

# 基于全社会成本最低的科学电力规划研究

# 中国电力发展促进会

2007.6.30

1	中国电力规划的现状和存在的问题.....	5
1.1	电力发展规划的一般概念.....	5
1.1.1	电力规划的概念.....	5
1.1.2	电力规划的分类.....	5
1.1.3	电力规划的主要内容.....	7
1.1.4	电力规划的编制方法.....	9
1.2	中国电力规划的法规、规章.....	13
1.2.1	2002年以前的规划管理.....	14
1.2.2	进行市场化改革规划工作的变化.....	14
1.3	中国电力规划的实践.....	17
1.3.1	中国实行五年计划的规划体制.....	17
1.3.2	电力发展规划所要解决的主要问题.....	19
1.3.3	电力发展规划实施的结果.....	20
1.4	中国现行电力规划存在的问题.....	23
1.4.1	电力规划视角过于狭窄.....	23
1.4.2	结构、消耗、环境的调整力度不大,效果不明显.....	26
1.4.3	经济效益长期徘徊于较低的水平.....	27
1.4.4	地方电力规划中存在的问题.....	28
1.4.5	中国电力规划过程未能与电力市场监管决策紧密挂钩.....	29
2.	国内外电力规划研究.....	30
2.1	国内外电力规划理论概述.....	30
2.1.1	国内外电力规划的指导思想.....	30
2.1.2	国内外电力规划运用的理论.....	30
2.2	国外电力规划的实践.....	33
2.2.1	美国的电力规划特点及启示.....	33
2.2.2	日本电力规划及启示.....	35
2.2.3	澳大利亚电力规划的特征及启示.....	36
2.2.4	新西兰电力规划的基本经验及启示.....	37
2.2.5	俄罗斯电力工业规划特点及启示.....	37
2.2.6	北欧四国带给我们的启示.....	38
2.3	国内电力规划研究成果.....	41
2.3.1	江苏省电力需求侧管理工作.....	41
2.3.2	湖南省电力需求侧管理工作.....	42
2.3.3	发电输电配电协调计划.....	45
2.3.4	电源可靠性与电力规划.....	51
2.3.5	中长期运营模拟与评估.....	53
3.	构建科学的电力规划体系.....	57
3.1	构建科学电力规划的必要性.....	57
3.1.1	电力市场化改革的需要.....	57
3.1.2	从全局性、客观性、全面性考虑全社会最佳、符合科学发展观,改变利益部门化的必要条件.....	58
3.1.3	与国际接轨,汲取国际上先进的规划方法的需要.....	59
3.2	构建科学电力规划的基础研究.....	60
3.2.1	新规划方法的原则.....	60

3.2.2	新规划中环境保护的研究成果要得以体现 .....	63
3.2.3	各行业用电的分析研究、需求侧管理成果的运用 .....	65
3.2.4	学术界对规划研究的其他成果得以反映 .....	66
3.3	中国电力的增长特性 .....	67
3.3.1	电力弹性 .....	67
3.3.2	电力单耗 .....	74
3.3.3	人均用电 .....	79
3.3.4	边际特征 .....	80
3.4	中国节能潜力与节能措施 .....	81
3.4.1	中国节能潜力 .....	82
3.4.2	中国节能措施 .....	85
3.5	中国节能对电力需求的影响 .....	90
3.5.1	全社会能耗与电耗的关系 .....	90
3.5.2	GDP 能耗与电耗的关系 .....	90
3.5.3	能耗与电耗相关性的实证分析 .....	91
3.6	我国中长期电力需求预测 .....	93
3.6.1	中国中长期经济发展预测 .....	93
3.6.2	中长期电力需求预测的相关参数估计 .....	96
3.6.3	电力需求预测结果 .....	98
4.	科学电力规划的可靠性准则 .....	100
4.1	可靠性准则的基本概念 .....	100
4.2	可靠性准则的基本方法 .....	102
4.3	可靠性水平与备用率的相关性分析 .....	106
4.3.1	EFOR 对可靠性的影响 .....	106
4.3.2	系统规模对可靠性的影响 .....	107
4.3.3	电源结构对可靠性的影响 .....	108
4.4	最优可靠性指标的计算 .....	108
4.5	对十五期间可靠性水平与备用容量的实证分析 .....	109
4.5.1	可靠性水平的影响因素分析 .....	109
4.5.2	对十五期间可靠性水平与备用容量的实证分析 .....	110
5.	主要结论和建议 .....	113

# 1 中国电力规划的现状和存在的问题

## 1.1 电力发展规划的一般概念

### 1.1.1 电力规划的概念

规划（plan）这个术语在辞海中的解释就是打算，一种对未来目标和达成这一目标的方法、手段进行的总体设计。具体包括：定义组织的目标，制定全局战略的实现这一目标。开发一个全面的分层规划体系的协调所涉及到的各分支机构的活动。在中国有关规划的概念中还有一个“计划”。通常的分类把较远期的叫作规划，较近期的叫做计划，而在实践中统统把一年内的称之为计划，超过一年的称为规划，3—5 年的是短期规划，10—15 年的叫中期规划，20 年以上的叫远期规划。在实践中也可以按规划的周期或规划的水平年来称呼，例如《电力工业 2020 年规划》就是以 2020 年为规划最终年份的规划。应用于整体组织的，为组织设立总体目标和寻求组织在环境中的地位的计划称为战略规划（strategic plan）。而规定总体目标如何实现的细节的计划称之为作业计划。

