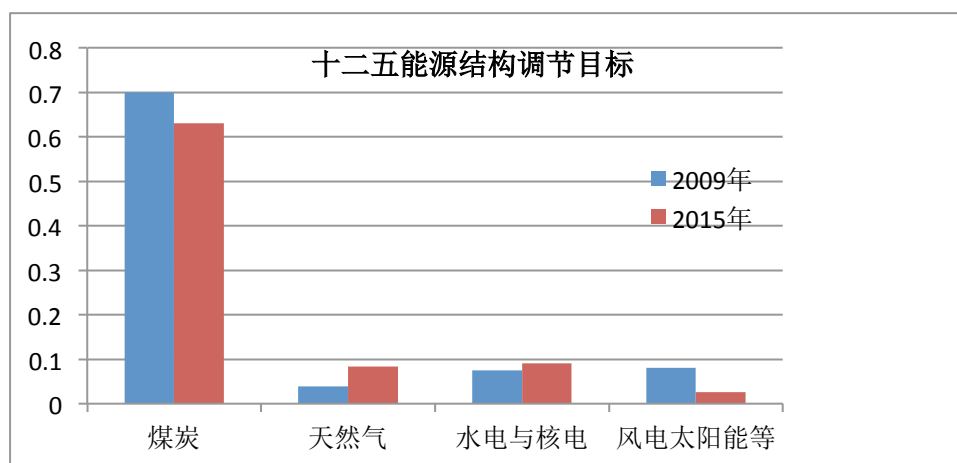


图 1-7 “十二五”能源结构调节目标

“十二五”能源结构调整目标的制定,重点是围绕实现中央政府提出的非化石能源比重增加和碳减排两个目标展开。我国在哥本哈根

大会上曾向世界作出庄严承诺：一是到 2020 年，非化石能源占一次能源消费的比重达到 15%左右。二是到 2020 年，单位 GDP 二氧化碳排放强度比 2005 年下降 40%~45%。而能否实现这样的减排目标，能源“十二五”结构调整的目标能否实现是关键。2015 年煤炭实现能源结构中占 63%的目标，也就是 5 年内降低 7 个百分点，天然气从 3.9%到 8.3%的增长幅度，增长一倍多，任务非常艰巨。

1.2.3.2 中国天然气发展战略

要改变过度依赖煤炭的局面，必须大力发展天然气。天然气是一种热值高、效率高、污染小的优质能源，其燃烧造成的污染较小，被称为大自然赋予的“绿色能源”。中国天然气资源已探明率低，只有 22.4%，发展空间广阔。近年来，天然气储量进入了一个新的增长高峰期。天然气累计探明地质储量 6.34 万亿立方米。

2000-2009 年，中国天然气产量由 262 亿立方米增至 830 亿立方米，年增 16%；消费量由 245 亿立方米增至 887 亿立方米，并呈加快增长态势，预计到 2020 年，天然气消费量将达到 4000 亿立方米^[5]，届时，天然气消费量将占到国内一次能源消费的 9%。

中国天然气资源的总量较丰富，但是分布不平衡，天然气的生产与消费区域分离。气田规模小，缺少特大型气田。天然气储层地质条件复杂且丰度低，低丰度和特低丰度气田的探明储量占总储量的 50%以上。为了适应发展需要，除了加速开发国内资源外，大量引入了国

外天然气资源，包括国外引入的管道天然气和液化天然气，目前已形成全国多来源天然气供应系统。

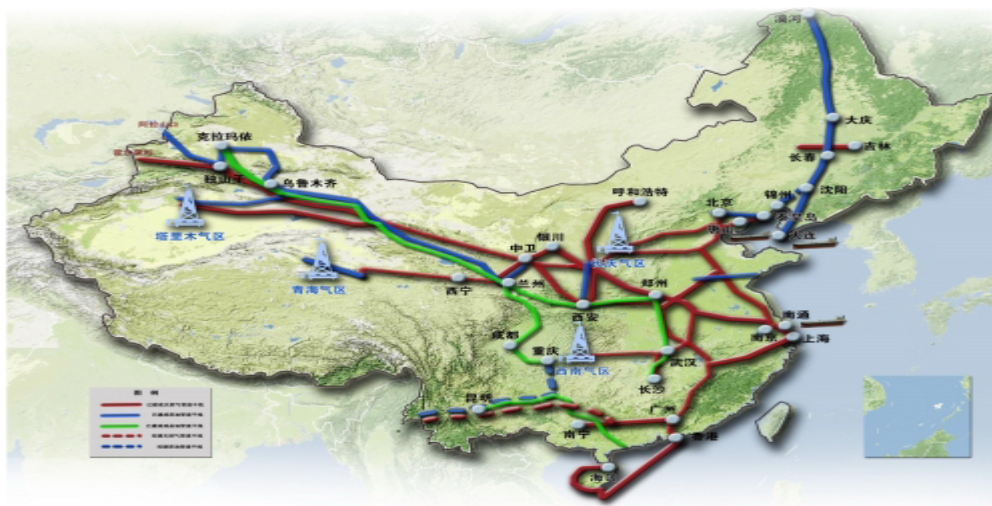


图 1-8 中国天然气供应管网分布

中国还拥有丰富的非天然气资源。中国是继俄罗斯、加拿大之后的第三大煤层气储量国，总量约为 36.8 万亿立方米，可采资源量 4.87 万亿立方米，与陆上常规天然气资源量相当。预计到 2020 年，煤层气消费量将达到 230 亿立方米，消费量将占到国内一次能源消费的 0.69%。页岩气的成分以甲烷为主，甲烷以吸附和游离状态同时赋存于页岩地层中的天然气聚集。初步估计，中国页岩气资源量为 30.7 亿立方米。目前，产业化示范区建设已启动，预计经过 10 年左右的开发和技术储备，2020 年之后，页岩气将会成为中国常规天然气的有效接替之一，消费量将占到国内一次能源消费的 0.45%。此外，中国具有良好的天然气水合物蕴藏潜力。

在大力发展中国天然气能源的基础上，业内专家认为发展以天然气为主要燃料的冷热电三联供（CCHP）分布式能源技术是实现中国

低碳发展的战略性举措之一，是实现中国发展工业化、城镇化能源供应的保障，是中国加速一次能源结构转型的驱动力。有些专家测算到2020年，中国每年天然气消耗量可能达到4000亿立方米左右，如果其中相当大部分用于天然气分布式能源，可使全国总能效提高几个百分点，降低中国的二氧化碳排放量，是实现我国承诺的减排目标的有效手段之一^[6]。

要实现“十二五”能源结构调整目标，任务是相当艰巨的。必须以科学发展观为指导，与政策、机制、技术等方面的协调配合才可能实现。

首先要控制煤炭生产的过快增长。对煤炭生产实行总量控制，年生产总量不得突破上限；另一方面要通过企业重组，建立大型煤炭企业集团控制其增长幅度。在消费侧，控制新的燃煤各类项目，鼓励优先用气，才能降低煤炭消费比重，优化能源消费结构。

要更多地开拓国际市场，用贸易弥补国内清洁能源的不足。能源短缺，是我国目前和今后相当长一段时期内面临的挑战。我国人均能源资源占有量仅为世界平均水平的一半。如果按现有开发力度，我国的石油、天然气和煤炭的可开采储量仅能维持20年、50年、100年。国内资源有限，必须全面出击，抢占世界资源。当前，应该充分利用中亚双线、中俄原油管道、中缅油气管线等从陆路最大限度地进口油气资源。要加大LNG的进口力度，加快在沿海地区的产业布局，最大限度地利用国际LNG资源。还要大力开发利用煤层气、页岩气等

非常规天然气资源，从多渠道保证天然气产业的发展。在发展天然气生产供应的基础上必须解决天然气高效利用的问题，大力发展下游天然气产业。因此，发展天然气分布式能源基本条件已具备，中国进入了规模化发展天然气分布式能源的历史新阶段。

1.3 规模化发展天然气分布式能源的历史新阶段

1.3.1 天然气分布式能源的发展历程^{[7][8]}

天然气分布式能源的起源可追溯到十九世纪 80 年代。早在 1882 年，美国纽约出现了以工厂余热发电满足自身与周边建筑电、热负荷的需求，成为分布式能源最早的雏形。热电联供（CHP）的不断发展，至今已成为世界普遍采用的一项成熟技术。热电联供根据能量梯级利用原理，将燃料燃烧释放的能量先用于发电，再将排放的余热（可占燃料总能量的 60%以上）充分利用以满足用户热负荷需求。热电联供方式相对于传统的发电和供热的热电分供方式而言，一次能源利用效率有了大幅度的提高。后来，余热利用进一步用于空调或制冷，发展成冷、热、电联供（CCHP）能源系统，一次能源利用效率可达 80% 以上。

近二、三十年来，随着世界范围经济可持续发展及日趋严峻的能源环境危机使可再生能源的开发利用提到前所未有的重要地位。当前，天然气等清洁能源的高效利用、可再生能源利用、工业余热余压利用的相互结合，共同构成了分布式能源体系，成为当今世界迅速发展的绿色新兴能源产业。分布式能源将供能系统建在用户端的基本特征带

来了节能减排和一系列固有的优势，至于供能系统的规模、产权的归属、采用的工艺与装备、与公用电网的连接运行方式等等，都不是定义分布式能源的约束条件。随着世界各国的经济发展，分布式能源的应用范围和规模不断扩展，出现了向工业领域、区域型供能的发展趋势，从几万到几十万千瓦的分布式能源站已经屡见不鲜，国际分布式能源联盟（WADE）已把分布式能源涵盖到40万千瓦的规模。

天然气分布式能源是以天然气清洁能源为燃料，应用燃气轮机、燃气内燃机、微燃机等各种热动力发电机组和余热利用机组的能量转化设备，为用户提供冷、热、电的各种负荷需求的分布式供能系统。天然气分布式能源是分布式能源体系中的核心技术，是我国当前为了实现节能减排和清洁能源高效利用迫切需要发展的重点。我国正在加速转变经济发展方式和进行能源结构的调整，通过大力开采国内油气资源和扩大油气资源进口，天然气的供应和能源比重正逐年增长，高效利用天然气珍贵资源的问题迫在眉睫。国家主管部门正在拟定各种相关的政策和法规，近来由国务院研究室和国家能源局组成的调研组，在中国城市燃气协会分布式能源专业委员会的协助下，对全国分布式能源发展情况进行了调研，这标志着在中国履步维艰的发展了近十年的天然气分布式能源事业终于获得了国家的高度重视。可以预计，“十二五”期间我国的分布式能源将有一个较大的发展。

“微网”是近年来国内外发展中关于分布式能源与智能电网相结合的前沿技术。丹麦在“微网”研究中提出的“细胞结构”体现了一种有代表性的理念和方法。每个“细胞”是一个“微网”，它将局域

配电网和总发电容量达 100 兆瓦的发电机组构成一个结构单元，构成由分布式电源、配电网、及其所辖用户负荷的独立可控的系统。输电网与多个细胞相连接，可以把每个细胞作为一个常规意义的发电厂进行集中控制。当上游电网发生事故时，“细胞”与输电网及时解列作为孤岛运行。近年来，“智能能源网”的概念是“微网”的进一步扩展。在建设经济开发区、工业园区、大型社区的能源系统中，可以根据当地的天然气和可再生能源构成多能源互补、多功能的智能网络。智能能源网是指利用先进的通讯、传感、储能、微电子、数字化管理和智能控制等技术，对传统能源体系进行改造和创新，形成生产、输送、转换、分配、使用、服务、价格、市场管理等不同能源网之间更高效率的交互配合与智能化的运转。智能能源网将水、电、燃气，热力等不同能源品种的网络有机整合，形成跨能源品种的一体化智能网络，这是能源领域的发展方向。

1.3.2 天然气分布式能源基本特征和技术经济的优势

传统的大型中心发电厂一般远离用户，通过高电压、大电网的输电传输，将电力送到终端用户。而分布式能源是把发电和供能系统建在用户附近，利用天然气等清洁能源、当地的可再生能源、或工业余热余压等，通过能源梯级利用的方式，满足用户冷、热、电、蒸汽、生活热水等各种负荷的需求。因此，分布式能源是一种在地域上分散的、建在用户端的、相对独立的能源供求体系，这是定义分布式能源的基本特征。

分布式能源具有节能、减排、经济、安全、削峰填谷、促进循环经济发展等多种不可替代的优势。

1) 分布式能源的节能不是单纯的设备或工艺的节能，而是整个系统的节能。

分布式能源建在用户现场或邻近，减少了能源长距离输送的损失。以供电为例，远程输变电损失约占发电量的5%-10%。此外，分布式能源应用能量梯级利用原理，先发电、再利用余热供热、供冷，体现了能量从高品位到低品位利用的科学用能，一次能源综合利用效率大幅度提高。系统可从热电分供40-50%提高到80%以上。分布式能源系统可以根据用户的负荷，量身定制设计、设备选型、系统集成、优化运行，进一步发挥节能潜力。

分布式能源若采用清洁燃料可大量减少温室气体和有害气体的排放，可再生能源的利用进一步起到减排效果。与热电分供比较，总污染量可降低近一半。

2) 分布式能源的经济性体现在国家、公用事业、终端用户各方的共赢。

国家经济社会的发展需要不断扩大能源基础设施建设，根据经济模型测算的能源系统建设总投资将随分布式能源所占比例增加而明显降低；公用事业部门为适应所辖地区负荷增加，需要新建和扩建能源站、输运管网、存储设备以满足最大峰值负荷的要求。季节性峰谷差将带来基础设施利用率低、投资与运营经济性的问题。采用分布式能源是削峰填谷提高系统经济性的有效途径。

3) 分布式能源是国家能源安全战略的迫切需要

能源安全是当今世界各国突出需要解决的问题。中国能源安全也面临巨大挑战，突出反映在供电安全。2003年以来，中国、美国等国相继发生的大停电事故，深刻说明传统能源供应形式和安全模式存在着严重的技术缺陷，电网再坚强，也难免出现意外的天灾人祸和特殊情况。电力依靠远程输送的格局，使电力负荷中心供电可靠性风险增大。一旦主干电网出现问题，造成的经济损失和社会问题将极其严重。远的如2003年的北美大停电，2008年我国南方雪灾导致的断电；近如2011年3月发生的日本地震、海啸引起的供电中断和保障电源缺失而次生的核电站事故。

传统的概念认为大就是好，然而，在各国发生大停电的黑暗之中，在灾难造成的危机中，人们逐渐重新审视这种观念。随着时代的发展，特别是信息社会的发展，传统模式已经不可能继续支撑人类文明的发展进程，规模化发展分布式能源系统已经提到了历史日程。

4) 分布式能源系统技术是中国可持续发展的必须选择

中国人口众多，地域广阔，自身资源有限且分布不均衡。按照目前的能源利用方式，依靠本国的能源是绝对不可能支撑14亿人的“全面小康”和现代化，而使用国际能源却存在着能源安全的严重制约，中国必须立足于现有能源资源，全力提高资源利用效率，扩大资源的综合利用范围，而分布式能源系统无疑是解决问题的关键技术。

分布式能源系统还是缓解我国严重缺电局面、保证可持续发展战略实施的有效途径，发展潜力巨大。它是能源战略安全、电力安全以

及我国天然气发展战略的需要，可缓解环境、电网调峰的压力，能够提高能源利用效率。发展天然气分布式能源能够有效地解决天然气和电力供应的峰谷差问题，它更深远的意义是调整能源结构从而促进经济结构转型。

应该看到，分布式能源系统不仅是一种技术、一种能源利用方式，更是一项新兴的战略产业和经济发展重要的着力点。如果在分布式能源系统发展上踌躇不前，将使我国面临在新一轮战略产业布局中落后的风险。工业时代强调社会分工的细化，最终形成了一个行业壁垒，成为发展分布式能源的人为阻碍。信息时代的到来，微型发电和电力可控供电技术的不断进步，人类需要一个崭新的能源系统，分布式能源系统将是一场无法阻挡的新技术革命，它将向蒸汽机一样牵引着一个新时代的到来。从去年开始，国家有关部委正在加快分布式能源系统发展相关政策的起草。在政策利好的情况下，分布式能源系统发展一定能迎来真正的春天。

5) 分布式能源具有参与电力系统与燃气供应系统的移峰填谷功能

随着负荷需求的增长，峰谷差的继续拉大将严重影响电力与燃气的安全供应，增大配送成本，降低电网和燃气管网的运行经济性。采用分布式能源既能减小电空调造成的供电高峰，又填补了燃气供应在夏季的低谷，缓解了各自的峰谷差，有利于能源供应的可持续发展。我国将大规模建设风电、太阳能这些不可调节的发电项目，采用天然气分布式发电与可再生能源的耦合系统将能保证整个电力系统的稳

定运行。大型分布式燃气轮机发电机组及燃气-蒸汽联合循环装置以其高效率和启停灵活性为优势具有良好的调峰功能。

分布式能源具有促进循环经济发展的巨大潜力，城市垃圾及污水处理产生的沼气既是温室气体排放的重要污染源，又是含高热值的珍贵的可燃气，世界各国沼气发电已成为普遍应用的成熟技术，城乡各种有机废弃物和生物质能的利用是当今分布式能源的重要发展方向。分布式能源对实现废弃物的减量化、无害化、资源化，对促进城乡循环经济的发展发挥着不可替代的作用。

1.3.3 规模化发展天然气分布式能源的条件基本成熟

1.3.3.1 天然气气源条件的保障

近年来我国加大了天然气国内资源开发和国外资源进口的力度，国内气田开采能力、煤层气开采能力快速增长，国外管道进口气和船运进口液化气迅速增加；页岩气资源非常丰富，具备规模化开采条件，为未来大规模天然气供给奠定了坚实基础。有专家测算，未来10年我国天然气供给可望年均增长14%，2015年和2020年将分别达到2600亿立方米和4000亿立方米。发展天然气冷热电联供技术（CCHP）是天然气先进高效的利用方式，也是成熟天然气市场的主要消费渠道，将在国家节能减排和调整能源结构中发挥关键作用。

1.3.3.2 软硬件技术已经基本成熟

发展天然气冷热电联供能源的关键技术主要有以燃气轮机、燃气

内燃机、微燃机为代表的发电机组，余热空调技术、热泵技术、智能电网技术等。从国外情况看，天然气冷热电联供能源在欧美国家已有多年成熟的规模化应用，燃气发电已占电力供给的20%-30%，各项技术均已成熟，尤其是近年页岩气开采技术的突破，拓展了燃气来源，大大增强了燃气供给能力，促进了天然气应用技术的更大发展。我国天然气冷热电联供能源技术水平落后于欧美国家，但近年来进步很快，一些企业通过合资合作引进国外先进燃气轮机技术现已初步具备批量生产能力；直驱式余热空调技术已经成熟，示范工程大量涌现；智能电网成为发展重点，关键技术研发进展顺利。这些情况表明，我国规模化发展天然气冷热电联供能源没有不可逾越的技术障碍。

1.3.3.3 工程项目的经济性正在不断提高

发展天然气冷热电联供能源的经济性主要取决于设备成本和燃气成本。受燃气轮机主要依靠进口和目前天然气成本较高的影响，目前我国天然气冷热电联供能源系统建设和运营成本较高，与燃煤热电联供机组相比，目前冷热电联供能源发展的经济性不高、竞争力不强。但是，随着天然气冷热电联供能源的规模化发展，建设成本与运行成本可望逐步下降，经济性也会不断提高。

1.3.3.4 各类型试点项目全面推进

从调研情况看，我国企业尤其是民营企业发展天然气冷热电联供能源的积极性很高，已有相当一批项目建成并投入使用，较为典型的

天然气冷热电联供分布式能源项目有北京燃气大楼项目、北京火车南站项目、上海浦东机场项目、广州大学城项目等。

天然气分布式能源的应用非常广泛，原则上可应用于任何有稳定电、热（冷）负荷和天然气气源供应的地方，无论负荷规模的大小和当地有无公用电网。天然气分布式能源的应用从几个千瓦扩展到一、二十万千瓦以上的各种热电比用户类型，如图1-9 所示：

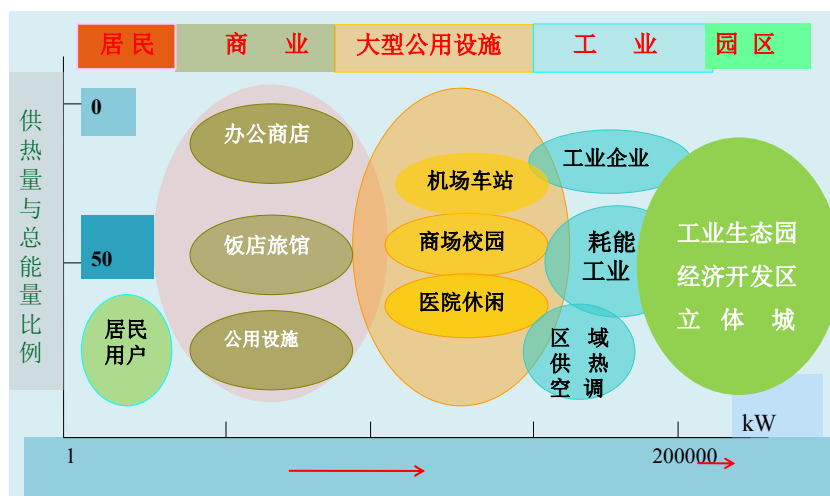


图1-9 各种热电比用户类型图

在应用类型上可大致分为楼宇型、区域型和产业型三种类型。楼宇型系统主要针对楼宇单一类型的用户，建筑规模相对较小，系统比较简单，用户的用能特点和规律差异不大。由于用户的负荷随季节和工作生活规律而变化，这类联供系统的运行应实时跟踪负荷的变化，对系统全工况性能要求较高。这类联供系统目前应用数量最多，建筑面积一般在几十万平米以内，用户类型包括办公楼、商场、酒店、医院、学校、居民楼等等。在楼宇型系统中，微燃机和燃气内燃机发电机组得到广泛的应用。第二类区域型指在一定区域内多种功能建筑构成的建筑群，建筑群各组成部分的能量需求有显著差异，不同功能建

筑的负荷种类、用能规律、负荷曲线都有所不同。负荷分析时需要以“同时使用系数”考虑不同功能建筑负荷变化的不同。该类型联供系统规模较大，总建筑面积可达几十万到一、二百万平方米，广泛应用较大功率的燃气内燃机和各种型号的燃气轮机发电机组，可采用多台机组并联或若干能源站组成的微网的方式。区域型用户包括商务区（含商场、酒店、办公等）、金融区（金融中心、办公等）、机场、火车站、大学、新城（含部分住宅）、综合社区等。第三类产业型指产业相对集中的工业园区、高新技术区、经济开发区等。在区域中集中较多的工业企业，不同工业企业的用能特点有所不同，如钢铁、化工、冶金、建材等企业的工艺流程较复杂，有大量能流与物流的转换过程，耗能大，热负荷比例高，需要大量蒸汽供应，24小时连续用能；另一些企业如家电、通信、服装、玩具制造等大部分负荷是动力用电，电负荷大、电热比高。第三类产业型用户的建筑面积可由几百万平方米到数千万平方米，更多采用大容量燃气轮机热电联产机组，包括燃气—蒸汽联合循环热电联产装置。

国内外天然气分布式能源的潜在市场十分广阔，包括居民建筑和公用建筑节能、老电厂与供热厂的设备更新和扩容改造、具有高负荷密度的数据中心、区域供热供冷、工业园与经济开发区的能源中心等，应用范围向小型化和规模化的两级扩展，以发挥更大的全社会的效益。我国正处在工业化和城镇化的发展进程中，有利于同步进行区域总体规划 and 分布式能源规划，建设更多的区域型或产业型的中、大规模分布式能源系统，发挥分布能源的规模效益，为实现节能减排目标提

供更有利条件。

1.4 中国发展分布式能源的路线图

1.4.1 国家发改委四部委文件的历史意义

国家发改委等四部委于 2011 年 10 月发布了《关于发展天然气分布式能源的指导意见》（以下简称《指导意见》） [2011]2196 号。该文件提出了全面的方针政策，规划了发展中国天然气分布式能源的路线图。文件明确了指导思想、基本原则、主要任务和目标、相关的政策措施。

《指导意见》是以提高能源综合利用效率为首要目标，以实现节能减排任务为工作抓手，重点在能源负荷中心建设区域分布式能源系统和楼宇分布式能源系统。包括城市工业园区、旅游集中服务区、生态园区、大型商业设施等，在条件具备的地方结合太阳能、风能、地源热泵等可再生能源进行综合利用。

基本原则一是统筹兼顾，科学发展：统筹天然气资源、能源需求、环境保护和经济效益，科学制订发展规划，确保天然气分布式能源健康、有序发展。二是因地制宜，规范发展：合理选择建设规模，优化系统配置，原则上天然气分布式能源全年综合利用效率应高于70%，在低压配电网就近供应电力。发挥天然气分布式能源的优势，兼顾天然气和电力需求削峰填谷。三是先行试点，逐步推广：在经济发达、能源品质要求高的地区（包括国家规划设立的生态经济区等）或天然气资源地鼓励采用热电冷联产技术，建立示范工程，通过示范工程积

累经验，为大规模推广奠定基础。四是体制创新，科技支撑：创新天然气分布式能源政策环境和机制，鼓励多种主体参与；加强技术研发，推动产学研结合，推动技术进步和装备制造能力升级。

主要任务和目标是“十二五”初期启动一批天然气分布式能源示范项目，“十二五”期间建设1000个左右天然气分布式能源项目，并拟建设10个左右各类典型特征的分布式能源示范区域。未来5-10年内在分布式能源装备核心能力和产品研制应用方面取得实质性突破。初步形成具有自主知识产权的分布式能源装备产业体系。目标是2015年前完成天然气分布式能源主要装备研制。通过示范工程应用，当装机规模达到500万千瓦，解决分布式能源系统集成，装备自主化率达到60%；当装机规模达到1000万千瓦，基本解决中小型、微型燃气轮机核心装备自主制造，装备自主化率达到90%。到2020年，在全国规模以上城市推广使用分布式能源系统，装机规模达到5000万千瓦，初步实现分布式能源装备产业化。

政策措施包括：加强规划指导、健全财税扶持政策、完善并网及上网运行管理体系、充分发挥示范项目带动作用，坚持自主创新、鼓励专业化公司发展，加强科技创新和人才培养。

《指导意见》发布后在国内业界产生极大的影响，各省、市、地方正在加紧制定发展规划、筛选示范工程、开展可行性研究和各项前期工作，各产业集团和各专业能源公司从组织、技术、商务各方面积极进行准备。天然气分布式能源的规模化发展形势已开始形成。

1.4.2 借鉴国外经验加紧政策配套落实

分布式能源发展离不开政策的支持，近些年欧盟及国家层面对分布式能源出台了一系列支持政策，尤以国家层面的政策较为具体，操作性强。我国也出台了一些有关分布式能源发展的政策法规，但其中条款大多只是做了一些原则性的规定，配套的鼓励和补贴政策很少，可操作性不强。2011年8月和10月，国务院、国家发展改革委及相关政府机构相继颁布了《“十二五”节能减排综合性工作方案》（以下简称《工作方案》），此次《关于发展天然气分布式能源的指导意见》（以下简称《指导意见》）的出台表明我国在“十二五”期间将努力形成节能环保产业规模化发展的新格局，并规划通过启动一批天然气分布式能源示范项目来促进能源综合利用效率提高，实现节能减排的任务。

近些年在北美、欧盟和日韩发展很快。尤其是欧盟部分国家通过政策激励分布式能源发展十分典型，效果显著。深入研究其主要内容必将对我国制定切实可行的天然气分布式能源发展政策带来有益的借鉴。目前，欧盟分布式能源平均占电力市场比例达10%，德国、荷兰和捷克已达38%，其中丹麦更高达53%。欧洲燃料类型多样，但主要以天然气为主，并正在与可再生能源发展紧密结合。形式上包括微型热电冷联供（MCHP）和工业热电联产（CHP），燃料电池和热泵等。近些年欧盟及国家层面对分布式能源出台了一系列支持政策，尤以国家层面的政策较为具体，操作性强，而且集中在MCHP和工业

CHP 方面。所谓 MCHP 主要是指用于家庭和小型商业设施，初始发电量一般为 50 千瓦左右。而工业 CHP 既有以天然气为燃料，也有其它初级能源，适合于瓷砖、制砖、造纸厂、化学与制药、塑料与橡胶等行业。

我国 2011 年发布的《工作方案》指出：到 2015 年，全国万元国内生产总值能耗下降到 0.869 吨标准煤（按 2005 年价格计算）。“十二五”期间，实现节约能源 6.7 亿吨标准煤。2015 年，全国化学需氧量和 SO₂ 排放总量分别控制在 2347.6 万吨、2086.4 万吨；全国氨氮和 NO_x 排放总量分别控制在 238.0 万吨、2046.2 万吨。因此节能减排形势仍然十分严峻，任务十分艰巨。目前以天然气为燃料的分布式能源 SO₂ 和固体废弃物排放几乎为零，CO₂ 减少 50% 以上，NO_x 可减少到要求的程度，占地面积和耗水量大幅度减少。因此，发展天然气分布式能源可以为实现上述目标提供有力的支撑。随着我国国产天然气与引进天然气的增长，按 2015 年最高需求量 2600 亿立方米测算，估计届时能有 300 亿立方米的富余量，发展天然气的分布式能源有资源保障。同时，随着我国智能电网建设步伐加快，必将有效应对分布式能源频繁和不稳定的电压负荷，解决分布式能源并网技术难题。再者，我国已经有多家分布式能源专业化服务公司，大部分已建项目运行良好。天然气分布式能源在我国已具备大规模发展的条件。

我国分布式能源发电与现行电网运行体制存在一定的矛盾，解决不好会大大阻碍分布式能源的发展。主要原因有两个方面：一是电力

部门的既得利益将受到威胁。电力部门出于企业自身利益考虑，不会培养自己的竞争对手，也不可能自觉地“积极推动”分布式能源的建设；二是我国实行分类电价制度，存在一定的交叉补贴，工商业用户电价高，居民用户电价低，通过向工商业用户收取高电价补贴居民用户。但有积极性建设分布式能源系统的一般也是电价较高的工商业用户。在现行电价机制下，分布式能源发电的发展将抢占电网企业的优质客户，压缩电网企业利润空间，难以实现与电网的协调发展。因此，应借鉴欧盟国家的能源管理模式，采取有效的法律和行政手段，协调电力、燃气、市政、消防等部门，理顺体制，协调发展分布式能源。借鉴其经验，我国天然气分布式能源的发展激励政策在《指导意见》的基础上还应具体着重以下几个方面：应尽快出台具有可操作性的鼓励和补贴政策。欧盟的激励政策具体到享受补贴的企业、消费者，补贴的额度、期限都有明确的规定。反观我国近年来也相继出台了一些有关分布式能源发展的政策法规，但其中条款大多只是做了一些原则性的规定，配套的鼓励和补贴政策很少，可操作性不强。如在《指导意见》中也提出了要给予天然气分布式能源项目一定的投资奖励或贴息，要求符合《关于促进节能服务产业发展增值税、营业税和企业所得税政策问题的通知》（财税[2010]110号）要求的天然气分布式能源项目，可享受相关税收优惠政策，以及要求供气企业给予价格折让的条款。目前，实施降低分布式能源单位投资水平的政策就十分紧迫。据有关资料，上海地区分布式能源项目的原动机购置费占项目总投资的70%以上，全部依靠进口，进口税费占购置费的30%左右。从目

前投产的分布式能源项目总体来看，一般每千瓦投资高达15000~18000元，投资回收期限普遍高于10年。应该着力采取减免相关进口税费的政策，否则对投资者的市场吸引力难以扩大。

加大技术投入，重视技术集成创新。实际上前面阐述的欧盟扶持性政策中很多都是对企业、科研机构开发分布式能源技术的资金支持。我国引入分布式能源技术，开展项目建设也就几年的时间，几乎没有核心技术，装备上90%以上靠进口，10%不到的非进口机组中关键部件也依赖国外。因此，必须加大技术投入，推动产、学、研、用相结合，建立有效的研制和发展机制，加强核心技术与验证，促进成果转化，加大分布式能源基础研究和应用研究投入，紧密跟踪世界前沿技术发展，加强交流合作，提升技术创新能力。在加强自主创新的同时，要重视引进技术的集成创新，这不仅包括改进设备，而且要做好系统拓扑结构和参数优化，以热力学分析、系统集成优化为切入点，改变高能低用的不合理用能模式，实现“温度对口、梯级利用”的科学用能原理。

培育高度专业化的行业咨询设计队伍。分布式能源属于技术密集型行业。我国要迅速赶上发达国家的技术水平，形成一定的规模就必须建设一支高度专业化的行业咨询设计队伍，否则可能难以达到预期的效果。在设计建设过程中，如果设备配置不合理，运行模式不合理，极有可能出现节能、环保效果不显著的问题。

另外，在电力并网但不上网的原则下（即使允许上网，在现行的价格体系下，中小型天然气冷热电联供系统也不具有任何优势），为了保证中小型天然气分布式能源系统的经济性，往往需要设计人员充分了解现场周边的市政条件。知晓建筑供应范围的各季节典型日的逐时冷、热、电负荷特性以及发电机组的特性进行分析。目前国内的很多设计部门还不能达到这一要求。因为中小型天然气分布式能源站不同于常规的热电厂或一般建筑的热力站，一般的电力设计院与工业设计院都有经验不足的问题，建议各级政府应大力支持发展具有专业人才的能源服务公司、工程公司或设计咨询公司，制定相关的规程标准等。

1.4.3 有效地实施天然气分布式能源的路线图

《指导意见》指出，指导思想是以提高能源综合利用效率为首要目标，以实现节能减排任务为工作抓手，重点在能源负荷中心建设区域分布式能源系统和楼宇分布式能源系统。摆在能源行业面前的任务是如何结合国情在“十二五”期间有效地实施国家发展分布式能源的路线图，实现优化能源结构和构建现代能源产业体系战略目标。

国外发展分布式能源首要的经验是政府的引导和支持，把发展分布式能源置于国家能源安全和应对气候变化的战略高度。政府组织力量制定战略决策，建立法制体系，制定总体规划，成立执行与监管机构，研究发展潜力和存在的障碍，提出整体解决方案。很多国家经验表明，发展分布式能源不能过分依靠经济刺激，更需要的是找准关键

性的障碍和建立有针对性的政策和机制。以丹麦为代表的欧洲国家和美国、日本等国家的经验证明：凡是发展分布式能源较快的国家也是政府支持力度最大，相关政策最完备的国家。

美国是发展分布式能源最早的国家，上世纪中叶到末期曾出现过一个分布能源发展的高潮，许多因素，包括放松对电力公用部门的管制、可用的廉价而充裕的天然气、一些新的非公用电力企业的涌现、小型发电技术与设备的发展等都成为分布式能源发展的驱动力，可能使电力生产和供应方式发生巨大的变化。然而到 2003 年前这种情况发生了改变，许多发展分布式能源的先决条件和驱动力出现了延缓和逆转，使分布式能源的市场前景又暗淡下来。现在，美国能源工业又面临新的挑战 and 不定因素。由于燃料价格的快速增长、环境因素的制约和用电安全考虑等原因，预计将使发电领域成本会大幅度攀升。对于未来公用电力的商务模式问题产生不同的看法和不定因素，如究竟继续采用电力供应侧的商品模式还是转变为更多的在用户端的服务模式，以及如何解决满足电力负荷不断增长及供应安全所需的配电系统的大规模投资问题。这些不定因素加之储能和高效能源技术的利用极大地影响了电力供应侧及用户侧商务模式的发展，从而对分布式能源的观点再次发生了改变。几百万人城市的大停电及长距离输配电基础设施的老龄化问题都促进了分布式能源的需求和应用，因为这将是电力公用部门及全社会获利。美国联邦政府及一些州政府制定了分布式能源发展规划和激励机制，在能源供应、电网支持、终端侧管理三个方面推广应用。

国外的经验说明一个新兴产业发展的重要条件一是政府的政策支持和管理机制的建立，二是市场的需求形成对产业发展的驱动力，使消极因素不断转化为积极因素。对分布式能源而言，电力行业的态度由消极的观望、等待到积极地参与是使分布能源达到规模化发展的关键因素之一。

为了实施发展分布式能源的路线图，结合国情，当前需要抓住和解决的关键问题首先是如何提高全社会对分布式能源总体价值的认识并转化为市场发展的推动力；如何在新形势下，消除行业间的壁垒，使电力部门和各公用事业积极参与分布式能源领域的建设。根据国外的经验，电力行业自身的发展需求如智能电网的和输配电系统的建设越来越与分布式能源密切联系，电力部门对分布式能源发展起到越来越重要的作用。

1.4.4 深化对分布式能源总体价值的认识

分布式能源价值并非完全体现于直接参与建设的业主或开发商，而是体现在更广泛的人群，经济学的所谓“外差因素”就是指一种新技术或产品对个别集团和个人的效益和成本与对社会效益和成本之间的不一致。必须对这种“外差因素”加以考虑，并建立相应的市场机制使各种人群的经济利益协调共融，才能鼓励最有效的社会投资和消除发展的阻力，使新技术或新产品得到迅速发展。为此，必须树立对分布式能源总体价值的理念。在当前，国内对分布式能源价值的认识还比较肤浅，主要停留在一些宏观的概念，如经济、节能、环保、

安全等等，许多广泛的社会价值都未能充分的认识，而这些价值将会在很大程度上影响分布式能源的发展。天然气分布式能源系统不仅对建设的业主或开发商具有经济运行、节能环保、安全供能的效果，而且起到对电网的支撑、调峰、带动可再生能源发展、促进能源结构调整等多种社会效益。本课题主要从分布式能源对实现十二五分布能源发展既定目标对节能减排、发展低碳经济的定量分析、从对电力、燃气等能源行业发展的影响阐述其总体价值的体现。

1.4.5 发挥分布式能源与电力系统的相互支撑作用^{【9-13】}

随着社会发展和生活水平的不断提高，电力负荷逐年增加，峰谷差逐渐加大，用电高峰和低谷的调峰问题日益严重。风能等可再生能源的大力发展，上网问题成了发展的瓶颈。国外正在发展以分布式能源天然气发电与可再生能源耦合系统作为解决问题的重要手段之一。我国当前电力系统的现状和发展需求已经成为分布式能源发展的一个重要驱动力。

1.4.5.1 电网的高峰用电调节

“十一五”开始以来随着电力负荷的不断增加，夏季用电高峰问题日益严重。2011年7月全网用电负荷突破1.2亿千瓦，超出去年最高用电负荷1000万千瓦。一些地区出现电荒，国家电网公司只能筹措临时电力资源，支援用电负荷创历史新高的地区。以华中电网为例，下辖湖北、重庆、河南、湖南、江西、四川六省市，河南、湖北、江

西三省用电负荷均突破历史最高水平。解决夏季用电高峰只能依靠跨地区支援，这关系到供电安全问题，从供电安全角度考虑，一个地区外受电力比例应保证在合理范围内。我国近年来由于跨地区资源配置力度加大，部分地区外受电比例逐渐提高，有的地区已高达 40%。如果在本地区改善电源结构可以缓解大电网的高峰调节问题。

1.4.5.2 各电网的峰谷差逐步加大

国家电监会发布《2010 年度发电业务情况通报》中显示，我国电力峰谷差越来越大，在风能等可再生能源大力发展和热电机组大量增加的同时，各地区电力调峰问题越来越突出。2010 年，南方电网统调最大负荷 10436 万千瓦，最大峰谷差 3747 万千瓦，最大峰谷差与最大负荷比例达 35.91%。海南电网统调最大负荷 230 万千瓦，最大峰谷差 113 万千瓦，最大峰谷差与最大负荷比例 49.11%。2011 年统计的各电网峰谷差如下图 1-10 所示。

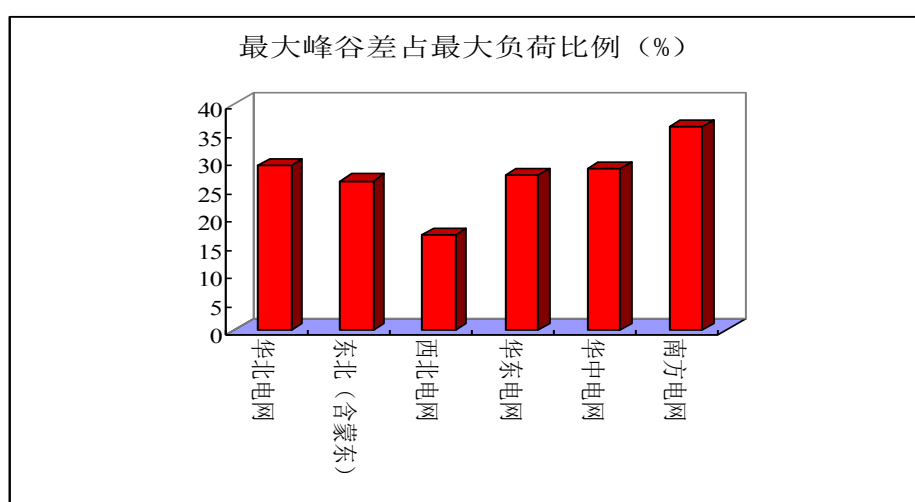


图 1-10 电网最大峰谷差比例图

调峰问题的日益突出原因除电力高峰外也存在负荷的低谷调峰问题，原因在于：一些地区的热电机组占统调机组的比例较大，而冬季供热机组以热定电的模式致使调节能力受限，如 2010 年京津唐电网供热机组 1434 万千瓦，占统调容量 30.48%。冬季供热机组出力调节能力受限，风电大发期，最大出力 250.2 万千瓦，导致电网低谷调峰困难。全年共有 7 天由于调峰原因发生弃风，总弃风电量 1948.5 万千瓦时。吉林省最小统调用电负荷 489.1 万千瓦，按照东北区域火电厂最小运行方式吉林省供热期最小出力 464.5 万千瓦，但最小统调用电负荷只有 489.1 万千瓦，自身低谷风电接纳能力几乎为零，电网低谷调峰能力严重不足。必须大量借助辽宁、黑龙江省低谷调峰能力。

1.4.5.3 可再生能源的开发利用

我国风电发展很快，并网风电新增容量在 2006-2009 年连续四年实现翻倍增长的基础上，继续保持高速增长。“十一五”期间，风电装机容量从 2005 年底的 106 万千瓦，以年均增长 94.75%，年均净增 570 万千瓦的速度增长，5 年累计增长 27 倍，累计净增 2852 万千瓦。但东北区域由于电网调峰、输供电设备等问题引起风电出力受限较为严重。风电存在新建项目立项快、建设周期短、布点偏远和非线性出力等特点，东北电网配套输供电能力和系统调峰能力不足限制了风电的吸纳能力，一些风电场受限出力大于 60%，机组运行效率很低。为保障今后可再生能源的发展必须解决电网的负荷的移峰添谷问题。

1.4.5.4 电力行业在新形势下的发展动向

电力行业的各部门面临上述问题已经采取了行动。国电能源研究院针对当前形势开展了《我国能源供应多元化下分布式电源发展研究》，提出了能源供应多元化的合理途径，分析了分布式能源的发展条件和潜力、与电网建设的关系及相关政策建议。华北电力科学院作为主要参加单位开展了《北京市热、电、气联调联供及优化运行研究》课题，以北京7大热电厂为依托，联合北京电力公司、北京热力公司、北京燃气集团，完成了统一的北京市热电气联供联调数据平台，旨在解决北京市能源供应的应急工况和各系统。

电力行业各类能源公司开始进入分布能源领域参与市场竞争。以前大多数国有企业集团对分布式能源持观望态度，现在正主导着技术和商务模式的发展，成为市场最活跃的因素。能源公司通过若干个示范项目和分布式能源公共关系的课题深入了解发展分布式能源的风险和商务事宜，确保国家用电安全和质量。电力能源公司一方面为用户解决备用和应急供电问题，一方面为工业和商业用户提供分布式能源供电方案，得到理想的投资回报。国网研究院在2010年6月完成《我国分布式能源政策法规问题研究》，近日又完成了《分布式能源与电网协调发展研究》；国家电网公司组织中国电力科学研究院编制了《分布式电源接入电网技术规定》；南方电网公司投资数千万元在佛山市供电局大院建成一套燃气分布式能源站。中国华电集团成立新能源发展公司，继广州大学城投产后，又筹建10余个分布式能源站，总容量

近100万千瓦。华电最近引进了美国GE公司的技术而产品，成立了航改燃气轮机的合资公司，开发燃气轮机在分布能源领域的广泛应用。国有大型集团公司的行动预示了国内分布式能源加速发展的趋势。

综上所述，必须在政策的支持下，充分认识分布式能源的总体社会价值，抓住电力与燃气等其它行业利益的结合点，发挥各种关键因素的积极作用，才能达到预想的规划目标。

2 规模化发展分布式能源的价值分析

四部委文件《关于发展天然气分布式能源的指导意见》为发展中国家天然气分布式能源规定了既定的规模化的发展目标。文件指出：天然气分布式能源节能减排效果明显，可以优化天然气利用，并能发挥对电网和天然气管网的双重削峰填谷作用，增加能源供应安全性。

四部委文件给出了2020年天然气分布式能源5000万千瓦的发展目标，参考2020年非化石能源将占15%的初步指标分解进行了分布式能源发展的影响分析。

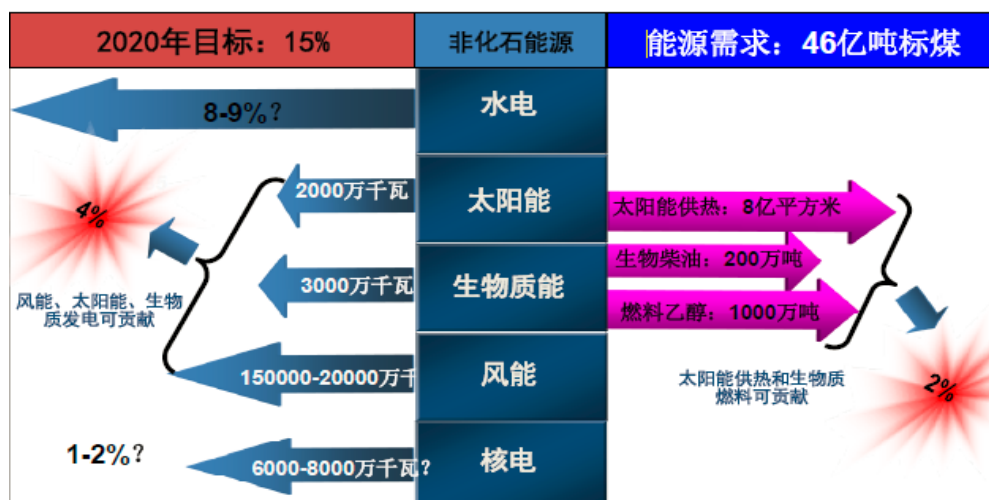


图 2-1 2020 年非化石能源占有比例

可以看出2020年5000万千瓦的分布式能源容量约相当于太阳能与生物质能发展容量的总和，究竟分布式能源这一发展目标将会对现实的节能减排和能源结构产生何种效果，有何长远的战略意义，需要进行较深入的分析。本章将从三个方面分析实现这一既定目标的现实意义和战略意义，包括：实现分布式能源发展目标的量化分析、深化认识发展分布式能源的总体价值、分布式能源对电力和天然气系统的

影响。

2.1 实现分布式能源发展目标效果的量化分析

2.1.1 WADE 经济模型预测^{【15】}

WADE经济模型是由国际分布式能源联盟制作而成的，可适用于世界上任何国家、城市或地区的能源经济性分析。如对于电力系统可以从目前或近年来的发电容量开始，结合对个别发电类型容量的淘汰率和电力负荷增长率的预测，可计算出满足未来新增的电力需求所需的发电容量及电源类型的配置。应用WADE模型计算了2001到2020年我国电力发展的情景分析，在采用不同比例的集中式发电和分布式发电条件下，预测对经济和环境的不同影响。该模型的主要输入数据包括：

- 按发电技术类型分类的现存的容量和发电量；
- 按发电技术类型分类的污染排放量；
- 按发电技术类型分类的热耗、燃料耗用量和负荷因子；
- 按发电技术类型和针对输电和配电分类的资金和投资成本；
- 按发电技术类型分类的平均运营和维护及燃料成本；
- 对某一选中的系统而言，该系统的增长特性；
- 按发电技术类型分类的关于目前年容量淘汰量的估算；
- 按发电技术类型分类的关于未来容量增长的估算。

该模型的输出值有：

- 二十年内的投资(发电容量+输配电)总额；
- 第二十年新增发电容量的零售价格（输电和配电投资资金分摊+发电厂投资分摊+运营和维护费用+燃料成本）；
- 第二十年新增发电容量的二氧化碳和其它污染物（硫化物、氮化物和颗粒物）的排放量。

该模型估算了新增的发电量和输电及配电容量，以便满足二十年的电力需求。该模型设定范围包括新增电量由 0% 的分布式能源到 100% 分布式发电来实现。

在 WADE 经济模型计算中，给定 2001 年总的发电容量为 39784.5 万千瓦，根据三种不同程度的电力需求增长率，即低需求（3.0%）、参考情景（4.8%）及高需求（8.0%），计算出 2020 年的发电容量为：

$$\text{低需求： } 39784.5 \times (1+0.03)^{19} = 69762.4 \text{ 万千瓦}$$

$$\text{参考情景： } 39784.5 \times (1+0.048)^{19} = 96956.8 \text{ 万千瓦}$$

$$\text{高需求： } 39784.5 \times (1+0.08)^{19} = 171698.0 \text{ 万千瓦}$$

根据中国公布的电力负荷数据，2008 年度的总装机规模为 79414 万千瓦。假如按照 WADE 模型 2001 年的基准和高需求的发展情景来计算 2008 年的电力装机规模为 $39784.5 \times (1+0.08)^7 = 68183.6$ 万千瓦，此数据比较符合中国公布的 79414 万千瓦装机规模，因此可利用 WADE 模型中的高需求发展情景的计算结果来预测国家发改委给出的 2020 年分布式能源发展目标的经济性与节能减排效果。

2.1.1.1 资金成本的节约

利用 WADE 模型和三种电力需求增长率计算得出满足 2020 年新增负荷前提下，按 100%集中发电或 100%分布式能源发电的电力系统总投资如下表 2-1 所示。

表 2-1 三种情景下 100%集中发电或 100%分布式能源发电的总投资

| 方案 | 年电量需求增长 | 相对于参考方案的电量需求增长 | 资金成本(以十亿美元计) | 与参考方案对应的资金成本 |
|----------------|---------|----------------|--------------|--------------|
| 100% CG | | | | |
| 低需求 | 3.0% | -38% | 538 | -49% |
| 参考方案 | 4.8% | - | 1,053 | - |
| 高增长 | 8.0% | +67% | 2,597 | +147% |
| 100% DE | | | | |
| 低需求 | 3.0% | -38% | 335 | -49% |
| 参考方案 | 4.8% | - | 653 | - |
| 高增长 | 8.0% | +67% | 1,625 | +149% |

从表中可以得出在电量高增长的情景下，若新增电力容量 100% 发展集中发电，从 2001 到 2020 年总的资本金成本为 25970 亿美元，若 100% 的新增电力容量由分布式能源来发展，则从 2001 年到 2020 年总的资本金成本为 16250 亿美元，这 20 年间发展分布式能源共计节约的资金成本为 9720 亿美元。

2001 年全国的发电容量为 39784.5 万千瓦，高需求情景下到 2020 年的发电容量为 171698.0 万千瓦，新增电力负荷为 131913.5 万千瓦。国家发改委给出的到 2020 年总的天然气分布式能源容量为 5000 万千瓦，占新增电力负荷的 3.79%，利用插值法得到按照发改委给出的发展规模这 20 年间共节约的资金成本为 368.49 亿美元，换算成人民币为 3050.35 亿元（按照 2001 年 8.28 的利率换算），“十二五”的五年期间资金成本节约折算成 20 年期间成本节约的 25%，即为节约

762.59 亿元。

2.1.1.2 降低输配电成本与售电价格

图 2-2 为 WADE 模型计算得出各情景下 100%集中发电和 100%分布式发电的电量零售价格。

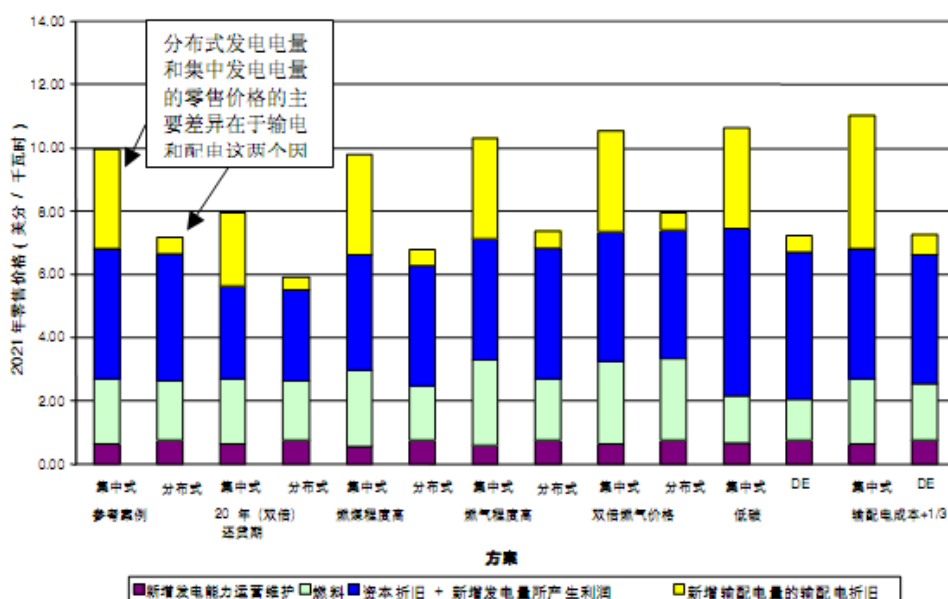


图 2-2 各种情景下 100%集中发电和 100%分布式发电的电量零售价格

从图中可知，在满足相同电力需求的情况下，由于分布式发电输电及配电成本低，分布式发电比集中式发电需要的资金成本小，售电价大约为集中发电的 70%。

2.1.1.3 节能减排量

在新增负荷由 100%集中发电和 100%分布式发电两种情况下的 CO₂ 排放量如下图所示。

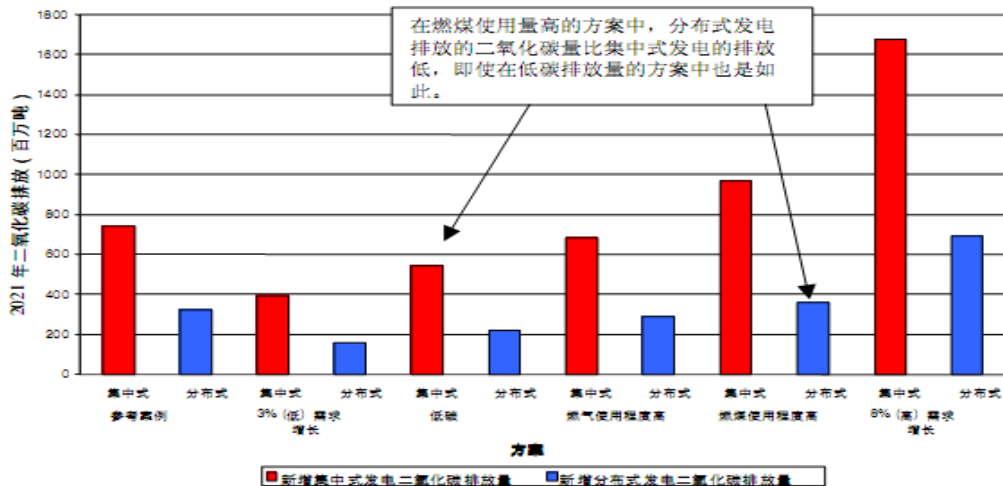


图 2-3 各情景下 100%集中发电和 100%分布式发电两种情况下的 CO₂ 排放量

由上图见，在高需求的情景下，100%发展集中式发电情景 2021 年 CO₂ 排放量约为 16.50 亿吨，100%发展分布式发电 2021 年 CO₂ 排放量约为 7 亿吨，2021 年减排 9.50 亿吨，插值得出国家发改委给出情景 CO₂ 减排量为 0.36 亿吨，由此推算“十二五”五年期间按照国家发改委给出情景发展分布式能源 CO₂ 减排量为 1.20 亿吨左右。

2.1.2 ENET 能源环境模型预测

ENET 是一款广泛应用于能源系统分析和评估的软件，它是在借鉴国外先进软件基础上二次开发的专业软件^{【16-17】}，嵌入了分布式冷热电联供的内容。主要应用于编制综合能源规划、能源系统优化及评估经济、节能、减排效果。ENET 模型可以进行中长期能源供需平衡分析、能流网络分析。ENET 模型包括能源供给、能源加工转换、终端能源需求三个环节，可根据项目的要求自由调整模型的结构和数据框架，能够模拟已存在的和潜在各种能源应用技术，可以进行能源系统的整体优化。ENET 模型的应用过程首先是参照历史的回顾性分析，

然后对未来的趋势做出一系列假定，接着对政策措施、经济状况和技术水平等因素进行有目的的设定，在此基础上建立起数据模型，输入相关参数，最后得出相应的预测结果。

2.1.2.1 电量及热需求预测

2008 年度全国各行业规模及电耗如下表 2-2 所示，其中数据来源于国家统计局的统计数据，年增长率按照往年的平均年增长率计算，并且考虑到国家对各产业节能指标的要求，对各产业的能耗指标进行调整。

表 2-2 2008 年度全国各行业的生产总值及电耗情况

| | 农业 | 工业 | 建筑业 | 交通运输、仓储/ 万公里 | 服务 | 其他行业 | 生活消费/万人 |
|--------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 生产总值/亿元 | 58002.2 | 507448.25 | 62036.68 | 260.18 | 114830 | 14535.4 | 132802 |
| 电耗 / 亿 kWh | 887.05 | 25388.63 | 367.34 | 571.82 | 1017.44 | 1912.97 | 4396.1 |
| 单位生产总值电耗 kWh/元 | 0.015 | 0.050 | 0.006 | 2.198 | 0.009 | 0.132 | 0.033 |
| 单位生产总值能耗指标要求 kWh/元 | 2015, 0.012 2020 0.01 | 2015, 0.045; 2020, 0.035 | 2015, 0.004; 2020, 0.003 | 2015, 2.15; 2020, 2.00 | 2015, 0.008; 2020, 0.005 | 2015, 0.12; 2020 0.08 | 2015, 0.03; 2020, 0.02 |
| 生产水平年增长率 | 4.3% | 10% | 8% | 12% | 13% | 5% | 14% |

考虑到全国的热需求，2008 年总的采暖热需求为 26.56 亿 GJ，具体热需求情况见下表 2-3。

表 2-3 全国热需求变化情况表

| 人口数量 | 人均热耗 | 人口增长率 | 热耗变化 GJ/人 |
|---------|-------|-------|-------------------------|
| 12.28 亿 | 0.2GJ | 5% | (2015, 0.19; 2020,0.18) |

在 ENET 模型中的设定原则为全国需求的热量首先由热电联产的热来供应，而剩余需求热量则由燃煤锅炉来提供。

2.1.2.2 各类电厂发展模式

ENET 模型利用 2008 年现有数据发电容量为 79414 万千瓦，在此基础上按照中国现有的发展水平（具体发展水平见下表 2-4）估算未来发电容量需求。

表 2-4 各电厂的发展模式

| 项目 | 火电 | 风电 | 水电 | 核电 | 可再生能源发电 | 新的火电厂 | CCHP |
|----------|--------------------------------------|-------------|--------------------------|----------|----------|--------------------------------|--|
| 装机容量/万千瓦 | 60286 | 839 | 17260 | 908 | 121 | 50 | |
| 基准情景发展模式 | 2015 年减少 8000 万千瓦，2020 年减少 18000 万千瓦 | 年增长率为 3.2 % | 2020 年水电的最终容量为 50000 万千瓦 | 年增长率为 5% | 年增长率为 4% | 不足的电力供应都由 50 万千瓦的新增火电厂来供应 | 没有发展天然气分布式能源 |
| 发改委发展模式 | 2015 年减少 8000 万千瓦，2020 年减少 18000 万千瓦 | 年增长率为 3.2 % | 2020 年水电的最终容量为 50000 万千瓦 | 年增长率为 5% | 年增长率为 4% | 不足的电力供应都由装机容量为 50 万千瓦的新增火电厂来供应 | 2010 年三联供的装机规模为 500 万千瓦，2020 年为 5000 万千瓦 |

按照该规律发展到 2020 年参考情景和按照国家发改委情景容量发展情况如图 2-4、5 和表 2-5、6 所示。

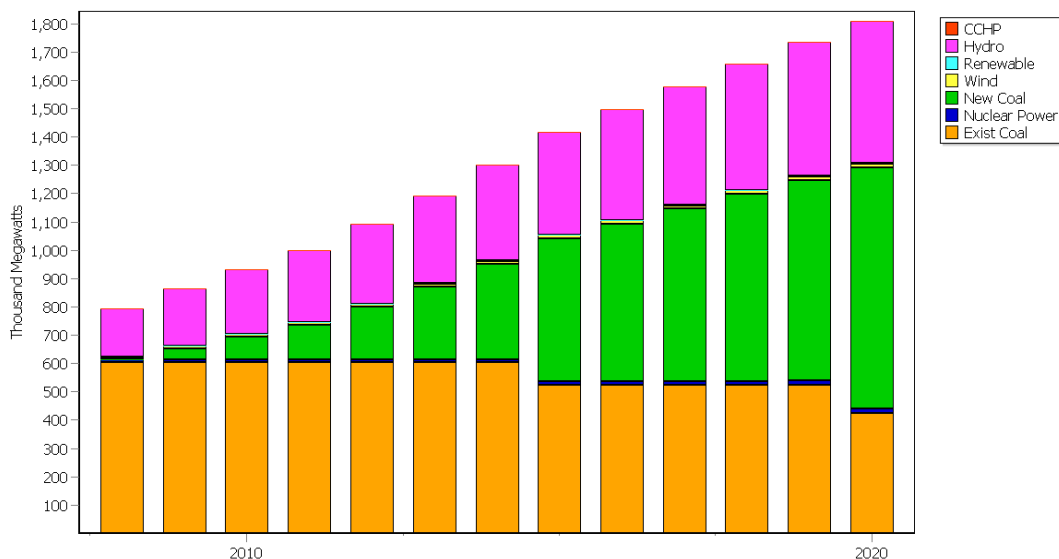


图 2-4 参考情景下的电力容量发展情况

表 2-5 参考情景下的各年度电力容量

| 单位：万千瓦 | 2008 年 | 2010 年 | 2015 年 | 2020 年 |
|--------|--------|---------|----------|----------|
| CCHP | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 水电 | 17260 | 22716.7 | 36358.3 | 50000 |
| 可再生能源 | 121 | 130.9 | 159.2 | 193.7 |
| 风电 | 893 | 951.1 | 1113.3 | 1303.2 |
| 新生煤炭 | 0 | 8000 | 50550 | 85350 |
| 核电 | 908 | 1001.1 | 1277.6 | 1630.6 |
| 现有煤炭 | 60286 | 60286 | 52286 | 42286 |
| 总计 | 79468 | 93085.7 | 141744.5 | 180763.6 |

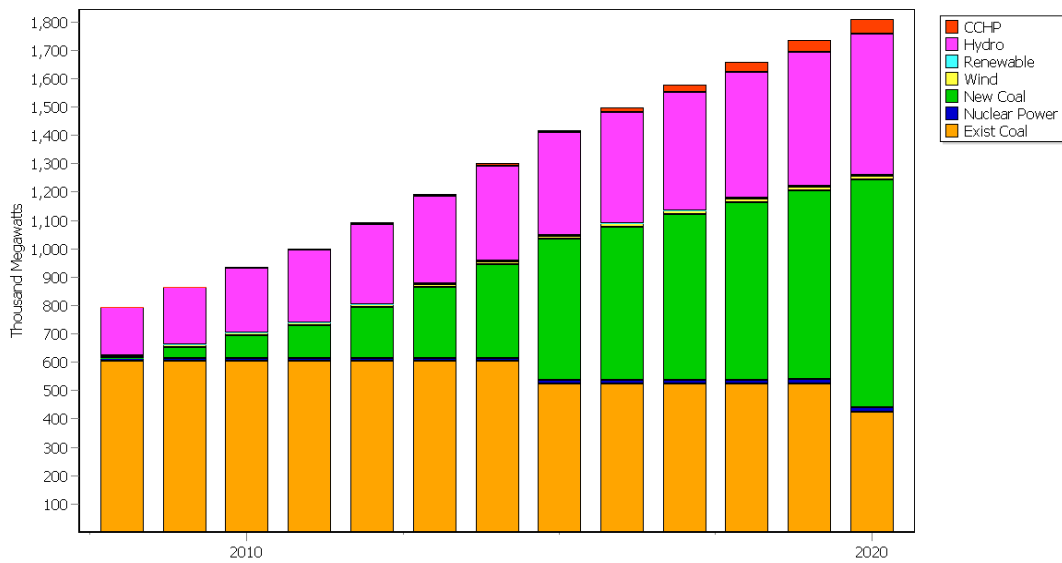


图 2-5 按照国家发改委给出情景电力容量发展情况

表 2-6 按照国家发改委给出情景的各年度电力容量

| 单位：万千瓦 | 2008 年 | 2010 年 | 2015 年 | 2020 年 |
|--------|--------|---------|----------|----------|
| CCHP | 0 | 500 | 800 | 5000 |
| 水电 | 17260 | 22716.7 | 36358.3 | 50000 |
| 可再生能源 | 121 | 130.9 | 159.2 | 193.7 |
| 风电 | 893 | 951.1 | 1113.3 | 1303.2 |
| 新生煤炭 | 0 | 8000 | 49750 | 80350 |
| 核电 | 908 | 1001.1 | 1277.6 | 1630.6 |
| 现有煤炭 | 60286 | 60286 | 52286 | 42286 |
| 总计 | 79468 | 93585.7 | 141744.5 | 180763.6 |

从以上的图表中可以看出，参考情景和按照国家发改委给出情景下到 2020 年的电力容量都为 180763.6 万千瓦，比较符合国家到 2020 年预测为 179000 万千瓦电力发展规划的需求。按照国家发改委给出情景发展，到 2020 年天然气分布式能源的容量占整个电力容量的 2.77%。

2.1.2.3 投资估算

图 2-6 为按照国家发改委发展情景相对于参考情景投资估算图。

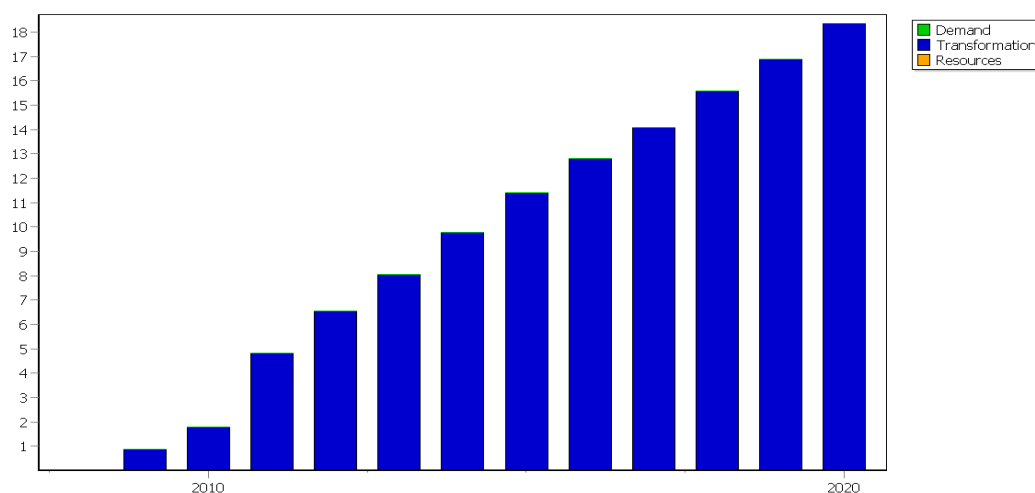


图 2-6 参考情景相对于国家发改委给出情景的增量投资图

表 2-7 每年相对于国家发改委给出情景的增量投资 单位：亿元

| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 0 | 8.91 | 17.82 | 48.09 | 65.57 | 80.37 | 97.85 | 113.99 | 128.07 | 140.8 | 155.75 | 168.92 | 183.45 |

从图表中可以得出，从 2008 年到 2020 年 12 年间发展分布式能源总共节约的资本金约为 1180.48 亿人民币，“十二五”期间按国家发改委给出情景共节约的资本金为 442.5 亿元人民币。

2.1.2.4 节能减排性

图 2-7 和图 2-8 为按照国家发改委给出情景的逐年 CO₂ 排放量和发电量。

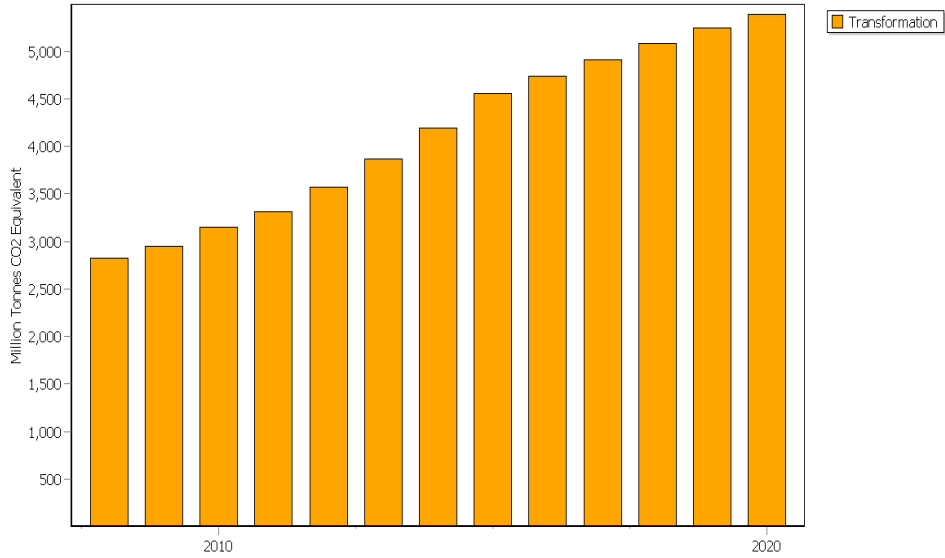


图 2-7 按照国家发改委情景的逐年 CO₂ 排放量

表 2-8 “十二五”期间参考情景相对于按国家发改委情景的 CO₂ 排放量

| | 2011 年 | 2012 年 | 2013 年 | 2014 年 | 2015 年 |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| CO ₂ 排放量/吨 | 15.815 | 18.65 | 18.6 | 21.45 | 22.9 |

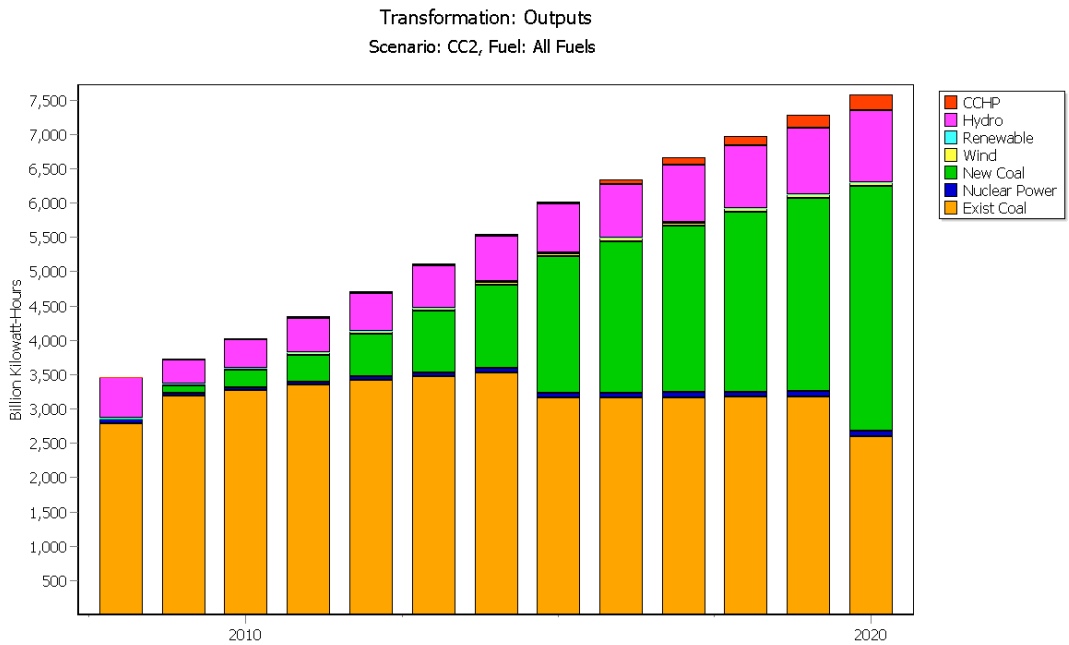


图 2-8 按国家发改委给出情景的逐年发电量

表 2-9 按国家发改委给出情景的逐年发电量 单位：万亿度

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 发电量 | 3.45 | 3.72 | 4.02 | 4.33 | 4.69 | 5.10 | 5.53 | 6.00 | 6.30 | 6.60 | 6.89 | 7.18 | 7.45 |

从图中可以看出，“十二五”五年期间按国家发改委给出情景比参考情景减少的 CO₂ 排放量为 97 吨。按国家发改委给出情景 2015 年的 CO₂ 排放量为 4552 吨，发电量为 6 万亿千瓦时，与“十二五”规划 2015 年发电量为 6 万亿千瓦时相符，得知单位发电量的 CO₂ 排放量为 758 克/千瓦时，与“十二五”规划中提到的单位发电量 CO₂ 排放量 675 克/千瓦时还存在一定差距，这是由于除了分布式能源发电按照国家发改委给出的发展情景，其他可再生能源发电规模是按照原有的发展速度而设定，若可再生能源发电发展速度比现有发展速度更快，单位发电量的 CO₂ 排放量应该能达到“十二五”规划中的目标。

图 2-9 为按国家发改委给出情景的一次能耗，图 2-10 表示了对于参考情景的逐年一次能耗量降低。

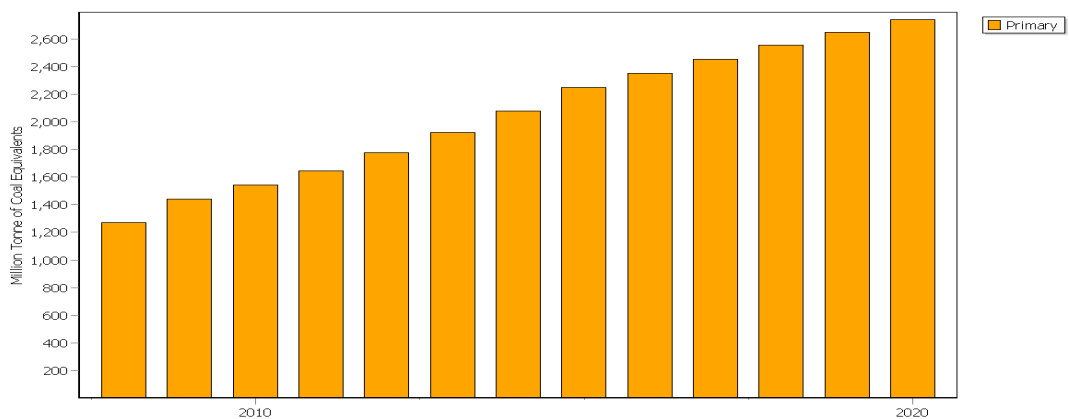


图 2-9 按国家发改委给出情景的逐年一次能耗

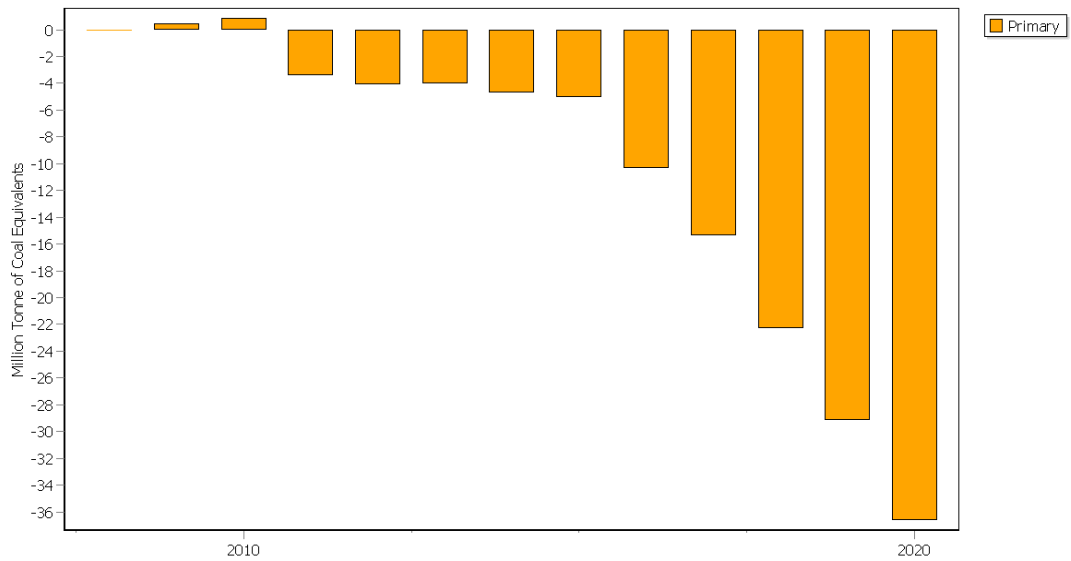


图 2-10 相对参考情景下的逐年一次能耗降低

表 2-10 按国家发改委给出情景相对于参考情景的一次能耗降低 单位：吨

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 一次能耗 | 0 | 0.43 | 0.85 | -3.44 | -4.13 | -4.03 | -4.72 | -5.02 | -10.38 | -15.35 | -22.30 | -29.19 | -36.64 |

从图表中可知，“十二五”五年期间按国家发改委给出情景比参考情景减少的一次能耗为 21.33 吨；按国家发改委给出发展情景一次能耗为 21.02 亿吨标煤，单位发电量的一次能耗为 337 克/千瓦时，与 2010 年的实际单位标准煤耗 335 克/千瓦时相当，说明若只是发展少量的分布式能源，尚不能显著改善单位发电煤耗，必须大力提高各类型发电效率及扩大可再生能源利用，才能使电力行业的单位发电一次煤耗达到预期目标。

2.1.2.5 调峰电厂的合理比例及匹配

在前述各类发电的电源配置下计算得到的全国电力负荷延时曲

线如下图 2-11 所示。

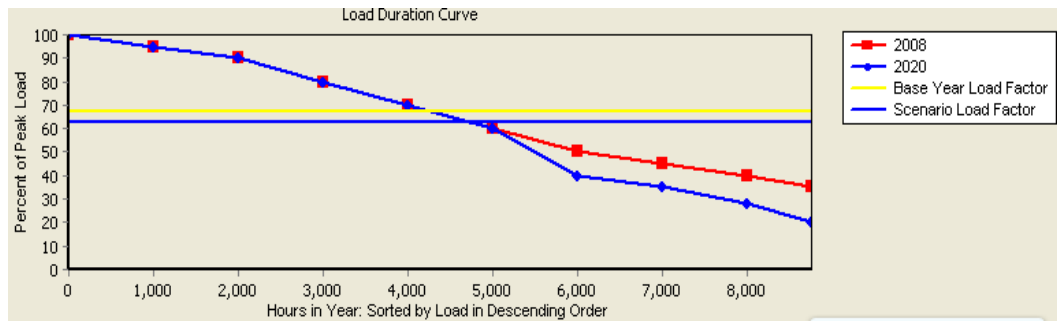


图 2-11 全国 2008 年和 2020 年的电力负荷延时曲线

从图中可以看出，从 2008 年到 2020 年，全国的电力负荷峰谷差逐步增大。

在 ENET 模型的设置中各电厂的调峰顺序设置为：原有的煤电厂和核电排第一，保证基负荷；现有煤电厂、风电和可再生能源发电排第二，CCHP 和水力发电排第三，保证尖峰负荷。图 12 和图 13 为 2008 年和 2020 年电厂调峰分配情况。

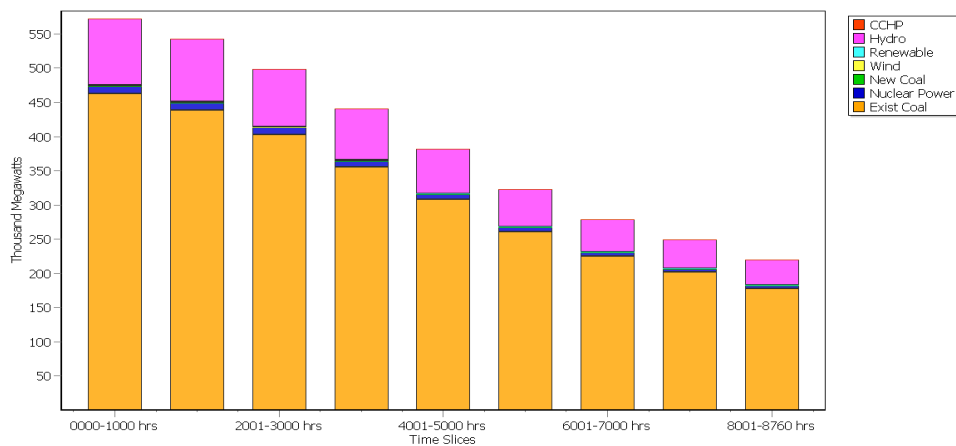


图 2-12 2008 年的电源分配情况

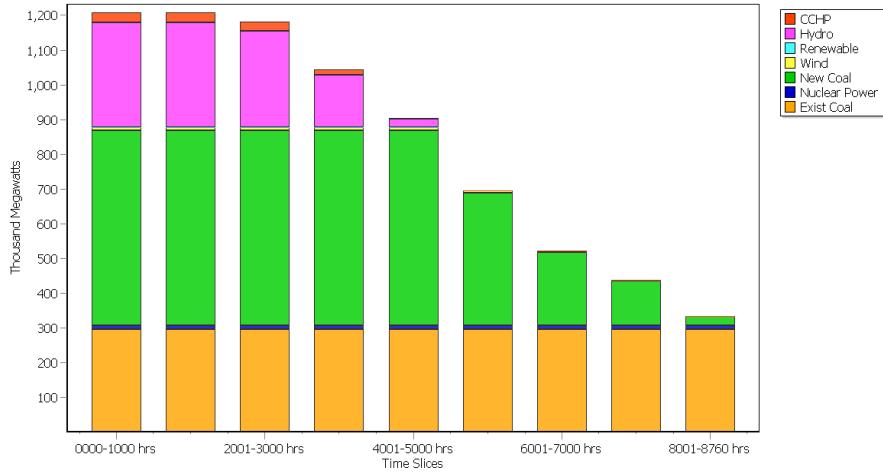


图 2-13 2020 年的电源分配情况

表 2-11 各发电厂在 2020 年的电源分配比例

| 各发电厂 | 0000-1000 hrs | 1001-2000 hrs | 2001-3000 hrs | 3001-4000 hrs | 4001-5000 hrs | 5001-6000 hrs | 6001-7000 hrs | 7001-8000 hrs | 8001-8760 hrs |
|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| CCHP | 2.484 | 2.484 | 2.338 | 1.437 | 0.26 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 水电 | 24.836 | 24.836 | 23.377 | 14.373 | 2.598 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 可再生能源 | 0.048 | 0.048 | 0.049 | 0.056 | 0.064 | 0.057 | 0.042 | 0.031 | 0.008 |
| 风电 | 0.755 | 0.755 | 0.772 | 0.875 | 1.009 | 0.893 | 0.659 | 0.481 | 0.133 |
| 新生煤炭 | 46.563 | 46.563 | 47.591 | 53.936 | 62.234 | 55.065 | 40.652 | 29.671 | 8.223 |
| 核电 | 0.81 | 0.81 | 0.828 | 0.938 | 1.083 | 1.407 | 1.876 | 2.234 | 2.932 |
| 现有煤炭 | 24.505 | 24.505 | 25.046 | 28.385 | 32.752 | 42.577 | 56.77 | 67.583 | 88.703 |
| 总计 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

从图表中可以看出，2008 年的基荷由原有的煤电厂、核电和水利发电来完成，而当电力负荷增加时尖峰负荷则主要是由水电来补充。2020 年的基荷由原有煤电厂、核电和新增煤电厂来完成，而随着负荷增大则还需要水力发电和分布式能源来进行调峰，在尖峰时候分布式能源占整个调峰电厂容量的 2.48%左右。

2.1.2.6 热需求预测

图 2-14 和图 2-15 分别为发电模块的逐年热电产量和燃煤锅炉模块的逐年热产量，表 2-12 和表 2-13 为逐年热电产量的具体数值。

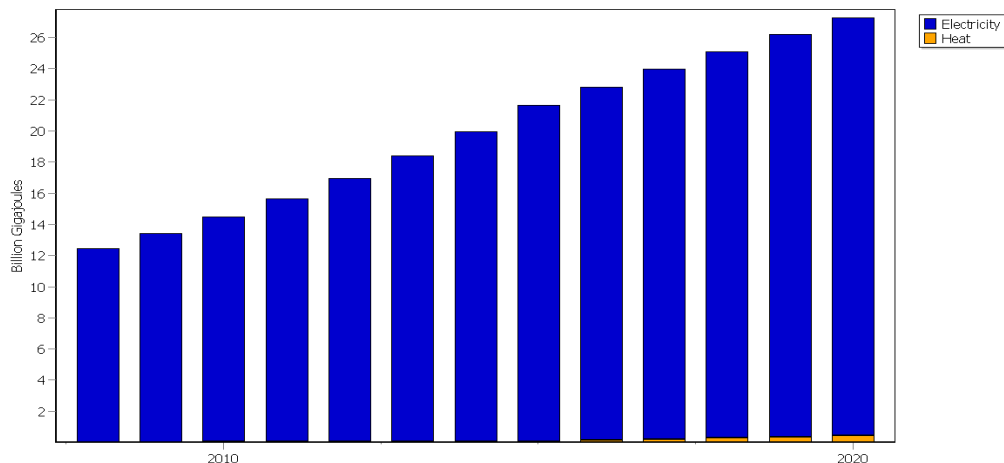


图 2-14 发电模块的逐年热电产量

表 2-12 发电模块的逐年热电产量

| 单位: BGj | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 电力 | 12.43 | 13.38 | 14.47 | 15.58 | 16.91 | 18.34 | 19.90 | 21.60 | 22.68 | 23.77 | 24.83 | 25.86 | 26.83 |
| 供热 | 0.00 | 0.02 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.13 | 0.20 | 0.27 | 0.35 | 0.43 |
| 共计 | 12.43 | 13.40 | 14.50 | 15.63 | 16.95 | 18.40 | 19.96 | 21.66 | 22.81 | 23.97 | 25.10 | 26.21 | 27.25 |

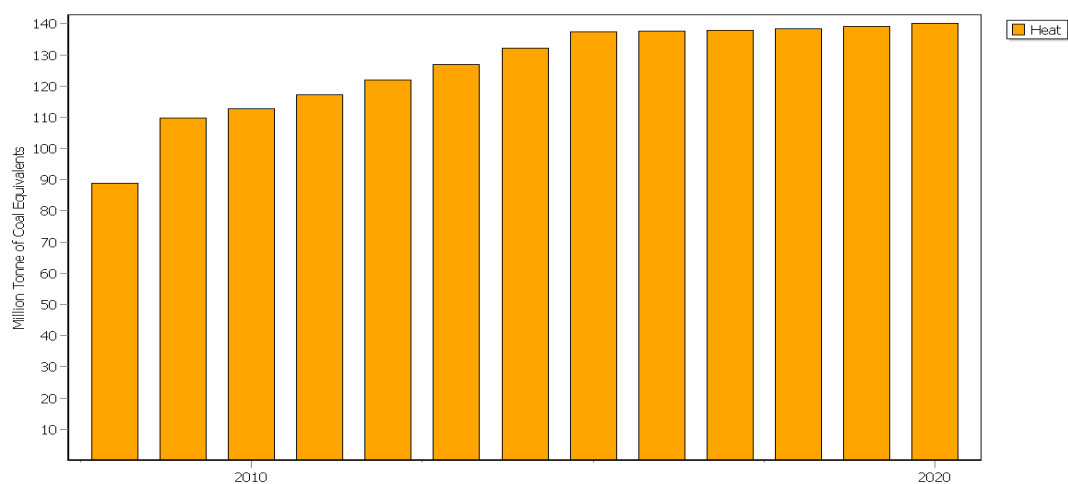


图 2-15 燃煤锅炉模块的逐年热产量

表 2-13 燃煤锅炉模块的逐年热产量

| 单位: BGj | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 供热 | 2.60 | 3.24 | 3.36 | 3.50 | 3.64 | 3.79 | 3.95 | 4.11 | 4.21 | 4.31 | 4.41 | 4.52 | 4.63 |

从图表中可以得出，2020 年 CCHP 可以提供热量为 4.3 亿 GJ，燃煤锅炉可提供热量折合为 46.3 亿 GJ，由此可知 CCHP 提供热量占总热量的 8.50%。

2.1.3 实现既定分布式能源发展目标的节能减排效果

1) 通过 WADE 经济模型的计算结果得出，按照国家发改委给出情景发展分布式能源在“十二五”期间相对于不发展分布式能源可节约 762.59 亿元，CO₂ 减排量为 1.20 亿吨，相当增加 8000 平方公里森林种植面积，减少 4000 万辆新轿车 20 年的 CO₂ 排放量。

2) 通过 ENET 模型计算得出，按照国家发改委给出情景规模化发展分布式能源在“十二五”期间比不发展分布式能源可节约资本金 442.5 亿元，CO₂ 排放量为 97 吨，相当增加 6400 平方公里森林种植面积，减少 3200 万辆新车 20 年的 CO₂ 排放量。一次能耗减少量为 21.33 吨，到 2015 年单位发电量的 CO₂ 排放量为 758 克/千瓦时，与“十二五”规划中提到的单位发电量 CO₂ 排放量 675 克/千瓦时还存在一定差距，单位发电量的一次能耗为 337 克/千瓦时，与 2010 年的实际单位标准煤耗 335 克/千瓦时相当；在削谷填峰方面，到 2020 年分布式能源可起到 2.48%左右的调峰作用；到 2020 年 CCHP 可提供的热量占全国采暖总热需求的 8.50%。

3) 从 WADE 和 ENET 两种经济模型的量化分析结果看出, 2020 年分布式能源发展到 5000 万千瓦的目标(相当于 2020 年发电总容量的 2.77%), 对节能减排、提高能效、参与电网调峰都有明显的效果, 但由于其占发电总容量的比例尚小, 节能减排的影响仍然是有限的。这是我国发展分布式能源的定位所决定的。我国分布式能源的定位是我国能源供应系统的有机组成部分, 是集中供能的有益补充。发展的基本原则是一是统筹兼顾, 科学发展; 二是因地制宜, 规范发展; 三是先行试点, 逐步推广; 四是体制创新, 科技支撑。

2.2 深化认识发展分布式能源总体价值^{【18】}

2.2.1 树立深化认识分布式能源总体价值的理念^{【19】}

分布式能源的许多效益与成本并非体现于直接参与分布式能源建设的业主或开发商, 而是体现在更广泛的人群, 经济学称之为“外差因素”, 意指“个别集团和个人的效益与成本”与“社会效益与成本”之间的不一致。这种“外差因素”不加以考虑的话就会成为市场失败的一个重要的因素。换言之, 只有市场机制能够体现分布式能源包括“外差因素”在内的全面的效益和成本, 使各种人群的经济利益协调共融, 才能鼓励最有效的社会投资和消除发展的阻力。为此, 必须建立有利于分布式能源发展, 体现“分布式能源总体价值”的理念。依据这种理念建立起一个量化分析分布式能源成本与效益的总体价值的模型。

当前, 国内对分布式能源价值的认识还比较肤浅, 主要停留在

一些宏观的概念，如经济、节能、环保、安全等等，对于分布式能源的许多广泛的社会价值都未能充分的认识，而这些价值将会在很大程度上影响分布式能源的发展。可以预测，全面量化分布式能源的价值可使其效益有数倍的增加，例如一个天然气分布式能源系统不仅对安装现场有经济运行、节能环保、安全供电的效果，而且起到对电网的支撑、调峰、带动可再生能源发展、促进能源结构调整等多种社会效益。因此，必须建立一个完整的物理模型和计算方法，把分布式能源的总体价值加以量化分析，使分布式能源投资者得到应有的回报，使社会各种人群的经济利益协调共融，把分布式能源的总体价值分析转化为市场发展的“内在因素”。

2.2.2 分布式能源整体价值的一体化分析模型

针对中国的国情，一体化模型基本架构应包括如下三个方面：

1) 受到分布式能源的影响的三类对象，包括：业主或开发商、公用事业部门、社会整体。三类对象以符号（A,B,C）表示。有的影响可能涉及到几类对象。

2) 衡量分布式能源各种成本或效益影响重要性的三个尺度；影响程度大小；是否易于转化为市场内在因素；是否易于定量分析。

3) 各种影响按照各尺度，采用三个评估等级(高/中/低)。

表 2-14 分布式能源的效益与成本识别

| 分布式能源效益 | | | | | |
|---------|--------|-------|------|-------|------|
| | 项目内容 | 影响对象 | 影响大小 | 易于内在化 | 易于量化 |
| | 提高能源效率 | A、B、C | 高 | 高 | 高 |

| | | | | | |
|--|--------------|-------|-----|---|---|
| | 自主控制用能 | A | 高 | 高 | 高 |
| | 降低用电成本 | A | 中、高 | 高 | 高 |
| | 补贴及财税优惠、碳交易 | A | 高 | 高 | 高 |
| | 用电可靠性 | A、B | 中、高 | 高 | 中 |
| | 用电质量 | A、B | 中、高 | 中 | 低 |
| | 电价保护 | A | 中、高 | 中 | 低 |
| | 缓和电力市场控制 | A | 高 | 中 | 低 |
| | 地区脱贫、海岛、油气开发 | A、B、C | 高 | 中 | 低 |
| | 促进可再生能源开发利用 | B、C | 高 | 高 | 中 |
| | 参与电网调峰 | B、C | 高 | 高 | 中 |
| | 增加燃气销售和高效利用 | B、C | 高 | 高 | 中 |
| | 缓解燃气供应季节峰谷差 | B、C | 高 | 高 | 中 |
| | 延缓电力输配系统投资 | B | 高 | 中 | 中 |
| | 延缓集中电厂新扩建投资 | B | 高 | 中 | 中 |
| | 终端侧管理及辅助服务 | B、A | 高 | 中 | 中 |
| | 降低输配电损失 | B | 高 | 低 | 中 |
| | 对电网的电压支撑 | B | 中 | 低 | 低 |
| | 减低电网受攻击危险 | B | 中 | 低 | 低 |
| | 减低室外有害气体排放 | C、B | 高 | 高 | 高 |
| | 调整国家一次能源结构 | C | 高 | 高 | 高 |
| | 带动新兴能源产业发展 | C | 高 | 高 | 中 |
| | 发展智能电网的重要支撑 | C | 高 | 高 | 低 |
| | 支持可再生能源并网 | C | 中 | 中 | 中 |
| | 减少输配电网土地占用 | C | 中 | 中 | 中 |
| | 增强电价弹性 | C | 低、中 | 低 | 低 |
| | | | | | |

分布式能源成本

| 项目内容 | 影响对象 | 影响大小 | 易于内在 | 易于量化 |
|------|------|------|------|------|
|------|------|------|------|------|

| | | | | | |
|--|-------------|-----|-----|---|---|
| | | | | 化 | |
| | 设备增量投资 | A | 高 | 高 | 高 |
| | 容量备用费 | A | 高 | 中 | 高 |
| | 并网或上网费用 | A | 高 | 中 | 高 |
| | 各类保险税收费 | A | 高 | 低 | 高 |
| | 室外排放治理 | A | 高 | 低 | 高 |
| | 室内排放 | A | 低、中 | 低 | 低 |
| | 噪声干扰 | A | 中 | 中 | 低 |
| | 电费收入降低 | B | 高 | 高 | 高 |
| | 控制及配电保护设备升级 | B、C | 高 | 中 | 中 |
| | 燃料输运系统升级改造 | B、C | 高 | 中 | 中 |
| | 激励政策成本 | C | 高 | 高 | 高 |
| | 设备国产化成本 | C | 高 | 低 | 中 |
| | 技术研发基金 | C | 中 | 中 | 中 |
| | 机构及管理改革成本 | C | 中 | 中 | 中 |

2.2.3 分布式能源的总体价值分析

2.2.3.1 总体价值的分析的含义：

总体价值量化分析是将各项效益与成本通过定量计算加以货币化，效益价值以正值表示，成本价值以负值表示，总体价值是效益与成本价值的代数和。如效益大于成本，则总体价值大于零，否则小于零。针对业主与开发商、公用事业部门、社会整体三个不同对象可得到各自的总体价值；三类对象各自总体价值的综合可以得到分布式能源的综合总体价值。

2.2.3.2 总体价值分析的要素

- A 效益与成本的定性识别
- B 建立量化分析模型，进行数值模拟计算
- C. 综合分析 with 总体价值排序
- D. 建立相关机制，促进价值实现



2.2.3.3 总体价值的动态特性

由于效益与成本取决于政策、市场、技术现状和发展，这些因素都随时间变化，总体价值也将随时间而变化。美国内华达州针对 2020 年前发展 12000 兆瓦包括太阳能发电的分布式能源计划进行了系统的效益成本分析。分析了分布式发电占内华达州发电总量不同比率条件下的情景。在效益中简单划分为能源效益、容量效益和排放效益。当比率为 15% 时，效益成本随时间的变化如下图 2-15 所示

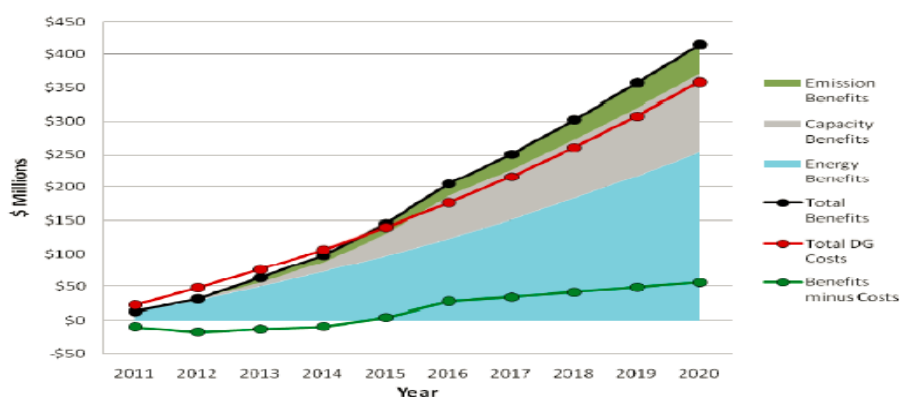


图 2-15 效益成本变化图

图中表示在 2011 到 2014 年的最初几年分布式能源的成本大于效益，但 2015 年以后效益大于成本。在最初几年分布式能源总量较小，其潜在的优势，包括财政优惠的作用都未能充分显现出来，但 2014 后随着分布式能源容量加大的规模效益和政策、市场、技术的发展，效益逐步超过了成本。

提高全社会对天然气分布式能源的认知是促进其发展的重要因素之一，必须把抽象的概念性的认识通过定量分析得到具体的经济价值，成为投资和市场发展的内在动力。我国分布式能源规模化发展所面临的迫切问题是树立完善的总体价值的理念，建立量化分析总体价值的一体化模型，科学评估分布式能源的成本效益对各方面的影响，提出有针对性的政策与机制改革的建议。

2.3 分布式能源对电力与天然气供应系统的影响

2.3.1 分布式能源对电力供应系统影响综述^{【20-21】}

分布式发电对输配电网的影响主要与其相对于所在系统的总容量的比率（或称为渗透率）有关。比如一个 2 兆瓦的发电机对于配电网有重要影响，然而对于输电网的影响却可以忽略。另一方面，如果一个分布式发电提供了所在系统中用户负荷的 30%或更多时，其对输电网的影响就不可忽略了。电网是由各种规模发电机、输电、配电、用户负荷连接组成的大网络。电力从中心电站的发出的电力转换成高压（几百千伏）经长距离输电系统的子站，在输电子站降压到 35 千伏或 11 千伏电压后由导线经过居民区，馈电给居民用户或商业用户。

由于配电网有限的承载能力，10兆瓦以上的发电机组一般是在输电站或输电系统的电压水平下并网。

2.3.1.1 对输电网的影响

多年来研究分布式发电对电力系统的利益大都集中在延缓或避免配电网建设项目的投资带来的经济效益。这些建设项目投资包括建配电站、馈电设备、土地征收和使用、配电线路通道等。但仅仅延缓或避免配电系统这些项目的投资往往还不能补偿建设分布式能源的费用，如果考虑到能够延缓或避免局部输电系统的投资，则经济利益就可能是明显的，因为同等容量的输电系统建设费用远高于配电系统。

1) 对输电系统的局部利益包括：

容量支持：阻止正常条件下尖峰时段的过电流或过负荷。对输电系统不同位置的分布式发电由于可以降低电网负荷而提供容量支持。如果输电网已经运行在其最大容量范围，则分布发电可以起到延缓输电网扩容投资的作用。这些投资可能仅仅扩容配电站的输电线，也可能包括配电站整个设施，如变压器、开关、电容器、断路器等。一般而言，分布发电容量越大，可延缓投资的利益越大。

意外容量支持：阻止意外条件下尖峰时段的过电流或过负荷。在局部网络发生意外故障时可能需要外部网络的电量支持，伴随着电流与功率损失。分布发电的存在可以减小外部的容量支持带来的附加损失。

➤ **电压支持：**阻止正常或故障条件下尖峰时段的过电压

- 电力平衡：分布式发电可以帮助解决电网不同段落的电力平衡问题。一个从多电源来的输电网示意如下：

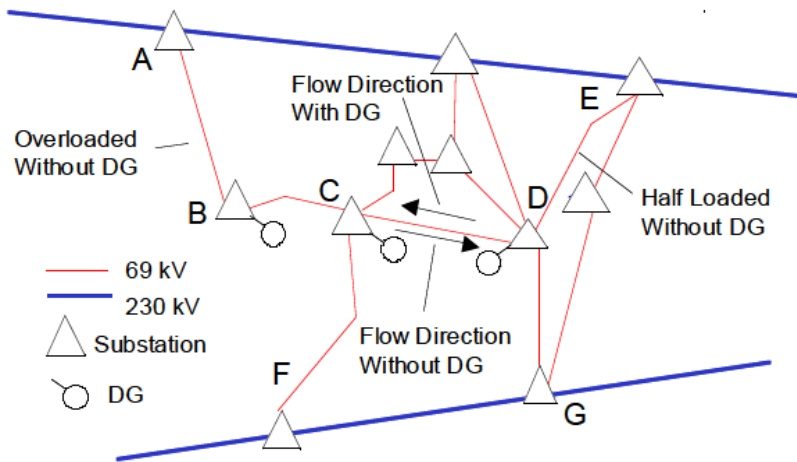


图2-16 输电网示意图

上图中粗线表示230千伏输电干线，细线表示69千伏的输电支线，从干线输到直线的电量主要是由各配电站的负荷分配决定的。某些情况下从干线到个各线的的电量是不平衡的，有的过载（如A-B）、有的为低负荷（E-D）。没有安装分布发电时配电站间的电量是从C-D，但安装适当容量的分布发电机组后可以改变流向为从D-C，对原来从干线到支线的不平衡电流起到逆向补偿作用，从而改善了输电网的不平衡电力输送。

- 降低损耗：减小线路电流，降低导线和变压器电损失。在电网中各元件中的损失与电流平方成正比，因此，分布式发电在尖峰时段对电网的降损效果更明显。对于容量相同的分布式发电，对总体容量较小的配电网的降损更明显，但当分布式发电的穿透力达到一定程度后，对输电网的降损和经济性不可忽视，尤其在尖峰或拥塞的极端情况下。由于输电网比配电网有更多复

杂多变的因素，如双向潮流和多电源的特点时分布发电降损的影响不总是直接的关系。在应急或意外情况下，当需要从远方电网进行跨网支持时的降损作用会明显体现，有的研究表明对于一个2500MΩ负荷的电网，一个300MΩ分布发电机的降损效果可达10%。无论对降损或对电压的影响与分布发电容量都不是线性的关系，这种非线性关系更明显表现在分布式能源集中或分散布置的影响，如上述单机300MΩ分布发电容量用单机容量为2.5MΩ的小机组分散布置在输电网上，则降损的效果可达2-3倍之多，且对电网各元件有更好的延寿效果。

➤ 设备延寿：减小了老设备的负荷，延长使用寿命。

2) 对于在输电网上直接并网的大型发电机组可以提供成套服务，称之为辅助服务，包括：

- 系统调节：发电机参与系统的出力与电压调节，保持系统稳定性。
- 旋转储备：发电机提供与电网同步的空载容量，可在短期（如10分钟）提升到额定容量。
- 非旋转储备：发电机提供与电网非同步的容量，可在短期（如10分钟）提升到额定容量。
- 替换储备：发电机能在60分钟提升到额定容量。
- 无功电压：保持当地电压维持既定的功率因数。
- 黑启动：为电网有序的恢复过程提供黑启动能力。

分布式发电提供上述的各项储备服务可以显著减低区域配电站

的负荷需求和降低扩展输电系统的需求。

2.3.1.2 分布式发电对配电系统影响

分布式发电对于配电网的影响，主要是对降低建设投资及改善配电系统性能的认识已经逐步被广泛认识。传统的配电服务有许多“打包”的服务组成，并以单一的定义和价格提供给用户。实际上其中一些服务可以由分布式发电来替代公用电力部门完成，并应从中得到一定的经济补偿。

这些可由分布发电提供的服务包括：容量支持、意外情况下的容量支持、降低网损、电压支持、电压调节、功率因数控制、相间平衡、设备延寿等。这些服务的能力主要取决于分布式发电的安装情况，如安装在用户电表前、电表后、或用户侧负荷管理具有不同的服务能力。这些服务可大体分为三类：替代或延缓投资、提供点质量控制、或替代外购电。这些不同的服务应有不同的经济补偿机制，补偿机制运用的合理性又直接影响分布式发电对配电网的服务潜力的发挥。

1) 配电系统的作用和功能

配电网是集中发电厂经过输电、变电后与终端用户之间的最后一个连接环节。发电量经过长距离的高压输电传送到位于负荷中心的配电站，在配电站把高压转换成低压后，经过从配电站引出的电力线把低压电传送到各类用户。配电网在负荷中心采用低压电会带来成本、可靠、安全、安装、设备费用等多方面的益处。

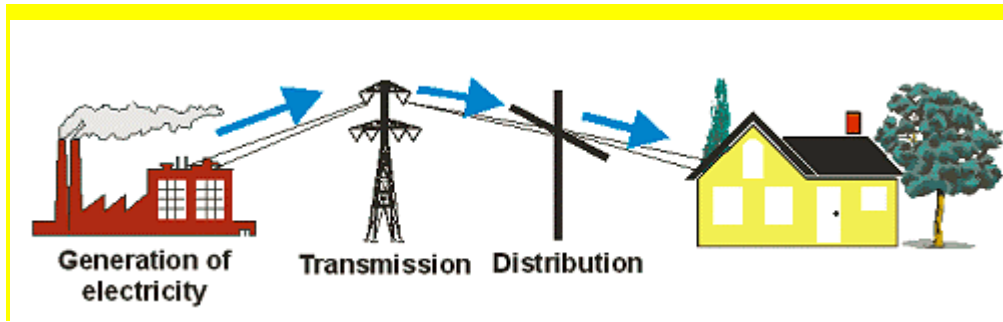


图2-17 电网输配电示意图

2) 配电网的结构

配电系统结构对分布发电的影响有重要的作用，主要包括其拓扑结构（放射型或网络型）地上或地下、连接电压、配电站设计等。对不同结构配电网的影响的分析方法也不同。在放射型配电网中、一次配线（馈电）和其连接的负荷在给定时间内均由一个配电站供应；而在网络型配电网中则有一个以上的一次供电。

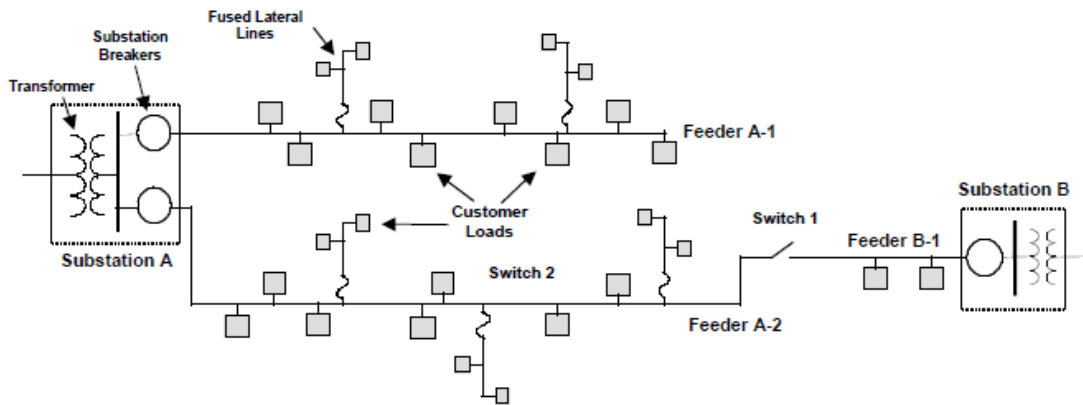


图2-18 农村地区放射型电网示意图

在配电站A中有变压器、母线、和两个分支馈电线路(A-1, A-2)。各用户负荷分布在两个分支，及其分叉上。为了分析方便把附近一个变电站的一个分支馈线(B-1)延伸到A-1馈线位置。在三个馈线间通过开关联络，开关间有联锁保护，不能同时闭合。通常情况开关1 开启，开关2 闭合，这两个开关之间线路上的用户由配电站A供电。如

果配电站A过载时则开启开关2、打开开关，其中间线路上的用户由配电站B供电。

从这个案例可以得出分布发电机组对配电人员如何分配各回路和变压器负荷将取决于分布发电机相对于各配电站以及重要开关的位置。

在城市区域往往采用网络型的配电网，以便提供更多的配电服务。按照在一次网或二次网上并网的不同电压水平，有多种配电网系统。二次网在由两个或多个一次馈电的变压器提供的低电压（如480伏、220伏）下运行。一种高度集中化的局域性二次网称之为“spot”网，如图2-19所示：

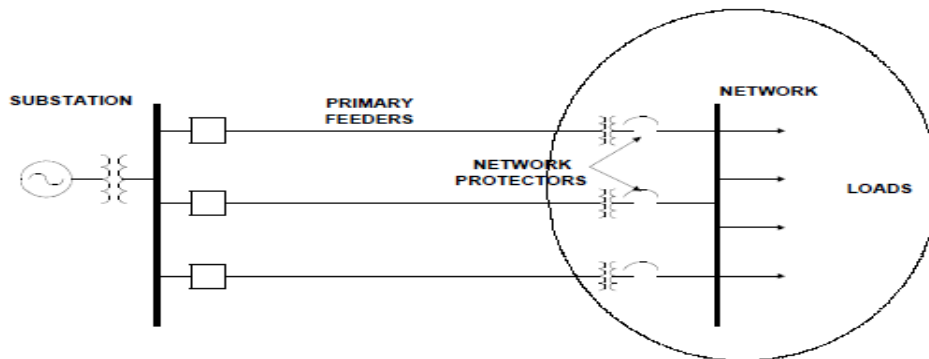


图2-19 “spot”网示意图

这种配电网的一次馈电是由配电站提供一个含有变压器和防逆流保护装置的干线系统。在这种网络中较大容量的分布发电机将对保护装置正常运行产生很大影响，将有更多的并网要求，甚至避免使用。分布式发电对配电网的影响取决于多种因素，主要有：

- 首先取决于配电网的结构，对放射型和网络型的配电系统具有不同的影响。在网络型配电中的分布发电机可能提供对配电网总体的容量支持，但在放射型配电中分布发电的容量的支持很

大程度上要取决于其所处的位置。反之，在放射形配电中分布发电提供改善电压和降低网损的利益，在网络配电中却可能产生负面的影响。

- 分布发电对配电网的影响也取决于并网电压的水平，如果线路上的电流水平一样，则线路电压越高时线路的总容量越大，同容量的分布发电机组占容量比例将会减小，影响也随之减小。
- 分布式发电对不同的配电站结构也有不同影响，最简单的配电站可由一台变压器，一、二个放射型馈电线路组成。多数配电站有二、三台变压器，6-10条馈电线路和开关组成。第三台变压器可能作为备用。

因此，分布发电对配电网正常状态和应急状态下所起的作用是不同的。

2.3.2 分布式能源对天然气供应系统的影响

天然气分布式能源的规模化发展必然直接关系到天然气供应系统。随着天然气消耗量和季节峰谷差的不断加大，为解决均匀供气与不均匀用气之间的矛盾，保证不间断地向用户供应正常压力和流量的燃气，需要采取一定的措施使燃气供应系统供需平衡。一般要综合考虑气源、用户和输配系统的具体情况，提出合理的调峰手段。有关内容在第四章内作系统的阐述。

3 分布式能源参与电力系统调峰的可行性研究

3.1 分布式能源调峰的概念和现状

3.1.1 电网调峰的一般概念

1) 什么是电网调峰

对于一个区域性电网管理模式而言，当区域内发电量大于需求量或者发电量小于需求量时，对于一个无储能的电力系统就会出现电网电压升高或下降的现象，必须加以控制。当电力需求量大于发电量时，就要用调峰机组增加发电量，或把部负荷甩掉（拉闸限电），或向周边的电网借电。当发电量大于需求电力需求量时，就要减小发电量，或把多余电量输给周围高峰负荷地区，这就是电网调峰。

2) 电网调峰的基本方法

➤ 调峰电源

电网中一般要配备一定容量的调峰发电机组作为调峰调频电源，其容量的最大值可以为当地电网的峰谷差，但取决于电网总装机容量、常规电厂的调峰能力、需求侧管理等因素的影响，往往使调峰调频需求容量小于电网的最大峰谷差。近年来，全国各电网的电力负荷急剧增长，峰谷差日益加大，尤其是东部和南部沿海区域，迫切需要增加调峰调频电源，起到调峰、调频、调相、事故备用、黑启动的能力。

根据国内外电网的情况,参与电网调峰的电厂和机组包括柴油机电厂、航空型及陆用燃气轮机电站、水电站、抽水蓄能电站、调峰改造的火电机组、燃气-蒸汽联合循环机组、适应调峰要求的大容量火

电机组、实行跨网负荷调配等。

国外的情况以改造后的中小功率火电机组和燃气-蒸汽联合循环机组作为主要的调峰方式。最近几年，我国大容量的联合循环机组的建设工作取得重大进展，国家统一组织了引进单机容量为350兆瓦级联合循环机组的打捆招标工作，先后由美国GE公司、日本三菱公司和德国西门子公司引进几十台单机容量为350兆瓦级的E型和F型单轴或联合循环机组，对提高我国电力系统设计、施工、运行技术水平均具有十分重要的战略意义。近年来，天然气冷热电三联供分布式能源技术有很大的发展，“十二五”期间为了节能减排和能源结构的调整，将有一个较快的发展。如果能使天然气分布式能源参与电网调峰，不仅有利于解决电力调峰的迫切需要，也更提高了分布式能源的价值，更有助于规模化发展。这是本课题研究的重点内容。

➤ 需求侧负荷侧管理

需求侧管理是在需求侧的负荷调整或负荷管理，是电力部门采取有效的激励、诱导措施及适宜的运作方式，与用户共同协力提高终端用电效率，改变用电方式，为减少电量消耗和电力需求所进行的调峰管理，其目标是调整负荷曲线形状。负荷调整有多种基本类型，如图所示。

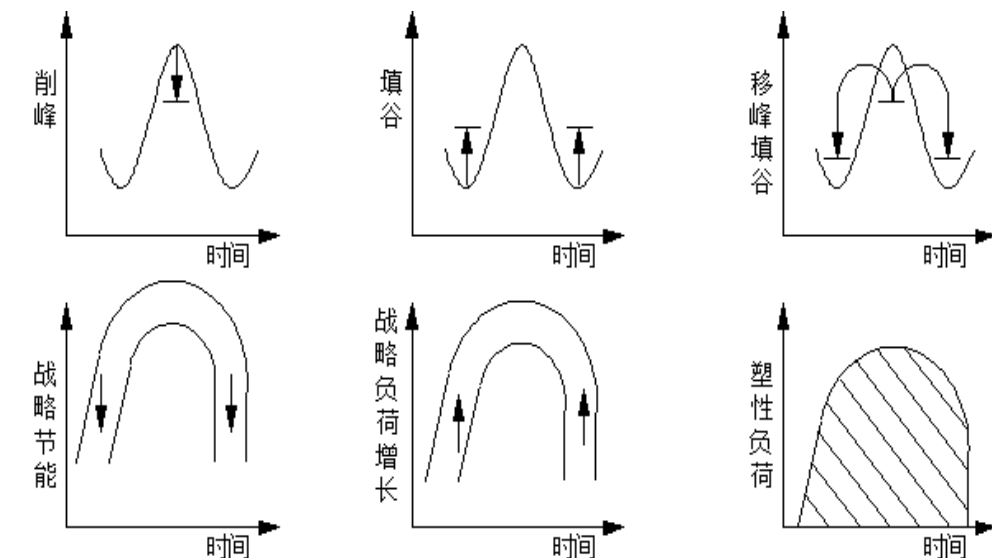


图3-1 6种负荷调整基本类型

电力公司根据其备用容量，负荷因子及规划期长短不同，可侧重于不同的负荷调整目标

削峰：通过系统调度人员的直接控制如拉闸限电，或根据合同中断供电的可中断负荷控制，降低峰荷。削峰可减少高成本调峰机组的启用、延缓新增调峰机组建设、从而减少电力系统总运行费用。调峰常用于负荷增长过快，容量增长跟不上需求，需要大批量外购电的电力系统采用。

填谷：主要指提高非尖峰负荷，适用于电力系统有空闲低成本发电量时。通过季节电价、分时电价可刺激非高峰用电消费增长，从而减低系统平均运行成本。

移峰填谷：将高峰负荷推移到非高峰负荷。通过季节电价、分时电价、储能、高耗电设备交替运行可以推移高峰负荷、降低总体运行费用。

战略节电：通过终端侧管理，以激励手段鼓励用户采用各种新技

术新设备提高用电效率、减少电量总需求，延缓电力公司扩容。

战略负荷增长: 开拓电力市场，以电力替代用户采用的其它能源，如石油、天然气等，目的在于鼓励推广新型电力技术与设备，如储电技术、电动汽车等。

塑性负荷: 考虑电力规划中的各种不定因素，为用户提供一种较灵活可塑性的选择。

需求侧管理要考虑两个方面：一方面要力图以较少的新增装机容量达到系统的电力供需平衡，就必须千方百计降低电网的最大负荷，其根本措施是通过负荷管理技术，改变用户的用电方式，降低电网的最大负荷，取得节约电力、减少电力系统装机容量的效益；另一方面要力图减少系统的发电燃料消耗，就必须设法减少系统的发电量，其根本措施是通过用户采用先进技术和高效设备，提高终端用电效率，减少电量消耗，取得节电量效益。所以，需求侧管理包括负荷管理和电量管理两方面。

需求侧管理涉及到电力公司、用户、社会各方的利益，包括技术措施和市场管理两方面的问题。在技术措施方面对住宅、商业部门、工业部门不同的负荷特性有不同的要求、千差万别。对住宅及商业涉及到的技术如建筑结构、家用电器、供热、空调、照明、储能等，在工业方面涉及到通用设备，高效电机，余热回收，先进电器技术等。分布式能源是当今民用、商业、工业可普遍推广应用的先进技术。在市场管理方面，一旦电力公司确定了最合适的负荷调整目标、用户最终用途以及打算采用的技术措施后，负荷管理成功与否将取决于用户

的接受程度，即用户参与或采纳电力公司计划的意愿并与电力公司密切合作。为了选择恰当的实施策略，电力公司对用户接受准则的透彻了解是一系列努力中的关键因素。

➤ 电网之间的调峰

随着西电东输特高压电网的建设和区域电网内500千伏高压电网建设，使各大区电网和区域电网的联系通道不断的加强，可交换容量也在不断的提高，为区域电网间调峰资源统筹利用、统一调度措施提供了条件，使调峰资源统一利用、统一调度可以成为提高电网调峰资源利用率的重要措施之一。随着我国大规模风电的发展和特高压电网建设，跨省或跨地区调峰，以及风电与火电打捆调峰都将成为重要的调峰形式。

3.1.2 国内电力调峰的现状和问题^{【22】}

3.1.2.1 各电网调峰差日益加大、部分地区外受电比例逐渐升高

国家电监会发布《2010 年度发电业务情况通报》指出：我国电力峰谷差越来越大，在风能等可再生能源大力发展和热电机组大量增加的同时，各地区电力调峰问题越来越突出。2010 年，南方电网统调最大负荷 10436 万千瓦，最大峰谷差 3747 万千瓦，最大峰谷差与最大负荷比例达 35.91%。海南电网统调最大负荷 230 万千瓦，最大峰谷差 113 万千瓦，最大峰谷差与最大负荷比例 49.11%。另外，我国近年来由于跨地区资源配置力度加大，部分地区外受电比例逐渐提高。2010 年 12 月，辽宁电网最大用电负荷 2078 万千瓦，外受电力

842 万千瓦，受电力与最高负荷的比例为 40.52%，居全国最高。2010 年全国各地最大电负荷、峰谷差、外受电情况如下表：

表 3-1 2010 年全国各地最大负荷、峰谷差统计表^[23]

| 电网公司 | 统调 最大负荷(万千瓦) | 统调 最大峰谷差(万千瓦) | 最大峰谷差占最 大负荷比例% |
|-----------------------|-----------------|------------------|-------------------|
| 华北电网 | 15319 | 4446 | 29.02 |
| 京津塘 | 4674 | 1442 | 30.85 |
| 河北 | 2386 | 816 | 34.20 |
| 山西 | 2039 | 449 | 22.02 |
| 内蒙古 | 1654 | 531 | 32.10 |
| 山东 | 4903 | 1350 | 27.53 |
| 东北电网(含蒙 东) | 4713 | 1245 | 26.41 |
| 辽宁 | 2002 | 457 | 22.83 |
| 吉林 | 773 | 269 | 34.77 |
| 黑龙江 | 893 | 374 | 41.89 |
| 西北电网 | 4055 | 680 | 16.77 |
| 陕西 | 1271 | 430 | 33.86 |
| 甘肃 | 1110 | 223 | 20.13 |
| 青海 | 602 | 95 | 15.81 |
| 宁夏 | 751 | 1080 | 14.38 |
| 新疆 | 748 | 202 | 26.94 |
| 华东电网 | 16606 | 4561 | 27.47 |
| 上海 | 2609 | 1013 | 38.83 |
| 江苏 | 6062 | 1440 | 23.75 |
| 浙江 | 4202 | 1420 | 33.79 |
| 安徽 | 1865 | 540 | 28.95 |
| 福建 | 2216 | 704 | 31.77 |
| 华中电网 | 11157 | 3183 | 28.53 |
| 河南 | 3608 | 1037 | 28.74 |
| 湖北 | 2206 | 727 | 32.94 |
| 湖南 | 1716 | 626 | 36.48 |
| 江西 | 1139 | 453 | 39.78 |
| 四川 | 2094 | 768 | 36.68 |
| 重庆 | 1025 | 366 | 35.67 |
| 南方电网 | 10436 | 3747 | 35.91 |
| 广东 | 6956 | 3193 | 45.90 |
| 广西 | 1244 | 601 | 48.30 |
| 云南 | 1265 | 386 | 30.51 |
| 贵州 | 1321 | 448 | 33.90 |
| 海南 | 230 | 113 | 49.11 |

表 3-2 2010 年全国各地外受电力情况统计表

| 电网公司 | 统调最高负荷 (万千瓦) | 外受电力 (万千瓦) | 外受电力与 最高负荷比% |
|------|-----------------|---------------|-----------------|
| 京津唐 | 4674 | 1489 | 31.86 |
| 河北 | 2386 | 326 | 13.67 |
| 山西 | 2039 | — | — |
| 内蒙古 | 1654 | 195 | 11.79 |
| 山东 | 4903 | — | — |
| 辽宁 | 2078 | 842 | 40.52 |
| 吉林 | 773 | 161 | 20.82 |
| 黑龙江 | 893 | 205 | 23 |
| 陕西 | 1271 | — | — |
| 甘肃 | 1110 | — | — |
| 青海 | 602 | — | — |
| 宁夏 | 751 | — | — |
| 新疆 | 748 | — | — |
| 上海 | 2621 | 787 | 30.04 |
| 江苏 | 6034 | 780 | 12.92 |
| 浙江 | 4204 | 917 | 21.81 |
| 安徽 | 1871 | 119 | 6.38 |
| 福建 | 2037 | — | — |
| 河南 | 3608 | 164 | 4.56 |
| 湖北 | 2206 | 507 | 23 |
| 湖南 | 1716 | 228 | 13.3 |
| 江西 | 1139 | 154 | 13.5 |
| 四川 | 2094 | 248 | 11.84 |
| 重庆 | 1025 | 46 | 4.51 |
| 广东 | 6956 | 2287 | 32.88 |
| 广西 | 1244 | — | — |
| 云南 | 1895 | — | — |
| 贵州 | 1321 | — | — |
| 海南 | 230 | — | — |

3.1.2.2 各电网存在的调峰问题^[24]

1) 华北电网：以京津唐电网为例，从年度来看京津唐电网每年都有一个夏季高峰和一个冬季高峰。夏季高峰出现在 7 月和 8 月，冬季高出现在 12 月，空调负荷及热负荷在年度负荷中的比重增长较大。

冬季调峰困难，如 2010 年京津唐电网供热机组 1434 万千瓦，占统调容量 30.48%。冬季供热机组出力调节能力受限，尤其在风电大发期，最大出力 250.2 万千瓦，导致电网低谷调峰困难。全年共有 7 天由于调峰原因发生弃风，总弃风电量 1948.5 万千瓦时。夏季尖峰负荷增长，2010 年华北电网最大负荷达 15319 万千瓦，同比增长 16.53%；京津唐电网最大负荷达 4674 万千瓦，同比增长 16.76%；北京电网最大负荷达 1666 万千瓦，同比增长 16.91%。华北电网第十一次刷新历史负荷记录，多次越过负荷尖峰。

此外，京津唐电网的张家口、承德坝上地区位于内蒙古高原南缘，风资源丰富，均已作为百万千瓦级风电开发基地列入国家风力发电中长期发展规划。预计到2010年，并网风电总容量将达400万千瓦，约占京津唐电网装机总容量的10%。集中建设大规模风电场，如张家口风场，通过高压电网外送的方式，在国际上也没有经验可循。作为间歇性电源，大规模风电接入电网对既有电网在调峰调频、无功电压控制和电能质量等方面带来很大冲击，需要深入分析风电场并网引起的无功电压、调峰调频、潮流网损、稳定大规模风电并网对京津唐电网的影响和对策分析。

2) 东北电网：东北电网峰谷差增长率大于电力负荷的年增长率。由于水电装机中扣除小水电容量、受阻基荷和最低限度的备用容量，可用来调峰的容量尚不到 3000 兆瓦，从而迫使电网大量的调峰任务不得不靠火电机组承担，且调峰幅度逐年上升，造成电网的调峰形势

越来越严峻。仅 1990 年东北电网的峰谷差容量达 4000~4940 兆瓦，调峰问题日益突出表现在几个方面：

- 因调峰能力不足迫使高峰时拉闸限电。高峰时由于周波过低，为了保证电网的安全运行只好拉闸限电。低谷时又由于周波过高，同样为保证电网的安全运行只好迫使机组停机冷备用，这样电网运行很不经济。
- 夏季调峰比冬季更困难并造成水电电量损失。东北地区水力资源季节性很强，平水期特别是丰水期为充分利用季节性水力资源，此时安排水电带基荷运行，而火电带峰荷。但由于火电调峰能力不足，为维持供电质量常被迫水电弃水调峰，从而造成水电电能损失。
- 火电机组调峰的频繁起停影响设备的安全运行。根据电网调峰的需要，用来调峰的火电机组每天至少启停2~3次，从而使得设备热疲劳损耗导致过早损坏，给设备的安全运行带来很大威胁，并增加了检修工作量和缩短大修周期，直接影响发电效益和电网的安全运行。
- 火电机组带负荷速度慢，跟不上负荷快速增长速度的要求。

350兆瓦机组调节幅度40%，从210兆瓦带到350兆瓦需要历时40分钟。这样慢的带负荷速度加之受燃料消耗率的限制，难以适应负荷的大幅度变化，不仅给电网调度和运行带来很大不方便，而且直接影响到电网效益的发挥和严重威胁电网的安全运行，当电网中核电投入后将使电网的调峰填谷矛盾更加突出。这些问题的存在，使得东北电

网的调峰问题越来越严重，矛盾越来越突出，不但威胁着电网的安全运行，而且影响电网效益的充分发挥。

此外，东北区域由于电网调峰、输供电设备等问题引起风电出力受限较为严重。风电存在新建项目立项快、建设周期短、布点偏远和非线性出力等特点，东北电网配套输供电能力和系统调峰能力不足限制了风电的吸纳能力，特别是通辽、赤峰、白城及辽宁个别地区风电受限严重，一些风电场受限出力大于 60%。

3) 南方电网：2010 年以来用电量保持两位数以上的快速增长。自 2009 年 7 月份以来，云南、贵州、广西省区遭遇有气象记录以来最严重的秋、冬、春连旱，部分地区旱情甚至达到百年一遇，受旱情影响的西部来水严重偏枯，全网大部分水库来水偏少三分之二，水电出力严重下降。而进入六月中旬以来，广东、广西、云南普降大到暴雨，造成江河湖泊及水库水位暴涨，城市内涝严重，保电及排涝任务非常严峻。电力负荷快速增长加之旱涝自然灾害是电网调峰异常严峻。此外，广东 9E 机组主要靠政府出台的燃油燃气加工费政策补贴来维持顶峰发电，但也曾出现补贴资金不足、发电积极性不高的情况。

2006年成立了调峰调频发电公司是中国南方电网有限责任公司的专业化分公司，负责南方电网区域内调峰调频电厂的运营、维护、管理和建设。目前，公司运行管理和建设的电厂包括：已全部投运的天生桥水力发电总厂、鲁布革水力发电厂、广州蓄能水电厂。在建的惠州抽水蓄能电站、清远抽水蓄能电站、深圳抽水蓄能电站，前期开发的梅州、阳江、海南等抽水蓄能电站和佛山LNG项目。已投运机组

容量582万千瓦，在建机组容量218万千瓦，前期开发及规划项目容量885万千瓦。公司管辖的电厂在电网中主要承担调峰、调频、调相和事故备用等任务。

4) 华东电网：根据华东电网负荷及特性预测以及华东电网2010年的电源规划、国家电网公司的特高压送电规划，如果2010年以后华东电网除规划建设的核电以及特高压电网送入电力外，均考虑建设火电，华东电网的调峰平衡情况为：2010年时，火电机组的综合调峰能力率可达47.8%，由于核电和夏季调峰性能较差的区外水电占华东电源的比例不大，且电网内增加了一批抽水蓄能电站(江苏宜兴抽水蓄能电站1000兆瓦等)和调峰性能较好燃气轮机等，全电网的调峰能力可满足电网的需求；但是到2015年时，由于核电和夏季调峰性能较差的区外水电占华东电源的比例有所提高，则在夏季时日调峰出现约2000兆瓦调峰的缺口；到2020年时，火电机组的综合调峰能力率可达48.1%，由于核电和夏季调峰性能较差的区外水电占华东电源的比例相对于2010年有更大提高，则在冬季、夏季时日调峰出现约1800、16700兆瓦调峰的缺口。如果华东电网在2010~2015年和2016~2020年间分别建设约6000兆瓦、5000兆瓦抽水蓄能机组，则华东电网可保持调峰平衡。

华东电网2010~2020年可能出现调峰平衡缺口的原因，主要是由于日最低负荷率的下降、不参加调峰的核电和丰水期水电在电网中的比重不断增加、以及为保证火电机组安全稳定运行火电机组存在最低技术出力限制。为了填补2015、2020年存在调峰平衡的缺口，以及满

足电网的调峰平衡，适当建设调峰电源是一个必然的选择。

随着华东500千伏电网的加强以及特高压电网的建设，华东四省一市电网的联系通道在不断的加强，可交换容量也在不断的提高，为区域电网间调峰资源统筹利用、统一调度措施提供了条件，使调峰资源统一利用、统一调度可以成为提高电网调峰资源利用率的措施之一。

5) 华中电网：随着社会的进步和人民生活水平的提高，华中电网用电负荷峰谷差越来越大，呈逐年增长趋势，电网的调峰问题也日益突出，从1996年7月到2000年7月，华中电网的最大用电峰谷差由6770兆瓦上升到9560兆瓦，年均增长率为10.30%；平均用电峰谷差由4275兆瓦上升到7110兆瓦，年均增长率为10.55%。华中电网调峰问题在汛期尤为突出，如：1999年汛期，华中电网平均用电峰谷差为6840兆瓦，由于电网调峰容量不足，被迫采用水电机组弃水调峰，火电机组投油助燃，或启停调峰的办法来解决电网的调峰问题。另外，全网发电机组的调峰能力又没有得到充分利用，比如：由于各省间交换电量的电价不合理，在一定程度上导致了省电力公司发用电的自我平衡出现某省用电高峰时段拉闸限电，另一省有备用容量却不能互相支援的现象。又如，受电网输变电能力限制，有时出现窝电与缺电并存的现象等。因此，需要采取技术的、经济的、管理的措施，解决电网的调峰问题。

华中电网装机结构中水电比重较大，主汛期的水电大发为华中电网迎峰度夏方式的特点，三峡电站是世界上在运规模最大的水电站。2009年是26台机组全部建成正式投运的首年，2010年来水充足，首次

具备1820万千瓦满出力168小时运行试验条件，三峡电站电力送出压力比往年加大。四川电网水电资源丰富，近年来一直保持较快增长速度。丰水期四川电网属于华中电网送端，从跨省跨区资源配置的角度看，如何消纳和转供三峡、四川、鄂西等大量集中送出的水电是迎峰度夏期间运行方式安排的重点。

研究各水电厂在不同季节的调峰能力，实现跨流域水电补偿，对于充分利用水能，减少环境污染，提高电网的经济效益有重要意义。华中电网地处黄河流域及长江流域，各大水系来水具有一定的不同时性、并且各主要水电厂水库具有不同的调节能力。因此，需要加强水情预报工作，认真研究各水电厂在不同季节的调峰能力，发挥水库群的补偿效益。目前，华中电网200兆瓦、300兆瓦机组的调峰能力为30%~50%，100兆瓦及以下机组启停调峰，火电机组调峰能力尚有潜力可挖，可采用激励和考核措施，促使火电厂加大机组调峰改造力度，充分利用机组的调峰能力。

6) 西北电网：西北电网是国内水电比重较大的跨省(区)电网之一。由于黄河上游梯级水电站有龙羊峡、刘家峡两大水库，调节性能较好，一般说来目前调峰问题还不很突出 但也不是没有问题。黄河上游的水电，尽管自身条件尚好，但受到下游灌溉用水、工业和城市用水以及防凌、防洪等因素的制约，要求每年5~9月和11月大量放水，12~3月控制泄量，而电力系统的用电规律却与此相反，11月~1月为全年最高负荷季节，7~9月为用电低谷。西部以水电为主，冬季电量不足，需要东部电网的火电西送补充。而夏季水电大发，尽可能压低火电，

但有时水电还被迫弃水调峰，使电网效益受损，其综合调峰能力也有所下降。虽然如此，西北电网的水电仍为电网调峰作出了巨大贡献。在今后若干年里，西北电网的调峰主力仍为黄河上游梯级水电。

3.1.2.3 我国当前电力调峰综合性问题

1) 随着各电网峰谷差的日益加大和当前调峰存在的问题，我国电源结构以煤电为主，热电机组占较大比例。我国风电资源丰富的“三北”地区供热机组占火电装机容量比重大，冬季为了满足供热需求，无法进行深度调峰。水电中的径流水电所占比例大，核电出于安全和经济考虑一般不参与调峰。风能资源富集地区的风电大都有反调峰特性（即负荷低谷时风电出力大，负荷高峰时风电出力小），使调峰矛盾更为突出。因此，如何改善当前和应对今后更严峻的调峰问题成为全国和各省级电网共同亟待解决的问题。

2) 风电比例大的电网，风力资源丰富的华北、西北、东北三北地区，因风电的间歇性、反调峰特性使调峰任务更加突出。“十二五”期间，规划的多个千瓦级大型风电的上网使系统调峰更为严峻。

3) 热电联产机组比例大的电网，如华北、华东电网，因冬季供热机组出力调节能力受限，尤其在风电大发期，使冬季低谷调峰困难，可能被迫出现弃水或弃风运行。

4) 水电占比例大的电网，如华中、西北、华南电网，主汛期的水电大发要解决消纳和转供水电，减少或避免弃水；枯水季节水电不足要解决火电补充、或跨区跨网电力调节。

5) 由于火电机组调峰的频繁启停影响设备的安全运行，根据电网调峰的需要，用来调峰的火电机组每天至少启停2~3次，从而使得设备热疲劳损耗导致过早损坏，给设备的安全运行带来很大威胁，并增加了检修工作量和缩短大修周期，直接影响发电效益和电网的安全运行。同时，火电机组带负荷速度慢跟不上负荷快速增长速度的要求。

6) 核电一般以基荷运行不参与调峰，以确保安全，电网核电投入后将使电网的调峰填谷矛盾更加突出。

7) 天然气供应及价格因素，目前燃气电厂比例较小，2010年底仅约占全国装机容量的2.77%，不能发挥较大调峰能力。2010年燃气发电机组主要分布在调峰需求较大的华东、华南电网，分别占56.6%和23.7%。华北、华中、西北电网的燃气机组规模较小，都在10%以下。

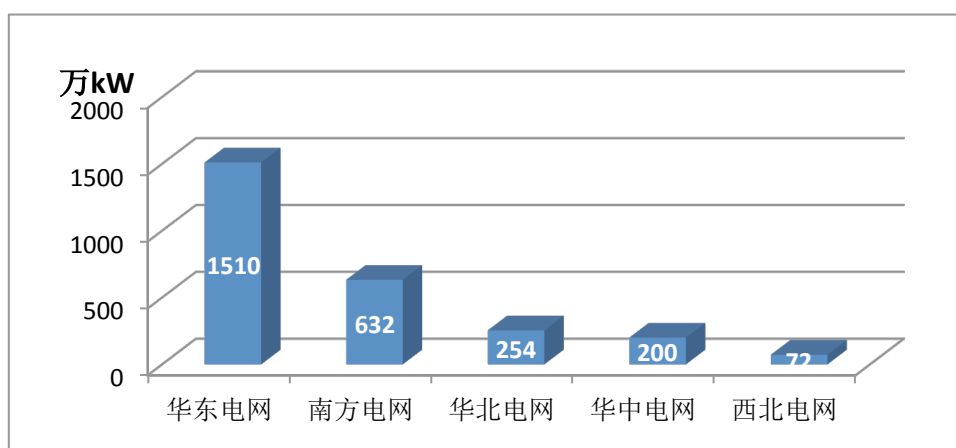


图3-2 2010年的燃气电厂分布

3.1.3 分布式能源参与调峰的可行性与措施

3.1.3.1 分布式能源参与调峰的自身优势

1) 分布式能源满足电网调峰电厂的基本要求^{【25-26】}

电网调峰电厂的主要要求包括：机组启停迅速、可频繁启停、负荷变化范围大、负荷变化速率高。

燃气机组负荷变化范围和变化速率一般都大于火电机组，如GE公司机组和日本三菱公司的M701F联合循环机组，从50%负荷到90%负荷，其负荷变化速率最大可达4.5%的额定负荷(每分钟)，这对于电网调峰是非常有利的。必须指出，由于燃气轮机部件处于高温运行状态，机组参与调峰运行后，负荷的频繁变化会对其热通道部件的寿命有较大影响。因此，燃气机组在投运中应尽量避免频繁的大幅度负荷变动，以减少机组的寿命损耗。同时，联合循环机组在运行时，为确保机组的安全运行、余热锅炉过热蒸汽和再热蒸汽有足够的过热度，机组必须具有一个最低稳态负荷的要求，例如：三菱公司的M701F单轴机组，GE公司的9FA单轴机组，其最低稳态负荷均可达到额定负荷的30%，这充分显示出机组的良好调峰性能。值得注意的是，在燃机负荷调节时，采用调节压气机进口可调叶片的方式，可以在保持燃气透平进口温度不变的条件下，能做到适应联合循环机组负荷的变化，这样可减少燃气透平的寿命损耗。总之，在联合循环机组参与电网调峰运行时，不仅需要发挥其快速启动特性和最低稳态负荷性能，而且应该综合考虑电厂负荷优化的调节方式来满足电网调峰负荷要求，这

样，可以在保证燃机电厂最大经济性的条件下参与电网调峰，既满足电网需求，又能使燃机电厂具有良好的经济效益。

目前国际众多著名厂商，如GE、SINMENS等正在研发和推出各种高效、灵活性燃气轮机单循环和联合循环机组，满足电网调峰负荷变化范围大、负荷变化速率高、响应时间快的需求。

2) 分布式能源调峰的优势和“解耦”问题

分布式能源发电时所产生的余热用来供热或制冷，既是调峰电厂又是供热厂。它的调峰上网电价，可以低于单纯调峰电厂的电价，总的系统效率显著高于单纯调峰电厂。在环保方面，与产出同样热电负荷的热电分供方式相比，消耗的一次能源明显减少，有害气体排放量也将大幅度减少。

分布式能源具有运行灵活性，在非采暖季可根据电网的要求，与其他调峰电厂一样参与电力调峰。在夏季，除满足调峰要求外还可承担供冷负荷，在冬季，除满足调峰要求外，还可承担采暖负荷，形成冷热电三联供的电力调峰运行方式，具有更强的市场竞争力。

“十二五”期间为了节能减排和能源结构的调整，分布式能源将有一个较快的发展。但是，分布式能源提供的发电量和余热利用量之间存在紧密的耦合关系，机组参与电力调峰时，发电量需要随电力需求进行调整，电力高峰期间多发电，电力低谷期间少发电甚至不发电。发电量的变化会带来余热制热量和制冷量相应比例的变化，可能产生冷、热负荷供求之间的不匹配问题。

关于分布式能源的热电耦合特性可结合机组工艺流程和热电气

工况图举例说明，某燃气-蒸汽联合循环热电机组的工艺流程和热电气工况图，如下图所示：

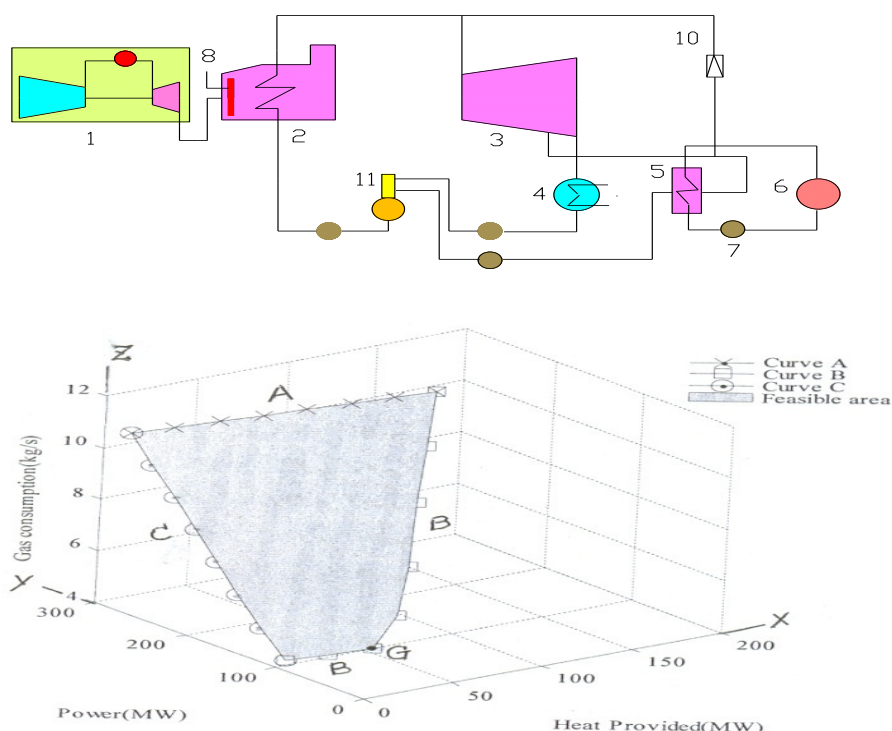


图 3-3 燃气-蒸汽联合循环热电机组的热电气计算工况图

X 坐标为供热量(兆瓦), Y 坐标为发电负荷(兆瓦), Z 坐标为天然气消耗量 (kg/s), 其可行域平面边界由 3 条曲线构成。曲线 A 为满负荷工况线, 对应工况下保持最大供气量, 电负荷随热负荷增大而减小。曲线 B 为最小电负荷工况线, 该工况线前段受限于燃机 30% 最小负荷的限制, 随供热量增加, 供热抽汽量增加, 发电量减小; 当低压缸流量减至最小值, 曲线达到拐点 G。此后保持低压缸最小流量, 供热抽气量继续增加至最大。曲线 C 为纯凝工况线, 对应无供热抽

气工况，电负荷随着供气量增大而增大。

对于燃煤发电机组的热电负荷计算工况，可视作燃气发电机组热电气负荷计算工况图在热点平面的投影。某抽汽式燃煤发电机组实际运行数据建立的热电负荷计算工况图，如下图所示：

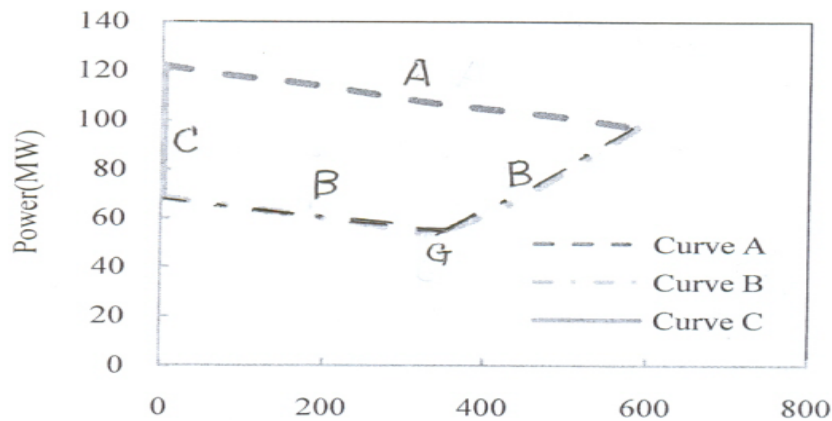


图 3-4 抽汽式燃煤发电机组热电负荷计算工况图

类似于燃气发电机组，该可行区域的上边界曲线 A 受锅炉的蒸汽产量限制，对应着锅炉最大主蒸汽工况。该可行区域的下边界曲线 B 前段受锅炉稳燃最低负荷限制，后段对应着低压缸最小蒸汽量工况，随着民用供热量的继续增大，总发电量先减增加。曲线 C 对应的是纯凝运行工况。

分布式能源参与电网调峰就要根据热电负荷实时变化和机组的热电耦合特性，既要满足热电负荷的平衡又要满足调峰的需要。为此，必须对固有的耦合特性进行改造，称之为“解耦”问题，这是实现分布式能源参与电力调峰关键。“解耦”方法大致有：

- 在余热利用设备上（如余热锅炉或吸收式空调机组）增加补燃装置或其它形式的辅助燃烧设备；

- 系统内增加蓄能装置，如蓄冷蓄热装置。在机组电力调峰时蓄冷蓄热装置可以通过蓄能与释能满足冷热负荷的需求。
- 增加冷热负荷调峰的辅助装置，如调峰锅炉、电制冷等；利用热网系统的热惯性。在机组产热量较大时，热量储存在热网系统中。在机组产热量较小时，储存在热网中的热量释放出来，这种热惯性使室内温度能够保持在预定的有限波动范围，保证需要的室内舒适度。
- 与调峰和解耦措施相匹配的优化运行控制。

3.1.3.2 调峰的优化运行控制

以分布式能源联合循环热电联产机组利用系统热惯性解耦方法的调峰运行为例^[27]，优化运行控制可以在机组参与电力调峰的同时保持室内温度在合理范围。以抽凝机组为例建立优化控制方程和边界条件，如下图所示。

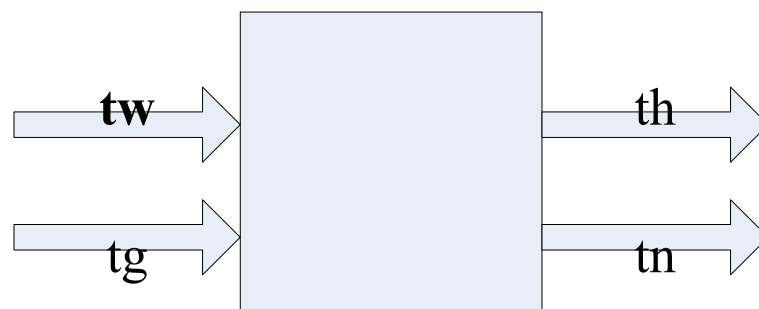


图3-5 供热系统输入输出参数

注明：其中， t_w ：室外温度， t_g ：供水温度， t_h ：回水温度， t_n ：室内温度
将回水温度及室内温度表示为前一时段参数、供水温度、及室外

温度的函数，采用系统辨识方法及系统运行的实测数据确定表达式中的阶次及系数。

$$t_{h,\tau} = \sum_{i=1}^i \alpha_i t_{h,\tau-i} + \sum_{i=0}^i \beta_i t_{g,\tau-i} + \sum_{i=0}^i \gamma_i t_{w,\tau-i} \quad (1)$$

$$t_{n,\tau} = \sum_{j=1}^j \alpha_j t_{n,\tau-j} + \sum_{j=0}^j \beta_j t_{g,\tau-j} + \sum_{j=0}^j \gamma_j t_{w,\tau-j} \quad (2)$$

电厂运行目标应是在保证热用户采暖要求和电厂安全运行的前提下，尽量增大电能价值当量与发电量之积，减小燃料消耗量，使机组的产出最大化。目标函数定义为：

$$\max Z = \sum_{j=0}^j \sum_{i=0}^i (Cp(i, j+i) - VB(i, j+i)) \Delta T \quad (3)$$

注明： p: 发电量； B: 发电量及供热流量的函数； C: 电能价值当量系数
满足的约束条件：

$$B(k) = a_1 + a_2 p(k) + a_3 p(k)^2 + a_4 q(k) + a_5 q(k)^2 + a_6 p(k)q(k) \quad (4)$$

$$a_1 p(k) + b_1 q(k) \geq c_1 \quad (5)$$

$$q(k) = Gc_p \eta_{ex} (t_g(k) - t_h(k)) \quad (6)$$

$$t_h \leq t_g(k) \leq t_{g, \max} \quad (7)$$

$$t_{n, \min} \leq t_n(k) \leq t_{n, \max} \quad (8)$$

注明：其中，k时段机组燃料消耗量B(k)是该时段供热流量q(k)和发电功率p(k)的函数。公式5表示抽凝机组的工作范围（L=1-5），采用动态规划法，可得出供热系统回水温度、室内温度的变化范围，可以判断该变化是否符合供热系统要求的热惯性调节范围。

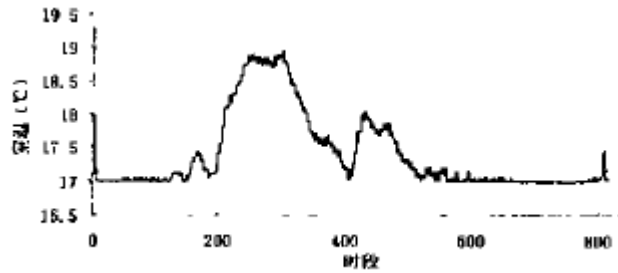


图3-6 抽凝机组的调峰优化运行方式的计算结果

由图可以看出，在整个采暖期内室内温度能维持在摄氏17~19的范围，一天内的室温变化幅度更小。可见，与传统供热方式相比，这种运行方式并没有影响供热采暖效果。可以根据优化运行控制方程编制计算机程序嵌入DCS控制系统的上位机，即可实现对系统的调峰运行，同时保证采暖需要的室内温度。

3.2 分布式能源电网调峰工程应用

3.2.1 分布式能源调峰与抽水蓄能等调峰方式的比较

[28-29]

天然气电厂分为两类：一类是调峰电站，有的采用单循环燃气轮机，这类电站投资相对较低，但运行费用相对较高，因此适用于短期作为小时调峰；有的是燃气-蒸汽联合循环电站，投资较大、发电效率较高、运行时间相对较长。这类调峰电厂完全服从电网调度，根据电网指令开停或进行负荷调整。另一类是天然气冷热电三联供能源站，可以按照供冷、热、蒸汽终端负荷的需求开停，不完全受昼夜电网调峰的制约。由于能源的梯级利用，此类电站比单纯调峰电站的系统效率会有很大提高、可以长期连续运行。

在中国的工业化、城镇化发展的形势下，新型的工业园区、生态

园区、沿海经济开发区大量涌现，热电冷负荷密度大、稳定而有互补性，很适合发展较大功率的分布式能源站。尤其在大力发展风电、太阳能等可再生能源的需求下，电网调峰形势日益严峻，天然气冷热电联供机组参与电力调峰问题更需要提到考虑日程。

近年来我国天然气产业发展很快，成为主要能源之一，具有高热值、低排放的优点。天然气发电机组具有启动快、调节方便的优势，对电网安全稳定可起到保证作用。“十二五”发展天然气分布式能源已成为既定的政策。因此，合理地确定天然气电站的规模与布局，满足系统调峰需求，提高运行经济性成为亟待研究解决的问题。未来我国天然气发电将主要集中在东中部负荷集中和沿海地区，应担任起调峰的重任。事实上，从经济性考虑也是有其优越性的。

与此同时，抽水蓄能电站是国内外较普遍采用的最成熟的电力调峰电源，具有调峰、调频、调相、事故备用、黑启动等多种功能，且运行灵活、响应速度快、有较好的负荷跟踪能力，对保证电网安全、稳定、经济运行具有重要作用。当前和今后一个时期仍然是解决调峰问题的重要手段。

以广东省为例，按照广东省“十二五”电力发展规划，广东省2010年用电量3800亿千瓦时，最高用电负荷6.9万兆瓦；预计2015年，广东的装机容量将增加到14.4万兆瓦。预计用电量增长68%、达6060亿千瓦时，最高负荷10.68万兆瓦。届时，参与调峰的天然气发电和抽水蓄能发电共约2.07万兆瓦。基本上能够满足核电和风电快速发展对调峰能力的冲击。以下对抽水蓄能电站和天然气分布式

能源站进行初步经济和能效的比较：

1) 建设 4000 兆瓦的抽水蓄能电站

若单位投资为 4000 元 / 千瓦、平均蓄能时间为 7 小时 / 天、效率 75%，则总投资为 160 亿元、年蓄电量为 102.2 亿千瓦时、可用峰电 76.7 亿千瓦时 / 年(损失 25.5 亿千瓦时/年)。如果抽水用核电的上网电价为 0.42 元 / 千瓦时、工业峰电售价 0.97 元 / 千瓦时，则年售电收益 $76.7 \times (0.97 - 0.42) = 42.2$ 亿元，扣除折旧、运行费后的年净收益 27 亿元，能用于在 8~10 年内偿还贷款。

2) 建设 5000 兆瓦的常规天然气联合循环调峰电站

只在峰段运行 1400 小时 / 年、总电量 $5 \times 1400 = 70$ 亿千瓦时 / 年，按上网电价 2.0 元 / 千瓦时、峰电售价 0.97 元 / 千瓦时计，年调峰净支出为 $70 \times (2.0 - 0.97) = 72.1$ 亿元。不仅需要增加投资 360 亿元，损失 25.5 亿千瓦时 / 年的蓄能电量，而且需要支付 72.1 亿元 / 年的调峰电费。

3) 建设天然气分布式能源调峰

在“十二五”期间结合工业和商住新区规划建设数百个、装机 1.1 万兆瓦，发电 495 亿千瓦时 / 年，其中 1400 小时 / 年峰电 154 亿千瓦时/年，并不需要 2.0 元 / 千瓦时的高上网电价；比大工业峰电价低 0.07 元 / 千瓦时即可，平段也是这样处理。这样，每年可获得上网售电差价 $495 \times 0.07 = 34.7$ 亿元；另外除了节省 160 亿元的抽水蓄能电站和近 300 亿元的西电东送投资费用之外，还可将少损失的 25.5 亿千瓦时夜间核电，按 0.3 元 / 千瓦时低谷电价出售给电动汽车电池充电，

每年收益 7.65 亿元。与上述付费调峰方案 2) 比较, 每年净收益运行费为: $72.1+34.7+7.65=114.4$ 亿元。经济效益显而易见, 主要节省了燃气调峰电厂的上网调峰电价和非调峰时段运行时数增加获得的收益。因此, 在大型工业园区设置天然气分布式能源系统可以保证当地冷热电的廉价供应, 同时解决电力调峰问题。虽然各地情况有所差异, 但上述规律有一定的普遍性, 是一种很有发展前景的途径。

4) 从国民经济总体经济性考虑合理的调峰方式

调峰方式的选择首先要从国民经济总体经济性考虑, 因地制宜配置最合理的调峰资源, 对各电网而言有很大的差异。从运行小时数角度有个较一般的规律: 用电负荷的最尖峰时段, 大约是年利用小时数在几百小时或 1000 小时以内, 采用单循环燃气机组调峰比较经济; 在用电负荷的次尖峰时段, 大约是年利用小时数在 1000 小时到 3000 小时之间, 采用抽水蓄能电站调峰比较经济; 在用电负荷的腰荷时段, 大约是年利用小时数在 3000 小时到 4000 或 4500 小时之间, 联合循环燃气机调峰比较经济; 在用电负荷的腰荷时段以下, 大约是年利用小时数超过 4000 或 4500 小时, 采用燃煤电站深化调峰、燃气联合循环热电联产分布式能源是比较经济的。

3.2.2 天然气分布式能源调峰电厂工艺流程

如上述的区域型、较大规模集约化的天然气冷热电联供能源站可以既保证冷热蒸汽的供应, 同时也能够作为调峰电站由电网公司调度, 这是中国当代的特定国情所决定的。中国分布式能源的特色体现为:

大型天然气调峰电站+区域供冷+集中供热+集约化余热供生活热水的创新性系统集成。除了炼油、化工、冶金、医药等 24 小时 / 天连续运行的大型企业需要连续稳定的蒸汽动力联产联供系统之外，其余的工业 / 商住新园区、包括北方有供暖的地区，均可有 16 小时 / 天运行模式。这种具有调峰功能的天然气分布式能源可采用工艺流程实例如下图所示：

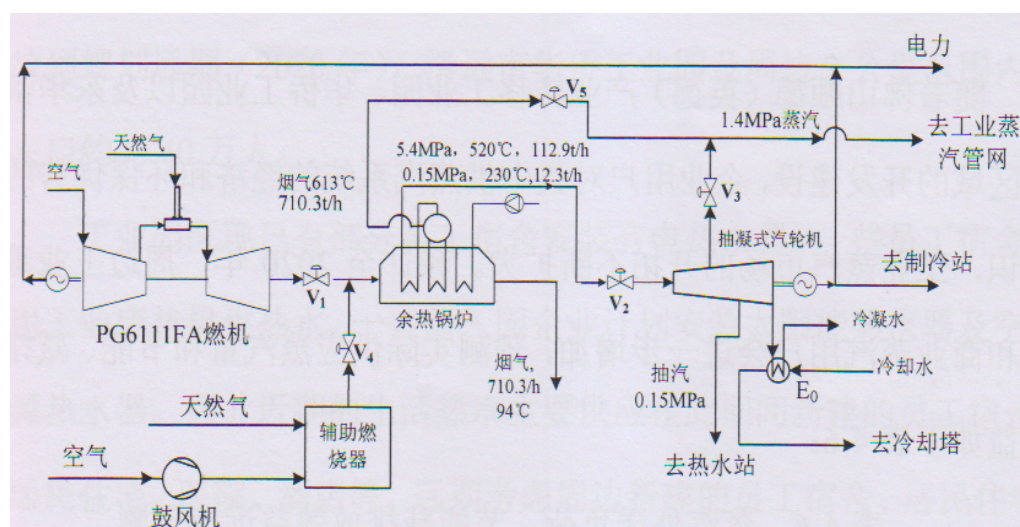


图 3-6 天然气冷热电联供电站工艺流程

在流程中增加了“辅助燃烧器”起到“热电解耦”作用。当用电低谷时段，需要调低峰使燃气—蒸汽联合循环机组停机后，关闭阀门 V1、V2、V3，开启阀门 V4、V5，天然气和空气进入辅助燃烧器中燃烧变成高温的烟气，然后经阀门 V4 进入余热锅炉，高压给水在余热锅炉内吸收烟气的热量而全部汽化变成 1.4 兆帕的蒸汽，然后经阀门 V5 进入工业蒸汽管网。此时，辅助燃烧器和余热锅炉就等效一个工业锅炉，以此解决了在低谷调峰问题同时保证了冷热负荷的需求。

3.2.3 几种类型燃气电厂的调峰特性比较【30】

从启停机时间与负荷调节速率和范围比较三种燃气电厂的调峰性能和经济性：燃气轮机单循环机组、燃气-蒸汽联合循环机组、燃气-蒸汽联合循环热电联产机组，有如下几点规律：

1) 燃气轮机单循环机组的启停和负荷调节性能较好，很适合于电网的调峰，在任何负荷点都可以灵活调节，但效率较低、运行费用较高，一般短期运行。

2) 有烟气旁路的燃气-蒸汽联合循环机组在以单循环方式运行时，其调峰性能可与纯单循环机组基本一致；在以联合循环方式运行时，其调峰性能受到一定影响，但仍可通过运行方式的调整而较快发挥燃机的快速调峰性能。联合循环机组效率高于单循环机组，运行费用较低，可长时间运行。

3) 无烟气旁路的联合循环的调峰，主要取决于汽机、余热锅炉的调节性能，使燃机快速灵活的调节性能无法充分的发挥，因此其调峰性能要比单循环差，也比有烟气旁路的联合循环机组差。无烟气旁路联合循环的冷态启动速率比较慢，但热态则可以较快达到满负荷。无烟气旁路的联合循环相对灵活的负荷调节范围比较小，不适合应对电网冲击负荷的调峰，但运行效率较高，可长期运行。

4) 联合循环热电联产机组同样受制于汽机、余热锅炉的调节性能使燃机快速灵活的调节性能不能充分发挥，除此之外，还受到热电耦合特性的约束，调峰特性更困难，但如果能很好解决热电解耦问题，

则因其总体系统效率比一般联合循环更高，作为较长时间运行的调峰机组可以显示其优越性，因此是当前正在发展的调峰新技术。

3.3 发展分布式能源调峰的管理机制—建立热电气联供联调平台^[31]

3.3.1 发展区域热电气联供联调平台的必要性

分布式能源是相对独立的能源站，需要满足冷、热、电、蒸汽、热水各种负荷，如果参与电网和燃气网的调峰（实际上还可能参与热网调峰）就需要同时兼顾电网、燃气网、热网的需求，必须解决“解耦”问题。为此，首先必须建立一个热、电、天然气的联供联调的管理机制。这种管理机制必须是区域性的，这个区域的能源主管部门对电力供应、燃气供应、分布式能源站三者具有调度的权利，如省、市、或是某个被授予能源系统特许经营权的区域。在这个区域中需要建立一个热电气供应的联供联调监控平台，这个平台是一个连接电网、燃气网、区域内各电源厂及分布式能源信息化、智能型的监控系统，具有对区域内能源供求平衡、调峰、应急预防与处理的能力。这是一项区域性基础设施建设的系统工程，不可能由个别能源建设项目独立进行，必须在政府主管部门的直接组织和领导下，在全区域范围统一规划、统一组织和协调下完成，这是分布式能源参与电网与天然气调峰的必要条件

北京市在这方面已经做出了榜样，也是值得全国范围借鉴的经验。

2008 年由北京市市政管理委员会主持，以华北电力科学研究院、华北电网公司、北京市电力公司、北京市热力集团、北京市燃气集团为承担单位，开展了《北京市热、电、气联调联供及优化运行研究》。基于北京市热、电、气系统各自所建立的先进调度体系，研究北京市热、电、气联调联供机制的技术与管理手段，包括：制定应急与特殊情况下的预案，提高北京市能源供应系统的应急预防与处理能力，电力与燃气科学调度与调峰；建立热、电、气系统的信息数据交互平台。这对北京这样特大型城市的能源安全保证及高效利用，为首都经济社会的可持续发展提供安全、经济、清洁的能源保障具有重要的意义。其总体目标为开展以北京市 7 家热电联产电站为中心环节的的热、电、气运行、调度特性研究，建立“热、电、气”联调联供模型和监控平台，完善北京市“热、电、气”联调联供应急预案保障体系。

3.3.2 北京市热电气联调联供平台的建立

3.3.2.1 北京市热电气系统供应现状

1) 热力供应

目前，北京全市供热面积为 4.285 亿平方米，其中城市集中供热面积占供热总面积的 68%，有 3.386 亿平方米采用了清洁能源和环保设施。北京市热力集团承担市区大部分区域的集中供热，按照热源点的分布和供热网络的连接关系分为 4 个区域。在供热季期间，北京热力集团保证集中供热不低于 18℃，实现联网经济运行，用外部热源作为基本热源。另外，使用的燃烧天然气的尖峰热源将在低温时启动，

适时调高供热温度。

2) 电力供应

在 2007 年京津唐电网负荷创历史新高，但由于地区受网架结构制约，受电能力不足造成了全年超过 1 / 3 天数有限电出现。2007 年，国务院办公厅转发了国家发改委等部门制定的《节能发电调度办法(试行)》。要求改革现行发电调度方式，开展节能发电调度。电网公司采用多种方式，积极推进和改进发电调度方式，实施节能发电调度。充分利用水能和风能等资源，对风电厂和综合利用电厂做到能发即发，足额收购；做好年度发电计划的分解执行，优化发电结构，降低单位发电消耗；优先安排跨区、跨省送电资源，按年度受电协议或国网公司下达计划执行。

上述的节能调度措施取得了良好的经济效益和社会效益。

节能发电调度使现行的发电调度组织形式、运行方式及管理模式产生极大的变革，对电网的安全分析、辅助服务的调用与管理、联络线的潮流控制等都提出了挑战。目前华北电网拥有国际先进的节能调度技术支持体系，保证日前和日内调度目标的一致性，实现精细的节能调度管理，将节能调度的社会效益最大化，切实降低华北电网机组的发电煤耗。

3) 天然气供应

北京市的燃气供应得到最大的保证，原则上根据实际需要保证供应。北京市天然气目前由华北油田和陕甘宁气田供应。其中，中国石油天然气集团股份有限公司(以下简称“中石油”)旗下的陕甘宁气田

的供应量占 95%左右，其余由华北油田供应。到 2010 年，长庆气区可具备 130×10^8 立方米 / 年的生产能力，可向北京供应商品气 86.3×10^8 立方米 / 年。

目前乃至今后，长庆气区向北京市供气的基干管道主要是陕京一线和陕京二线两条管道。北京市区五环路以内已形成高压 B(设计压力为 2.5 兆帕)、次高压 A(设计压力为 1.0 兆帕)、中压 A(设计压力为 0.4 兆帕)、中压 B(设计压力为 0.05 兆帕)四级压力天然气输配管网，天然气供气管道已延伸到大兴区、昌平区、顺义区、通州区、房山区、门头沟区等郊区县的卫星城镇和中心城镇。

根据用气负荷发展需要，规划在六环路高压管网上安排 17 座高压调压站。初步测算，2020 年前需建设 20~25 座 2.5 / 1.0 兆帕调压站。

3.3.2.2 北京市热电气调度现状及特点

1) 热力调度

北京市热力集团实施对城市热网的调度，其特点是：

特点一是根据环境温度变化，接收北京市专业气象台提供天气预报，根据未来 1 天、3 天、7 天的天气情况进行热力调度。同时因环境温度具有日复一日昼升夜降变化而出现在整个供暖期的周期性循环变化特点。

特点二是在热源、管网、用户、换热站以及有较高热容的供热介质组成的系统中表现的延迟性或热惯性，热力调度存在时间延迟，所

以热力调度的频率为一天上午、下午两次。在整个供热过程中，供热系统主要完成热量的生产、传输和热量的交换三个任务，其中热量的传输包括热源到换热站的传输和换热站到热用户的传输。在热力生产中需要根据一天室外最高温度和最低温度对应的热网的热负荷，以及热源点生产的热水从热源到每个热用户的时间来确定热源一天需要提供的平均功率或热出力。在热力调度中将热源生产的热量合理的分配，正确输送到需要热量的热用户。

北京市热电联产热电厂承担了城市的主要热负荷，当出现紧急情况或持续冷空气来临时，燃气尖峰供热站将启动。

2) 电力调度

北京市供电由华北电力调度中心统一调度，北京市的自有电源点主要是 7 家燃气热电联产电厂，这 7 家电厂的发电量远远不能满足北京市的供电需求，大部分电量都是外部输送到北京的。

华北电力调度中心不清楚北京各机组的实际调度范围和调峰能力，因此，其调度范围非常有限。目前，北京供电已由北京电力公司接管。

3) 天然气调度

北京市燃气综合调度管理中心管理全市天然气的生产组织调配以及预测，安排生产计划，为燃气集团及各燃气企业提供实时的燃气调度信息，实现全市生产和供应的平衡。为处理突发事件，建立应急调度处理系统。燃气集团利用信息网络，将接到的燃气事故信息，快速、准确、及时地送达到各相关职能部门的计算机系统，以便及时处

理各项燃气事故并反馈处理结果。

3.3.2.3 热电气联调联供平台的建立

北京市建立的热电气联调联供平台具有如下功能：针对北京市电力需求、天然气供应、热力负荷、天气状况等边界条件，模拟相应的热电气供应状况，优化调度结果，增强防范和应对各种突发事件的能力

1) 平台的功能

北京市供热以集中供热为主，供热管网覆盖了绝大多数城区，主要供热源包括燃煤热电厂、燃气—蒸汽联合循环热电厂、燃气尖峰锅炉厂。北京市电网隶属于华北电网、用电以市外电厂供电为主，市内主要的电源包括燃气燃煤两类热电厂，发电量由电网调度。燃气热电厂和燃气尖峰锅炉厂是燃气管网的大用户，其用气变化对天然气管网有较大影响。由此热电气交互系统可概括为一个源头(天然气)、两种产品（电力和集中供热）、三种网络(天然气网、电网和集中供热网)交联的总能系统。热电气网络之间主要通过燃煤热电厂、燃气—蒸汽联合循环热电厂、燃气尖峰锅炉厂相互连接，称之为三网耦合节点。这个联调联供平台是一个连接电网、燃气网、热网、区域内各电源厂各调度主管部门的智能型的监控系统，具有对区域内能源供求平衡、调峰、应急预防与处理的能力。系统的网络结构示意图如下：

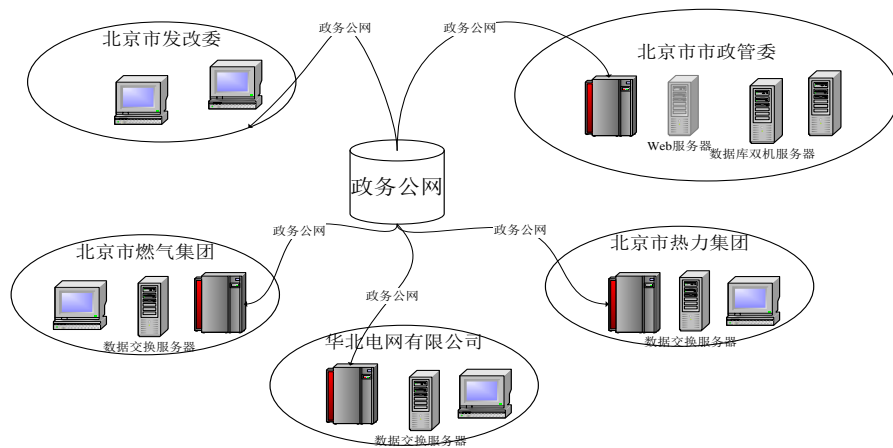


图 3-7 智能型监控系统图

北京市热、电、气管理分属于北京热力集团、电网公司、北京燃气集团。搭建联调联供平台必须了解利益相关者的需求，热、电、气三方均有针对自身管网系统的调度模拟平台，用于模拟分析热网、电网、气网的静动态状态。燃气集团的需求是燃气热电厂以及燃气尖峰热电厂的天然气消耗量特性；热力集团的需求是燃气热电厂和燃气热电厂的燃气供应情况，三类热源的实时供热量可调范围；电网集团的需要是热电厂机组的实际调度范围和调峰能力。热电气联合调度问题的核心在研究三网耦合节点各电源厂、热电厂的负荷变化、优化分配、和供求平衡。

2) 平台的结构

由于天然气管网、热网和电网均为庞大而复杂的系统，且具有各种不同的调度响应时间。因此目前实现实时动态联合模拟和调度非常困难。设计的热电气联调联供平台框架如图所示：

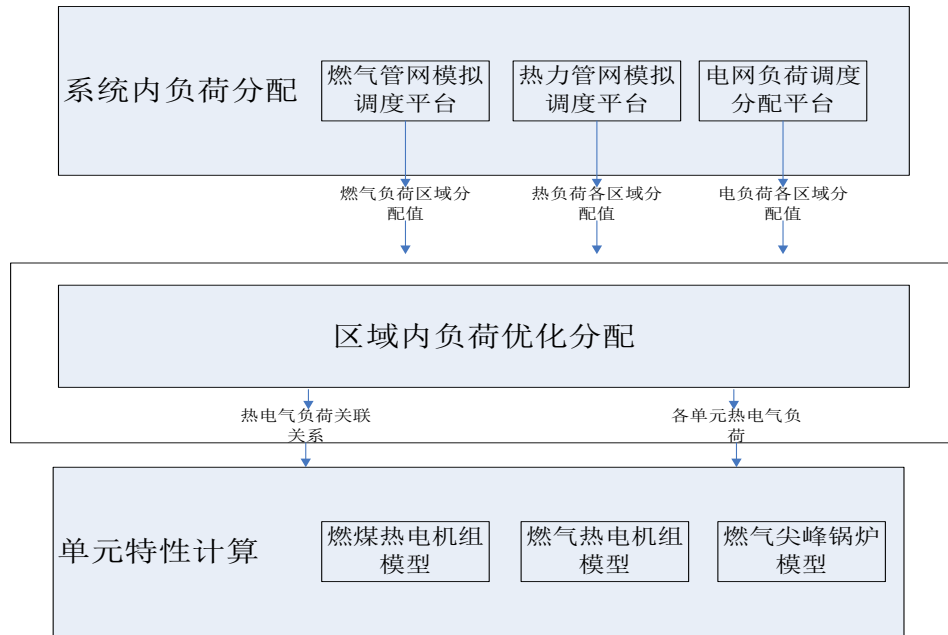


图 3-8 热电气联供平台框架图

平台模型包含数据双向流动的三个层面：底层是燃煤热发电机组、燃气—蒸汽联合循环热发电机组、燃气尖峰锅炉基本单元的热电气变工况特性计算模型；中间层是基于底层单元特性，对区域内不同单元间的热电气负荷优化分配模型；最高层联合调度各单网模型，对整个系统内各区域的热电气负荷分配模型。这里的区域可能是厂也可能是某个包含几个厂的局部地区。

3.4 华北与国内电网发展趋势^{【32-33】}

3.4.1 华北与全国电力需求发展预测

3.4.1.1 电力需求水平预测

华北电网覆盖地区（简称华北地区）包括北京市、天津市、河北省、山西省、山东省和内蒙古自治区西部，其中北京市、天津市、河北省、山西省和山东省由国家电网公司经营，内蒙西部电网由内

蒙古自治区经营。

“十二五”期间，我国经济仍将较快增长，产业结构不断优化升级。第一产业比重将持续小幅下降，第二产业总体呈下降趋势，第三产业比重稳步上升。城市化进程将进入加速发展阶段，预计“十二五”期间城市化率年均提高 1%以上，至 2015 年人口总量达到 13.9 亿左右，城镇人口将超过农村人口，城市化率达到 54%左右。

预计到 2015 年，全国全社会用电量将达到 6.1 万亿千瓦时，“十二五”期间年均增长 8%以上，弹性系数为接近 1.0。预计 2015 年全国全社会最大负荷达到 9.9 亿千瓦，“十二五”期间年均增长 8.5%。其中，2015 年华北电网全社会用电量将达到 1.5 万亿千瓦时，最大负荷达到 2.35 亿千瓦。

表 3-3 2015 年全国全社会电力需求预测

| | 全社会用电量(亿千瓦时) | 最大负荷(万千瓦) |
|-----|--------------|--------------|
| 全国 | 60820 | 99100 |
| 华北 | 15100 | 23520 |
| 京津唐 | 4090 | 6700 |
| 河北南 | 1930 | 3410 |
| 山东 | 4840 | 2930 |
| 山西 | 2410 | 3700 |
| 蒙西 | 1840 | 8070 |

3.4.1.2 华北电网负荷特性预测及调峰特点

1) 历史负荷特性

➤ 年负荷特性

根据历史情况，华北电网年负荷曲线呈现冬夏两个高峰。近年来随着夏季制冷降温负荷的快速增长，最大负荷有从冬季 12 月份转为夏季 7、8 月份的趋势。华北电网典型年负荷曲线如下图。

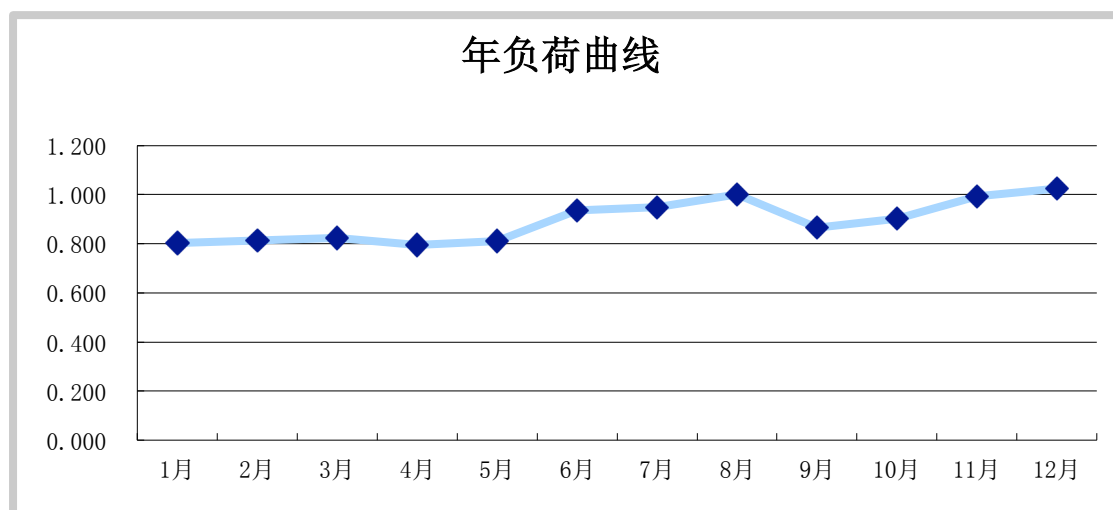


图 3-9 2009 年华北电网年负荷曲线

➤ 日负荷特性

华北电网 2005~2009 年夏季典型日负荷率在 0.885~0.906 之间，日最小负荷率在 0.725~0.794 之间。冬季典型日负荷率在 0.852~0.887 之间，日最小负荷率在 0.723~0.776 之间。过去几年，华北电网日负荷特性形状总体变化不大，2009 年华北电网冬夏季典型日负荷曲线如下图。

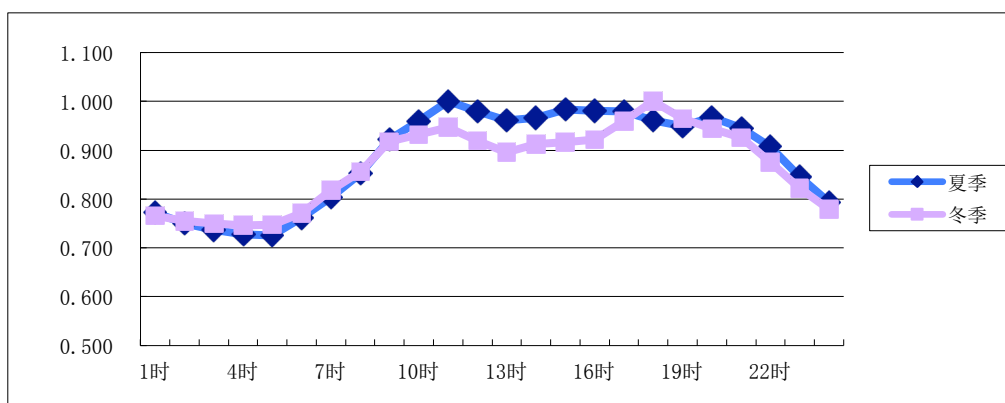


图 3-10 2009 年华北电网典型日负荷曲线

可以看出，夏季负荷曲线日间相对较平坦，这主要是由于近年来经济持续快速增长，居民生活水平显著提高，制冷降温负荷持续增加造成的；冬季日负荷曲线受工作时间和照明负荷影响变化规律比较明显，上午 11:00 左右为一个小高峰，晚间 18:00~19:00 出现全天负荷高峰。

2) 未来负荷特性预测

➤ 年负荷特性

预计今后负荷曲线仍将有夏季、冬季两个峰值。随着经济的发展和水平的提高，夏季降温负荷将快于冬季负荷增长，夏季最大负荷将高于冬季最大负荷。华北电网年负荷曲线特性预测如下表。

表 3-4 华北电网年负荷特性预测

| 月份 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 月 | 0.928 | 0.930 | 0.932 | 0.933 | 0.935 | 0.936 |
| 2 月 | 0.901 | 0.903 | 0.905 | 0.907 | 0.909 | 0.910 |
| 3 月 | 0.918 | 0.920 | 0.922 | 0.923 | 0.925 | 0.927 |
| 4 月 | 0.891 | 0.893 | 0.895 | 0.896 | 0.898 | 0.899 |
| 5 月 | 0.897 | 0.899 | 0.900 | 0.901 | 0.903 | 0.904 |
| 6 月 | 0.948 | 0.949 | 0.950 | 0.950 | 0.951 | 0.952 |
| 7 月 | 0.986 | 0.986 | 0.987 | 0.987 | 0.987 | 0.988 |
| 8 月 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| 9 月 | 0.893 | 0.894 | 0.895 | 0.896 | 0.897 | 0.898 |
| 10 月 | 0.888 | 0.889 | 0.890 | 0.891 | 0.892 | 0.893 |
| 11 月 | 0.950 | 0.950 | 0.950 | 0.951 | 0.951 | 0.951 |
| 12 月 | 0.977 | 0.977 | 0.976 | 0.976 | 0.976 | 0.976 |

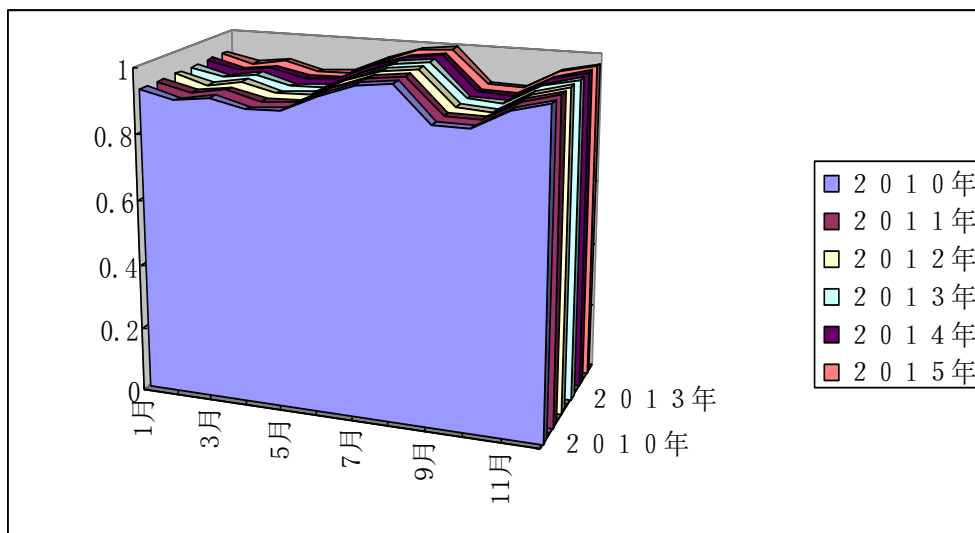


图 3-11 华北电网年负荷特性预测结果示意图

➤ 日负荷特性

根据华北电网历史负荷特性分析结果，结合考虑华北地区今后产业结构变化和特点，华北电网未来几年负荷特性不会有太大变化，夏季和冬季典型日负荷特性曲线形状变化不大；随着第三产业和人民生活用电的不断增长，负荷率将略有降低，峰谷差逐步增大。预测华北电网冬夏典型日负荷特性如下表。

表 3-5 华北电网日负荷特性预测

| 年份 | 2010 年 | | 2015 年 | |
|----------------|--------|-------|--------|-------|
| | 夏 | 冬 | 夏 | 冬 |
| γ 日负荷率 | 0.876 | 0.877 | 0.872 | 0.872 |
| β 日最小负荷率 | 0.698 | 0.742 | 0.687 | 0.735 |

注：日负荷率 = 日平均负荷 / 日最高负荷

日最小负荷率 = 日最小负荷 / 日最高负荷

3) 调峰特性分析

目前华北电网调峰主要方式为省内调峰，各省间通过联络线调节。

京津唐电网是华北受端电网，外来电比例较大，但通过联络线的可调节功率有限，所以主要通过京津唐电网的内部电源来调峰。2010 年京津唐电网的装机容量和峰谷差分别为 46740 兆瓦和 14420 兆瓦，峰谷比达 30.85%。其中包括自备电厂约 1500 兆瓦，供热机组约 10000 兆瓦。自备电厂满足企业负荷，出力相对稳定，一般不考虑调峰。供热机组在采暖季承担供热任务，以热定电，一般不参与调峰。目前，京津唐电网以火电为主，火电装机容量占 90%以上，调峰任务主要靠火电承担，提高了火电机组的发电成本、降低了经济效益。随着峰谷差的增长，调峰压力日益加大。加之，在张家口、承德坝上地区已成为我国规划的大规模风电开发基地，2020 年华北地区风电可能达 6500 万千瓦，大规模风电场的并网投产及其反调峰特性将使京津唐电网的调峰问题更加突出。为此，必须重视调峰特性的分析，从电网调峰的要求为京津唐地区及全国风电开发提供参考，规划各基地开发的风电在省内、跨省、跨区消纳的比例。

3.4.2 我国风电开发格局及风电输送

风电的发展将对电力系统的调峰平衡带来很大压力，要必须了解我国风电发展的基本格局。

1) 我国风电发展现状

过去几年，我国风电装机容量快速增长，投产风电分布相对集中。“十一五”期间，我国风电并网装机容量以年均近 100% 的速度增长；截至 2010 年底，全国风电并网装机容量约 3000 万千瓦，已建成多个

连片开发、规模达到百万千瓦级的风电基地。冀北、蒙东、蒙西、辽宁 4 个电网的风电装机容量超过 300 万千瓦；山东、吉林、黑龙江、甘肃、江苏和新疆等 6 个电网风电装机容量超过 100 万千瓦。其中，蒙西、冀北、山东风电基地位于华北电网经营区内。

2) 我国风电开发规划

2020 年前，我国重点建设哈密、酒泉、蒙西、蒙东、吉林、河北、江苏沿海、山东等 8 个千万千瓦级风电基地。2015 年，全国风电装机达 1 亿千瓦左右，其中华北电网（含京津冀、山西、山东和蒙西）3800 万千瓦左右；2020 年全国达 1.6 亿千瓦~2.0 亿千瓦，其中华北电网 6500 万千瓦左右。

3) 风电跨区输送

在我国重点建设风电基地中，山东、江苏风电主要在省内电网消纳、部分在“三华”（华北、华东、华中）电网消纳；河北风电除在京津冀电网消纳外，还需要外送到“三华”电网的其它地区消纳；蒙西风电除在蒙西电网和京津唐电网消纳外，还需要送到“三华”电网负荷中心消纳；吉林、蒙东风电除在本省区电网和东北电网内统筹消纳外，还需要借助蒙东和黑龙江的电力外送通道，外送到“三华”电网消纳；甘肃风电除在省内消纳和通过 750 千伏电网输送到西北电网消纳外，还有部分风电需要通过酒泉直流外送到“三华”电网消纳；新疆风电除在省内消纳外，还需要通过特高压跨区直流输送到“三华”电网消纳。

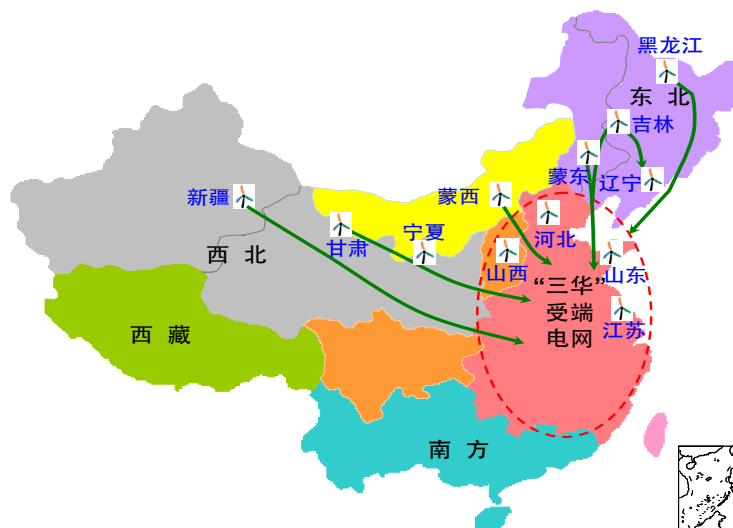


图 3-12 我国风电流向示意图

2015 年全国风电开发规模 9700 万千瓦。其中，5400 万千瓦在本省消纳，1100 万千瓦在区域电网内跨省消纳，3200 万千瓦跨区消纳。西北和东北的新疆、甘肃、蒙西、蒙东、吉林等省区开发规模为 4780 万千瓦，其中跨省区外送 3575 万千瓦，占 75%。

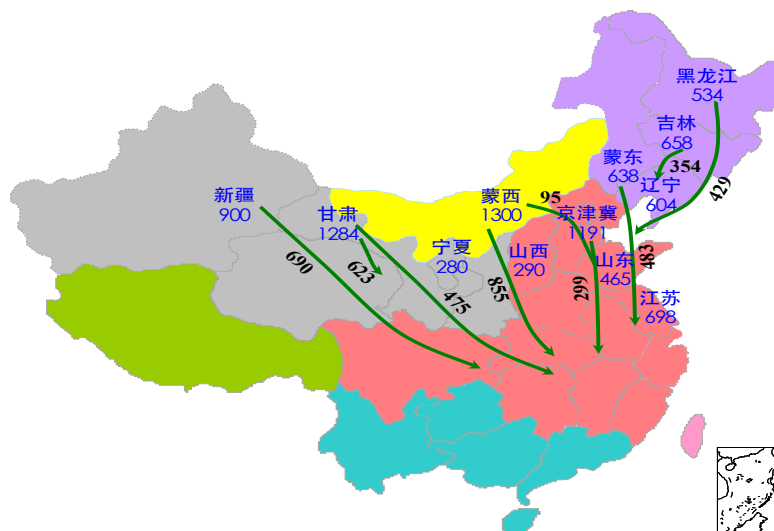


图 3-13 2015 年主要省区风电消纳示意图

2020 年全国风电开发规模超过 1.6 亿千瓦。其中，8900 万千瓦在本省消纳，700 万千瓦在区域电网内跨省消纳，6400 万千瓦跨区消纳。新疆、甘肃、蒙西、蒙东、吉林等五省区的开发规模为 7955 万

千瓦，其中跨省区外送 6190 万千瓦，占 78%。

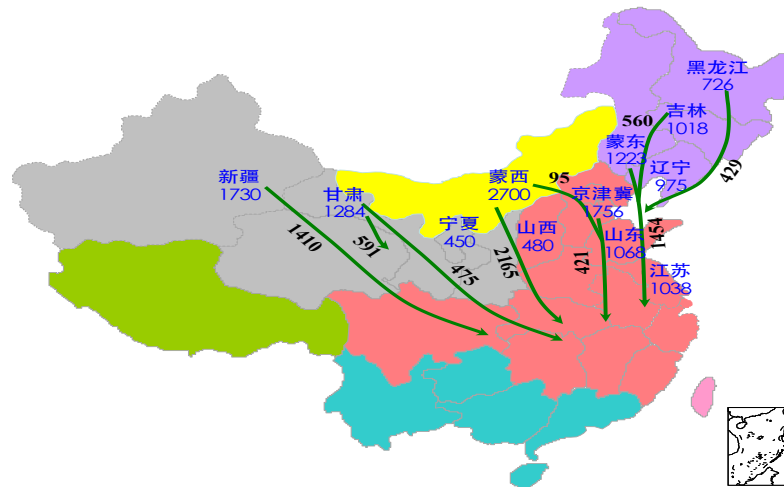


图 3-14 2020 年主要省区风电消纳示意图

4) 风电跨区输送方式及其技术经济可行性

哈密、酒泉、蒙西、蒙东等地区风能资源丰富，当地消纳能力不足，风电的大规模开发需要大规模外送支撑。这些地区同时具备建设大型煤电基地的条件（利用哈密和蒙古国煤炭），利用规划的煤电特高压外送通道，将当地的风电和火电联合开发并打捆送出，能有效扩大风电的市场消纳范围，促进风电的大规模开发，是我国“西电东送”的新形式。

风火打捆输送技术上可行。风火“打捆”外送可借助系统整体调节能力，保障系统安全稳定运行。以甘肃酒泉风电基地为例，在大多数情况下，酒泉打捆火电能及时跟踪风电波动；为提高系统整体经济性，以及在风电出力快速变化的时段，可借助坚强的 750 千伏电网，调用西北电网的水电、火电、抽蓄等系统资源，参与风电功率波动的跟踪，保持系统安全稳定运行。系统参与调节风电变化的调节后，火电的跟踪调节就可以较为平缓，实现起来就比较容易。

风火打捆外送具备明显的经济优势。一是火电上网电价较低，能大幅降低平均上网电价；二是火电参与风电调节，能保证输电通道的利用小时数，有效降低输电价。研究表明，风火打捆输电线路的利用小时数达到 6500 小时以上，输电到受端的落地电价与受端火电标杆上网电价相当。同时送端火电的利用小时数可以达到 5000 小时以上。

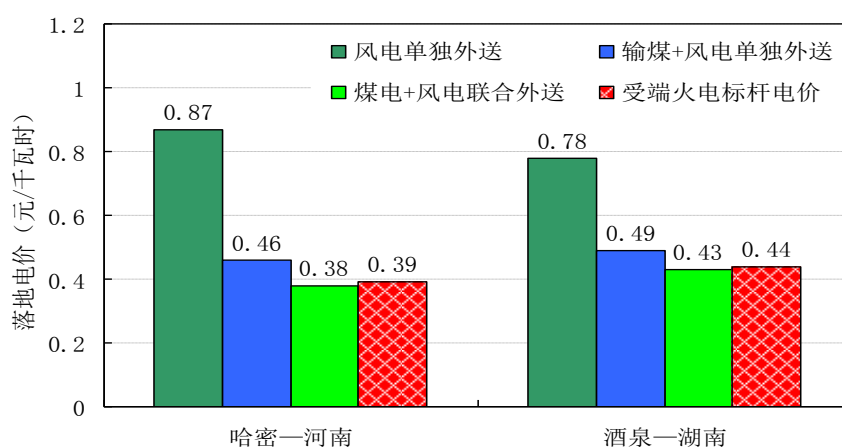


图 3-15 不同风电外送方式的经济性比较

3.4.3 风电出力与反调峰特性

近年来，我国风电处于快速发展时期。从电力系统规划和运行的角度，我们需要对风电的出力特性进行一些统计分析，掌握其出力特性。根据国内相关机构的研究成果，可以用**风电保证容量**和**风电有效出力**两个指标来表示风电的出力特性。

保证容量：把电力负荷高峰时段的风电出力按从大到小排序，在某一保证率下（如 95%）风电的最小出力，定义为风电保证容量。风电保证容量主要用于衡量在进行系统电力平衡分析时风电可为电力系统提供的容量。若风电具有一定的保证容量，即认为可替代对应

保证容量的火电装机，参与电力系统电力平衡。

有效出力：把电力负荷低谷时段的风电出力按从小到大排序，在某一保证率下(如 95%)风电的最大出力，即定义为风电有效出力。风电有效出力主要用于衡量在系统电力负荷低谷时段风电大发时对系统的调峰容量需求。风电作为间歇性、随机性电源，其满发或接近满发的概率很低。在保证绝大部分风电电量上网的前提下，对少数时段的风电尖峰出力进行适当限制，能有效降低输电投资，提高输电线路的利用效率。

以甘肃酒泉风电为例，根据现有统计资料，在系统负荷高峰时段，95%的概率范围内酒泉风电出力大于装机容量的 1.4%，即定义酒泉风电的保证容量为 1.4%；在系统负荷低谷时段，95%的概率范围内酒泉风电出力不超过装机容量的 62.9%，即定义酒泉风电的有效出力为 62.9%；如下图所示。在系统电力负荷低谷期风电出力超过有效出力的少数时段，需要对风电出力进行适当调节，对应的全年损失电量十分有限。

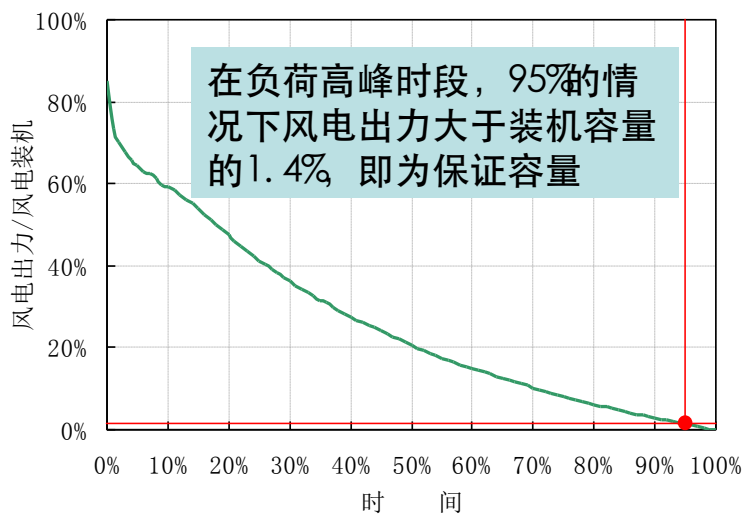


图 3-16 酒泉风电保证容量示意图

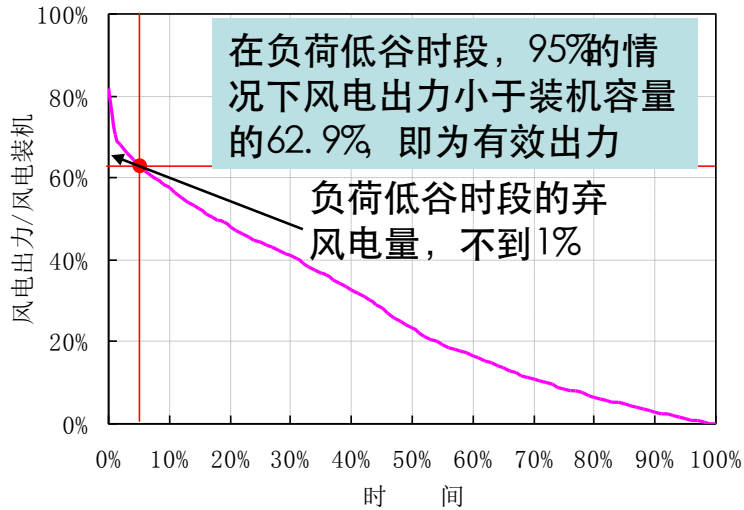


图 3-17 酒泉风电有效出力示意图

我国大多数风电富集省份风电的出力特性呈现明显的反调峰特性，即从概率统计的角度来看，在电力负荷低谷时段的风电出力反而更大。如果将风电看作为负的负荷，风电的规模化开发将增大电力负荷的峰谷差，从而增加常规电源的调峰压力。在特定电力系统中，由于常规电源的调节能力有限，在满足电力负荷的波动后，跟随风电变化的剩余调节能力将较为有限，为了保证风电的高效运行，不弃风或少量合理弃风，接入系统的风电规模必须与系统中常规电源的调峰能力相匹配。规模化风电并网情况下，电力系统的电力电量平衡和调峰平衡示意图如下。

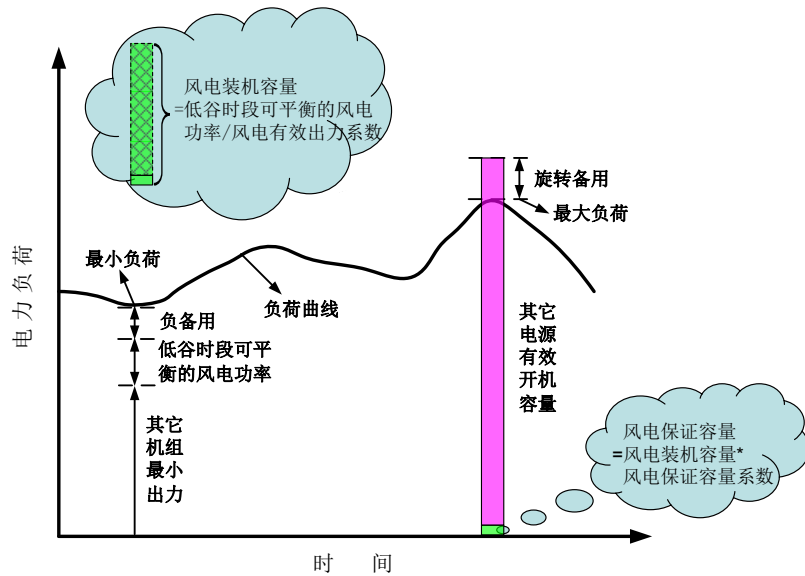


图 3-18 电力系统电力平衡及调峰平衡简化示意图

从图 3-18 可以看出,为满足系统电力负荷高峰时段的最大负荷,并保证一定的安全备用容量(一般为系统最大电力负荷的 20%左右),如果忽略数值很小的风电保证容量,系统中其他电源可以参与系统电力平衡的容量,必须足够大,即至少应为最大负荷的 1.2 倍左右。而在系统电力负荷处于低谷的时段内,为尽可能多的消纳风电电量,风电的出力应按其有效出力考虑;为保证系统电力负荷低谷时段的电力平衡,其他电源的出力应为系统最小负荷减去风电的有效出力。可见,系统峰谷差(系统最大负荷—系统最小负荷)越大、风电有效出力越大,系统中其他电源在一天中的出力变化幅度就越大,运行的难度就愈大。如果在一天中需要其他电源的出力变化幅度超过其调节能力,就会出现系统调峰困难问题。

因此,在电力系统中适当增大可用于调峰的灵活电源比重,如因地制宜地适度发展抽水蓄能电站,将有利于系统的调峰平衡。另外,我国燃气供应能力的不断增加,将为燃气电站的发展提供充足的气源。

如果发展的燃气电站在电力系统负荷的高峰时段能够满功率发电，而在电力系统负荷的低谷时段能降出力运行、甚至停机的话，燃气电站的发展也将有利于系统的调峰平衡。

从华北电网的负荷特性来看（如表 3 -5），峰谷差在夏季通常超过 30%，在冬季通常超过 25%。冬季为满足供热需求，热电联产机组比重大，出力调节困难，系统调峰平衡的压力较大。

3.4.4 我国电网发展格局促进分布式能源发展

3.4.4.1 未来我国电力流格局

未来我国电网的发展形态，受跨区跨省电力流影响很大。从未来我国能源开发的发展趋势来看，煤炭生产的增量主要在西部北部地区，水电开发潜力集中在我国西南地区，风电、太阳能发电基地也将主要集中在我国西部北部地区，而我国的电力负荷中心地区将长期处于中东部地区。因此，我国未来跨区输电将加快发展。

从电源建设布局来看，将呈现如下的发展态势：在一次能源资源贫乏、环境空间有限的中东部地区，大力发展核电、风电等清洁及可再生能源发电；适度发展燃气电站和抽水蓄能电站；除必要的热电联产机组外，严格控制燃煤电厂发展规模；为西部、北部的水电、火电、风电及太阳能发电保留充分的市场空间。西南水电，西部北部的火电、风电及太阳能发电将大规模发展，除满足当地电力需求外，为中东部地区持续提供清洁、具有经济竞争力的优质电能。我国周边国家能源资源丰富，我国具备与周边国家进行电力合作、大规模引进电

力的条件；实现并逐步扩大从缅甸、蒙古、俄罗斯、哈萨克斯坦等国引进电力的规模，符合我国的整体能源发展战略，是未来我国能源进口的有效途径。

基于以上常规能源及清洁能源大规模开发、远距离输送的发展情景，未来我国能源电力的发展，将呈现是以建设坚强的特高压电网为核心，大型煤电基地、水电基地、核电基地和可再生能源发电基地快速发展，多种能源资源在全国范围内优化配置的总体格局。具体而言，在特高压交流试验示范工程成功投运的基础上，加快实施后续工程，逐步建设形成“三华”特高压同步电网；晋陕蒙宁新煤电、西南水电、西北北部风电、太阳能发电等能源基地以及周边国家电力通过特高压交直流混合系统向“三华”电网送电。

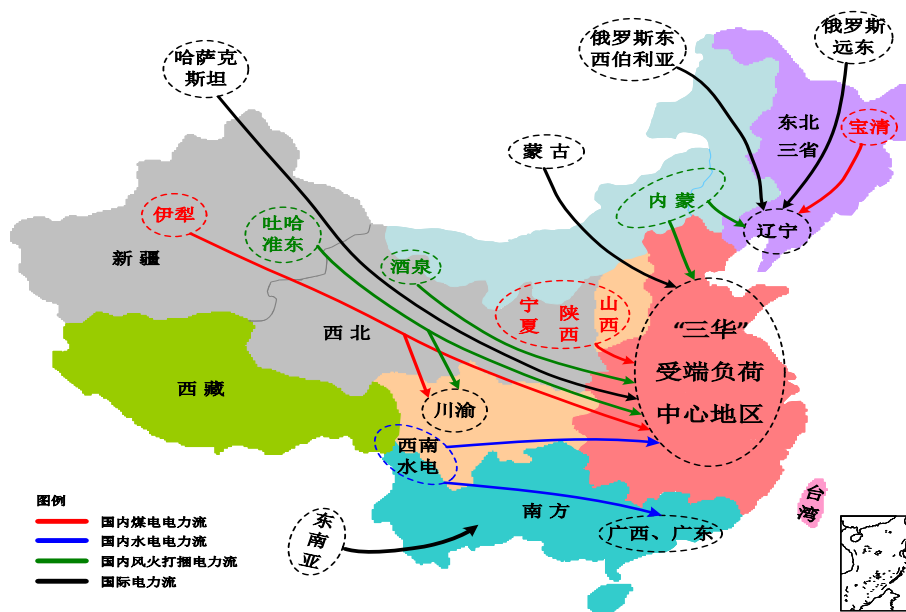


图 3-19 未来我国总体电力流向示意图

3.4.4.2 坚强智能电网与分布式能源共融发展

“十二五”期间，华北电网与华中电网、华东电网一起，将形成 1000

千伏特高压“三华”同步电网。全国将形成四大同步电网，即以“三华”同步电网为核心，通过直流和东北、西北、南方电网互联，联接各煤电基地、水电基地、核电基地、可再生能源基地和主要负荷中心，构建各级电网协调发展的坚强智能电网。

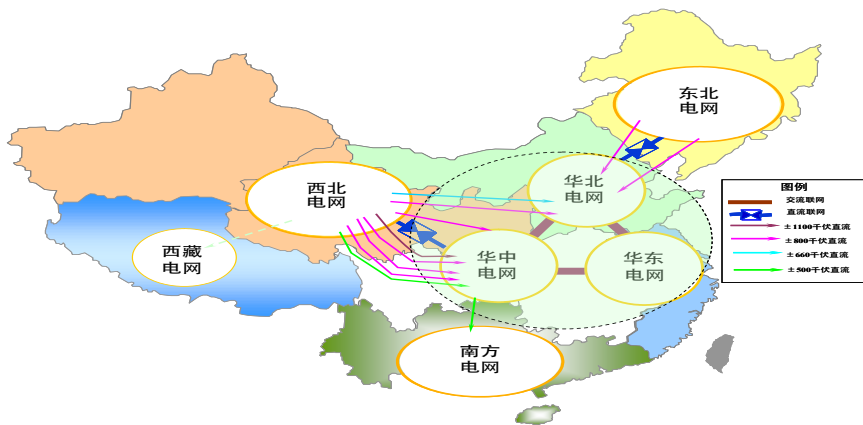


图 3-20 国家电网基本架构示意图

从以上论述来看，电网发展首先应满足电力输送、优化配置的需求。我国未来新增电源愈来愈呈现清洁化、基地化、规模化、集约化发展特征，“十二五”及中长期电网发展必须适应跨区输电较快增长的客观要求。大力推进能源可持续发展，当前最为紧迫的任务，就是要加快实施“一特四大”（特高压、大型煤电基地、水电基地、核电基地及可再生能源发电基地）电力发展战略。煤电基地集约开发建设，需要远距离、大容量、跨区域输送；西南水电大规模开发，需要远距离输送到我国中东部负荷中心消纳；核电基地规模化开发，满足大核电接入与配置，需要构建坚强的受端网架结构；风能、太阳能等新能源利用的主要方式是发电，我国风电、太阳能资源相对集中，大规模开发后在西部北部消纳能力有限，必须通过建设跨区输电通道输送。

发展特高压是实现大煤电、大水电、大核电、大型可再生能源基地集约化开发和电力高效送出、高效消纳的基础保障，是促进能源资源优化配置的基本要求，是优化电力结构、提高效率、促进节能减排的重要举措。



图 3-21 “一特四大”电力发展战略示意图

需要指出的是，加快实施“一特四大”发展战略，将有效解决我国能源及电力发展中的诸多问题，但这并不是我国能源及电力发展的全部，只是能源及电力发展的重要组成部分。近年来，我国分布式能源发展越来越受到政府和社会各界的关注，也将呈现较快发展的态势。可以预期，未来相当长时期内，我国能源开发和供应的主力仍将是大型能源基地的开发及电力的大规模跨区输送，分布式能源将成为我国能源供应的有效补充，并将发挥越来越大的作用。

分布式能源包括小型风电、小型太阳能发电等可再生能源发电，

热电联产、热电冷多联产等分布式燃气发电未来也将加快发展，成为分布式能源发电的主力。分布式能源发电的快速发展，将对配电网规划、建设及运行产生重大影响，必须引起高度重视，超前研究。适应分布式能源发电快速发展的需要，将是我国未来智能电网发展的重要任务之一。

未来我国电网发展将“坚强”与“智能”并重。随着特高压输电不断取得重大突破，智能电网建设也取得重要进展，特高压与智能化相辅相成、相互促进。通过加快特高压交直流骨干网架建设，提升电网的信息化、自动化、互动化水平，实现现代技术与坚强网架的高度集成，可以最大限度接纳清洁能源、促进分布式电源和配电网发展，实现低碳绿色生活、提高电网安全稳定性，形成新型现代化电网。

4 分布式能源对天然气供应系统的影响分析

4.1 天然气供应系统调峰的基本概念及方式^{〔34〕}

为解决均匀供气与不均匀用气之间的矛盾,保证不间断地向用户供应正常压力和流量的燃气,需要采取一定的措施使燃气供应系统供需平衡。一般要综合考虑气源、用户和输配系统的具体情况,提出合理的调峰手段。

天然气的调峰分为季调峰、日调峰、小时调峰。日调峰、小时调峰主要是受上游供气方式和城市燃气用户用气习惯、气象条件影响,而季调峰主要受气象条件的影响。

越来越多的城市开始使用天然气,上游与下游城市燃气公司签订的合同均要求按照照付不议的条款执行。所谓的照付不议包含照付不议、照供不误双层含义,就是供需双方在签定供气合同时,以年度合同量的一定比例作为协议最低用气量,即双方一旦签订合同,供方必须确保天然气供应年度合同约定的数量和质量,如果违约,要承担违约损失;需方至少必须按时按协议最低用气量利用天然气,且必须按协议最低用气量付费。中石油向下游公司供气时,为了保证供气规则的实施,专门在分输站为下游供气的管道上设置了限流量的装置,不仅控制日用气量,也限制最大小时供气量。一般将合同约定的年度供气总额度除以365,即为平均日用气量,再乘上最大的调节系数1.2或1.3,即为日供气量的控制额度,将日用气量额度除以24,即为最大小时供气量。因此,上游对下游城市进行稳定供气,下游城市由于日、

小时的用气不均匀性就要自行解决其日、小时调峰问题；季节用气的不均匀性是目前城市燃气自身所无法解决的，一般通过上游进行季调峰。

目前，管道天然气主要的调峰方式包括两大类：一类是通过建设调峰设施满足调峰需求，调峰方式主要包括地下储气库调峰、LNG调峰、高压管网调峰、管束调峰和储气罐调峰等；另一类是通过对用户用量进行调节来满足调峰需求，调峰方式包括选择可中断用户、实行峰谷气价等。主要的调峰储气方式的调峰能力见下表4-1所示。

表4-1 主要的调峰储气方式的调峰能力

| 储气方式 | 主要调峰能力 | 国内应用典型实例 |
|---------|----------------|-------------------|
| 高压球罐 | 日、小时调峰 | 北京、上海、天津、重庆等城市 |
| 高压管网 | 小时调峰 | 北京、上海、哈尔滨、西安等城市 |
| 高压地下储气井 | 日调峰 | 四川 |
| 地下储气库 | 季节调峰 | 大庆（萨尔图）、天津（大港大张坨） |
| LNG | 日、小时调峰 | 深圳大鹏 |
| 输气管道末端 | 调节城市昼夜和小时用气不均衡 | |
| 高压管束 | 调节城市昼夜和小时用气不均衡 | |

通过用户用量进行调节就是寻求潜在用户：1) 大力发展溴化锂机组用户将一些宾馆和大型营业场所原燃油溴化锂机组改造为燃气型溴化锂机组。这类用户的用气均衡,特别是在夏季有利于填平用气低谷。2) 发展天然气热、冷、电三联供（以下简称“三联供”）用户有利于提高能源的利用效率，实现全年用气。3) 适当发展天然气发电厂用户。天然气发电厂的用气量较大，特别是双燃料调峰电厂，在夏季用电高峰时用气，有利于夏季填谷。

4.2 国外天然气供应、调峰现状^{〔35-42〕}

1) 美国

从上个世纪初，美国天然气市场进入发育阶段，到 60 年代市场基本发育成熟，消费量达到 6000 亿立方米。70 年代和 80 年代受成本和气价等因素的影响，美国天然气市场出现了波动。经过 90 年代以来的调整和改革，美国天然气市场成为当今世界上规模最大、监管体制健全的天然气市场。美国是世界第二大天然气生产国和第一大天然气消费国，天然气消费量在本国一次能源中约占 25%。2007 年美国天然气产量 5459 亿方，消费量 6529 亿方，天然气对外依存度为 16%。进口气从加拿大进口的管道气占 15%，进口 LNG 占 1%。

美国天然气消费量高，调峰需求大，相应的天然气储备规模也大。美国对天然气储备采取地下储气库储备和 LNG 储备两种方式，地下储气库主要包括枯竭油气田、含水层、盐穴三种类型。目前，美国本土 48 个州内有 394 座地下储气库，总容量达 2200 亿立方米，有效工作气量 1049 亿立方米。按照天然气消费量 6529 亿立方米计算，美国储存的天然气工作气量约占总消费量的 16%，相当于 59 天的消费量。

在现有储备规模中，枯竭油气田储气库占 85%，含水层储气库占 9%，盐穴储气库占 4%，LNG 储备占 2%。可以看出，美国主要是利用地下储气设施来保障供气安全。地下储气库主要用来进行季节调峰，在冬季取暖和夏季空调用气高峰时，利用从储气库中抽取大量的天然气以平抑负荷不均匀性。而 LNG 则多被地方燃气公司用来满足日尖峰用气需求，以提高天然气配送管网的供气可靠性和操作灵活性，另

一部分 LNG 储存设施属州际天然气输送公司所有，其运行方式和这些公司的地下储气库基本相同，美国联邦委员会负责对这部分储存设施进行管理，要求这些设施对所有用户提供公开和公平的服务，制定公开的收费标准和标准的合同条款。

美国燃气储备大致在每年的十一月份，由于冬季采暖使得储备水平由高位开始下降，第二年的三、四月份达到谷底，五月份又开始回升，到十一月份达到高峰。从美国月度用气负荷和储备量的关系看，工作气量根据用气负荷来调节。当每年十一月份到次年三月份用气负荷高时，储备中抽取一定的工作气量进行调峰，满足需求供应，储备中的工作气量下降；反之，当用气负荷下降时，储备增加。

虽然美国主要依靠地下储气库来进行季节调峰，以整个冬季的总体输出量计算，地下储气库的季节调峰量远大于内陆的 LNG 设施，但由于地下储气库注气速度很难做大幅度的调整，而且出气速度很大程度要受到储气库内剩余储量影响，因而在部分区域和时间段内它需要内陆 LNG 设施的配合才能应对波动频率较高的需求变化。

美国的 LNG 的发展历史与天然气调峰问题有着密切关系。全球第一批船运 LNG 发生在 1959 年，但全球第一座 LNG 生产厂却早在 1941 年就已经投产。当年，美国克利夫兰的燃气公司为了解决季节调峰问题，把非高峰时段天然气管道输送的天然气液化成 LNG 并加以储存，用气高峰时段将 LNG 作为补充气源。时至今日，美国已经建成了近 100 座此类内陆 LNG 液化调峰设施，天然气总储量约 24 亿立方米。数据显示，每年从美国各地的内陆 LNG 储存站输出的 LNG

总量约 13 亿立方米。这些内陆 LNG 设施一般是在用气城市附近地区建设并与当地燃气公司的输气管道联网，也有一些依靠槽车来周转。

美国 LNG 储备主要分布在东部 82%（大部分在东北部），西部 14%和产气区 4%。虽然 LNG 在天然气的总储量中所占比例很低，只有 2%，但在日调峰期间，日供应能力上平均达到 13%左右，其中，在东部地区达到 23%，在西部地区达到 10%。特别在极端峰值需求期间（needle peak days），LNG 因其相对于地下储气库的便利性，发挥着不可替代的作用。

2) 俄罗斯

俄罗斯天然气工业非常发达，在俄罗斯一次能源消费构成中天然气占 57.1%，其次石油占 18.2%，煤炭占 13.7%，核电占 5.2%，水电占 5.8%。天然气的主要消费领域是发电和居民消费。2007 年天然气产量 6074 亿立方米，消费量 4388 亿立方米。

从上世纪 50 年代起，俄罗斯开始建设地下储气库，目前俄罗斯共拥有地下储气库 24 座，其中枯竭油气田储气库 17 座，含水层储气库 7 座，主要分布在天然气消费区，是统一供气系统不可分割的组成部分。此外，在建项目还有 3 个，即乌德穆尔特含水层地下气库、加里宁格勒和伏尔加格勒盐穴气库。2005 年俄罗斯地下储气库的有效工作气量约为 900 亿立方米，其中地下储气库供气量占同期俄罗斯总供气量（包括国内消费和出口）的比例为 7%。储存方式主要以枯竭油气田和含水层为主，近年来又加强了地下盐穴储气库的研究。据报道，俄罗斯计划 2030 年储气库规模达 1100 亿立方米。

3) 欧盟

欧盟 27 国是世界上最大经济体之一，5.01 亿人口，国土面积约 432 万平方公里，2008 年国民生产总值 12.3 万亿欧元。2008 年，欧盟天然气消费量在本国一次能源消费中约占 25%，天然气产量 2008.9 亿立方米，天然气消费量 5169 亿立方米，天然气对外依存度为 61%。主要进口国包括俄罗斯 23%、挪威 18%、阿尔及利亚 9%、尼日利亚 3%。截至 2008 年底，欧盟共有 111 座储气设施。63 座废弃油气田储库、26 座盐穴储库、22 座含水层储库和 12 座 LNG 调峰储库。

其中，英国 2008 年的天然气产量 626 亿立方米，消费量 939 亿立方米，进口 313 亿立方米，消费量占本国一次能源消费的 40%，对外依存度为 33%。1979 年，英国开始建设地下储气库。当时建设天然气储备的主要目的是满足季节性调峰需要，作为应对短期供应紧张的缓冲器，而不是专门防范供应中断风险。目前，英国的天然气储气库有三种不同类型，分别是枯竭油气田储气库、盐穴储气库和 LNG 储气库。

4) 日本

自上个世纪 70 年代以来，日本开始将天然气作为替代石油重要燃料之一，广泛应用于各个领域，并得到了迅速发展。到 80 年代已经完成了城市燃气领域的天然气转换，到 2000 年已经实现了工业领域和电力行业的天然气转换。

日本基本没有天然气资源，其国内需求主要通过进口 LNG 来满足。2007 年，日本天然气消费量 902 亿立方米，占一次能源消费的

14.6%，对外依存度为 98%。2008 年日本消费天然气约 987 亿立方米，其中消费进口 LNG 为 921 亿立方米，占 93%。进口 LNG 消费中，主要用于发电，为 550 亿立方米，约占 60%，其它主要为城市燃气消费。

从分阶段 LNG 消费增长情况看，1969~1983 年间是日本天然气迅速发展的时期，年均增长速度达到 40%。主要原因是国家的能源发展战略中确立了天然气作为替代石油的战略地位，不仅在城市燃气部门而且在电力部门也确立了发展天然气的重要作用。1984~1990 年日本天然气趋于稳步发展，年均增长速度为 8%左右，为了促进天然气的发展，国家引入了竞争机制，加快了工业燃料的天然气替代，也使得城市燃气发展速度略快于天然气发电。从环境和能源供应安全考虑，日本政府一直鼓励天然气的使用。此后，一直到 2000 年，日本天然气仍然稳步发展，但由于市场发展潜力有限，发展速度明显放缓。2004 年开始，由于削减了天然气发电，日本天然气消费有所下降，但城市燃气仍然保持较快的增长速度。日本 LNG 消费年均增长速度历史变化趋势见表 4-2 所示。

表 4-2 日本 LNG 消费年均增长速度历史变化趋势（%）

| 年代 | LNG 消费 | 城市燃气 | 发电 |
|-----------|--------|------|------|
| 1969-1983 | 40.2 | 34.8 | 44.0 |
| 1984-1990 | 7.9 | 8.9 | 8.1 |
| 1991-2000 | 4.1 | 6.5 | 3.4 |
| 2001-2005 | 1.3 | 5.1 | -1.8 |

日本 80 年代前主要以用电制冷和重油供暖为主。从 1986 年用气

月负荷曲线图可以看出，夏季用气量不到冬季用气量的 60%，存在很大的用气不均衡。之后，日本认同天然气制冷和供热的优越性，燃气空调得到迅速普及推广。大体上日本新建公共建筑物有一半的空调用电，有一半的空调用气，不仅调节了天然气的月不均衡性，而且平衡了用电负荷，节省了电力装机，也起到了充分利用社会有效资源和降低社会总成本的作用。从发展情况看，到 2006 年，由于燃气空调的普及，月用气不均衡性得到了平抑，见图 4-1 所示。



图 4-1 日本年负荷曲线比较

从国外的燃气用量及调峰储备方式来看，国外的燃气调峰储备方式主要为地下储气库和 LNG，其发展规模超过了国内的水平，美国、俄罗斯以及欧洲等天然气主要消费国，储气库工作气量占年用气总量的比例都在 15%以上。资源相对较少的欧洲国家由于天然气主要依靠进口，因此尤其重视储气库的作用，其比例基本在 23%~34%之间；日本除了采用 LNG 进行燃气调峰，还认同天然气制冷和供热的优越性，燃气空调得到迅速普及推广使得月用气不均衡性得到了平抑，取得了明显效果。

4.3 国内天然气供应和调峰

4.3.1 国内燃气发展规划

截止2009年，我国一次能源消耗占能耗总量的比重，以及预计到2015年一次能源占能耗总量的比重见表4-3所示。

表4-3 2009、2015年能源消耗比例

| 年份 | 占能源消费总量的比重 (%) | | | |
|------|----------------|------|-----|----------|
| | 煤 炭 | 石 油 | 天然气 | 水电、核电、风电 |
| 2009 | 70.4 | 17.9 | 3.9 | 7.8 |
| 2015 | 63 | 17.1 | 8.3 | 11.6 |

根据中国石油化工总公司披露的预测数据2015年天然气供应总量达2600亿立方米/年，其中国产可达1500亿立方米，基本上可以满足全国天然气市场的需要。预计2020年我国天然气市场需求将达3500-4000亿立方米，2030年国内天然气需求将超过5000亿立方米。这是前所未有的跨越式的增长速度。

2010年，我国天然气消费总量为940亿立方米。用气情况主要是城市燃气占29%，化工用气20%，发电用气20%，工业燃料用气31%，到2020年预计全国燃气消费结构比例见表4-4所示。

表 4-4 2020 年行业天然气消耗比

| 用气类型 | 发电 | 民用 | 商用能源 | 交通能源 | 工业燃料 | 工业原料 |
|---------------|--------|--------|------|-------|------|-------|
| 用气量 (亿立方米) | 900 | 650 | 800 | 150 | 1000 | 500 |
| 用气比例 | 22.55% | 16.25% | 20% | 3.75% | 25% | 12.5% |

“十二五”期间，我国将形成“西气东输、北气南下、海气登陆、就近外供”的供应格局。从天然气需求分布来看，环渤海、长三角、东南沿海仍是主要市场，三地天然气需求在2020年接近总需求的60%

左右。

北京作为主要的用气城市，在《北京市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中提出：加快能源结构调整。大力削减煤炭终端消费，显著提升天然气、电力、新能源和可再生能源利用水平，实现2015年优质能源占能源消费总量比重达到80%以上。严格限制中心城区燃煤使用，完成三大燃煤电厂和63座大型燃煤锅炉天然气改造，继续实施非文保区平房、简易楼小煤炉清洁能源改造，基本实现五环内供热无煤化。2015年煤炭消费总量力争控制在2000万吨以内。积极推进太阳能、地温能、生物质能等新能源和可再生能源的开发利用。北京市2009、2015年城市能源消费比例见表4-5。

表4-5 北京市2009、2015年城市能源消费比例

| 年度 能源种类 | 2009年 | | | 2015年 | | |
|------------|--------|---------------|--------------|-------|-------------|--------------|
| | 实物量 | 标准量 | 比重 (%) | 实物量 | 标准量 | 比重 (%) |
| 煤炭(万吨) | 2664.7 | 2059.7 | 31.3 | 2000 | 1500 | 16.8 |
| 调入电(亿千瓦时) | 512.6 | 1529.6 | 23.3 | 710 | 2200 | 24.4 |
| 天然气(亿立方米) | 69.4 | 842.7 | 12.9 | 180 | 2200 | 24.4 |
| 油品(万吨) | 1269.0 | 1809.6 | 27.5 | 1680 | 2550 | 28.3 |
| 可再生能源 | - | 180.0 | 2.7 | - | 550 | 6.1 |
| 其它 | - | 148.7 | 2.3 | - | - | |
| 合计 | | 6570.3 | 100.0 | | 9000 | 100.0 |

4.3.2 国内天然气调峰现状及问题

随着全国天然气用气量的不断增加，天然气的用气季节不平衡性越发明显。比如陕-京管道系统的冬季销量占全年总销量约 74%，全年冬季最高月销气量与夏季最低月销气量相差 6~7.6 倍，用气量高

月日与用气量低月日相差 7.78~10.29 倍。这种用气特征给安全平稳供气带来极大的困难和挑战。目前两湖地区天然气负荷的季节性峰谷差是 2:1 左右,华北地区峰谷差达到 7:1 左右,北京峰谷差在 10:1 左右。峰谷差越大,对于天然气的保供难度也越大。这么大的峰谷差主要与城市用气结构有关。北方城市由于冬季供热耗气量大,而夏季耗气量小造成冬夏的用气严重不平衡,而南方城市由于冬季无需供热而使得季节用气不平衡相对较小。随着燃气用量的不断增加,如果没有合理的用气结构,增加季节用气量或减少冬季用气量必然会使季节用气的不平衡性进一步加剧。

为缓解用气的季节不平衡,手段主要有两种。一是采用地下储气库进行储气调峰,二是优化用气结构,减少调峰量。目前,由于城市燃气处于高速发展阶段,优化用气结构刚刚提上日程,季调峰的手段主要还是采用地下储气库调峰。但是,优化用气结构,才能减少调峰量,才能从根本上缓解此问题。

4.3.2.1 地下储气库调峰

利用地下储气库进行季调峰是各城市燃气解决季节用气不平衡的主要手段。地下储气库分为枯竭油气藏地下储气库、含水层地下储气库、盐穴储气库。世界各国的调峰经验表明,枯竭油气藏和含水层地下储气库适用于季节调峰。盐穴储气库(包括废弃矿井或带衬里洞穴)由于具有快注快采、且一年可周转多次的优点,更适用于短期日调峰。因此多选用枯竭油气藏和含水层作为季节调峰库,选用盐穴作

为应急调峰库。

目前，世界各国都采用地下储气库进行季节调峰和战略储备。我国近几年也在加紧建设，得到了极大的发展。我国已建的地下储气库具备的有效工作气量为 30.3×10^8 立方米，约占全国天然气总消费量的 6%，世界的平均水平在 14% 左右。按目前储气库有效工作气量占全国天然气消费量的比例来推算，预计 2020 年需季节调峰气量将达到 160×10^8 立方米。这些数据表明，2011~2020 年需新建 90×10^8 立方米的有效工作气量的储气库。目前中石油已建成大港储气库群(包括 6 个储气库)，也已规划了 10 座储气库，工作气量达到 224 亿立方米，预计至少需要 500 亿元的投资，分布在气源和消费中心和大型骨干管网的周边，用于全国的天然气调峰。全国燃气输配管网与地下储气库^[43]可见图 4-2。

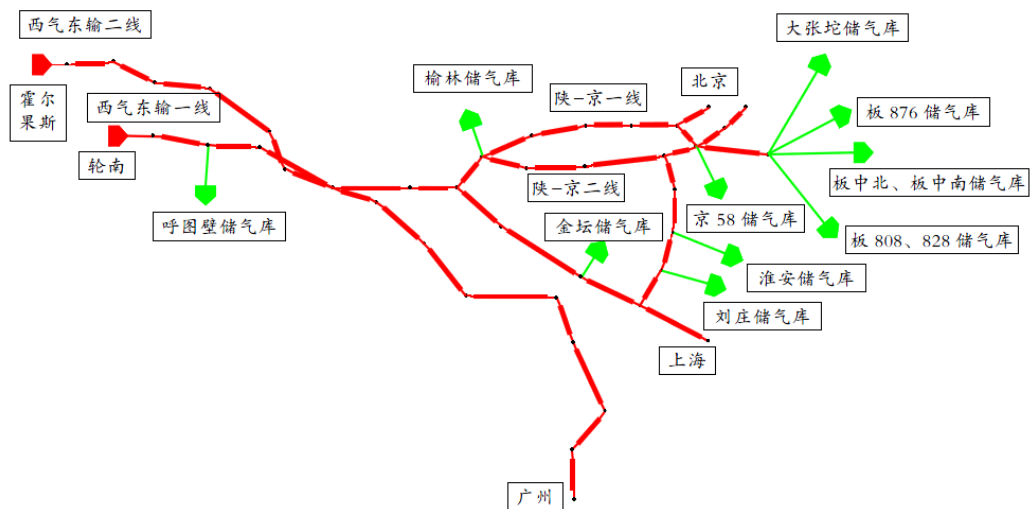


图 4-2 输气管网与地下储气库输配系统

然而，多数地方政府出于种种考虑还没有深刻认识到解决天然气调峰是一个综合性问题，寄希望于干线管道的供应商解决季节、日和小时的调峰问题，从而加大了天然气干线管道供应商的安全供气压力。

在国外，不仅管道供应商要建设储气调峰设施来保持自身供气系统的输气平衡，而且大型用户和天然气生产商也利用储气库来调节生产，以满足市场波动的需求。在我国，目前除中国石油外，很少有其他供应商或地方政府建设地下储气库，致使全国天然气高峰时期的调峰能力十分有限，造成在用气高峰期出现了众多地方供气紧张的局面。

地下储气库用于储存气态、常温高压的天然气，储气容量大、储气容量大、占地面积小、安全可靠高等优点，而且不仅用于季节调峰，还用于事故储备、战略储备。但是地下储气也具有一些缺点。比如：要求合适的地质构造，选址困难、建设投资大、建设周期长、储气工艺设备复杂、对气质有影响、运行费用高、能耗也比较大等问题。在一般情况下，枯竭油气藏储气库建设周期约需要3~5年。含水层储气库建设周期一般为5~12年，盐穴及洞穴类储气库建设期一般大于5年。因此，地下储气库的缺点也阻碍了快速发展。

4.3.2.2 减少调峰量

优化城市燃气用气结构，通过用户用量进行调节。这些潜在用户包括燃气空调用户，冷热电三联供、热电联产等燃气分布式能源系统用户。一方面提高天然气的利用效率，另一方面增加夏季用气量，实现全年均衡用气，减少季节调峰量。

国内燃气分布式能源发展刚刚起步，目前仅有北京、上海、广东、四川等省市根据各自对分布式能源的理解和认识在自发地进行，其中已建和在建分布式能源项目装机总容量约 500 万千瓦，并且大多以天

然气分布式能源为主。根据国家能源局规划，未来十年分布式能源装机容量将从目前的 500 万千瓦增至 5000 万千瓦，占中国总电力装机容量比例将从目前的不到 1%增加到 3%。从燃气分布式能源的燃气消费比例来看，2011 年全国天然气消费量约 1290×10^8 立方米，按照现在燃气分布式能源装机容量 500 万千瓦，平均发电效率 33%、年运行 4000 小时来进行计算，燃气分布式能源系统用气量约 60×10^8 立方米，在全国天然气消费中的比例不足 5%。如果按照 2020 年天然气总需求量 3500×10^8 立方米，分布式能源装机容量 500 万千瓦，按同样条件进行估算，可得分布式能源系统用气量将达 163×10^8 立方米，在全国天然气消费中的比例仍然不足 5%。

根据估算，到2020 年，中国需要建设装机容量总共 2.2×10^8 千瓦的三联供系统。大致发展规模可分为几档，见表4-6。其中许多是燃气分布式能源系统。

表4-6 分布式能源系统规模

| 序号 | DES规模 | 型号 | 项目容量/MW | 估计个数 | 总容量/GW |
|----|------------|------|---------|-------|--------|
| 1 | 超大调峰机组 | 3×9F | 1000 | 50 | 50 |
| 2 | 大型工商住区 | 3×9F | 500 | 180 | 90 |
| 3 | 中型商、住、工 | 4×6B | 100 | 400 | 40 |
| 4 | 中型商、住、工 | 2×6B | 50 | 400 | 20 |
| 5 | 微型燃机、小型内燃机 | -- | 1 | 10000 | 10 |

前3类属于几十平方千米的新开发工业区或综合工商住区，是发展分布式冷热电联供能源系统的主力，占总装机容量的82%。在南方地区以过程工业用蒸汽、离散制造工业厂房和商业公共建筑空调、居民用生活热水3类负荷的集成为主，如正在规划的珠海横琴新区冷热电联供能源站、深圳观澜中部组团能源站、深圳光明新区调峰电站、

清远顺德(英德)产业转移园能源站以及以中山民众镇沙仔化工业园、南朗镇“华南中药城”、东莞东兴冷热电联供/东城工业园等为代表的新发展城镇的能源供应企业。

到2020年,仅在珠三角地区的发展潜力至少有上百个项目,总容量可达几十吉瓦。在北方地区,以超大城市中心区集中供暖、公共建筑空调、居民生活热水3类负荷的集成为主的前3类项目,目前正在开拓若干典型的示范项目。长江流域许多新城区目前正在编制的规划表明,大部分适用于冷、热、电、蒸汽都需要的第3、4类项目。前4类共有1000多个项目,总容量达20万兆瓦,占90%以上。第5类共有10000个项目,总容量却只有1万兆瓦,占4.5%。可见,付出最小的经济代价,以解决中国的能效和碳减排问题为战略目标来看待和发展分布式能源系统,必须着眼于大型项目,充分发挥分布式能源系统的优势。

目前,各级政府正在编制“十二五”规划,一大批工业园区、新城区、新城镇正在规划中,大、中型集成工业、商住负荷的冷热电联供分布式能源项目的商机恐怕远不止1000个,上述珠三角地区正在规划的项目以及江浙和京津地区正在规划的一批大、中型项目便是明证。无锡太湖新城、金华西经济开发区、天津滨海新区、武汉东湖国家自主创新示范区、广州中新知识城、东莞生态新区等一批低碳能源规划项目也在策划中。

燃气分布式能源在理论上具有燃气调峰的作用,但是目前在能源结构中所占比例较少,能否起到一定的季节调峰作用还需要进一步详

细探讨。但是，根据以上估算的燃气分布式能源系统发展规模，将来燃气分布式能源系统的用气量会得到很大提高，在燃气总气量和用气结构变化的情况下，如果在天然气的负荷区大规模发展分布式能源，在一定程度上是可以消减城市以至国内天然气供应的季节性峰谷差，不仅增加了供气系统的安全性，还可以大规模减少天然气地下储气库的建设规模和投资。

4.4 分布式能源对天然气供应系统的影响分析

4.4.1 城镇燃气用户的用气规律

城镇燃气中，通常根据燃气用户用气性质将用户分为居民用户、公共服务业用户、采暖制冷用户、热电厂用户、生产及其他类用户。不同的用户有不同的用气特点及规律。

居民用户的用气规律主要与用气习惯有关，主要表现为用气的小时不均匀性；公共服务业用户的用气规律也主要与用气习惯有关，主要表现为用气的小时不均匀性；采暖制冷用户的用气规律主要与气象条件有关，主要表现为月用气的不均匀性；发电用户的用气规律主要与发电厂的功能有关，发电厂分为小时调峰电厂、季节调峰电厂和热电厂，由于承担供电作用不同，引起的用气不均匀性也不同；生产用户的用气规律主要与生产工艺有关，一般全年用气均匀。

同时，通过对北京市 2009 年不同用户的全年用量的统计、分析，发现各用户的用气规律如图 4-3 所示。总用气、采暖制冷用户用气的月不均匀性最明显。一年之内总用气量峰谷差达到月 7:1，而采暖制

冷用户的峰谷差高达 39:1。可见，对年总用气量不平衡影响最大的为采暖制冷用户，因为其在总的用气结构中所占比例最大，近 50%，可见图 4-4。

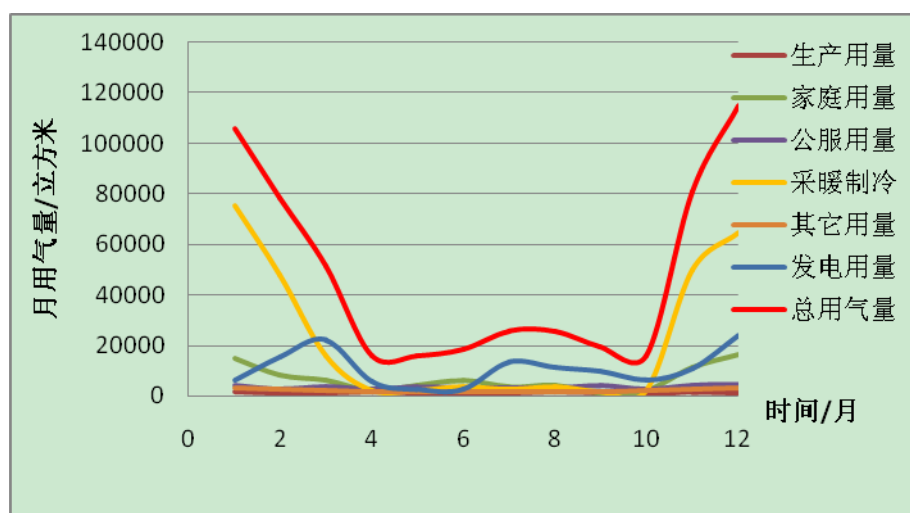


图 4-3 2009 年北京天然气月用气量

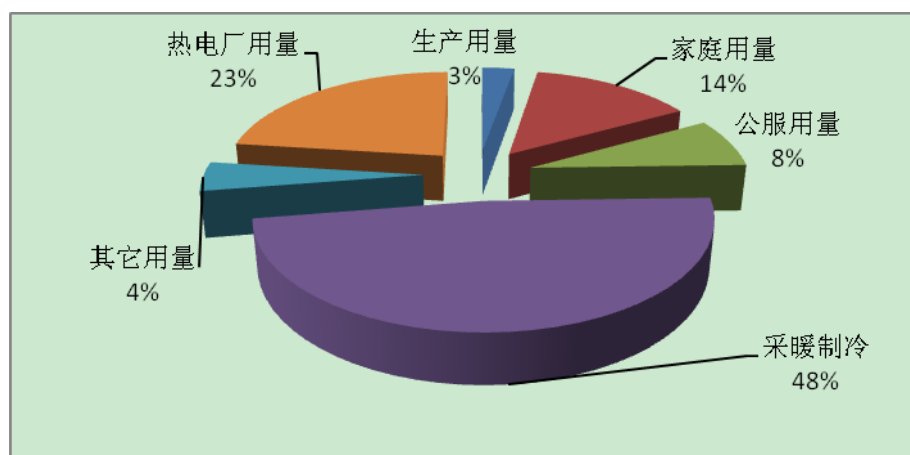


图 4-4 2009 年北京燃气用气结构

因此，要解决一年内的总用气的不平衡，就要首先解决采暖制冷用气的不均衡。目前，北方大部分城市冬季采暖需要的热负荷较大，很多城市是以锅炉、模块锅炉、壁挂炉等燃气设备采暖为主，而夏季则较多采用电空调，用气结构的不合理、冬夏用气的极度不平衡，造成了天然气资源浪费以及输配管道、门站等天然气设施利用率低，引

起供气成本增加和燃气价格上升，为解决此问题就要改变用气结构，进行季节调峰。

4.4.1.1 季节调峰的可能性

对于天然气管网，最理想的状态就是各瞬时天然气的产销均达到平衡，并且任一瞬时的用气量是均匀的，这样使得产销量都是一条直线，不随时间而改变，这时不需要任何储气设施，管网的利用率是最大的。但是，在实际中，这是不可能的，随着冬季负荷的不断增大，形成了较大的用气季节性差异，因此需要采取措施增加夏季用气负荷，使得燃气年用气负荷曲线趋于平坦。

目前，季节调峰的手段有很多，包括地下储气库、天然气液化储气、缓冲用户等。各种方法各有各的特点。前两种方法除具有调峰的作用外，还具有事故储备、应急供气、战略储备的功能，但是并不能改变用气结构。缓冲用户用于季节调峰时主要指的燃气空调用户、三联供用户、热电厂用户等，发展这些用户，可以实现夏季用气，改变用气结构，起到季节调峰的作用。

燃气分布式能源系统在城市中应用主要分为燃气三联供和燃气热电联产。目前，为实现系统能源的合理使用、系统负荷匹配，系统设计以“以热（冷）定电、热（冷）电平衡”为原则，以满足冬夏季的热冷负荷为主。

4.4.1.2 天然气冷热电三联供

天然气冷热电三联供系统给用户供电力的同时，也为用户供热/供冷、供蒸汽和生活热水等。因此，三联供系统的用气规律也主要与气象条件有关。随着一年内气象条件的变化，热冷负荷需求不同，就会引起用气量不同。两个典型的楼宇型三联供系统的用气量规律见图 4-5、4-6。

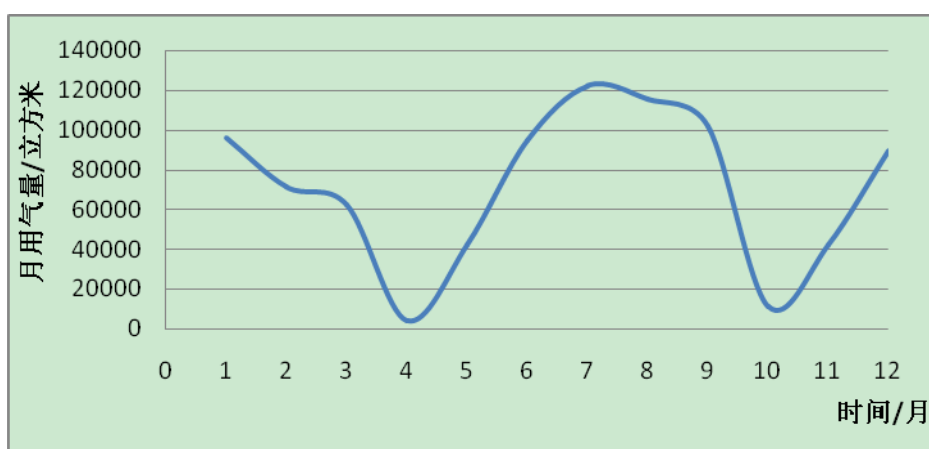


图 4-5 某办公大楼三联供系统用气负荷曲线

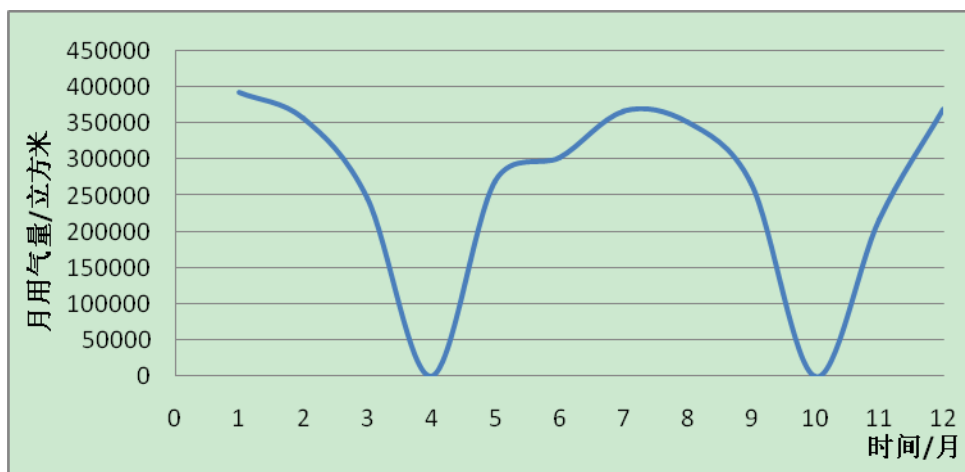


图 4-6 某医院三联供系统用气负荷曲线

从楼宇型三联供项目的用气规律曲线可以看出楼宇型三联供项目在冬夏季用气量大，过渡季用气量减小，符合“以热（冷）定电”、孤岛运行的系统设计运行模式，用气规律确实与气象条件相关。

三联供系统的年用气规律与目前的城市采暖制冷用气负荷曲线相比，确实能起到填谷的作用，但是同时会加剧峰值，除非改变城市原有的供暖方式，使整个城市的冷、热负荷全部采用三联供系统得到满足。因此，对与已经形成了较大的用气冬夏峰谷差，而且随着燃气用户的不断发展峰谷差将继续加剧的城市，大力发展三联供系统对减缓峰谷差的进一步加剧起到一定的作用，而且作用的大小完全取决于发展三联供系统的规模，即其在用气结构中的比例，比例越大越有利减缓峰谷差；对于城镇燃气处于初期发展阶段的城市，应该进行燃气用气规划，合理调整用气结构，大力推进天然气冷热电三联供项目的发展，满足城市的冷热负荷需求。

以北京为例，用气结构虽然在不断调整、尽量趋于合理，但是已形成的用气格局很难在一段时间内得到改变。同时根据北京天然气发展规划，在 2015 年、2020 年用气结构中虽然采暖用气比例与现在比有所下降，三联供用户用气比例有所上升，但是在总的用气量中所占比例较小，整个城市仍然是以供热为主，夏季用气量仍然较小，季节用气不平衡仍然比较严重。

4.4.1.3 燃气热电联产（CHP）

热电厂主要以生产蒸汽向用户供热为主，发电为辅，连续均匀用气，但是热电厂在夏季还受到电力调度的制约，要根据电网和电力平衡的需要安排生产。热电厂月用气规律见图 4-7 所示。

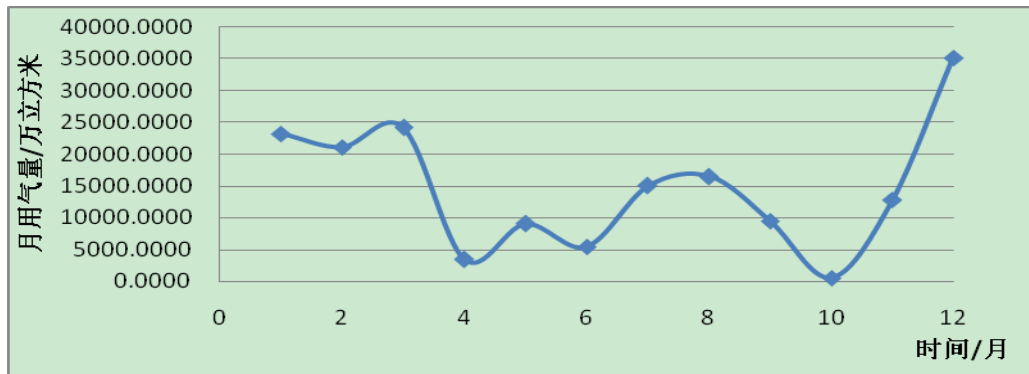


图 4-7 热电厂月用气负荷曲线

热电厂实现了一年四季的用气，但是仍然是以满足冬季供热为主，夏季以发电为主，冬夏的用气不均匀性仍然存在。除非用热电联产代替现有的燃气采暖锅炉，才能实现燃气的削峰填谷，否则在现在的用气结构形式下，随着城市燃气用气量的增加，增加热电量产的用气规模，也只是在一定程度上减缓月用气不均匀的加剧，只有增加热电联产用气比例，减少燃气采暖用气比例，才能发挥更好地发挥其季节调峰的目的。

从技术上讲，燃气轮机及其联合循环机组是天然气管线上的天然气的稳定大用户。现代的燃气轮机均安装了双燃料喷嘴，在天然气管道的用气高峰时间段里可以改烧轻柴油等其他替代燃料。因此，燃气热电联产可以减少天然气输管线的调峰压力，且可利用电厂的储备燃料，平衡管道的日用气峰谷差，从而有利于减少天然气储备设施费用，降低供气成本。发展一批可中断用户，在电力和燃气消费高峰时可部分或全部中断，减少调峰量。

因此，在当前燃气需求量不断增加的时候，大力发展天然气分布式能源系统，对减缓进一步加剧的季节用气不平衡会起到一定的作用。

4.4.2 分布式能源季节调峰的作用分析

天然气分布式能源对季节调峰的作用大小可以通过量化分析。通过量化分析,可以确定天然气分布式能源对季节调峰作用的影响因素,以及判断天然气分布式能源发展的合理规模。本文主要以季节用气不均匀的典型城市“北京”为例进行定量计算分析。首先明确北京各类型用户的月不均匀系数,在不同的用气方案下,通过多个评价参数评价天然气分布式能源对北京市季节调峰的作用和贡献。

4.4.2.1 月不均匀系数

全国各地由于气候、居民用气习惯等不同,使得全国各城市不同燃气用户的用气规律有所不同。这里以北京为例进行计算分析。根据以往各类用户用气规律统计,不同用户的月不均匀系数见表7,其中由于工业用户生产工艺不同其用气规律就不相同,同时由于工业、汽车用户在发展中用气量较小,影响不大,这里按照每月均匀用气处理。

表 4-7 各类天然气用户的月不均匀系数

| 月份 | 民用 | 工业 | 制冷 | 汽车 | 采暖 | 热电 | 三联供 |
|-----|------|----|------|----|------|------|------|
| 1月 | 0.92 | 1 | 0 | 1 | 3.29 | 1.63 | 1.30 |
| 2月 | 0.87 | 1 | 0 | 1 | 2.84 | 1.67 | 1.05 |
| 3月 | 0.86 | 1 | 0 | 1 | 1.45 | 1.36 | 0.85 |
| 4月 | 0.85 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0.28 | 0.03 |
| 5月 | 0.88 | 1 | 0.92 | 1 | 0 | 0.47 | 0.81 |
| 6月 | 0.98 | 1 | 2.95 | 1 | 0 | 0.54 | 1.39 |
| 7月 | 1.09 | 1 | 3.66 | 1 | 0 | 1.21 | 1.63 |
| 8月 | 1.16 | 1 | 3.09 | 1 | 0 | 0.78 | 1.58 |
| 9月 | 1.15 | 1 | 1.38 | 1 | 0 | 0.6 | 1.16 |
| 10月 | 1.13 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0.15 | 0.12 |
| 11月 | 1.11 | 1 | 0 | 1 | 1.53 | 1.42 | 0.70 |
| 12月 | 1.03 | 1 | 0 | 1 | 2.93 | 1.94 | 1.38 |

| | | | | | | | |
|----|-------|----|----|----|-------|-------|-------|
| 合计 | 12.03 | 12 | 12 | 12 | 12.04 | 12.05 | 12.00 |
|----|-------|----|----|----|-------|-------|-------|

4.4.2.2 用气方案

用气方案的对比共分为三种。

1) 总用气量和用气结构均变化的方案。即北京市 2009 年实际用气量及用气结构比例，以及北京天然气发展规划中 2015 年和 2020 年年用气量及用气结构比例，如下表 4-8 所示，其中，由于 2009 年真正运行三联供项目用气量非常小，在用气结构中忽略。

2) 用气量不变，用气比例发生变化的方案（三联供的用气比例提高）。该方案中如果调整 2020 年的天然气发展规划，在各保证燃气总用气量不变的情况下，调整各类用户的用气比例，用三联供代替供暖锅炉，减低供热用气比例，逐步提高三联供用气比例，从 7.8% 分别提高到 15%、20%，调整后 2020 年的用气量如表 4-9 所示。

3) 用气量不变，用气比例发生变化的方案（热电厂的用气比例提高）。该方案中如果调整 2020 年的天然气发展规划，在各保证燃气总用气量不变的情况下，调整各类用户的用气比例，用热电厂代替供暖锅炉，减低供热用气比例，逐步提高热电厂用气比例，从 40.20% 分别提高到 45.2%、50.2%，调整后 2020 年的用气量如表 4-10 所示。

表 4-8 2009 年、2015 年和 2020 年各类用户的年用气量

| 用户分类 | 方案一（2009 年） | | 方案二（2015 年） | | 方案三（2020 年） | |
|------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|
| | 用气量（亿立方米） | 比例（%） | 用气量（亿立方米） | 比例（%） | 用气量（亿立方米） | 比例（%） |
| 民用 | 12.4 | 21.7% | 17.9 | 9.8% | 22.5 | 8.1% |
| 供热 | 25.8 | 45.3% | 51.9 | 28.5% | 92.4 | 33.1% |
| 热电 | 13.1 | 23.0% | 91.4 | 50.1% | 112.0 | 40.2% |

| | | | | | | |
|-----|------|--------|-------|--------|-------|--------|
| 三联供 | 0.0 | 0.0% | 9.7 | 5.3% | 21.7 | 7.8% |
| 制冷 | 1.5 | 2.7% | 3.8 | 2.1% | 6.8 | 2.4% |
| 工业 | 1.6 | 2.8% | 3.9 | 2.1% | 8.9 | 3.2% |
| 汽车 | 2.6 | 4.5% | 3.9 | 2.1% | 14.5 | 5.2% |
| 合计 | 56.9 | 100.0% | 182.4 | 100.0% | 278.8 | 100.0% |

表 4-9 2020 年调整用气结构后各类用户的用气量（三联供）

| 用户分类 | 方案四（2020 年调整） | | 方案五（2020 年调整） | |
|------|---------------|--------|---------------|--------|
| | 用气量(亿立方米) | 比例 (%) | 用气量 (亿立方米) | 比例 (%) |
| 民用 | 22.5 | 8.1% | 22.5 | 8.1% |
| 供热 | 72.3 | 25.9% | 58.1 | 20.8% |
| 热电 | 112.0 | 40.2% | 112.0 | 40.2% |
| 三联供 | 41.8 | 15.0% | 56.0 | 20.1% |
| 制冷 | 6.8 | 2.4% | 6.8 | 2.4% |
| 工业 | 8.9 | 3.2% | 8.9 | 3.2% |
| 汽车 | 14.5 | 5.2% | 14.5 | 5.2% |
| 合计 | 278.8 | 100.0% | 278.8 | 100.0% |

表 4-10 2020 年调整用气结构后各类用户的用气量（热电厂）

| 用户分类 | 方案六（2020 年调整） | | 方案七（2020 年调整） | |
|------|---------------|--------|---------------|--------|
| | 用气量(亿立方米) | 比例 (%) | 用气量 (亿立方米) | 比例 (%) |
| 民用 | 22.5 | 8.1% | 22.5 | 8.1% |
| 供热 | 78.4 | 28.1% | 64.4 | 23.1% |
| 热电 | 126 | 45.2% | 140 | 50.2% |
| 三联供 | 21.7 | 7.8% | 21.7 | 7.8% |
| 制冷 | 6.8 | 2.4% | 6.8 | 2.4% |
| 工业 | 8.9 | 3.2% | 8.9 | 3.2% |
| 汽车 | 14.5 | 5.2% | 14.5 | 5.2% |
| 合计 | 278.8 | 100.0% | 278.8 | 100.0% |

4.4.2.3 评价参数^[44]

季节调峰是指将季节性供大于求时的余气量储存,并将该储存作为补充量,在季节性供小于求时使用,以达到总供需平衡。计算年中供大于求的供需月不均匀系数之差是决定储气系数的主要因素。引入一些参数来评价三联供系统调峰的作用。

1) 峰谷比A

峰谷比A为城市燃气月不均匀系数最大值与月不均匀系数最小值之比。

$$A = K_{1m}^{\max} / K_m^{\min} \quad (1)$$

式中:

K_m^{\max} ---月不均匀系数最大值;

K_m^{\min} --月不均匀系数最小值。

峰谷比反映了用气负荷高峰与低谷的差距,比值越大,则用气负荷的差值越大,负荷曲线的波动越大。

2) 容积指标 A_y

$$A_y = \frac{\sum_{k_{mi}>1} K_{mi} - \sum_{k_{mi}>1} n_i}{\sum_{i=1}^{12} k_{mi} n_i} \quad (2)$$

式中: $K_{m,i}$ —i月的月不均匀系数;

n_i —i月的天数。

如果以各月的天数相同进行计算(已有足够的精确度),则计算公式可写成:

$$A_y = \frac{\sum_{K_{m,i} > 1} K_{m,i} - N}{12} \quad (3)$$

式中: N —一年中 $K_1 > 1$ 的月份数。

容积指标反映了季节调峰储气容积占年用气量的比例。容积指标越小越好,可以减少季节调峰储气量,减少储气设施的容积,从而节省资金。

3) 利用率 B

$$B = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum K_{m,i}}{K_m^{\max}} = \frac{1}{12 K_m^{\max}} \sum_{i=1}^{12} K_{m,i} = \frac{1}{K_m^{\max}} \quad (4)$$

利用率反映了燃气管网的利用程度,利用率越大,则燃气系统的低负荷运行时间就越少。

4) 偏离度 S

$$S = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (K_{m,i} - K_m')^2 = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (K_{m,i} - 1)^2 \quad (5)$$

偏离度反映了输气管网在一年中各月的实际输气量与平均输气量的差值,偏离度越小,则全年各月用气量越趋向于平衡,季节的不平衡性越小,输气系统全年的运行越稳定。

5) 季节调峰量

根据年用气量,通过月不均匀系数计算每月用气量,假设全年均衡平稳供气,计算出月不均匀系数大于 1 的月用气量总和与这几个月总供气量的差值就得到了所需要的季调峰量。

$$Q_s = \left(\sum_{k_i > 1} k_i - N \right) \times Q_A \quad (6)$$

式中, Q_s ——季调峰量;

k_i ——大于 1 的月不均匀系数;

N ——月不均匀系数大于 1 的总月份数；

Q_A ——年用气量计算出的平均月供气量。

上述5个参数均与月不均匀系数有密切的联系，而月不均匀系数随着因素的变化而不断变化，当城市的用气结构变化时，月不均匀系数以及以上各个参数均会发生变化。

整个城市的月不均匀系数通过以下公式进行计算：

$$K_{m,i} = \sum_j K_{1,i,j} X_j \quad (7)$$

式中： $K_{1,i,j}$ ——第*i*月各类用户的月不均匀系数；

X_j ——各类用户用气量占总用气量的比值；

4.4.2.4 计算结果及分析

1) 峰谷比

不同方案时的峰谷比变化情况见图 4-8 所示。

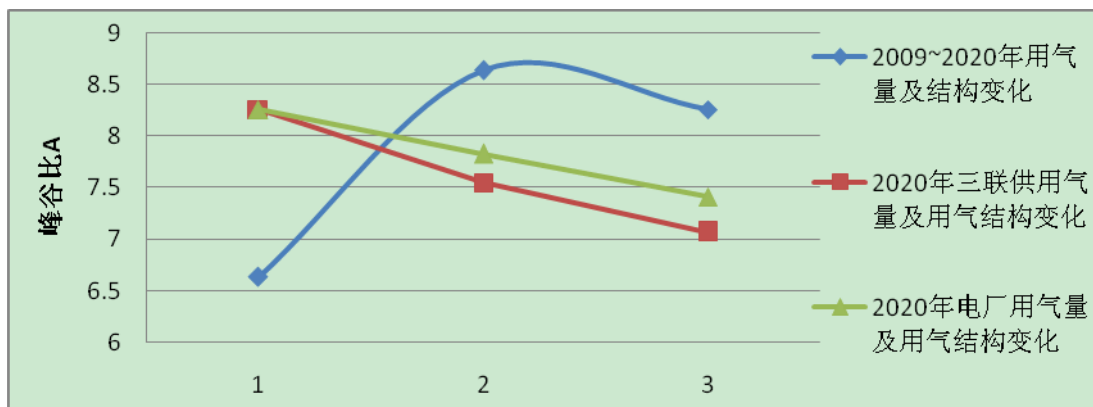


图 4-8 不同方案时的峰谷比变化情况

从图4-8可以看出：

①从2009年到将来规划的2015年，甚至2020年，随着天然气总量及结构的变化，其中三联供和热电厂用气量大幅增加，三联供用气占

总用气的比例从0增加到5.3%，再增加到7.8%，热电厂用气占总用气的比例从23%增加到50.1%，再降低到40.2%，用气峰谷比先增加后开始减少。2009年到2015年大力发展热电厂，热电厂所占用气比例最大，反而加剧了峰谷差，而从2015年到2020年，虽然热电厂用气量增加，但是所占用气比例降低，使得峰谷差相比2015年有所减小，说明峰谷比受热电厂用气在总用气量中所占的比例影响较大。

②在保持2020年规划总用气量不变，改变用气结构比例后，随着三联供用气在总用气量所占比例的不不断提高，从7.8%分别提高到15%和20%，峰谷比逐渐减小。说明随着三联供用气量、用气比例的不断增加，会使峰谷比不断减小，用气比例每提高5%，峰谷比可降低0.5。

③在保持2020年规划总用气量不变，改变用气结构比例后，随着热电厂用气量在总用气量中所占比例的不不断提高，从40.2%分别提高到45.2%和50.2%，峰谷比逐渐减小。说明随着热电厂用气量、用气比例的不断增加，会使峰谷比不断减小，用气比例每提高5%，峰谷比可降低0.4。同时，说明调整三联供的用气量和用气结构比调整热电厂的用量和用气规模对减小峰谷差更有效。

2) 容积指标 A_y

不同方案时的容积指标变化情况见图 4-9 所示。

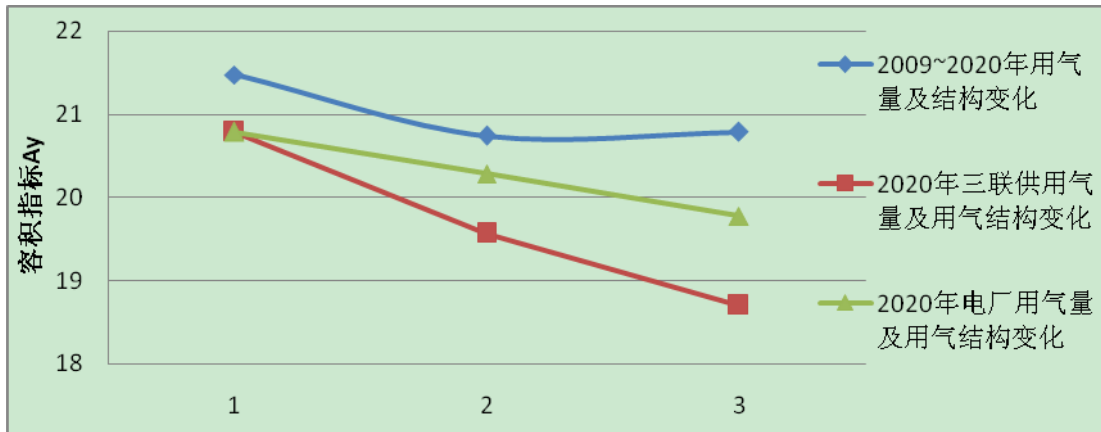


图 4-9 不同方案时的容积指标变化情况

从图4-9可以看出：

□从2009年到将来规划的2015年，甚至2020年，随着天然气总量及结构的变化，其中三联供和热电厂用气量大幅增加，使得容积指标先减小后略微增大，即从2009年到2015年季节调峰储气容积占年用气量的比例减小，但是到2020年节调峰储气容积占年用气量的比例略有增加。

□在保证2012年总的规划用气量不变的情况下，分别增加三联供、热电厂的用气量，容积指标均降低，即季节调峰储气容积占年用气量的比例均减小，说明分别提高三联供和热电厂的用气量均可以减少季节调峰储气量，减少储气设施的容积，从而节省资金；用气比例提高的越多，即用气量越大，减少季节调峰储气量越大；而且，提高三联供用气比例比提高热电厂用气比例减少调峰量的作用更明显。

3) 利用率

不同方案时管网利用率变化情况见图 4-10 所示。

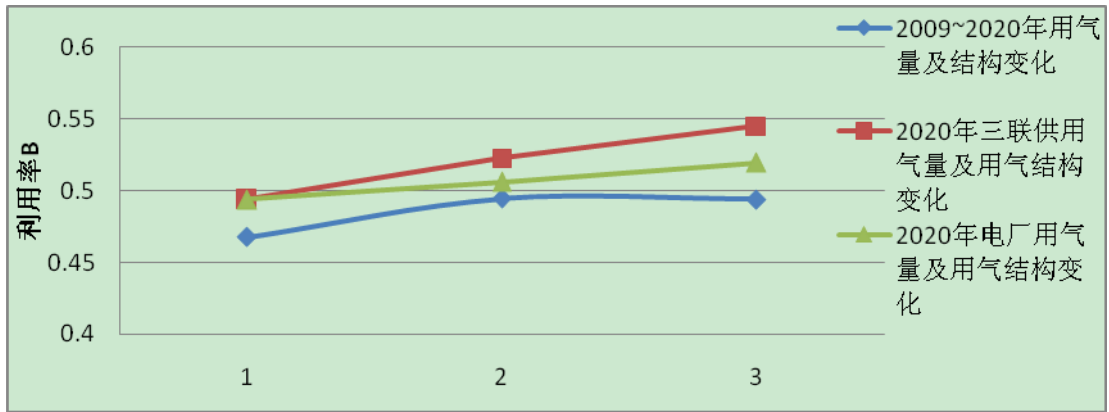


图 4-10 不同方案时管网利用率变化情况

从图4-10可以看出：

□从2009年到将来规划的2015年，甚至2020年，随着天然气总量及结构的变化，三联供和热电厂用气量大幅增加，使得燃气管网的利用率先得到大幅提高后略微降低。

□在保证2012年总的规划用气量不变的情况下，分别增加三联供、热电厂的用气量，管网利用率均得到提高，说明燃气系统的低负荷运行时间会减少；而且，提高三联供用气比例比提高热电厂用气比例使得燃气管网利用率提高的程度要快。

4) 偏离度

不同方案时偏离度变化情况如图4-11所示。

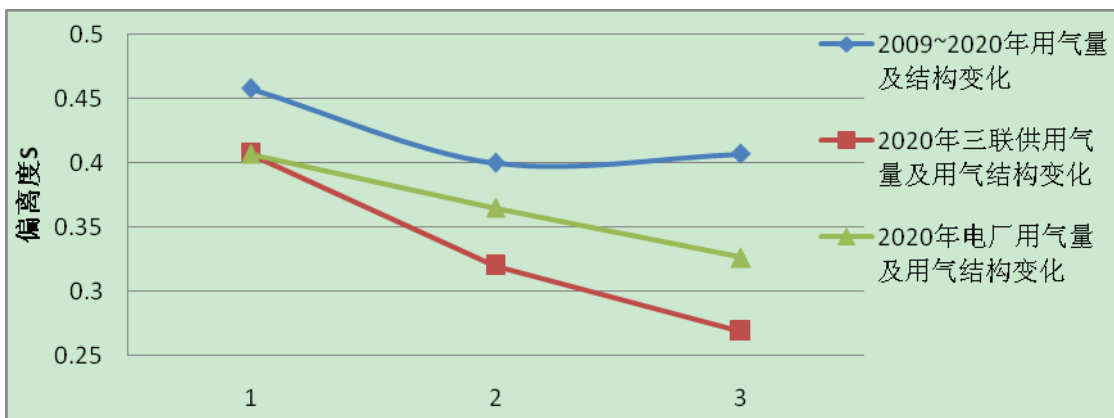


图 4-11 不同方案时偏离度变化情况

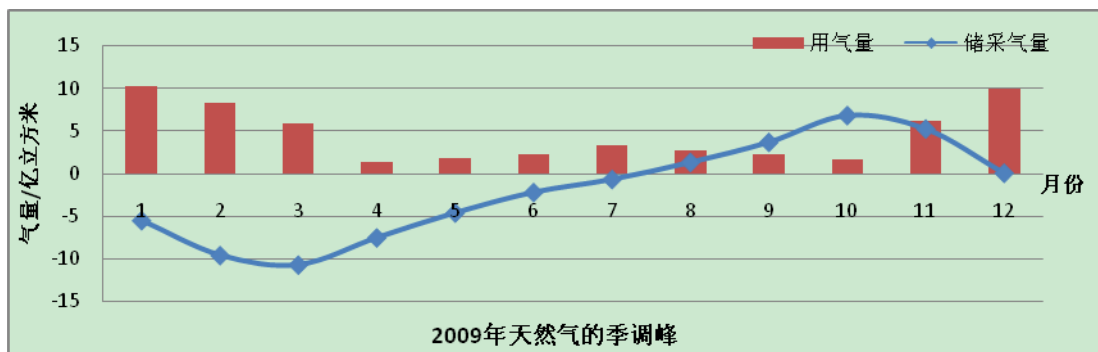
从图4-11可以看出：

①从2009年到将来规划的2015年，甚至2020年，随着天然气总量及结构的变化，三联供和热电厂用气量大幅增加，偏离度先得到大幅降低后略有增加。

□在保证2012年总的规划用气量不变的情况下，分别增加三联供、热电厂的用气量，偏离度均降低，说明输气管网在一年中各月的实际输气量与平均输气量的差值减小，全年各月用气量越趋向于平衡，季节的不平衡性小，输气系统全年的运行越稳定；而且，提高三联供用气比例比提高热电厂用气比例使得季节的不平衡性更小。

5) 调峰量

通过对2009、2015、2020年，以及2020年调整用气结构后的各类用户的用气量及月不均匀系数计算得到储采气量，如图4-12所示。经计算不同方案时的月高峰用气量、调峰量与几个方案相比，降低的调峰量比例见表4-11，不同用气量及用气结构时燃气的调峰量变化见图4-13所示。



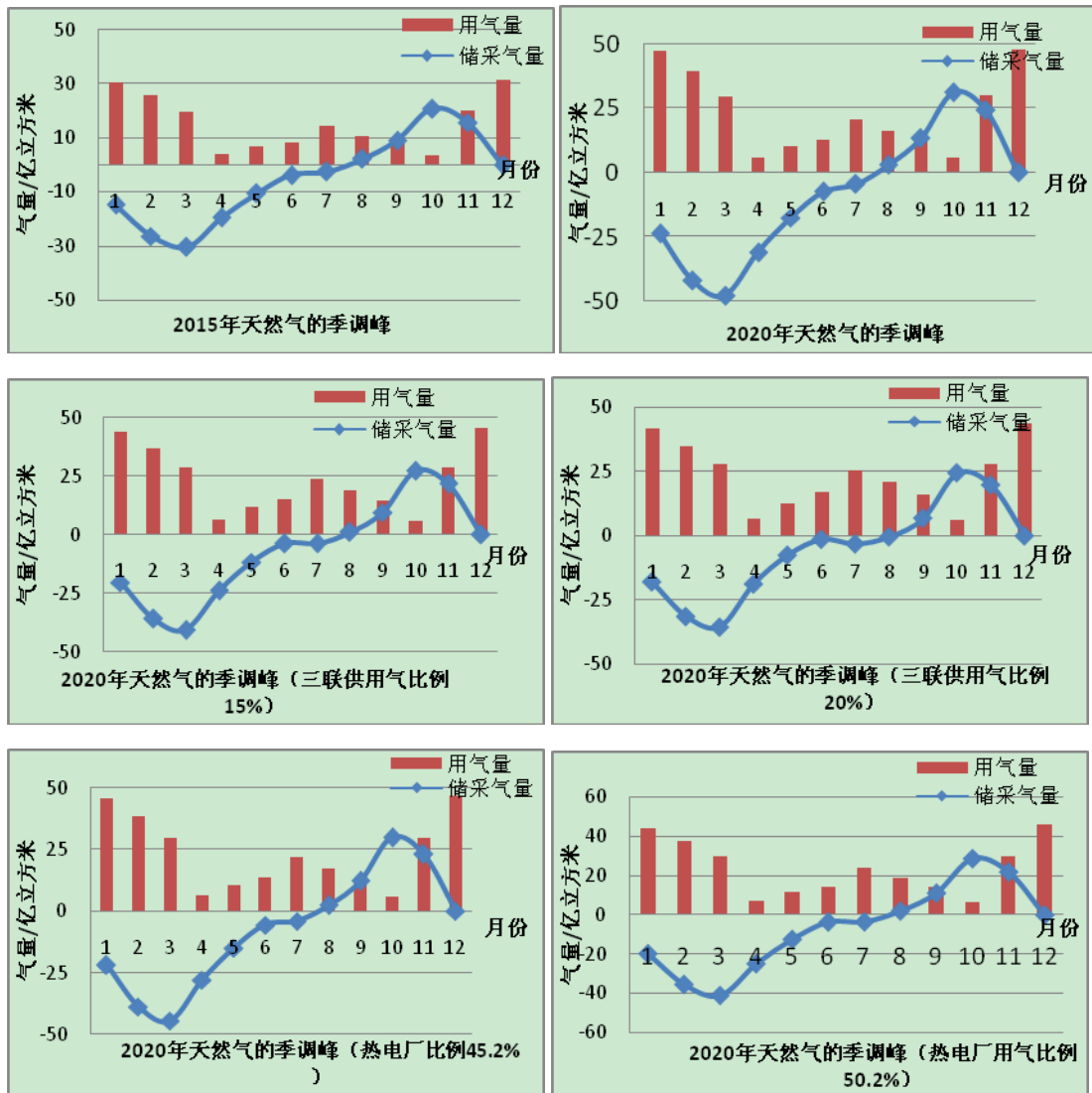


图4-12 不同方案时的季调峰图

表4-11 不同方案时的月高峰用气量、调峰量及调峰量降低比例

| 用气结构 | 月高峰用气量/ 亿立方米 | 调峰量/亿立 方米 | 调峰量降低比 例 |
|---------------------------------------|-----------------|--------------|-------------|
| 2009年 | 10.33 | 17.46 | —— |
| 2015年 | 31.34 | 51.28 | —— |
| 2020年(三联供用气比 例7.8%、热电厂用气 40.2%) | 47.95 | 79.10 | —— |
| 2020年(三联供用气比 例15%) | 45.31 | 67.76 | 14.34% |
| 2020年(三联供用气比 例20%) | 43.44 | 59.75 | 24.46% |
| 2020年(热电厂用气比 | 46.77 | 74.36 | 5.99% |

| | | | |
|---------------------|-------|-------|--------|
| 例45.2%) | | | |
| 2020年(热电厂用气比例50.2%) | 45.60 | 69.62 | 11.98% |

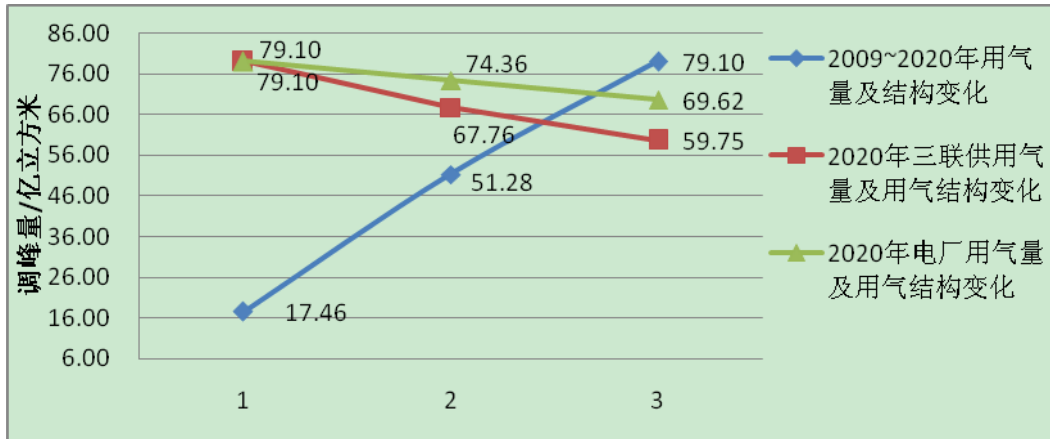


图 4-13 不同方案时的季调峰量变化

从表4-10和图4-12、13可以看出：

□2009年到将来规划的2015年，甚至2020年，随着天然气总量及结构的变化，三联供和热电厂用气量大幅增加，月高峰用气量和季节调峰量不断增加，说明在总的用气量、三联供和热电厂用气量均增加的情况下，其与供热用气发展比例不合理，仍然不能减少季调峰量。

□在保证2012年总的规划用气量不变的情况下，分别增加三联供、热电厂的用气量，月高峰用气量和季节调峰量均得到降低，说明在总用气量不变时，减少采暖用气比例，增加热电厂或三联供用气比例和结构，可以降低月高峰用气量和季节调峰量。而且，提高三联供用气比例比提高热电厂用气比例对减少季调峰量作用更大。因此，可以通过合理调整天然气分布式能源用气和供热用气的比例减少季节调峰量。

通过对不同评价参数的评价结果的分析，不同评价参数的结果是

一致的；在用气总量不变的情况下，提高三联供和热电厂的用气比例均可以起到季节调峰的作用，而且提高三联供用气比例要比提高热电厂用气比例对季节调峰的作用更大；在总的用气量和用气结构均发生变化的情况下，三联供和热电厂用气量对季节峰谷差的影响不是单调的，主要还是决定于其在总的用气结构中所占的比例。

按照目前的燃气规划，虽然在 2015 年和 2020 年三联供和热电厂的用气量得到提高，但是整个城市的燃气季调峰还是不断加剧，到 2015 年按照展望方案中的规划用气量测算得到的调峰量将达到 51.91 亿立方米，到 2020 年将达到 79.89 亿立方米。

在总用气量不变，三联供用气量、用气比例不变的情况下，热电厂用气比例每提高 1%，调峰量可降低 1.2%；在总用气量不变，热电厂用气量、用气比例不变的情况下，三联供用气比例每提高 1%，调峰量可降低 2.0%。然而，城市本身发展使用热电厂和三联供的规模是和城市燃气用户的发展、使用条件、用气量需求相关的，不可能无规模控制地发展，完全替代现有的燃气锅炉供暖。因此，在北方以冬季供暖为主的城市，发展天然气分布式能源对季节调峰有一定的作用，且作用的大小与其城市总的用气量和各类用户用气比例有关。

以上分析结果主要针对北方以供热为主季节峰谷差较大的城市，而且主要是对城市季节调峰的作用分析。对于南方城市，天然气分布式能源系统季节调峰作用的大小主要决定于该城市的用气结构、不同各类用户的用气规律、城市总的用气量。

1) 分布式能源与燃气系统的匹配措施

城市燃气输配管网的管径和调压器等设备的通过能力是按燃气高峰小时流量确定的。燃气管道的小时计算流量可按以下公式计算：

$$x = \frac{1}{n} Q_a \quad (8)$$

式中： Q_h —燃气管道的小时计算流量， m^3/h ；

n —最大负荷利用小时， $h/年$ ，相当于假设一年中的用气时均匀的，并等于小时最大用气量，则全年用气量在 n 小时内用完，即：

$$n = \frac{365 \times 24}{K_m K_d K_h} Q_a \quad (9)$$

K_m —月高峰系数，即计算月的日平均用气量和全年的日平均用气量之比；

K_d —日高峰系数，即计算月的日最大用气量和该月的日平均用气量之比；

K_h —小时高峰系数，即计算月中最大用气量日的小时最大用气量和该日的小时平均用气量之比；

Q_a —年用气量， $m^3/年$ ；

小时计算流量取决于燃气的年供应量和燃气供应的不均匀系数。因而不均匀系数的确定将直接关系到输配系统的经济性和可靠性，这一系数如果定得太高，将会增加管网的金属用量和基建投资；反之，则会影响用户的正常用气。

根据以往对北京市各类用户用气规律的统计分析，取各类用户的月高峰系数、日高峰系数、小时高峰系数如下表 4-12 所示。

表 12 北京各类用户的月高峰系数、日高峰系数、小时高峰系数

| | | | | | | | | |
|--------------|----|----|----|----|----|----|----|-----|
| 用气类型 高峰系数 | 居民 | 公服 | 工业 | 制冷 | 汽车 | 采暖 | 热电 | 三联供 |
|--------------|----|----|----|----|----|----|----|-----|

| | | | | | | | | |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 月高峰系数 K_m | 1.19 | 1.30 | 1.10 | 3.56 | 1.20 | 3.56 | 1.36 | 2.07 |
| 日高峰系数 K_d | 1.11 | 1.35 | 1.20 | 1.39 | 1.15 | 1.18 | 1.46 | 1.23 |
| 小时高峰系数 K_h | 2.68 | 3.44 | 1.50 | 1.98 | 1.50 | 1.32 | 1.28 | 1.57 |
| $K_m K_d K_h$ | .54 | 6.04 | 1.98 | 9.80 | .07 | 5.55 | 2.54 | 4.00 |

根据 2009 年、2015 年、2020 年，以及 2020 年四种不同的调整方案可以得到各年和不同方案时的高峰小时流量，见表 4-13 所示。其中因为居民和公服的日用气和小时用气规律存在较大差别，按照 2009 年居民用气和公服用气的用气量比例约 2:1，假设不同用气结构方案中居民和公服用气的用气量比例均为 2:1。

表 13 北京不同用气方案时的高峰小时流量汇总表（单位：万 m^3/h ）

| 用气类型 用气结构 | 居民 | 公服 | 工业 | 制冷 | 汽车 | 采暖 | 热电 | 三联供 | 合计（除去制冷用气） |
|---------------------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|------------|
| 方案一 （2009年） | 33.31 | 28.42 | 3.62 | 17.08 | 6.05 | 163.28 | 37.93 | 0.00 | 272.61 |
| 方案二 （2015年） | 48.22 | 119.28 | 8.82 | 42.51 | 9.22 | 328.82 | 265.02 | 44.29 | 823.67 |
| 方案三 （2020年） | 60.62 | 257.41 | 32.77 | 76.07 | 34.26 | 585.41 | 324.75 | 99.09 | 1394.31 |
| 方案四 （2020年调整三联供） | 60.62 | 96.07 | 20.12 | 76.07 | 34.26 | 458.07 | 324.75 | 190.87 | 1184.75 |
| 方案五 （2020年调整三联供） | 60.62 | 15.63 | 20.12 | 76.07 | 34.26 | 368.10 | 324.75 | 255.71 | 1079.18 |
| 方案六 （2020年调整热电厂） | 60.62 | 20.46 | 20.12 | 76.07 | 34.26 | 496.71 | 365.34 | 99.09 | 1096.59 |
| 方案七 （2020年调整热电厂） | 60.62 | 33.33 | 20.12 | 76.07 | 34.26 | 408.01 | 405.94 | 99.09 | 1061.36 |

实际上，对于北方采暖城市，高峰月用气主要出现在 12 月或 1 月，此月并无制冷用气，因此整个城市的高峰小时用气应该除去制冷用气高峰小时流量。

将所有燃气电厂均纳入城市燃气管网进行计算的结果可以看出：随着用气量的增加，三联供和热电厂的用气量和在总气量中所占比例的增加，整个城市的高峰小时流量是在不断增加的；如果整个城市的总用气量不变时，降低供热用气比例，提高三联供和热电厂的用气比例，可以降低城市的高峰小时流量，从而减少燃气输配系统的投资，保证供气安全；由于热电厂比三联供用气更稳定，增加热电厂的用气量比增加三联供用气量更能减小城市的高峰小时流量。

然而，热电厂由于用气量大，其高峰小时流量在总的高峰小时流量中仅次于采暖用气，而且燃气热电厂的用气量大、用气压力高，如果将其大量的热量厂纳入城市燃气管网，必然给燃气的小时调峰带来很大的负担，可以不将热电厂纳入城市燃气管网，而直接由上游直接供气或经城市门站后专线供给，满足热电厂的供气压力和小时调峰的需求，减小对城市管网内其他用户用气的影响。北京在“十二五”期间将改建和扩建的四座热电厂，建设 10 兆帕高压外围大环至四大热电中心的供气专线。

高峰小时用气量是根据全部类型用气同时使用计算的，是用于管网设计的。在实际的燃气输配运行过程中，高压管网除了满足最大小时流量外，一般要考虑其储气作用，用于小时调峰。高压管网的储气能力决定于其燃气管网的运行压力、管径、距离。因此，在用气总量不变的情况下，城市燃气管网中大规模发展三联供用户会降低冬季采暖时的高峰小时流量，在燃气管网的运行压力、管径、距离不变的情况下，可以减少小时调峰量，增加管网的储气能力，保证管网的运行

安全。但是，天然气三联供和热电厂的系统运行模式决定了其月、日、小时的用气不均匀系数，从而影响其对调峰的作用。当前对于北京的三联供项目不均匀系数的是按照其孤岛运行方式来选取的，如果运行方式改变，对季调峰、日调峰和小时调峰均会发生影响，最明显的为小时调峰，在用热或冷负荷不变的情况下采用并网或上网模式各小时不均匀系数会更均衡，小时调峰量会减小，而且高峰小时流量减小，会减少管网投资。

4.4.3 分布式能源与城市燃气发展规划的共同发展

天然气分布式能源系统的规模化发展应与城市燃气的协调发展。燃气分布式能源系统的应用在燃气需求方面主要考虑燃气的流量、供气压力以及燃气的热值。对于气源稳定的供气可以忽略燃气热值的影响。燃气的流量和供气压力决定了在规划发展该类用户时，一定要考虑周围管网的供气能力，即供气压力和储气能力。

由于天然气分布式能源系统一般使用燃气轮机、内燃机和微燃机，其对燃气的供应压力也各不相同，一般要求次高压或中压管网供气。在管网规划设计时，一定合理规划设计，提高供气管路的储气能力，缓解该用户对其他管网用户的影响。

由于大规模发展天然气分布式能源，带来的日、小时气量的增大，要合理规划，提高城市门站的接收能力，满足供气量要求。

随着城市燃气的发展，燃气用量的不断增加，虽然增加了天然气分布式能源系统的应用，但是总体上还是增加了季调峰量和小时调峰

量。但是，在保证气量总量不变，调整其和采暖用气在总用气量中的比例，可以在一定程度上减小季调峰量和小时调峰量。因此，要根据城市燃气用气量的发展，结合城市燃气用户用气需求，合理规划城市天然气分布式能源的发展规模。

季节调峰作用的大小决定于月不均匀系数（用气规律）、总用气量、用气结构，其中月不均匀系数是计算季节调峰量的关键参数。各城市各类用户的月不均匀系数是通过长期的用气规律统计分析得到的，其与气象条件、用气习惯等关系比较大，而且在长时间内可能会发生变化。因此，要合理规划天然气分布式能源的发展规模，确实起到季节调峰的目的，就要做好用气规律分析和负荷预测工作。

4.4.4 分布式能源调峰的经济分析

对于城市季调峰，通常采用地下储气库的方式，如果采用天然气分布式能源系统减少燃气季节调峰量，相应地地下储气库的储气量就会减少，就会减少地下储气库的建设投资。经统计分析，不同类型的地下储气库单位气量的造价如表 4-14 所示。

表 4-14 不同类型地下储气库的造价

| 储气方式 | | 造价/（元/m ³ ） |
|------|--------|------------------------|
| 地下储气 | 枯竭油气田 | 0.41~2.1 |
| | 含水层储气库 | 2.5~4.2 |
| | 盐穴储气 | 3.3~5.8 |

根据前面计算得到的不同方案时的季节调峰量。如果以 2020 年规划用气的方案(方案三)为基准，计算提高三联供和热电厂用气量后

各方案与基准方案相比，减少的调峰量对应减少的地下储气库建设的造价。估算得到的分布式能源系统不同发展规模，即不同方案时带来的经济效益见表 4-15。

表 4-15 分布式能源系统不同发展规模时带来的经济效益

| 2020年分布式能源系统不同的用气规模 | 调峰量/亿立方米 | 相比原规划用气量地下储气库可降低的造价/亿元 | | |
|---------------------|----------|------------------------|--------|--------|
| | | 枯竭油气田 | 含水层储气库 | 盐穴储气 |
| 方案四（三联供用气比例15%） | 67.76 | 5~24 | 28~48 | 37~66 |
| 方案五（三联供用气比例20%） | 59.75 | 8~41 | 48~81 | 64~112 |
| 方案五（热电厂用气比例45.2%） | 74.36 | 2~10 | 12~20 | 16~27 |
| 方案五（热电厂用气比例50.2%） | 69.62 | 4~20 | 24~40 | 31~55 |

如果将分布式能源系统不同用气规模条件下节约的地下储气库的造价分摊到分布式能源系统的用气量中，用以降低分布式能源系统的燃气费用，则此时可燃气价格可下调的幅度如表 4-16 所示。

表 4-16 燃气价格下调幅度

| 用气性质 | 燃气价格下调幅度/（元/m ³ ） | | |
|----------|------------------------------|-----------|-----------|
| | 枯竭油气田 | 含水层储气库 | 盐穴储气 |
| 三联供（方案四） | 0.11~0.57 | 0.68~1.14 | 0.91~1.57 |
| 三联供（方案五） | 0.14~0.73 | 0.86~1.45 | 1.14~2.00 |
| 热电厂（方案六） | 0.02~0.08 | 0.09~0.19 | 0.12~0.22 |
| 热电厂（方案七） | 0.03~0.14 | 0.17~0.28 | 0.22~0.39 |

从表 4-15 可以看出：由于不同类型的地下储气库的造价差别较大，造成可节约的地下储气库的造价和相应下调的燃气费用价格差别较大；提高三联供项目的用气比例比提高热电厂的用气比例更能节约的地下储气库的造价；如果大力发展三联供，三联供用气价格可降低的

幅度最大，甚至可达到 2.00 元/立方米，然而，这是燃气的所有季节调峰量由盐穴储气库来满足，实际上目前规划拟建、已建和在建的满足北京地区季节调峰的地下储气库调峰多采用枯竭油气田地下储气库，分布式能源系统不同的应用规模下，三联供燃气价格下降幅度在 0.11~0.73 元/立方米，热电厂在 0.02~0.14 元/立方米。

可见，大力发展燃气分布式能源系统，采用天然气分布式能源系统进行季节调峰相对于地下储气库季节调峰具有一定的经济性，可降低大量的地下储气库的投资；采用燃气分布式能源系统进行季节调峰相对地下储气库方式的经济性与系统方式和系统用气在总用气量中的比例有关。采用三联供的系统方式的经济性比热电厂更明显；在总气量不变的情况下，随着分布式能源系统用气规模的不断增大，逐渐取代供热用气，其经济效果会更显著。

4.4.5 政策和机制的保证

天然气分布式能源系统在城市燃气中的规模化应用，必然促进城市燃气事业的不断发展。燃气分布式能源具有多重优点，是个系统工程，有利于提高燃气的利用效率，实现节能环保，燃气/电力双重调峰，保证能源供应安全。然而，燃气分布式能源在中国的发展应用也受到了多重阻碍，受到政策、机制的限制。1) 机制不适应。从总体上看，政府部门、发电、燃气和供热企业冷热电联供能源发展的积极性较高，电网企业对发展分布式能源的积极性不高，甚至有抵触情绪。因为燃气分布式能源系统项目多为第三方投资项目，存在第三

方供电、售电问题，减少了电力公司售电的市场份额。2) 政策不配套。从总体上看，我国发展天然气冷热电联供能源处于起步阶段，与单纯的燃煤发电项目相比，建设成本和运行成本均要高些。在目前财税、金融和价格等方面政策不配套的前提下，冷热电联供能源具有的节能、环保、减少用地等社会效益难以反映出来，导致现有项目经济效益较差，基本上处于微利或亏损状态。3) 法规不完善。一是现有法规对冷热电联供分布式能源发电上网有限制。《电力法》明确指出，电力上网要有具备发电资质企业，并经过电网企业同意。而分布式能源具有的小型化、多用途、零散的特征，决定了难以满足法规的要求，成为冷热电联供分布式能源发电上网的一大制约因素。二是缺乏标准体系支撑。我国对冷热电联供能源发展还没有制定能效标准，使得一些项目忽视了合理选择规模，导致运行负荷不匹配，经济性不佳。

要保证燃气分布式能源发挥其城市燃气季节调峰的作用，就要改变现有机制，给出保证实施的法规政策。

1) 开放电力市场，允许燃气分布式能源系统并网、上网。这样一方面加大燃气的使用规模，另一方面系统并网、上网会进一步平衡分布式能源系统的年用气量和小时用气量，起到季节调峰和小时调峰的目的。

2) 鼓励燃气公司等其他能源服务公司采用第三投资或合同能源管理的模式进行燃气分布式能源项目的建设、运营，促进燃气分布式能源项目的推广应用、规模化发展；

3) 补充、完善和修订有关的法律、法规和标准，大力支持分布式能源系统的发展并明晰其法律定位。制定专门的关于分布式能源系统的法规、政策及实施细则，并尽快制定分布式能源系统的准入标准、环境排放标准、能源效率标准、电网接入标准、运行维护标准等一系列的相关技术标准和规范；

4) 制定相应的优惠政策，包括资金支持、税收减免等。比如，为天然气分布式能源项目提供贴息贷款，进口设备减免进口税和增值税，对发展天然气分布式能源项目的企业的营业税、所得税等给予优惠，对发展天然气分布式能源项目的气源用气指标、气价单列等，刺激燃气分布式能源项目的发展。

5 分布式能源发展战略和政策建议

5.1 国内外分布式能源产业发展政策现状

各国政府从法律、法规、规划、技术标准，以及税收等方面制定了相应的支持冷热电三联供产业发展的政策法规。主要包括财政政策、公共事业公司配额义务政策、制定地方基础设施和供热规划、气候变化配额降低政策、入网政策、能力建设（拓展和研发）政策等。

5.1.1 国外典型国家的政策分析【45—47】

1) 美国

美国对分布式能源的鼓励政策包括联邦和州两个层面，联邦层面的鼓励政策由联邦政府制定，适用于全国所有符合条件的用户；各州的鼓励政策由各州政府制定，主要用于鼓励各州的分布式能源发展。鼓励政策的类型包括税收减免和直接补贴两大类。联邦政府规定对符合条件的可再生能源资产减免商业投资税收，优惠的额度不超过投资或购买设备总额的 10%，符合该政策条件分布式能源类型包括用太阳能进行发电、供热或供冷、地热发电。同时，联邦政府还针对分布式能源中可再生能源的生产进行直接补贴，例如对符合条件的分布式能源企业，将电力出售给不相关的其他主体时，就可以获 1.5 美分/千瓦时的直接补贴。

此外，为了鼓励分布式能源的技术研发与应用，美国能源部与美国环境保护署（EPA）、美国热电联产联合会（USCHPA）和国际区

能源协会（IDEA）共同支持成立了 8 个区域级的分布式能源技术指导中心，对分布式技术应用提供指导。

过去十年间，美国环境组织为可再生能源项目如太阳灯、风能和生物能成功争取了减税、补贴和有利的会计处理方法等一系列激励举措。热电联产和三联供被归入了受益于这些激励举措的少数项。1978 年颁布的 PURPA 法律仅仅将独立电力生产者建立运营电力设施与电力公司电网并网合法化，但并未提供切实的经济激励举措。

2) 日本

日本鼓励热电联产和三联供发展的法律法规较美国的法规激励力度大，其扶持性政策及政府支持始于 1990 年初。政府对三联供的扶持可分为：特殊税费、低息贷款、投资补贴、新技术发展补贴 4 类。

法律规定热电联产和三联供项目在建成热电联产工厂的第一年可享受 30% 的安装成本折旧率或 7% 免税。并规定了总投资的 40% 至 70% 部分可享受低息贷款（每年利率 2.3%）；

现在的法律允许私营业者将自行发电出售给电力公司。事实上法律所允许范围不仅止于如上范畴，其还通过鼓励电力公司购买热电联产和三联供的发电以促进其发展。1999 年至 2002 年间电力公司甚至鼓励日本私营业者投标提供 2700 兆瓦电力，所有投标方提供量合计 1.1 万兆瓦，最终 3000 兆瓦得到了批准。在第 2 阶段 2001 年至 2004 年间，招标量加至 2900 兆瓦，投标方提供量合计 1.4 万兆瓦。其首要原因为能源保护和二氧化碳减排。用户还可以通过电网公司将自发电输送到其他地区。传输成本约为电力公司所定电价的 1/3。有些公

司因将电力从一个场地向外输送至另一个场地而受益，如 Ooji 纸业公司（例如 Kure 工厂和 Nobeoka 工厂），Sumimoto 化学公司和 Asahi 化学公司。

作为减少二氧化碳排放的新技术之一，热电联产和三联供系统享受政府补贴。2002 年安装的燃气热电联产和三联供的总装机容量为 2149 兆瓦，因政府扶持，该数字有望在 2010 年增至 3440 兆瓦到 4640 兆瓦。

日本允许提供自行发电给第 3 方，此举有助于壮大能源服务公司。例如，在 Suwa 区域的 10 个公司建立了能源供应公司，运用燃气轮机提供 3 兆瓦电力及蒸汽和冷水给医院和其他用户。一家电力公司服务公司安装了 3 台燃气轮机，每台功率 4.3 兆瓦，用作向尼崎市（Amagasaki）的 67 个用户提供电力，蒸汽及冷水。在集中力量推广热电联产期间，在国家展开控制城市热电联产工厂空气污染的适当举措。首先推出了氧化氮和微粒排放的标准，这些标准在经济上是可行的。

在日本，热电联产和三联供被广泛应用在大型商务设施如酒店，医院，和商务综合体，及工业领域，如食品加工和化学工业。截止到 2004 年 3 月，热电联产和三联供在日本的装机容量需使用 7000 兆瓦能源资源，约为自行发电总容量的 23%。热电联产市场保持每年 400 兆瓦至 450 兆瓦的稳固增长幅度，年增长率为 6%。另一方面，电力公司总需求增长率为 1%。

最近，容量为 1-300 千瓦的小型分布式发电系统出现在住宅及小

型商务用户市场。在日本，超过 2000 家的独立家庭安装了 1 千瓦的附带热水储藏的燃气内燃机驱动系统。该系统被出售给了 Osaka 燃气，Toho 燃气和 Saibu 燃气，这些公司均为系统用户提供特殊折扣（60-70 日元，40%折扣）。

3) 欧洲

在成功推广三联供技术的国家中促成成功的首要机制是政府对三联供发展的财政激励和财务支持，尤其是在市场发展的初期阶段。

荷兰：自 1990 年起，政府开始对热电联产和三联供生产能源所用的天然气实施天然气价折扣，并对热电联产和三联供的供热免除环境税。荷兰应用热电联产可免除能源调节税，电力自用。新的电力法案给予了热电联产特殊的地位。荷兰热电联产的发电量优先上网，对于公用电网的电，征最小税率，政府还规定对有稳定热负荷的热电厂，其天然气价格较其他工业用户便宜 2 美分/立方米。

丹麦：政府对热电联产的给予优惠支持政策。一是在热力规划中，保留热电联产供热区域，避免与其他能源竞争；二是建立合理的热电联产——电力定价规则，与燃料成本挂钩，确保联合生产与分别生产相比具有经济优势；三是参考污染物（NO_x，CO₂）排放税收/补贴条例安排能源税收，投资补贴用于热电联产项目的支持。五是政府提供热电联产和三联供项目能源税退税政策，同时丹麦人还享有市政当局为热电联产和三联供项目出具的贷款担保，获得较低的利息费用。1993-2002 年政府为推广区域供热系统的应用，对在热电联产供热区域内 1950 年前建造的供热系统给予补贴。补贴一般为总成本的 30%

至 50%。

法国：对热电联产的投资给予 15%的政策补贴。对于冷热电三联供，法国以电力公司和法国煤气公司为主，为用户提供楼宇冷热电联供（BCHP）项目实施的技术、资金、服务以及后期的运行、维护、管理。政策规定，当 BCHP 系统满足基本的技术条件后，电力部门必须允许他们上网售电。

德国：2002 年 1 月 25 日，德国通过了新的热电法，该法律中激励 CHP 发展的优惠政策包括：1、某些类型的热电企业享有并网权：并网、双向交易；不并网，高额补贴；2、CHP 电厂在正常售电价格之上还可以按每千瓦时售电量获得政府补贴；3、热电近距离输电方式所节约的电网建设和输送成本返还 CHP 电厂。

英国：从上至下都支持分布式能源和热电联产。1995-2001 年间，英国的热电联产获得高速发展，热电联产量由 1995 年的 3390 兆瓦增加到 2001 年的 4801 兆瓦，增幅达 41.6%。到 2010 年生产能力要翻一番，达到 10000 兆瓦。

有些欧盟国家由政府提倡委托执行有利的补贴电价，如法国、德国、匈牙利、立陶宛（如效率达到 80%，出售 75%热能给区域热网），斯洛伐克。

从上述一些国家和地区的成功经验中可以看到，国家层面的法律保证和政府层面的执法决心和政策的可落实性，以及执行层的力度是发展分布式能源技术，实现可持续发展的关键保障。

表 5-1 欧盟 15 国采用的分布式能源鼓励政策^[48]

| 国家 | 担保电价 / 固定价机制 | 强制配额机制 | 证书交易机制 | 净电量计量机制 | 招标机制 | 减税 | 投资减税 | 生产减税 | 非经常拨款 | 消费者补助 / 退款 | 绿色定价 | 第三方提供经费 | 营业税免除 | 地产税免除 | 研发 | 地方政策 | 监管管理规则 | 自愿性项目 | 销售税退税 |
|-----|--------------|--------|--------|---------|------|----|------|------|-------|------------|------|---------|-------|-------|----|------|--------|-------|-------|
| 奥地利 | ✓ | ✓ | | | | ✓ | | | ✓ | ✓ | | | ✓ | | | | ✓ | | |
| 比利时 | | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| 丹麦 | ✓ | ✓ | | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | | | | | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 芬兰 | | ✓ | | | | | | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 法国 | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 德国 | ✓ | ✓ | | | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | | ✓ | | |
| 希腊 | ✓ | | | ✓ | | ✓ | | | ✓ | ✓ | | | | | ✓ | | ✓ | | |
| 爱尔兰 | ✓ | ✓ | | | | | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | ✓ | | |
| 意大利 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | | | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 卢森堡 | ✓ | | | | | | ✓ | | ✓ | ✓ | | | | | | | | | |
| 荷兰 | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | | ✓ | | | | |
| 葡萄牙 | ✓ | | | | ✓ | | ✓ | | ✓ | | | | | | ✓ | | ✓ | | ✓ |
| 西 | ✓ | ✓ | | | | | ✓ | | | | | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|---|---|--|--|---|--|---|---|---|--|--|---|---|---|---|--|---|
| 班牙 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 瑞典 | ✓ | | ✓ | | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | | | | ✓ | | ✓ | | |
| 英国 | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | | | ✓ | ✓ | | | ✓ | | ✓ | | | ✓ |

经过上述分析得出：1) 以政府为主导积极制定发展规划，明确发展目标。如通过美国能源部（DOE）和环境保护署（EPA）等国家职能部门制定和发布分布式能源发展的战略愿景和路线图，在能源规划和能源供需长期预测中提出分布式能源发展规模的预测和指导，获得相关行业和公众的认可和支持，起到良好的引导作用；2) 通过立法和政策来保障战略目标的落实和实施。如美国、欧盟、日本等国家均颁布了相关的法律法规来保障分布式能源的发展，同时在政府层面出台一些扶持政策。这对于分布式能源战略规划的实施起到重要保障作用；3) 通过政府补贴来推动分布式能源发展。各国均出台了促进高能效、低排放为特点的分布式能源发展优惠和补贴政策，包括投资补贴、低息贷款、税收减免、燃料优惠等，有效的带动了私有部门的投资和相关行业的投入；4) 通过加强标准体系建设来指导分布式能源发展。美国和日本都在国家层面成立了专门机构，制定一系列法规明确分布式能源技术标准，以促进和规范相关行业之间的协调配合，指导产业发展。如美国电机工程学会（IEEE）于 2003 年颁布了 IEEE1547 标准，规定了电源并网的基本要求，是国际上受到广泛认可的标准，这一标准为美国各州制定分布式能源的并网标准提供了依据。

5.1.2 我国的相关产业政策分析

5.1.2.1 国家有关政策

分布式能源行业的发展，我国与发达国家之间的存在巨大差距。如同我国目前的能效水平和环境保护水平一样，鼓励分布式能源等先进技术的法律政策水平，与发达国家相比，在世界上仅停留在一个相当初级的阶段。

尽管作为分布式能源最重要的组成部分的热电联产事业，在我国已经存在了 50 余年，装机容量已经达到全国火电机组容量 14.58%，2002 年供热总量达到 13.9 亿吉焦，已经为我国的节能和环境保护做出过巨大的贡献。但是，在我国全国人大颁布的 400 多部法律中，仅仅只有《节能法》中提及鼓励热电联产分布式能源发展。

1997 年发布的《中华人民共和国节约能源法》^[49]第 39 条规定，国家鼓励“热电联产”和“热电冷联产技术”。《节能法》是我国节能工作者不断的努力的结晶，这一法律的颁布确实对于节能工作特别是热电联产分布式能源事业起到了一定的积极推动作用。但是由于各级政府和一些垄断企业节约资源意识还存在差距，致使国家对热电和热电冷技术的鼓励政策未能化为理想的推动力。

2000 年为了澄清认识，促进热电联产分布式能源事业的健康发展，当时的国家发展计划委员会、国家经济贸易委员会、建设部和国家环保总局联合发布了（急计基础[2000]1268 号）“关于印发《关于发展热电联产的规定》的通知”，这是我国节能环保工作的一个里程

碑式的文件。《关于发展热电联产的规定》中曾经明确规定符合指标的热电厂，电网管理部门应允许并网。《规定》积极支持：“以小型燃气发电机组和余热锅炉等设备组成的小型热电联产系统，使用于厂矿企业、写字楼、宾馆、商场、医院、银行、学校等公用建筑。它具有效率高、占地小、保护环境、减少供电线损和应急突发事件等综合功能，在有条件的地方应逐步推广。”这是我国政府部门首次在行政法规中列入了支持分布式能源的条款，具有重要的历史意义。

2000年以来，世界各国的分布式能源已经呈现快速发展的态势，可是我国的分布式能源未得到实质性发展，已建或实施的分布式能源项目因为电力并网等问题致使项目受到影响。电力部门由于企业自身利益而不愿配合的态度并不难理解，因为全世界在发展分布式能源之初都曾遇到这一阻力，其他国家的解决经验是采取有效的法律和行政手段，关键是政府主管部门要有目标、有要求，建立明确无误的产业政策导向。

2004年出台的《节能专项规划》是我国能源中长期发展规划的重要组成部分，也是我国中长期节能工作的指导性文件和节能项目建设的依据，在其文中提到：发展热电联产、热电冷联产和热电煤气多联供；优化电源布局，适当发展以天然气、煤层气和其他工业废气为燃料的小型分散电源，加强电力安全；减少电厂自用电。同时，对建筑节能也提出了标准，其中北京、天津等少数大城市率先实施节能65%的标准；鼓励发展区域热电联产分布式能源技术。

2006年国家发展改革委同科技部、财政部、建设部、国家质

检总局、国家环保总局、国务院机关事务管理局、中共中央直属机关事务管理局等有关部门组织编制了《“十一五”十大重点节能工程实施意见》，其中提到“二、区域热电联产工程：建设分布式热电联产和热电冷联供；研究并完善有关天然气分布式热电联产的标准和政策”。在总结天然气发展经验的基础上，国家发改委能源[2007]2155号文《关于印发天然气利用政策的通知》对天然气梯级利用给予充分的肯定。鼓励通过合理利用天然气实现节能减排的目标，并指出“天然气利用顺序应综合考虑天然气利用的社会效益、环保效益和经济效益等各方面因素，并根据不同用户的用气特点，将天然气利用分为优先类、允许类、限制类和禁止类”。城市居民用气、分布式热电联产、热电冷联产用户等为优先类；集中式采暖用气、分户式采暖用气、中央空调、工业燃料、调峰发电和部分天然气化工等为允许类；天然气发电（非重要用电负荷中心建设天然气发电项目）、天然气化工等为限制类；而天然气发电（十三个大型煤炭基地所在地区建设的燃气发电项目）、部分天然气化工被定为禁止项目。

2008年4月1日实施的新修订的《中华人民共和国节约能源法》第三十一条规定“国家鼓励工业企业采用高效、节能的电动机、锅炉、窑炉、风机、泵类等设备，采用热电联产、余热余压利用、洁净煤以及先进的用能监测和控制等技术”。第三十二条规定：“电网企业应当按照国务院有关部门制定的节能发电调度管理的规定，安排清洁、高效和符合规定的热电联产、利用余热余压发电的机组以及其他符合资源综合利用规定的发电机组与电网并网运行，上网电价执行国家有关

规定”。

《分布式电源接入电网技术规定》是国家电网公司编写的技术标准，该标准规定了分布式电源接入电力系统的技术要求，主要包括：分布式电源接入系统的原则、电能质量、功率控制和电压调节、电压电流与频率响应特性、安全和保护、继电保护与安全自动装置、通信与信号、电能计量以及运行检测等方面的一些原则性规定。

2011年10月，国家发改委、财政部、住建部、国家能源局联合颁发《关于发展天然气分布式能源的指导意见》（发改能源[2011]2196号），明确了产业发展的主要任务和目标，以及主要政策措施。

◇ 主要任务：

“十二五”初期启动一批天然气分布式能源示范项目，“十二五”期间建设1000个左右天然气分布式能源项目，并拟建设10个左右各类典型特征的分布式能源示范区域。未来5-10年内在分布式能源装备核心能力和产品研制应用方面取得实质性突破。初步形成具有自主知识产权的分布式能源装备产业体系。目标：2015年前完成天然气分布式能源主要装备研制。通过示范工程应用，当装机规模达到500万千瓦，解决分布式能源系统集成，装备自主化率达到60%；当装机规模达到1000万千瓦，基本解决中小型、微型燃气轮机等核心装备自主制造，装备自主化率达到90%。到2020年，在全国规模以上城市推广使用分布式能源系统，装机规模达到5000万千瓦，初步实现分布式能源装备产业化。

◇ 主要政策措施：

一是加强规划指导。国家发展改革委、能源局根据能源总体规划及相关专项规划，会同住房城乡建设部等有关部门研究制定天然气分布式能源专项规划。各省、区、市和重点城市发改委和能源主管部门会同住房城乡建设主管部门同时制定本地区天然气分布式能源专项规划，并与城镇燃气、供热发展规划统筹协调，确定合理供应结构，统筹安排项目建设。

二是健全财税扶持政策。中央财政将对天然气分布式能源发展给予适当支持，各省、区、市和重点城市可结合当地实际情况研究出台具体支持政策，给予天然气分布式能源项目一定的投资奖励或贴息。通过合同能源管理实施且符合《关于促进节能服务产业发展增值税、营业税和企业所得税政策问题的通知》（财税[2010]110号）要求的天然气分布式能源项目，可享受相关税收优惠政策。在确定分布式能源气价时要体现天然气分布式能源削峰填谷的特点，给予价格折让。

三是完善并网及上网运行管理体系。各地和电网企业应加强配电网建设，电网公司将天然气分布式能源纳入区域电网规划范畴，解决天然气分布式能源并网和上网问题。国家发改委、能源局会同有关部门、电网企业及单位研究制定天然气分布式能源电网接入、并网运行、设计等技术标准和规范；价格主管部门会同相关部门研究天然气分布式能源上网电价形成机制及运行机制等体制问题。

四是充分发挥示范项目带动作用，坚持自主创新。国家能源局要会同住房城乡建设部推进和指导天然气分布式能源示范项目的实施。加大国家对示范项目的支持力度，依托示范项目推动天然气分布式能

源装备自主化，加大示范项目自主化考核，引导推动分布式能源装备产业化。进一步推动产、学、研、用相结合发展创新，建立有效的研制和发展机制，加强核心技术与验证，促进成果转化，加大分布式能源基础研究和应用研究投入，紧密跟踪世界前沿技术发展，加强交流合作，提升技术创新能力。

五是鼓励专业化公司发展，加强科技创新和人才培养。鼓励和引导技术咨询和工程设计单位进行技术创新，提高系统集成水平。鼓励专业化公司从事天然气分布式能源的开发、建设、经营和管理，探索适合天然气分布式能源发展的商业运作模式。加强专业化人员培训和国际交流。

5.1.2.2 地方有关政策^[50-53]

1) 上海市分布式能源政策

上海市于 2004 年出台了《关于本市鼓励发展燃气空调和分布式供能系统意见的通知》，通知提出“为缓解高峰季节电力供需矛盾，改善企事业单位生产和生活条件：优化能源结构，提高能源总体效率，本市鼓励在工厂、宾馆、医院、大型商场和商务楼宇等建筑物中发展燃气空调和分布式供能系统”。

2005 年，上海市颁布实施了《分布式供能系统工程技术规范（试行）》，这是国内首部专门针对分布式能源系统的技术规范。该规程包括了分布式能源系统并网和运行的相关规定，如分布式能源系统的并网电压等级与装置容量、分布式能源发电机的并网要求、天然气的供

应质量和压力等。

2008年11月，上海市发改委会同城乡建设和交通委员会等共5个部门联合出台了《上海市分布式供能系统和燃气空调发展专项扶持办法》，进一步增强了对分布式能源的支持力度。《办法》明确了资金来源、支持范围、支持方式和标准、设备补贴资金申请程序、计划编制程序和部门职责等事项。按照《扶持办法》有关规定，2008年1月1日至2012年底，对在上海市范围内医院、宾馆、大型商场、商务楼宇、工厂等建筑物建成并投入使用，并纳入市推进计划的单机规模1万千瓦及以下的分布式供能系统项目和燃气空调项目的单位，给予设备资金补贴(分布式供能系统按1000元/千瓦补贴)、电网并网支持、天然气价格和掘路收费优惠等方面的政策支持，并要求政府投资的重大基础设施建设项目优先使用分布式供能系统和燃气空调。

2009年10月，上海市发布了《上海市分布式供能系统发展规划(征求意见稿)》，给出了分布式能源的定义、近期和远期的规划目标、重点领域、市场发展预测、用气规模和发展作用、政策保障措施等。

2) 广州市分布式能源政策

广州市在《广州市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》(穗府[2011]4号)的第五篇促进绿色低碳发展中指出“加大低碳技术研发力度，积极培育新兴低碳产业。重点推进新能源汽车、脱硫脱硝、排放监控、新一代生物燃料、热电冷联产、光伏发电、二氧化碳捕获等技术研发和产业化”、“推进天然气高压管网的规划和建设，提高管网的覆盖率和使用的比例，构建多气源供气格局，大力发展天然气冷热

电三联供能源站”。

3) 北京市分布式能源政策

《北京市“十二五”时期能源发展建设规划》在第五章“发展新能源新技术，推动产业升级”中提出：加强其他能源科技研发和新技术应用。充分利用能源结构加速调整，能源设施水平大幅提升的契机，积极推广分布式能源系统、蓄热蓄冷、天然气高效低氮燃烧等新技术应用，加强技术优化集成能力，提高系统整体效率。在第六章“打造区域能源体系，提升发展品质”中提出：充分发挥天然气高品位、清洁化的能源特点，建设区域能源中心或分布式能源系统，实现能源梯级利用。积极利用冷却塔及烟气热量回收、大温差、气候补偿等能源新技术，最大限度提高能源利用效率。大力发展太阳能、地温能等新能源和可再生能源，形成多元互补的能源系统。重要用户电力实现无闪动，年停电时间不超过 10 分钟，结合区域能源中心和分布式能源系统，进一步提升供电可靠性；依托大网保障中心功能区。在丽泽金融商务区、首钢地区、CBD 东扩区等部分位于中心城的功能区，依托城市能源供应网络，市政管线向功能区辐射，选择适宜用户建设分布式能源系统，实现热、冷、电联供，并融合太阳能、地温能等可再生能源利用，为地区提供多元化能源接入，保障区域能源供应安全。在未来科技城、金盏金融服务区、北京经济技术开发区、海淀北部新区、通州运河核心区等位于中心热网服务范围以外的功能区，建设适度规模的区域能源中心及调峰设施，重点用户发展分布式能源系统，充分利用可再生能源，全面推广太阳能热水器、太阳能光伏，有条件

的建设地温源热泵、再生水水源热泵，形成以燃气为主、可再生能源为辅多元化梯级利用的区域能源系统。

《北京市“十二五”时期节能降耗与应对气候变化综合性工作方案》在“推动能源结构向清洁低碳转型”篇章中指出：研究出台电力需求侧管理实施细则，完善需求侧管理工作体系，支持能效电厂工程建设，鼓励实施蓄能、分布式能源项目，探索建立电力需求响应机制和系统工程，提升终端用户用电效率。

北京市出台的这些规划及工作方案，为分布式能源系统在“十二五”期间的健康发展提供了基础条件。

4) 深圳市分布式能源政策

2006年4月20日深圳市颁布《中共深圳市委深圳市人民政府关于全面推进循环经济发展的决定》，提出：加强资源消耗管理，实现能量的梯级利用、资源的高效利用和循环利用；大力推广集中供热、冷热电三联供等新技术，提高资源与能源利用效率。

《深圳市光明产业园区总体发展规划》也将“采用液化天然气为原料的冷热电三联供方式和 LNG 冷能用于公用工程”作为该区的建设论证方案。

5) 河南省分布式能源政策

河南省出台的《河南省节约能源条例(2006)》中明确要发展热能梯级利用技术、热电冷联产技术、热电煤气三联供技术、分布式能源技术，提高热能综合利用率。

6) 其它省市

根据《浙江省人民政府关于加强节能降耗工作的通知》及该省颁布的《关于进一步加强节能工作的实施意见》，“优化发电排序调度方式，充分利用可再生能源、水电、核电、余热余压和资源综合利用发电，鼓励发展冷热电三联供，提高能源利用效率”已经作为二十条节能系列措施之一。此外，“分布式冷热电三联供”已经作为电力生产、输配与热力改造工程总的重点推广应用技术，被福州、烟台、临汾、龙泉、徐州、北京、东莞等很多城市写入《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》及《节能节水减排技术推广计划》等政府政策性文件。

5.2 分布式能源的经济性分析

5.2.1 国外情况简介

在欧美发达国家，利用天然气发电是目前天然气利用的重要领域，利用天然气联合循环发电效率可达 50%-60%。其发电有两种途径，一是建大型的联合循环电厂，集中发电上网；二是建冷热电三联供系统，在一些冷、热、电的负荷中心或单独的建筑（工厂）采用分布式三联供系统。

目前较大型的燃气轮机额定发电功率可达 200-300 兆瓦，单台燃气轮机联合循环后发电功率可达 400 兆瓦，发电效率达 55%以上。而对于冷热电三联供，根据用户的实际负荷需求，在工业园区和城市商业（住宅）区域可考虑 3-5 万（大的可以到 10 万）千瓦左右的分布式冷热电三联供系统；在一些单独的商业建筑或工厂可以建立数百到

数千千瓦的冷热电三联供。下面对以天然气为燃料的联合循环电厂和分布式能源的技术和经济特性进行一个简单比较，如表 5-2 所示。尽管大型联合循环电厂设备投资低，但是冷热电三联供由于输变电投资相对较少，在整体投资仍具有一定的优势。且由于冷热电三联供考虑了区域直供电，在区域内上 110 千伏电网即可，不需要上高压电网，避免了输变电和远距离输送损失。此外，冷热电三联供综合考虑了区域内的冷、热负荷，避免了能源的低效率利用，其整体效益要高于联合循环电厂。

表5-2 联合循环电厂与冷热电三联供的比较

| 项目 | 上网电厂 | 分布式能源 (燃机) | 分布式能源 (内燃机) |
|---------------|------------|------------------|-----------------|
| 发电规模 (MW) | 400 | 40 | 5 |
| 站内描述 | 燃气蒸汽联合循环发电 | 燃气蒸汽联合循环冷热电三联供系统 | 回收烟气、夹套水余热供冷、供热 |
| 原机电效率 | 33.8 | 35.2% | 36.5% |
| 联合循环效率 | 55.0% | 44.2% | - |
| 厂内投资 (元 / kW) | 4350 | 5800 | 4500 |
| 电网投资 (元 / kW) | 4000 | 1000 | 1000 |
| 总投资 (元 / kW) | 8350 | 6800 | 5500 |
| 干线输变电损失 | 7% | 0% | 0% |
| 总能源利用效率 | 52.0% | >80% | >70% |
| NOx 排放 (ppm) | 25 | 25 | 250 |

注：为便于比较，冷热电三联供的厂内投资仅仅考虑发电和输变电部分，制冷设备、供冷供热管网没有考虑，这一部分的投资需要根据用户实际情况结合。

本世纪以来，随着能源价格的逐步攀升，各国都加快了冷热电三联供的发展步伐。美国能源部 (DOE) 计划到 2020 年，联供系统装机容量将达 20 万千瓦，用电量将占全国总用电量的 29%。目前，美

国冷热电三联供项目中平均容量为 0.7 兆瓦的小内燃机项目虽然占到总数目的 70%以上，但平均装机容量为 78 兆瓦的大型燃气轮机联合循环项目，却占了总装机容量的 40%以上。可见在美国，大型项目具有更好的经济性，是冷热电三联供系统的主力。

5.2.2 国内典型案例经济性分析

5.2.2.1 区域分布式能源系统与传统供能方案对比

基本假设：以 500 万平方米公建区域的冷热能源供应为基准，其中热负荷 275 兆瓦，冷负荷 400 兆瓦。对区域性分布式能源和传统供能方案进行经济性对比。其中，传统供能方案为燃气锅炉+换热站+管网+分散电制冷；区域型分布式能源系统为大中型热电冷三联供系统+燃气热水锅炉。

上网电价按照国家发改委核定的燃气电厂上网电价 0.528 元/千瓦时计算，燃气价格按照目前执行的发电、供暖燃气价格 2.28 元/标准立方米计算。

1) 电力上网条件下

满足负荷区域冷热能源供应，系统发电全部上网，其系统运行经济性分析如下表。

➤ 直接运行经济分析

表 5-3 不同方案运行参数表

| 项 目 | 区域能源中心 | 传统供能 |
|------------|--------|------|
| 建筑面积（万平米） | 500 | 500 |
| 供热负荷（MW） | 275 | 275 |
| 年供热量（万 GJ） | 190 | 190 |

| | | |
|---------------------------|------|------|
| 年发电量 (亿 kWh) | 7.5 | — |
| 售电收入 (亿元) | 3.96 | — |
| 年耗气量 (亿 Nm ³) | 2.3 | 0.6 |
| 燃气支出 (亿元) | 5.24 | 1.36 |
| 年耗电量 (亿 kWh) | — | 1.3 |
| 直接发电成本(元/kWh) | 0.69 | — |
| 耗电费用 (亿元) | — | 1.11 |
| 运行费用合计 (亿元) | 1.28 | 2.47 |
| 一次能源利用率 (%) | 74.1 | 53.9 |
| 总投资 (亿元) | 19.7 | 13.3 |

计算公式：售电收入=发电量 X 售电成本

燃气支出=耗气量 X 燃气单价

耗电费用=耗电量 X 电价

发电成本=燃气成本/发电量

运行费用=燃气支出-售电收入

通过上表可以看出，区域分布式能源系统平均直接发电成本为 0.69 元/千瓦时。在分布式能源系统满足冷热需求，所发电量全部上网的前提下，区域分布式能源系统较传统供能方案年节省运行费用 1.19 亿元。

若以区域分布式能源系统年运行费用与传统供能方案运行费用持平计算，当天然气价格按 2.28 元/立方米时，分布式能源系统上网电价最低可为 0.36 元/千瓦时（远低于直接发电成本）；当上网电价为 0.528 元/千瓦时时，燃气售价高于 2.94 元/立方米时，三联供系统与传统方案相比无经济性优势。

➤ 投资经济分析

由上表可以看出，在 500 万平方米供热面积的区域建设区域性分布式能源系统投资费用约 19.7 亿元，较传统供能方案投资费用增加

48%，增加 6.4 亿元，年运行费用（不包含冷热收入）节省 1.2 亿元，平均 5.3 年可收回区域分布式能源系统增加的投资。

2) 电力首选自用，多余部分上网条件下

假设分布式能源发电首选自用，多余部分上网，则此条件下的分布式能源系统运行费用较电力全部上网条件下进一步降低，节省费用为 $(7.5 - \text{上网电量}) \times (\text{工商电价} - \text{上网电价})$ 亿元。

5.2.2.2 小型（楼宇式）分布式能源项目案例

案例一：以北京市某单位燃气分布式能源项目为例，分析小型分布式能源运行经济性。

(1) 项目基本情况

项目负荷建筑面积 20.21 万平方米，全年冷负荷量 13563 千瓦，热负荷量 9340 千瓦，电负荷量 5100 千瓦。

(2) 系统设计方案

系统按照“以电定热”原则设计。1) 发电系统：选用四台燃气内燃发电机（其中：两台额定功率 1200 千瓦，另两台额定功率 300 千瓦），总装机容量 3000 千瓦；2) 发电机余热系统回收内燃机高温烟气和高温冷却水的热量；3) 空调冷温水系统：两台烟气热水型冷温水机、六台三工况螺杆机组、两台燃气热水锅炉、冰蓄冷装置一套；4) 冷却水及热源水系统：冷温水机冷却水为湖水，采用直接连接方式。螺杆机组的冷却水为湖水，采用间接连接方式；5) 蓄冷系统：螺杆机组；6) 蓄热系统：螺杆机组；7) 生活热水系统：利用两台发电

机组（300 千瓦）余热提供生活热水负荷，供应不足部分由太阳能系统补充。另设生活热水备用系统，当发电机组不运行时，由燃气热水锅炉和换热器提供生活热水热负荷。

（3）系统运行方案

➤ 采暖、制冷期运行模式

在电负荷较高且电价为峰、平电价阶段，发电机组开机并与市电并列运行，园区用电优先使用自发电，发电不足部分由市电补充。利用发电余热供热、制冷，余热不足部分可通过其它设备补充，满足冷、热负荷的需求。

在电负荷较低且电价为低谷电价时段，为保证三联供系统运行的经济性，发电机组不运行，所需电力全部由市电供应。

➤ 过渡季运行模式

项目供暖时间为 11 月 1 日-3 月 31 日，供冷时间为 5 月 1 日-9 月 30 日，全年只有 4 月及 10 月两个月的时间属于过渡季。过渡季没有冷热负荷，电负荷也较低，发电机组不运行，所需电力全部由市电供应，洗浴用生活热水负荷由燃气锅炉通过热水换热器供应，其它热水负荷由太阳能集热系统供应。

本项目按照上述方式运行，发电机全年运行 3830 小时，发电机运行工况好，效率高，且发电余热可以全部用来提供空调负荷或供应生活热水，能源综合利用率高。

（4）运行经济分析

本项目发电机全年运行 3830 小时，年发电量 1017.0 万千瓦时，

年供冷量 41065 吉焦，年供热量 37354 吉焦，年耗气量 298.0 万标准立方米。按照目前供暖、制冷天然气价格、商业用电价格计算，系统全年运行燃气费用 679.4 万元，年均直接发电成本 0.668 元/千瓦时。若按系统年发电量全部由市电购买计算，购电费用为 813.6 万元（按平均 0.8 元/千瓦时计算），则在不计算全年供冷、供热节省费用的前提下，全年仅节省购买市电费用一项约 134 万元。若计算冷热供应节省费用，全年可节省供热费用 207.5 万元（按 55.56 元 / 吉焦计算）、节省制冷费用 228 万元（按 COP=4，电价 0.8 元/千瓦时计算），则全年可节省费用 569.5 万元。按系统初投资 9137 万元，回收年限约为 16 年。

若所发电力全部上网，上网电价为 x ，燃气价格为 y ，则当运行收支平衡情况下有： $298y = (228 + 207.5) + 1017x$ 。当燃气价格为 2.28 元/标准立方米时，最低上网价格可为 0.24 元/千瓦时。电力全部上网时（按标杆电价 0.3807 元/千瓦时计算），系统每年可节省能源费用 183 万元，按系统初投资 9137 万元，投资回收年限约为 50 年。

案例二：以北京市某大楼分布式能源项目的不同运行方式经济分析为例，分析小型分布式能源运行经济性。

（1）项目情况

大楼建筑面积 3.28 万平方米，三联供系统建设并运行 6 年，系统主要由两台卡特彼勒燃气内燃发电机组和长沙远大的吸收式空调机组构成，系统初投资 1726 万元。系统机组参数如下表：

表 5-4 发电机组参数

| 序号 | 项 目 | 单位 | 额定参数 | 额定参数 |
|----|-----------------|----|-------|-------|
| 1 | 厂家 | / | 卡特比勒 | 卡特比勒 |
| 2 | 机组型号 | / | G3512 | G3508 |
| 3 | 输出功率 | kW | 725 | 480 |
| 4 | 发电效率 | % | 33.9 | 37.7 |
| 5 | 烟气温度(100%负荷) | □ | 468 | 500 |
| 6 | 缸套水出口温度（100%负荷） | □ | 98 | 98 |

表 5-5 余热吸收式空调机组参数

| 序号 | 项 目 | 单位 | 额定参数 | 额定参数 |
|----|-------------|-----------|----------|----------|
| 1 | 厂家 | / | 远大 | 远大 |
| 2 | 机组型号 | / | BZHE200□ | BZHE100□ |
| 3 | 制冷量 | kW | 2326 | 1163 |
| 4 | 制热量 | kW | 1799 | 901 |
| 5 | 制冷季烟气出/入口温度 | □ | 170/500 | 170/500 |
| 6 | 制热季烟气出/入口温度 | □ | 145/500 | 145/500 |
| 7 | 热源水出/入口温度 | □ | 82/98 | 82/98 |
| 8 | 天然气补燃量 | 104kcal/h | 117 | 58.3 |

(2) 系统方案设计

两台燃气内燃发电机组分别与两台余热吸收式空调机组对接，天然气首先进入燃气发电机组发电，满足大楼用电要求，发电烟气通过三通阀进入余热吸收式空调机组，利用天然气燃烧做功后的高温余热烟气引入直燃机的高压发生器，作为双效溴化锂机组的高温热源，夏季制冷，冬季供热。燃气发动机组的高温冷却水在夏季进入吸收式空调机组的低压发生器作为余热吸收式空调机组的低温热源制冷，冬季高温冷却水通过换热器直接给大楼供热。如果余热烟气和缸套水所产生的余热不能满足大楼冷热负荷要求，吸收式空调机组将自动检测并通过补燃来满足系统的要求。系统流程图如下。

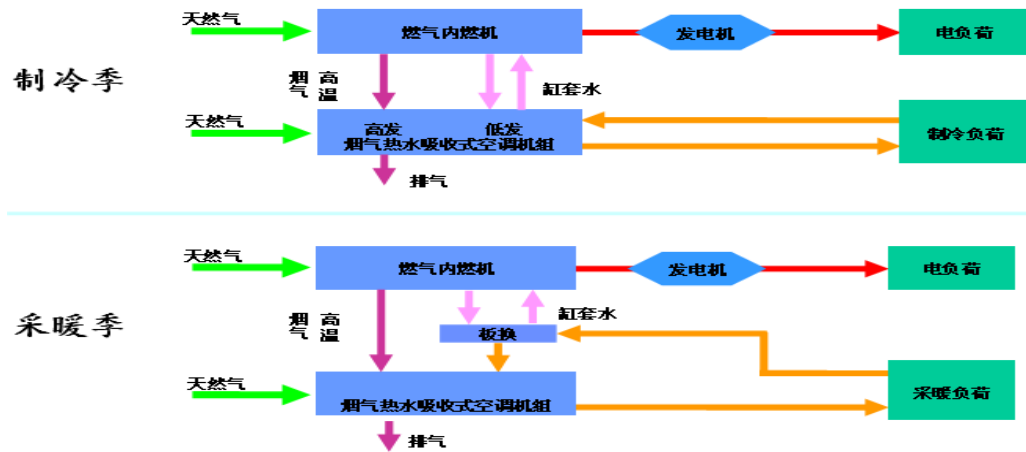


图 5-1 大楼三联供系统流程图

(3) 系统运行方案

大楼三联供系统可以实现三种运行模式：发电机组与市电并网，优先利用自发电力满足大楼内部电负荷，不足部分由市电补充，同时保证自发电不向电网反送；燃气发电机组独立运行，满足大楼全部电负荷；发电机组独立运行，满足大楼部分电负荷，另一部分电负荷由市电满足，在需要时可以实现发电机组与市电之间的不间断切换。

为保证余热被充分利用，大楼三联供系统在冬夏空调季运行，满足大楼电力和空调负荷需要，春秋过渡季停机检修，此时电力由市电满足。空调季三联供系统运行时，优先利用发电机组余热作为吸收式空调机组的热源，满足大楼供冷或供热需求，余热量不足时由天然气直燃补充。

2008 年奥运会之前，大楼三联供系统在空调季独立运行，满足大楼全部的冷热电需求，过渡季发电机组停机检修，大楼用电由当时的市政临电满足。奥运前夕大楼接入正式电，三联供系统运行方式改为与市电并列运行，各自独立满足大楼部分电负荷需求，发电机组停

机时其所带负荷可切换至市电。

(4) 经济分析

➤ 系统运行费用分析

大楼各年度运行数据及方案对比数据如以下三表。

表 5-6 2006-2009 年系统运行基本数据

| | | 发电量(万 kWh) | 耗水量(t) | 发电耗气量(万 m ³) | 补燃耗气量(万 m ³) |
|------|-----|------------|---------|--------------------------|--------------------------|
| 2006 | 供暖季 | 125.48 | 4 | 45.99 | 3.8 |
| | 供冷季 | 128.87 | 11441 | 47.98 | 9.71 |
| | 合计 | 254.35 | 11445 | 93.97 | 13.51 |
| 2007 | 供暖季 | 136.1 | 3 | 51.77 | 0.66 |
| | 供冷季 | 156.7 | 12158 | 56.88 | 0.22 |
| | 合计 | 292.8 | 12161 | 108.64 | 0.87 |
| 2008 | 供暖季 | 144 | 7 | 52.79 | 0.99 |
| | 供冷季 | 46.96 | 9361 | 14.38 | 9.16 |
| | 合计 | 190.96 | 9368 | 70.33 | 10.14 |
| 2009 | 供暖季 | 87.6 | 8 | 31.23 | 6.66 |
| | 供冷季 | 119.9 | 11290.3 | 46.17 | 3.66 |
| | 合计 | 207.5 | 11298.3 | 77.41 | 10.32 |
| 总计 | | 945.61 | 44272.3 | 350.35 | 34.84 |

表 5-7 2006-2009 年系统运行费用

| 年份 | 年发电量 (万 kWh) | 消耗天然气 (万 Nm ³) | 耗水量 (万 t) | 天然气费用 (万元) | 水费 (万元) | 年维护费用 (万元) | 总年费用 (万元) |
|------|-----------------|-------------------------------|--------------|---------------|------------|---------------|--------------|
| 2006 | 254.40 | 107.50 | 1.10 | 203.80 | 6.40 | 80 | 290.20 |
| 2007 | 292.80 | 109.50 | 1.20 | 207.90 | 6.80 | 80 | 294.70 |
| 2008 | 191.00 | 80.50 | 0.90 | 154.30 | 5.20 | 80 | 239.50 |
| 2009 | 207.50 | 87.70 | 1.10 | 166.00 | 6.30 | 80 | 252.30 |
| 年均 | 236.40 | 96.30 | 1.10 | 183.00 | 6.20 | 80 | 269.20 |

注：上述每年运行维护费用 80 万元包括了运行人员工资约 40 万元、滑油等日常耗材及日常维修费用约 25 万元、已经发生的中大修费用分摊约 15 万元。

表 5-8 分布式能源与常规方案运行费用比较

| 内 容 | 三联供 | 燃气锅炉+电空调 |
|-------------|-------|----------|
| 天然气支出（万元） | 179.5 | 41 |
| 用电支出（万元） | 0 | 239.37 |
| 运行维护费用（万元） | 88.5 | 48 |
| 年运行总费用（万元） | 268 | 328.37 |
| 年节省运行费用（万元） | 60.37 | — |
| 初投资（万元） | 1726 | 853 |
| 增量投资回收期（年） | 14.5 | — |

注：1.电价按照目前北京市最新分时电价计算，峰段 1.271 元/千瓦时、平段 0.806 元/千瓦时、低谷 0.366 元/千瓦时；2.燃气价格按照夏季 1.85 元/标准立方米，冬季 1.85 元/标准立方米计算。

由表 5-8 数据可见，在运行方式改变之前，三联供系统全年发电量在 250~300 万千瓦时之间，调整运行方式后，目前三联供系统的全年发电量在 200 万千瓦时左右。在采用三联供系统后，大楼冬夏耗气比例均衡，基本各为 50%。发电同时产生的余热基本满足了大楼大部分的空调需求，吸收式空调机组的天然气补燃量很少，其中 2007 年由于自发电量较多、余热量较大，基本没有天然气补燃。

由表 5-8 数据可知，大楼采用三联供系统后，年平均冷热电的能源费用约 270 万元，折合每平米约 85 元/平方米，其中包含了约 52 千瓦时的办公用电和全年所需的空调能耗。

由表 5-8 可知，按照大楼目前的运行模式与常规系统相比，每年单纯直接能源费用可以节省约 100 万元左右。但由于大楼三联供系统独立运行，运行维护投入较大，年运行维护费用比常规系统高出约 40 万元。因此，在目前运行状态下，分布式能源比常规系统每年可以节省运行费用 60 万元，增量投资回收期约 14.5 年。

➤ 发电成本

三联供系统各年发电的燃料成本如下表所示。

表 5-9 2006-2009 年系统年均发电成本

| 年份 | 发电量 (万 kWh) | 发电耗气 (万 m ³) | 电效率 (%) | 发电燃料成本 (元/kWh) | 考虑余热利用效益 发电成本(元/kWh) |
|------|----------------|-----------------------------|------------|-------------------|-------------------------|
| 2006 | 254.40 | 93.97 | 27.71 | 0.7018 | 0.4112 |
| 2007 | 292.80 | 108.64 | 27.59 | 0.7050 | 0.4518 |
| 2008 | 191.00 | 70.33 | 27.80 | 0.6996 | 0.3354 |
| 2009 | 207.50 | 77.41 | 27.45 | 0.7088 | 0.3549 |
| 年均 | 236.40 | 87.60 | 27.60 | 0.7038 | 0.3883 |

由上表可见，由于平均发电效率较低，三联供系统自发电的燃料成本约 0.7 元/千瓦时；考虑余热供冷、供热所节省的天然气成本，其发电成本约为 0.4 元/千瓦时。在成本中，燃料成本占到总发电成本的 70%左右（如图 3-2）。

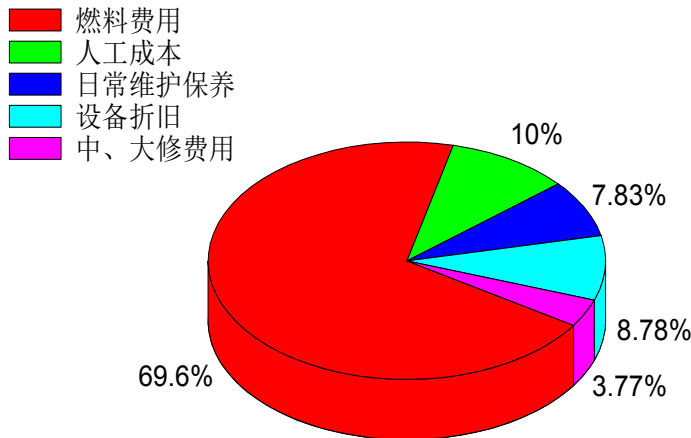


图 5-2 发电成本分摊比例

5.2.2.3 案例经济分析结论

通过对不同规模，不同运行形式的分布式能源经济性分析，可初步得出以下结论：

(1) 运行经济性：同等条件，电力自用前提下，按照能源负荷特点合理设计并运行的中、小型分布式能源，可以实现经济性运营。若系统实现并网，峰电时段利用分布式能源系统发电，谷电时段利用市电，系统经济性将得到进一步提高；若发电全部上网，其经济性受上网电价和燃气价格的影响；大型热电厂性质不同，经济性有所差异

(2) 投资回收：同等负荷条件，由于分布式能源系统较传统供能方案需要增加配套设备，初投资显著增加，在没有政府投资补贴时，区域型分布式能源投资回收期相对较短，投资效益较好；楼宇型分布式能源投资回收期较长，投资效益较差。若电力按较低电价上网，则投资效益将受到进一步影响。

5.3 分布式能源价格政策分析

分布式能源的经济性在很大程度上取决于燃料、电价和冷热价格，尤其是天然气与电价的比例。国内各地价格的差异很大，国家正在着手制定相关的政策。下文仅以深圳市的情况为例阐述在合理定价方面的一些考虑。

5.3.1 深圳市冷热负荷分析

1) 深圳市气候情况

深圳市属于亚热带季风海洋性气候，冬暖夏热，且供冷期较长（7-8 个月），制冷期较长但是冷负荷不均匀，相对集中于 6、7、8 三月；冬季大部分平均气温较高，采暖需求较少。

2) 深圳市冷热电负荷特性

深圳市电力负荷高峰期，燃气负荷处于低峰期，电力负荷和燃气负荷存在夏季峰谷差。夏季峰谷差为深圳市推广以天然气为一次能源的冷热电三联供系统提供了巨大的发展空间，在一定程度上可以实现削电峰填气谷的作用，从而减少电力供应的调峰成本和天然气的储存成本。

深圳市电负荷高峰出现在夏季的7月和8月，空调负荷大量增加。冬季电负荷将至最低水平。热负荷分为工业热负荷与生活热负荷两类。工业热负荷涵盖所有主要的产业，如污泥干化，生物制药，汽车制造，电子设备，造纸业，模具玩具生产，新材料及塑料加工。工业热负荷需求稳定，且负荷量较大。生活热负荷包括民用和商业用热，高峰期一般出现在2月，低峰期出现在夏季7月和8月。热负荷高峰负荷主要是在晚上18点至21点间，凌晨时低负荷期。

冷负荷需求主要为空调制冷，与气温变化趋势一致，集中于每年的4月至10月，制冷周期长，大约210天左右。空调负荷四季不均衡，负荷峰值期常出现在夏季7月或8月，且每日负荷波动，峰值集中在中午。由于空调系统在工业厂房，商用大楼，民居建筑中大量使用，且运行时间长，造成空调制冷负荷量较大，空调制冷负荷约占全市电力负荷的30%和40%左右。

表 5-10 深圳市各个区的供热锅炉运行情况

| | 锅炉台数（台） | 锅炉容量（吨/时） | 折合天然气耗量（亿立方/年） |
|----|---------|-----------|----------------|
| 南山 | 351 | 1222 | 5.52 |
| 罗湖 | 225 | 505 | 2.28 |
| 福田 | 183 | 281 | 1.27 |

| | | | |
|----|------|------|-------|
| 龙岗 | 941 | 1937 | 8.76 |
| 宝安 | 1155 | 2344 | 10.60 |
| 盐田 | 45 | 96 | 0.43 |
| 合计 | 2898 | 6383 | 28.86 |

3) 适宜发展冷热电三联供项目的用户类型

通过对深圳市各类典型用户冷、热负荷情况分析，适宜发展冷热电三联供的用户主要有：

(1) 医院，酒店宾馆，大型商场，办公楼，大型交通枢纽。此类用户类型四季均有较为稳定的负荷需求（白天与夜间有一定波动和差距）且量较大而集中，便于集中进行冷热电三联供项目，供冷通常采用大型的冷水性和 VRV 中央空调系统。

(2) 大学校区，中小学，居住区。此类用户负荷随月份有一定变化，日负荷变化也较大，热负荷与冷负荷需求都较大，有一定的规模，经济承受能力一般。

(3) 工业园区用户。包括生产动力热负荷与工艺热负荷两类，一般全年负荷分布非常均匀，日负荷有一定变化，需求量大，能够承受的价格相对较高。供冷采用大型的中央空调系统，涵盖生产区与办公区。

5.3.2 产业发展指导思想和基本原则

1) 指导思想

按照贯彻落实科学发展观和构建社会主义和谐社会的要求，以改善环境和提高人民生活质量为目的，统筹兼顾天然气资源、能源需求、环境保护和经济效益，提高燃气资源利用效率，促进科学合理用能，

科学编制产业发展规划，充分发挥价格调节作用，加大法规政策引导力度，实现城市低碳发展，促进天然气冷热电三联供事业健康有序发展。

2) 基本原则

➤ 统筹兼顾，科学规划

深圳发展冷热电三联供系统在一定程度上可以实现削电峰填气谷的作用，减少电力供应的调峰成本和天然气的储存成本，提高能源利用效率和经济性，在能源利用率以及（火用）效率方面都有一定的优势，是促进天然气资源合理利用的一个重要的发展方向。但燃气机组发展冷热电三联供将丧失机组对电网的调峰作用，深圳电网调峰需求较大，因此在进行冷热电三联供改造时，应兼顾电网、电厂以及社会需求，统筹考虑，科学规划冷热电三联供。

➤ 实事求是，因地制宜

天然气冷热电三联供的节能性和经济性受一定条件的制约。能源负荷特征、地区基础设施、项目设计规模及方案是关系其优势发挥的重要因素。深圳市天然气冷热电三联供项目的建设和发展应实事求是，因地制宜，应根据地区现实条件，综合平衡经济、资源、能源等因素合理发展。应充分评估其负荷变化特点和不同时段负荷量，进行科学合理方案设计，以实现能源系统经济、高效、节能减碳的价值。

➤ 量力而行，规模适度

天然气冷热电三联供发展规模受地区负荷条件和规模、天然气供应保障、地区经济、地方财力等条件制约。天然气冷热电三联供的大

规模发展需要以大量的燃气消耗为代价，需量天然气资源而行。在高气价条件下，天然气冷热电三联供存在运行经济性相对较差的现实问题。应量用户经济可承受能力和政府财力而行。

5.3.3 分布式能源定价机制

5.3.3.1 定价指导思想

从宏观层面上看，天然气冷热电三联供定价机制首先要使冷热电发电与深圳能源发展和经济发展相适应，还要与电力和天然气的发展相适应。

1) 符合国家能源政策和价格政策

“十二五”期间我国将加快转变能源发展方式，大力优化能源结构，继续坚持节能优先，改进能源行业管理，以能源的可持续发展促进经济社会的可持续发展。深圳制定的天然气冷热电三联供定价机制要符合国家能源政策和价格政策，有利于促进能源发展方式的转变、促进清洁能源天然气的合理利用，实现深圳低碳发展。

2) 引导天然气冷热电三联供合理发展

制定的电价机制、政策和冷热价格政策要有利于引导投资者合理、有序的进行冷热电三联供项目的投资和适度发展，保障深圳能源和电力工业的健康发展。

3) 适合天然气冷热电三联供的功能定位

在定价机制中，要按照经济规律，合理体现天然气冷热电三联供电厂发电和供热供冷价值，应根据不同发电利用小时（发电量）核定

电厂的上网电价水平，制定有差异的上网电价，避免电厂拿高价多发

电。

4) 发挥气电联调，优化气电运行

考虑到深圳电力和天然气负荷特性存在一定的互补性，价格机制应有利于发挥气电联调的作用，优化气、电能源系统运行，促进深圳天然气行业和电力行业共同发展。

5.3.3.2 定价原则

1) 合理成本和合理利润

电价要正确地反映发电的成本，补偿发电的成本是制定电价的基本要求。在合理弥补成本的基础上，电价机制还应能正确引导电力投资者理性投资，在合理满足电力、供冷、供热需求的同时还能获得合理的利润，促进天然气冷热电三联供电站的有序发展。

2) 适应市场波动

制定的天然气冷热电三联供的电价、冷价和气价应适应天然气市场的价格波动，有利于天然气冷热电三联供行业的健康运行。

3) 有利于节能环保

我国能源资源有限，现行能源价格尤其是热价偏低，长远来看对电力工业和供热事业发展是不利的。应该从国家整体利益来考虑，发挥价格的导向机制，促进环保的节能事业的发展。

4) 因地制宜

根据当地能源构成及能源价格水平、经济发展和居民收入水平等

具体情况，参照国家能源政策和供热行业的水平来确定本地区的供冷供热价格。

5.3.3.3 定价理论及方法

1) 天然气价格

为进一步理顺天然气与可替代能源比价关系，引导天然气资源合理配置，促进节约用气，国家发展改革委员会决定在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点^[54]。(发改价格[2011]3033号)

➤ 目标和总体思路

天然气价格改革的最终目标是放开天然气出厂价格，由市场竞争形成，政府只对具有自然垄断性质的天然气管道运输价格进行管理。在广东、广西两省（区）开展改革试点，主要是探索建立反映市场供求和资源稀缺程度的价格动态调整机制，逐步理顺天然气与可替代能源比价关系，为在全国范围内推进天然气价格改革积累经验。

总体思路：一是将现行以成本加成为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价。选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩机制。二是以计价基准点价格为基础，考虑天然气市场资源主体流向和管输费用，确定各省（区、市）天然气门站价格。三是天然气门站价格实行动态调整机制，根据可替代能源价格变化情况每年调整一次，并逐步过渡到每半年或者按季度调整。四是放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格，实行市场调节。

➤ 主要内容

(一) 作价办法

1、确定计价基准点（中心市场）。综合考虑我国天然气市场资源流向、消费和管道分布现状，选取上海市场（中心市场）作为计价基准点。

2、建立中心市场门站价格与可替代能源价格挂钩机制。中心市场天然气门站价格按照略低于等热值可替代能源价格的原则确定。可替代能源品种选择燃料油和液化石油气（LPG），权重分别为60%和40%。等热值可替代能源价格按照燃料油和液化石油气（LPG）单位热值价格加权平均计算。同时，为保持天然气与可替代能源的竞争优势，鼓励用户合理使用天然气，天然气价格暂按可替代能源价格的90%测算。中心市场门站价格计算公式为：

$$P_{\text{天然气}} = K \times \left(\alpha \times P_{\text{燃料油}} \times \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{燃料油}}} + \beta \times P_{\text{LPG}} \times \frac{H_{\text{天然气}}}{H_{\text{LPG}}} \right) \times (1 + R)$$

$P_{\text{天然气}}$ —中心市场门站价格（含税），元/立方米；

K —折价系数，暂定0.9；

α 、 β —燃料油和液化石油气的权重，分别为60%和40%；

$P_{\text{燃料油}}$ 、 P_{LPG} —计价周期内海关统计进口燃料油和液化石油气的价格，元/千克；

$H_{\text{燃料油}}$ 、 H_{LPG} 、 $H_{\text{天然气}}$ —燃料油、液化石油气和天然气的净热值（低位热值），分别取10000千卡/千克、12000千卡/千克和8000千卡/立方米。

R—天然气增值税税率,目前为 13%。

3、确定广东、广西两省（区）天然气门站价格。以中心市场天然气门站价格为基础,考虑天然气市场资源主体流向和管输费用,并兼顾广东、广西两省（区）经济社会发展水平,确定两省（区）门站价格。

上述门站价格是指国产陆上或进口管道天然气的供应商与下游购买方（包括地方管道公司、城市燃气公司、直供用户等）的交气点价格。

（二）价格管理形式

天然气门站及以上价格由国务院价格主管部门管理。门站价格不再分类,实行政府指导价,按上述方法形成的门站价格为最高门站价格,供需双方可在不超过最高门站价格的范围内协商确定具体门站价格。门站价格以下销售价格由地方价格主管部门管理,地方可建立天然气上下游价格联动机制并对机制进行听证。

（三）价格水平

根据上述方法,按2010年燃料油和液化石油气进口价格（对应的国际市场原油价格为每桶80美元左右）测算,确定广东、广西两省（区）最高门站价格分别为每千立方米2740元和2570元。

考虑到两省（区）用户对新机制需要一个逐步适应和消化的过程,在其他省份天然气价格改革到位前,两省（区）门站价格不再作调整,保持基本稳定。

（四）适用范围

门站价格管理适用于国产陆上和进口管道天然气。进入长输管道混合输送并一起销售的页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气，执行统一门站价格。

2) 上网电价

2005年国家发改委制定了《上网电价管理暂行办法》，对竞争上网前的电价做出明确规定：独立发电企业上网电价，由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定。其中，发电成本为社会平均成本；合理收益以资本金内部收益率为指标，按长期国债利率加一定百分点核定。在保持电价总水平基本稳定的前提下，上网电价逐步实行峰谷分时、丰枯季节电价制度。燃料价格涨落幅度较大时，上网电价在及时反映电力供求关系的前提下，与燃料价格联动。

深圳市燃气电厂的上网电价由政府制定，并根据《深圳市地方燃油（气）机组发电补贴管理暂行办法》（深府办[2009]54号）的规定，因油价上涨产生的超出上网电价对应燃料成本的部分，70%由政府补贴，30%由企业通过降低其他成本和提高生产效率等途径消化，补贴资金从电价调节储备金中支出。

与燃煤机组标杆定价机制不同，燃机项目一般采用按经营期电价的定价机制。根据《国家计委关于规范电价管理有关问题的通知》（计价格[2001]701号），测算经营期电价是在综合考虑电力项目经济寿命周期内各年度的成本和还贷需要的基础上，通过计算电力项目每年的现金流量，按照使项目在经济寿命周期内各年度的净现金流量能够满

足按项目注册资本金计算的财务内部收益率为条件测算电价。采用此方法核定电价后可大幅减少政府对燃气电厂的补贴。

将9E燃气机组改为冷热电三联供机组后,应根据天然气价格水平和发电小时数,相应的调节其上网电价,以适应燃气机组的发展。

3) 供冷价格

现行的集中供冷价格主要以政府制定的最高限价为准则,供冷单位和用冷单位在双方协商同意的基础上可实行单一制冷价,也可实行两部制冷价或预收接入费冷价的价格形式。

广州市物价局下发的《关于珠江新城区域集中供冷项目试行价格问题的批复》(穗价函[2009]第387号文)中规定,经对珠江新城区域集中供冷项目进行成本核算,珠江新城区域集中供冷项目的最高限价核定为0.8001元/千瓦时。区域供冷具体销售价格,按不高于0.8001元/千瓦时,由供冷单位和用冷单位自行协商确定。

考虑到集中供冷价格与原料价格和通货膨胀等因素密切相关,对现行供冷价格的预期,必须对原有政府限价的基础上进行适当修正。以穗价函[2009]第387号文中规定的限价为基础,考虑到该文件发布后的2010年全年居民消费价格指数同比上涨3.3%,2011年全年居民消费价格指数同比上涨5.4%,以及全球市场上燃料价格的波动,2012年的限价预期为0.8711元/千瓦时左右。

9E机组改造为冷热电三联供之后,集中供冷定价机制主要采用成本加成法与用户替代的方法进行最高限价。成本加成法是在综合考虑供冷项目经济寿命周期内各年度的成本和还贷需要的基础上,通过计

算供冷项目每年的现金流量，按照使项目在经济寿命周期内各年度的净现金流量能够满足按项目注册资本金计算的财务内部收益率为条件测算出冷价。另一方面，应考虑用户的承受能力，制定出稍小于电制冷的供冷价格。

4) 供热价格

根据国家发展改革委、建设部联合下发的《城市供热价格管理暂行办法》（发改能源[2007] 第1195号文）的精神，城市供热价格由供热成本、税金和利润构成。热价的制定和调整（以下简称制定）应当遵循合理补偿成本、促进节约用热、坚持公平负担的原则。

成本是指价格主管部门经过成本监审核定的供热定价成本。热电联产企业应当将成本在电、热之间进行合理分摊。利润按成本利润率计算时，成本利润率按不高于3%核定；按净资产收益率计算时，净资产收益率按照高于长期（5年以上）国债利率2-3个百分点核定。

天然气价格的形成机制已经在广东、广西开始试点，作为电厂成本的主要部分，天然气价格的变动也会对供热价格产生重要影响。在以煤等为燃料的供热价格与燃料价格联动的规则国家已有详细规定。在以天然气燃料的冷热电联供电厂的热价制定中可以参照制定联动规则。

根据国家发改委、建设部联合发布的《关于建立煤炭价格联动机制的指导意见》（发改价格[2005]第2200号文）的精神，鉴于煤炭价格已经放开，价格变化比较频繁的实际情况，为解决价格调整滞后的矛盾，对非居民供热价格实行煤热价格联动机制。通过深化价格改革，

逐步建立起适应煤炭市场变化的价格形成机制。当煤炭价格在一年期限内连续上涨（或下降）超过10%以上时，启动价格联动机制。由企业根据煤炭市场价格变化情况，及时提出调整供热价格的申请，经价格部门审核后，报市政府同意执行。全国部分地区不同类别的热价参加下表：

表 5-11 全国部分地区分类热价

| 地区 | 类别 | 价格 | 资料来源 | 实施时间 | 备注 |
|-----|------------------------|--------------|---------------------|------------------|----------|
| 北京 | 国华热电厂（供热基数 380 万吉焦） | 基数内 25 元/吉焦 | 京价（商）字（2001）372 号 | 2001 | 均为热力出厂价格 |
| | 北京第二热电厂（供热基数 420 万吉焦） | 基数外 27 元/吉焦 | | | |
| | 华能北京热电厂 | 25 元/吉焦 | | | |
| | 北京京能热电股份有限公司（原石景山热电厂） | 18 元/吉焦 | | | |
| | 北京京丰热电有限责任公司（原北京第三热电厂） | | | | |
| | 本市非居民热计量收费 | 55.56 元 / 吉焦 | | | |
| 吉林省 | 吉林热电厂 | 21.27 元/吉焦 | 吉发改价格字 [2005]1206 号 | 2005 年 09 月 14 日 | 热出厂价格 |
| | 白城热电厂 | 22.7 元/吉焦 | | | |
| | 长春热电一厂 | 23.5 元/吉焦 | | | |
| | 蛟河热电厂 | 22.8 元/吉焦 | | | |
| | 龙井热电厂 | 21 元/吉焦 | | | |
| | 国电集团吉林热电厂 | 21.7 元/吉焦 | | | |
| | 长春第一热电有限公司 | 23.5 元/吉焦 | | | |

| | | | | | |
|-----|---------------------------|------------|--------------------------------|-------------|-------------------|
| | 大唐长春第二热电有限公司(含新机) | 23.5 元/吉焦 | | | |
| | 大唐辽源热电有限公司 | 23.5 元/吉焦 | | | |
| | 吉林电力股份浑江厂 | 22.7 元/吉焦 | | | |
| | 吉林电力股份二道江厂 | 23 元/吉焦 | | | |
| | 吉长电力四平热电厂 | 23.5 元/吉焦 | | | |
| | 吉林新力热电厂 | 23.5 元/吉焦 | | | |
| 大连 | 高温水 | 31.09 元/吉焦 | 大发改价格字[2008]346号 | 2008年07月18日 | 出厂价格(含税) |
| | 蒸汽 | 105 元/吉焦 | | | |
| 石家庄 | 非居民供热价格按表计量的 | 52 元/吉焦 | 石 价 (2008) 172号 | 2008年11月15日 | 非居民供热价格实行煤热价格联动机制 |
| | 供热企业与居民小区热交换站的蒸汽结算 | 42 元/吉焦 | | | |
| | 供热企业与居民小区水网热交换站 | 暂由双方协商确定 | | | |
| 山西省 | 太原第一热电厂、太原第二热电厂供城市集中供热热力 | 20.00 元/吉焦 | 晋价商字[2009]281号 | 2009年11月25日 | 出厂价格 |
| 洛阳 | 洛阳双源热电公司 | 40 元/吉焦 | 洛阳发改委:批复大唐洛阳热电厂热价调整报告 | 2008年9月1日 | 非居民用热的出厂价 |
| | 自建交换站供洛阳铜加工厂、洛阳轴承厂使用的高温热水 | 55.2 元/吉焦 | | | |
| | 其他工业用户 | 50 元/吉焦 | | | 直供价 |
| 保定 | 大唐保定热电厂 | 40 元/吉焦 | 保定市物价局批复《关于调整大唐保定热电厂(华源)热价的请示》 | 2009年11月4日 | |

目前居民住宅及公共建筑的生活（或卫生）热水热源主要有：家用电热水器、天然气直燃（包括医院、酒店等锅炉和居民燃气热水器）、太阳能热泵辅助加热、热泵热水器等形式。

改造为冷热电三联供之后，参照供冷价格的确定，采用成本加成法与用户替代相结合，在集中供热成本核算的基础上加合理利润来确定供热价格的上限，同时考虑用户的承受能力，制定合理的供热价格

5.3.3.4 定价方案设计

1) 制定合理的冷热电三联供系统的上网电价

燃气电站上网电价是影响纯发电以及冷热电三联供项目收益的最主要因素。在现有上网电价 0.745 元/千瓦时水平下，燃气电厂将不能承受高于 3 元/标准立方米的天然气价格，若不提高电厂的上网电价，燃气电厂会面临比较严重的经济问题。天然气价格和年发电量是影响燃气电站可承受上网电价的最重要的两个因素。天然气价格越高，年发电量越少，对应上网电价越高。

将三联供机组的上网电价相应提高之后，可在提供供冷供热服务的同时大幅减少其经济代价。除上网电价之外，集中供冷热价格是影响三联供项目收益的另一个因素。在冷热价格较低时，可以稍微提升其对天然气价格的承受能力，而仅通过提高冷热价格难以解决天然气的高价问题。

因此，在维持燃气电站 7%的收益率不变的情况下，采用成本加成的计算方法，制定出其在不同的天然气价格和发电量下的可承受上

网电价。考虑到当前天然气价格情况，现给出 3 元/标准立方米和 3.5 元/标准立方米气价水平下的建议上网电价，如下：

表 5-12 当前天然气价格水平下的建议上网电价

| 含税气价(元/Nm ³) | 不同年发电量(亿千瓦时) | | | | | |
|--------------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 3.6 | 4.5 | 5.4 | 6.3 | 7.2 | 8.1 |
| 3 | 0.9077 | 0.8559 | 0.8213 | 0.7966 | 0.7781 | 0.7637 |
| 3.5 | 1.0116 | 0.9598 | 0.9253 | 0.9006 | 0.8821 | 0.8677 |

当提高燃气电站上网电价之后，其发电收益相应增加，而为确保进行三联供改造后的电厂能够满足周围冷热负荷需求，应严格限制其多发电、少供热，避免降低全厂的热效率。

2) 制定合理的冷热电三联供系统的冷热价

在确定上网电价水平下，冷价和热价的改变对燃气电站所能承受的天然气价格影响不大，但会对用户是否选择天然气冷热电三联供集中供冷供热产生很大影响。因此，为了推广天然气冷热电三联供并鼓励用户选择使用，应给予用户稳定且优惠的供冷及供热价格。

根据市场调查，北京中关村集中供冷价格为 0.73 元/千瓦时；广州大学城集中供冷价格为 0.78 元/千瓦时；广州珠江新城集中供冷价格为 0.80 元/千瓦时；深圳 CBD 区域的商业大楼电制冷价格最低在 0.80 元/千瓦时，如诺德中心、卓越时代广场。

在已制定新的上网电价条件下，天然气价格在 3~3.5 元/标准立方米时，利用成本加成法得出集中供冷价格为 0.7~0.9 元/千瓦时。另一方面，为给予用户相较于市场电空调低廉的制冷价格，对比以上市场调研，设定集中供冷价格为 0.7 元/千瓦时，此时该供冷价格具备较强的竞争优势。

在参考北京、杭州、合肥、太原、广州大学城等地热价的基础上，采用成本加成与用户替代的方法，给予用户集中供热价格优惠，确定天然气冷热电三联供的基准热价为 21.88 元/吨左右。

3) 建立合理的气电联动机制

首先确定气电价格联动周期。原则上以不少于 6 个月为一个气电价格联动周期，若周期内平均气价比前一周期变化幅度达到或超过 5%，相应调整上网电价；如变化幅度不到 5%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过 5%，进行上网电价调整。

为促进冷热电三联供企业降低成本、提高效率，冷热电三联供企业要消化 10-30%的气价上涨因素，具体消化比例由价格主管部门根据具体情况确定；当气价下降时，按冷热电三联供企业消化上涨因素的同等比例核减电价、冷价、热价下调幅度。

此外可建立气电联动调节基金。当气价低于 3 元/标准立方米时，燃气电厂将超额利润上缴到调节基金；当气价高于 3.5 元/标准立方米，通过气电价格联动机制上调上网电价，若实行电价传导机制难度较大，可由调节基金对上网电价高出燃机调峰电价的部分进行补贴。

4) 建立合理的气冷热价格联动机制。

调节基金不足以弥补天然气价上涨给冷热电三联供企业带来亏损时，供冷和供热价格与天然气价格联动。气冷热价格联动以不少于 1 年为一个联动周期，若周期内平均气价比前一周期变化幅度达到或超过 10%，相应上调冷价和热价；如变化幅度不到 10%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过 10%，进行冷价和热价调

整。

5) 合理补偿

当天然气价格上涨，若燃气电厂电价未能及时联动并疏导出去，将导致电厂出现阶段性亏损，从而对电厂安全发供电带来影响。为此，建议地方政府从能源保障基金中给予适当的财政补贴予以弥补。

6) 建立听证会制度

制定和调整居民供冷、供热价格时，应当建立听证会制度，由政府价格主管部门主持，征求消费者、经营者和有关方面的意见，论证其必要性、可行性。采取对低收入居民不提价或少提价，以及补贴等措施减少对低收入居民生活的影响。

5.4 分布式能源产业发展存在的主要问题

天然气分布式利用的发展过程中，除了与发电一样受气价、电价机制约束外，还有其自身发展的特点，存在体制机制、技术规范、统筹协调等主要问题。

5.4.1 体制机制上统筹不足

1) 现有行政规划体制与分布式能源服务模式不相适应

目前天然气用户开拓体制是，政府授予燃气公司特许经营权，并由某电力集团公司组成建设主体。我国部分省和直辖市制订了分布式能源的发展规划，在国家层面尚未制定总体发展战略，绝大部分省份也尚未制定分布式能源的发展规划。然而，天然气分布式利用的规划

建设，不可能靠单个公司组织实现。需要由政府统筹制定与工业园区循环经济规划、建筑节能、城建和城镇化规划、环境规划等各专项规划共同协调的天然气利用规划才能启动。现行的行政管理体制下，这些规划分别由不同部门单独制定，分散制订的各规划之间，缺乏统筹协调和配合，在实际运作中必然是互相脱节、互相冲突，难以协调，造成资源、人力的浪费。

2) 法律法规缺乏扶持配套政策

尽管我国的法律法规表示了鼓励天然气热电联产及分布式利用，但缺乏相应的配套政策，可操作性差。在《可再生能源法》出台之前，我国《节能法》中明确指出“国家鼓励”发展“热电冷联产”。《可再生能源法》出台，明确了可再生能源方式的分布式项目的合法并网等问题。在法规方面，国家四委部局联合颁发的 1268 号《关于发展热电联产的通知》第十四条：“积极支持发展燃气—蒸汽联合循环热电联产”。

我国电力专营制度下，《电力法》25 条“供电企业在批准的供电营业区内只设立一个供电营业机构，供电营业机构持<供电营业许可证>向工厂行政管理部门申请领取营业执照方可营业”。《电力供应与使用条例》第十条规定：“并网运行的电力生产企业按照并网协议运行后，送入电网的电力、电量由供电营业机构统一经销。”这些条例意味着，电力生产企业没有向终端用户直接供电的权利，最终用户也没有自由选择电力供应商的权利。

因缺乏相关规范，电力、热力、燃气等多个领域的各企业集团出

于自身利益的不同诉求，难以在一个法律规范框架下进行协调，造成无序竞争。诸如采暖方面的燃气或天然气冷热电供暖与城市大热网供暖之争，供冷方面的电制冷和燃气空调供冷之争，电力方面大型热电厂、中小型分布式能源发电和大电网供电之争等。

5.4.2 技术规范标准缺乏

项目设计负荷统计难度大。分布式能源系统从负荷分析开始就和传统的工程设计有很大的区别，需要统计用户实际负荷，设计配置系统，结合价格体系设计运行模式。国外经过多年积累，各类建筑都有详细负荷统计数据，而国内负荷统计的标准化工作起步相对较晚，给分布式能源系统设计带来很大难度。

行业规章及规范标准缺乏。目前电力规范、建筑规范、消防规范、燃气规范、环保规范等等，无法适应未来天然气发展的需要，阻碍燃气发电技术的示范推广，亟待通过总结示范电站的经验教训，建立健全天然气分布式能源行业规范及标准。

5.4.3 项目投资吸引力弱

我国分布式能源设备的基础研究滞后，技术力量缺乏，关键设备如天然气内燃机和燃气轮机等基本依赖进口，高额的设备成本及其进口税费制约了分布式能源项目的经济性。目前我国的价格体系尚未体现能源的稀缺性和环保价值，与以燃煤为主的大型发电机组相比，分布式能源的运行成本远处于劣势，分布式能源系统的经济性也难以在

市场上得到体现；此外，电价中居民用户是被补贴对象，居民电价低，分布式能源在居民用户中没有成本优势。这些因素都使得我国分布式能源的竞争力较弱，投资吸引力较差。

5.4.4 各利益主体协调难度大

由于天然气发电主要定位于调峰运行，我国天然气产业处于发展初期，天然气供应总量的阶跃式增长，与城市燃气出现新的矛盾。管网、调峰储备设施不完善，天然气管网的调储能力有限，难以发挥燃气电厂的技术特点和优势、难以为电力系统充分发挥调峰作用，甚至还可能会增加本地燃煤机组备用次数和调峰深度，势必加大气电运行与燃煤机组之间的协调难度。

能源站与管网公司协调问题。宏观上，发展天然气分布式能源，总体上有利于电网的运行和满足快速增长的需要。但从微观上看，每建一个分布式能源站都是从电网公司那里“争夺”一批客户。如果双方不能协调处理上述权益，将成为发展分布式能源的最大障碍。实质问题有二：一是基础设施投资费用负担问题；二是能源站电力直供机制问题。

能源站与燃气公司协调问题。按照惯例，天然气大用户常需要与燃气公司签署长期供应协议，天然气供应计划性强，须有日、周、月、年供气计划，申报后亦不容易更改，但天然气发电对电网主要起调峰作用，天然气发电受电力市场波动影响大，日、月、年度计划经常出现偏差，无法准确预计。

5.4.5 项目并网成本不可控

并网成本一般包括把自发电力连接到电网最近公共接点的系统设计、所需的设备费用和对公共接点进行必要的调整、改造及升级的费用。这部分费用一般由用户自己承担。目前电力系统属于垄断性行业，采用分布式能源的用户在与电网公司的接触中往往处于被动地位，并网成本通常是一个很不确定的因素。对于并网接入的审批以及并网费用的谈判可能是一个艰难、冗长的过程，而且这部分在成本核算上缺乏透明度，一般接入系统的费用因项目不同而不同，很容易造成对并网成本的不确定因素。对于分布式能源系统而言，单体容量可能并不大，与常规大电厂相比难以形成规模优势，如果再背上高昂的并网成本包袱，将很难有突破发展。

5.5 分布式能源发展战略及政策的建议

5.5.1 发展分布式能源的基本原则

1) 安全第一，定位明确

能源安全保障是全国能源发展的首要任务。基于对能源安全保障的战略要求，一段时期以内，我国传统集中式供能模式将不会有根本改变。外调电及自备电厂仍将是电力供应来源主体，城市热网仍将是热力供应的主体。燃气分布式能源虽然具有灵活、经济、高效、环保的优势，但它的发展规模仍然受到诸多因素的限制。

因此，我国分布式能源在能源供应系统中的定位应为：分布式能

源是我国能源供应系统的有机组成部分，是集中供能的有益补充；是供能安全稳定保障的有力支撑；是提高能源利用效率，促进可再生能源开发利用，实现节能减排的有效手段。

2) 实事求是，因地制宜

分布式能源的节能性和经济性受一定条件的制约。能源负荷特征、地区基础设施、项目设计规模及方案是关系其优势发挥的重要因素。我国分布式能源的建设和发展应实事求是，因地制宜，应根据需要去发展，根据条件去发展，根据多方案优劣比较去发展。

与传统供能模式相比，分布式能源系统具有较多优势，但同时也具有劣势。对于不同条件的地区，其优、劣势表现程度不同。在现有电网设施比较成熟，有地下管网条件或有新建地下管网条件的地区，适宜建设大型集中燃气分布式能源项目；电网设施相对落后，建设配套设施成本较高，且管网利用率较低的地区，更适宜建设小型或楼宇型燃气分布式能源项目。区域相对较为集中，对能源负荷需求密度高的地区，适宜建设较大型分布式能源项目；对能源需求密度相对较低的区域建设小型或楼宇型分布式能源项目更为合理。对分布式能源发展不能简单的“一刀切”，应根据地区现实条件，综合平衡经济、资源、能源等因素，合理发展分布式能源。

天然气分布式能源系统对能源负荷要求较高，对不同能源负荷特点的对象，天然气分布式能源项目设计方案不同。在冷、热、电负荷全面，负荷量全年相对平衡，且负荷相对稳定区域，可以最大能源负荷量为基准，尽量扩大装机规模，以减少单位容量投资，提高系统运

行经济性；对于全年能源负荷峰谷波动较大的对象，天然气分布式能源项目装机规模不宜根据最大负荷进行设计，应充分评估其负荷变化特点和不同时段负荷量，进行科学合理方案设计，以实现分布式能源系统经济、高效、节能减碳的价值。

3) 量力而行，规模适度

天然气分布式能源发展规模受地区负荷条件和规模、天然气供应保障、地区经济、地方财力等条件制约。

量天然气资源而行。燃气分布式能源的大规模发展需要以大量的燃气消耗为代价。另外，从满足冷、热负荷需求角度而言，燃气分布式能源较燃气锅炉要增加 3-4 倍的天然气消费量。在全国各地区不断增加天然气消费比重的大环境下，国家天然气资源总体上是缺乏的，我国的天然气供应保障仍是一个难题，除了客观需要，比如提供本地电源点支撑，满足环保要求，必须发展之外，不适宜大面积、大规模发展天然气分布式能源系统。

量政府财力而行。天然气分布式能源存在初始投资高、运行经济性相对较差的现实问题。对用户而言，经济性问题是其是否选择建设分布式能源的首要问题，政府以不同形式，给予用户一定财政支持和补贴是促进分布式能源健康发展的必要条件。对天然气分布式能源的财政补贴主要有两种方式。一是初投资的一次性资金补贴；二是上网电价的持续性资金补贴。持续性资金补贴主要发生在电力上网的分布式能源系统上，包括电源点功能的燃气“热电联产”和区域性天然气“三联供”分布式能源系统。这种持续性补贴将随着分布式能源装机规

模的不断扩大快速增加，若规模过大，政府财政将不堪重负。

基于天然气资源和财政负担两方面因素综合考量，我国天然气分布式能源发展规模总量应当适度。

5.5.2 发展分布式能源的主要思路

在集中供能模式“有益补充”的明确定位下，我国天然气分布式能源的发展应坚持以下思路：

时间上：近期应用示范，探索模式，完善机制；远期规模发展，统筹发展，协调发展。

空间上：坚持在“一类重点区域”、“两个关键领域”优先发展。“一类重点区域”：以远郊区县，市政热网、电网不能完全覆盖的地区为重点。“两个关键领域”：一是高端综合商务园区、现代产业园区；二是商业、医院、酒店、办公等大型公建。

类型上：坚持“三个不同类型”区别对待。发挥电源点作用，为城市集中电力供应提供安全支撑的天然气“热电联产”分布式能源，需要消耗大量天然气资源，同时又需要政府按发电量连续性提供电价补贴，其项目建设需要量资源而行，量需要而行，量财力而行；对能源负荷（热、电、冷）比较大、比较均衡，对供能安全要求高，同时又需要上网、需要财政补助的单位或区域（如开发区、机场），其分布式能源项目建设需要有控制的适度发展；小型（楼宇型）天然气分布式能源，按照自用为主的原则，可实现市场化经济运行，不需要财政负担的，可以有计划地适当放开。

形式上：根据负荷区域自身条件不同，选择不同建设形式。一是第三方投资建设运行形式。对新建园区类区域，由于是多法人集体，不适于实现能源的“自产自供”，这就需要独立的能源投资主体参与建设与运行分布式能源项目；二是用户自建自用形式。新建小型或楼宇型区域，负荷相对较小，初投资相对较少，易于实现自身建设运行。同时，基于经济性的考虑，小型或楼宇型负荷区域也宜采用自建自用形式；三是合同能源管理投资改造形式。对于已具有能源供应系统负荷区域，出于对节能、经济的考虑，需要进行供能升级改造的，由节能服务公司与用户签订节能改造服务合同，由节能服务公司进行投资建设、管理运行。

5.5.3 发展分布式能源的政策建议

通过对我国分布式能源发展存在主要问题的分析，借鉴和结合国内外有关化石燃料分布式能源发展的鼓励政策和经验做法，对我国分布式能源的发展提出以下政策建议：

5.5.3.1 明确分布式能源的定义和界定标准

目前，国、内外对分布式能源还没有一个完全统一的定义，综合各方面的认识和意见，分布式能源定义为：位于或靠近用户端的，系统相对独立的，以自供能为主的，能量梯级、高效利用的，环境友好的能量产生、储存、控制综合利用系统。

具体界定标准可以考虑以下几条：

- 贴近用户。尽可能减少对大网（电网、热网）的依赖，尽可能减少对大网建设的投资，真正体现“分布”的特征和优势。
- 节能环保。技术先进可靠，能源综合利用效率应在 75%以上，排放达标。
- 规模适度。规模与供能范围的能源需求相匹配，除发挥电源点作用的之外，一般以自用为主。
- 安全稳定。电力的并网、上网满足电网的技术要求，不会对电网的安全稳定造成危害。
- 经济上基本可行。在享受了政府一定支持政策之后，能做到可持续经济运行。

5.5.3.2 将分布式能源纳入本市能源发展规划

要把分布式能源纳入我国能源发展长期规划中，作为整个城市能源发展规划的组成部分，明确发展方向、发展目标、措施等。统一规划天然气等一次性能源的使用，明确不同阶段、不同区域的分布式能源的规模，所需要的一次能源的量与种类，特别是天然气用于分布式供电系统的比例；要统一规划电网，特别是配电网规划，规范分布式能源项目接入电力系统的原则和条件。在区域规划建设中要同步落实供气、供热、热水和制冷负荷，总体考虑所有用户的能源需求解决方案，优化能源供应方案。通过规划指导、统一协调，实现分布式能源的健康发展，达到提高能效、减少排放的目的。

5.5.3.3 加强对分布式能源的立项管理

由于分布式能源牵扯到燃气供应，并网、上网等诸多因素，需要加强立项管理。

根据分布式能源的运行状态，可以分为独立运行、并网不上网、并网且上网三种情况；根据分布式能源是否享受相关的优惠政策，可以分为享受和不享受两种情况。分布式能源项目的立项管理应根据以上两个方面的不同情况区别对待。

1) 立项管理的区别对待

对于分布式能源装机规模小、占地面积小、基本在用户侧接入、对大网影响较小的项目，简化项目立项程序，减少项目立项成本。对于需要并网和享受优惠政策的分布式能源项目，需要政府有关部门进行立项管理。对于需要并网的分布式能源项目，为了保证公共电网的安全，在项目立项阶段需要由电网企业对接网方案进行确认。对于并网且上网的分布式能源项目，要按照公共电网安全运行的要求，配置必须的设备和措施，要与电网签订有关合同协议。

对于申请享受优惠政策的分布式能源项目，需要重点对项目的能效水平和环境影响情况进行审查。

2) 立项管理的主体流程

对于需要政府进行立项管理的分布式能源项目，其主体立项流程如下：

- 项目投资方开展项目的初可研工作，并向政府有关部门提交立项申请，取得同意后开展前期工作。

- 项目投资方开展项目可行性研究工作，征得燃气部门同意，取得燃气资源；通过环保、消防等有关部门的审查；对于并网、上网的项目，需要由电网企业确认；对于需要享受优惠政策的项目，需要政府有关部门对项目的能效水平、环境影响情况进行评估。
- 项目投资方上报可行性研究报告，政府有关部门进行审批，下达批复意见。
- 制定统一的分布式能源并网、上网政策和标准。

电力并网、上网是关系分布式能源项目设计、运行、最大限度发挥效益的基本前提。只有实现电力并网、上网才能保证公共电网对分布式能源用户电力需求的“微调”，补充不足电力或消纳过剩电力。目前我们还没有明确的针对分布式能源的并网政策，这就需要政府给予允许一定规模分布式能源电力并、上网政策支持，制定统一、规范的申报、审批流程。在现阶段技术条件的基础上，组织开展分布式能源电力并网、上网配套技术专项研究，充分参考电力企业的技术要求和建议，科学制定分布式能源并、上网标准和技术规程，包括：并网、上网技术标准；并网、上网设备配置标准和并网、上网技术规程等。要注意电网部门对分布式能源并网、上网在接入电压和接入容量方面的要求，即：200 千瓦及以下的分布式电源接入 0.38 千伏电压等级电网，200 千瓦以上的分布式电源接入 10 千伏级以上 35 千伏级以下电压等级电网；接入容量应控制在接入线路容量的一定比例之内，一般为 30%左右（专线接入的除外），接入总容量应控制在接入点上级变

电站单台主变容量的 30%，且不应超过主变最大负荷的 25%。

5.5.3.4 制定分布式能源的配套价格体制和机制

有关分布式能源的各种价格关系其运行经济性和能源的高效利用水平，合理的价格体制和机制是分布式能源健康发展的基本保证。分布式能源价格体制包括电力上网价格、接网价格和天然气价格。价格体制的建立应以有利于保障能源的高效利用、节能减排和环境保护等环境效益和社会效益的实现为前提，同时，兼顾和平衡燃气、电力、用户各方经济利益。

分布式能源具有双重属性，作为电力用户需要电网提供备用和电力补充供应，向电网企业支付备用费和购电费；作为发电企业，在并网运行时需要承担相应的接网费用，同时多余电力需要向电网企业进行出售。因此，分布式能源的电价机制包括向电网企业购电的价格机制、余电上网价格机制和接网价格。关键是余电上网价格和接网价格。

1) 上网电价

分布式能源用户向电网企业支付的电费包括两部分：一是向电网企业购电的电量费用；二是电网企业为其提供的备用费用。其中，电量费用根据分布式能源用户的实际购电量，按照用户的销售目录电价进行收取，并包括政府规定的各类电费附加和各类基金；备用费用可以参照自备电厂的基本电费机制，按照分布式能源用户的用电设备容量或其最大需求量进行收取。

采用“并网且上网”的分布式能源，在满足自身电力需求且仍有富

余电量的情况下，需要向电网企业出售富余电量。分布式能源的余电采用何种上网电价机制，将不仅影响分布式能源项目的经营效益，同时作为市场价格信号，将直接影响到分布式能源的系统运行方式和能源利用方式。因此，需要根据分布式能源的特点，合理制定适合我国的分布式能源上网电价机制。

在美国和日本，对于利用化石燃料的分布式能源，通常采用“固定上网电价机制”或“平均上网电价机制”，并通过制定适宜的上网电价，支持分布式能源的发展，引导分布式能源的能源综合利用。

分布式可再生能源的上网电价机制，国家在《可再生能源法》里已经有了规定。对于燃气分布式能源，由于比较复杂，国家还没有统一规定，可在充分调查研究的基础上，以燃煤机组的标杆电价和平均上网电价为基础，以合理引导分布式能源健康发展为前提，充分考虑电网利益、分布式能源用户利益，充分体现政府意图，合理制定燃气分布式能源上网标杆价格。如果为了达到政府意图，上网标杆电价使电网企业发展受到影响，政府只能通过电价调整、税收减免或财政补贴来解决。

2) 接网价格

在国外，针对分布式能源的接网费用存在“浅收费”和“深收费”两种费用机制。其中，深收费机制是目前最广泛采用的接网费用机制，即由分布式能源业主来承担接入电网的所有费用，包括与电网直接连接的线路，以及因接网而造成的电网设备改造费用。浅收费机制是指用户仅仅支付接入电网的设备成本，而不需承担由于用户接入而引发

的对配电网其他设备的投资和改造费用。

在我国，接网费用主要针对公共电厂、自备电厂和电力用户。其中，由于公共电厂向全体电力用户提供电力，因此其接网工程由电网企业投资建设；对于自备电厂和电力用户，由于其接网工程主要是为了满足用户自身的电力需求，保证用户自身用电可靠性，因此这两类用户的接网工程由用户自行投资，包括接入公共配电网的线路和相关变电设备等。

分布式能源用户既是电力用户，同时也是发电用户，考虑到分布式能源接网目的是为了用户自身获得更可靠的能源供应，因此，为了满足分布式能源用户的接网要求，电网企业对配电网进行一定的改造和升级，费用需要由分布式能源用户来承担。

借鉴国内外国家的经验做法，建议我国分布式能源的接入费用采用由分布式能源业主来承担因分布式能源接入配电网而引起的电网投资与设备改造费用的机制。在接网费用的制定中，为了促进分布式能源的发展，可考虑将接网费用进行“标准化”，即按照机组的类型和容量标准，依据并网标准中规定的并网要求，根据机组类型和装机容量分别制定相应的接网费用标准，使各类分布式能源接网费用相对固定，更加透明。

3) 天然气价格

天然气价格也是影响燃气分布式能源系统经济性的关键因素，为充分发挥天然气分布式能源调节天然气冬、夏季用气峰谷差矛盾的优势，实现能源高效利用和节能减排的环境和社会效益，分布式能源所

用天然气的价格可适当给予优惠，大中型燃气分布式能源所用天然气可采取直供，以减少供气成本。

5.5.3.5 制定合理的财政、税收、金融等支持政策

目前，天然气分布式能源初始投资高，运行经济性受到电力上网价格、天然气价格的制约，政府对燃气、电价的调控空间又有限。从国外经验来看，财政补贴、减免税收（如环境税等）、低息贷款、贷款担保等均是鼓励分布式能源发展行之有效的措施。我国可以从以下几个方面给予支持：

（一）对分布式能源的投资进行支持。1）按照分布式能源设备的铭牌容量给予财政补贴；2）在当前国产设备技术条件尚不成熟的情况下，对于确需进口的工程，免除设备进口税；3）银行等金融机构对分布式能源项目优先贷款并给予利息优惠；4）对分布式能源接入系统的投资给予财政补贴。

（二）对分布式能源的运行进行补贴。1）对分布式能源使用的燃料价格给予优惠；（2）对分布式能源电力上网价格给予补贴；（3）对分布式能源企业，提供税收减免等优惠政策。

（三）对分布式能源国产设备的研发和推广进行引导和鼓励。（1）加大对分布式能源技术与开发的投入，促进技术转让，完善产业创新体系等；2）设立分布式能源技术研究的专项资金，扶持和鼓励国内企业引进、消化、吸收国外先进技术，并在此基础上自主创新。

5.5.3.6 采用“先试点，后推广”的方式推进分布式能源发展

天然气分布式能源发展还有很多问题需要研究，需要通过工程试点进行不断探索、累积经验。因此，近一个时期，不易规模过大、范围过广。

首先，对已经运行的分布式能源要进行认真总结，特别要研究分析经济、政策层面的问题。

其次，可继续选取不同规模、不同类型（楼宇、区域）、不同运行条件的分布式能源进行试点，总结它们的技术性、经济性，探讨制定更加科学合理的支持政策。如果可能，可选择一个区域（如昌平未来科技城），允许第三方能源公司投资建设分布式能源系统，并允许其向园区内用户售电，进行电力“区域直供”的试点，充分发挥分布式能源的优势，减少财政补贴，探索电力体制的改革。

5.5.3.7 逐步推进智能电网建设

分布式能源，尤其是有电力上网的分布式能源，需要与公共电网“互动”，才能更好发挥其价值和作用，智能电网在分布式能源的开发利用中扮演者重要角色。在推进分布式能源发展的进程中，智能电网建设需与之同步发展，尤其是发展配电网侧(用户端)的电网智能化，以提高配电网接纳分布式能源电力的能力，保障分布式能源电力接入后公共电网系统运行的安全性和稳定性。

5.5.3.8 促进我国电力体制改革

逐步推动电力体制改革，突破电力体制约束是健康发展分布式能源的重要条件。推动《电力法》修订，《电力法》关于“一个供电营业区内只设立一个供电营业机构”的规定，限制了由专业能源投资服务公司为用户投资建设分布式能源的积极性和经济性，分布式能源的电力去向只能是出售给电网，而电网企业由于利益原因也往往坚持低价格收购分布式能源的电力，这就直接影响了分布式能源运行的经济性。当然，这与我国目前实行的“分类电力价格”体制也有很大关系，不同用户有不同的电价，区域分布式能源一般都是高电价用户，如果都由分布式能源直供了，势必影响电网企业的发展，这是一个需要统筹考虑的问题。推进电力“主辅分开、输配分开”体制改革。适度打破垄断，适度引入电力市场竞争机制，使电力商品优化配置，电力行业健康发展，为分布式能源发展创造一个良好的市场环境。

我国广泛运行的“区域集中供热”，其实就是分布式能源的一种——“分布式热源”，它不依靠“大热网”集中供热，而是分布在各个用户区域，独立地实现供热功能。这种“分布式热源”之所以能大面积进行，第一条，它没有垄断的供热体制的限制；第二条，供热可靠性的实现相对供电比较容易，它完全不需要“大热网”保驾，没有“并网、上网的问题”，省去了很多技术上、利益上的矛盾。“区域集中供电”——“分布式电源”之所以难以推行，主要原因也是这两条。

随着电力体制改革的深化，天然气分布式能源将取得更大的发展。

参考文献

- 【1】 《关于发展天然气分布式能源的指导意见》.发改能源【2011】.2096号.
- 【2】 邱大雄. 能源规划与系统分析
- 【3】 World Survey of Decentralized Energy, WADE, 2006。
- 【4】 如何推进中国能源结构调整. 中国经济报告. 2011.5
- 【5】 中国石化新闻网. www.sinopecnews.com.cn
- 【6】 华贲. 从战略高度看待天然气与分布式能源. 能源思考.2010.11
- 【7】 World Survey of Decentralized Energy. WADE. 2006
- 【8】 十二五期间中国分布式能源发展若干问题研究. 中国城市燃气协会.2011
- 【9】 国家统计局.2000-2010《中国统计年鉴》.
- 【10】 国电监会. 2010 年度发电业务情况通报.
- 【11】 中国电力联合会.历年电力工业统计资料汇编.
- 【12】 发展第十二个五年计划规划纲要.北京.人民出版社.2011.
- 【13】 中国电力需求分析报告. 国家电网研究院.2011.
- 【14】 任东明. 中国可再生能源发展战略及政策体系. 2012.2
- 【15】 The WADE Economic Model. WADE. 2006.2
- 【16】 LEAP User Guide for version 95. 1997.3
- 【17】 SEI-Boston and Tellus Institute. 2002.11
- 【18】 冯江华. 在中国发展天然气分布式能源的战略意义.城市燃气.2011.8
- 【19】 汪庆桓. 深化认识天然气分布式能源的总体价值.城市燃气.2012.1.
- 【20】 Distributed Generation Case Studies For Permit Streamlining and the Impact Upon Transmission and Distribution Services. CALIFORNIA ENERGY COMMISSION.2002
- 【21】 A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22,
- 【22】 中国发电能源供需与电源发展分析报告.国网能源研究院.2011
- 【23】 2010年电力交易与市场秩序报表
- 【24】 国家电力信息网. <http://www.sp.com.cn>.

- 【25】 New Aeroderivative Gas Turbine Solutions for Firming the Grid.
GE Energy .2010.8
- 【26】 Turbomachinery Handbook 2012
- 【27】 付林 承担采暖负荷的热电厂电力调峰优化运行. 热电技术. 1999. 3
- 【28】 《清远市华侨工业园能源规划》项目研究规划. 华南理工大学. 2011.
- 【29】 电力发展重视电网调峰问题. 国家电力公司战略规划部. 2002
- 【30】 陈立.陈格桓. 探讨电网中调峰电源的设置.广东电力.2005.10.
- 【31】北京市热、电、气联调联供及优化运行研究工作报告. 华北电科院等. 2011.
- 【32】 白建华. “十二五”特高压建设进入快车道.国家电网报. 2011.3.
- 【33】 李付强等 京津唐电网风力发电并网调峰特性分析.电网技术.2009.10.
- 【34】 王金凤, 董静雅, 王德意. 城镇燃气储气方式研究[J]. 天然气技术与经济, 2011(5):37-40.
- 【35】 国外天然气储备调峰及对我国启示.
http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c_131402746.htm
- 【36】 国外天然气储备概况及经验启示.
http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c_131402516.htm
- 【37】 在中国发展天然气分布式能源的战略意义[J]. 城市燃气, 2011, (8): 41-45
- 【38】 Catalog of CHP Technologies. <http://www.epa.gov/chp/documents/>
- 【 39 】
http://ec.europa.eu/governance/impact/ia_carried_out/docs/ia_2011/sec_2011_0779_en.pdf
- 【40】 CHP in Japan.
<http://www.cospp.com/articles/print/volume-13/issue-2/features/chp-in-japan.html>
- 【41】 2010 年中国统计年鉴 <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2010/indexch.htm>
- 【42】 <http://www.chinanews.com/ny/2010/07-21/2415217.shtml>
- 【43】 王峰,王东军.输气管道配套地下储气库调峰技术[J].石油规划设计, 2011.5(22):28-30.
- 【44】 徐正康,张宝金,王峰等.城市天然气调峰的探讨[J].煤气与热力, 2005.4(25):28-30.
- 【45】 EPA. www.epa.gov
- 【46】 USCHPA. www.uschpa.org

【47】IDEA. www.idea.org

【48】《分布式能源政策研究》.2011.

【49】《中华人民共和国能源法》.1997.

【50】《上海市分布式供能系统和燃气空调发展专项扶持办法》2008.11.

【51】《广州市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》（穗府[2011]4号）.

【52】《北京市“十二五”时期能源发展建设规划》.2011.

【53】《中共深圳市委深圳市人民政府关于全面推进循环经济发展的决定》.2006.

【54】《发改价格[2011]3033号》.国家发改委.2011.