电力系统规划是预见电力系统中潜在的技术和经济问题，以及系统内的不充裕性，建议可能解决的发展方案（例如增加新设备和线路等）及投资的工作，在决策过程中要考虑技术、经济、社会和环境等许多因素，研究电力工业与其它各国民经济部门间的合理比例关系，电力工业内部发、输、变之间的比例关系，电力工业的发展速度、发展规模，电力工业布局，燃料动力平衡，电力工业科学技术进步，电力工业经济效果等重大问题，做出长远的科学的安排。

### 1.1.2 电力规划的分类

#### （1）电力规划的特点

电力规划与其他规划相比存在着显著的不同点。

第一，电力是一个产需随时平衡的产业。这使得电力规划必须进行电力平衡作业。电力供需的不平衡给社会带来的后果有时是十分严重的，而电力的需求又是 24 小时不断在变化的。为了满足这种特性，电力工业的产能必须大于需求，

超出的部分称作备用。备用小了对社会对经济不利，备用大了又会造成设备利用率下降造成全社会的浪费，因而电力规划可以说是备用选取的艺术成果。

第二，目标的多重性。现在可以看到一个合格的电力规划应当包括实现对社会、对政府、对个人的各种目标，例如产业增长，满足需求合理利润率，足够的市场份额，对命脉产业的控制制度，质量与安全，研发与技术进步，环境生产的保护，企业的社会责任，效率，风险以及全社会成本最低等。

第三，规划边界条件的不确定性。

由于电力规划同全社会、各种电力需求者、主要的供给条件（一次能源的生产供应、设备的供给、国土、水资源、环境空间等）有着紧密的关联度，它们当中的任何一个因素发生变化都会影响到电力规划的产出结果，而且事实上这些边界条件每年都在变动，因而电力规划必须滚动修订，而且滚动的周期相当短，根据近年来的经验，一般 1-2 年就需要滚动修订一次。

第四，规划的层次性。电力规划的层次性源于电网的层次性。电网是由各级地区的输电网、配电网构成的，电网安全性分层管理这是电力工业的自身的客观规律，已经纳入到各类规范规程，所以规划也要遵循分层分区的原则，但不管怎样分，电网规划必须是统一的。

## **(2) 电力规划按时间划分为长期规划、中期规划以及短期规划**

长期规划也叫远景规划，规划期一般为十五年以上至三十年。长远规划是战略性计划，在电力规划中占有特别重要的地位。它的主要任务是确定并解决电力工业发展中的重大问题，如确定电力工业发展的战略目标、战略重点，调整电力生产结构，合理开发和利用动力资源，实现电力生产的合理布局，确定电力科学技术的发展方向，采用重大的技术经济措施，预测用电增长的趋势及电力负荷的构成和分布规律等。

中期规划一般为十到十五年计划。我国过去基本不做十五年以上的规划，故一般将中期规划称为长远规划。中期规划也属于战略性计划，只是在确定战略目标等任务时，比长远规划略为具体一些，细致一些，明确一些，不确定因素也少一些。

短期规划是指五年计划，支持近期的系统发展需要。制定五年规划的基本依据是中长期规划，是中长期规划的继续和深入化、具体化。由于这种计划的期限

较短，不确定性因素较少，能见度较高，因而可比较准确的衡量计划期各种因素的变动及其影响，可以在人力、物力、财力等综合平衡的基础上将长期规划中提出的各项任务具体化，可以对形成中长期规划中的战略目标的措施作出具体的安排，使中长期计划的执行成为可能。

### **(3) 按电力生产的主要环节电力规划可划分为发电规划和电网规划**

发电规划也称电源开发规划。发电规划的目的，是根据规划预期的电力需要，在保证规定的供电可靠性条件下制定最经济的新增供电能力计划。发电规划的内容包括：负荷预测，电力电量平衡（包括确保规定的备用电量），确定经济合理的电源结构，确定各种形式的发电厂的建设地点和建设时间，调查和落实各电厂的运行条件、与系统的协调、以及燃料费用等的影响，选出最佳的电源结构和最佳的电源建设方案。

由于电能的生产与消费的同时性特点，要求电能的生产与消费之间保持等量平衡。电能从电厂送达用户，中间要经过送变配电各个环节，如果其中的某个环节发生障碍，就会破坏电能的生产与消费之间的平衡，整个电力系统的供电可靠性就将受到影响。因此，在做好发电规划的同时，也应做好送、变、配电设备的建设规划。没有经济合理的与电源发展规划相适应的电网建设规划，并付之实施，最佳的发电规划是不能实现的。编制电网规划主要考虑两个因素，即：需电多少及地点、电源大小及地点。同时还应了解需求月供电能力随时变化的规律，将两者经济可靠的结合起来。

## **1.1.3 电力规划的主要内容**

电力规划的任务是研究分析电力开发的战略性条件，探寻发展规律，提出电力企业远景发展的战略、目标和方针，对电源开发及网络发展做出决策。

电力规划是一个系统性工程，牵涉面广。电力发展规划应在有关设计规程、导则的指导下，在充分调查研究的基础上，根据社会经济发展规划，经过论证比较，形成多方案的电力系统发展规划。电力发展规划必须进行近、中、远期规划。主要内容包括：

(1) 分析现有电力系统概况。分析现有电力系统规模，电力市场构成、供需状况、电力系统的设备和运行状况、与周边地区电力系统的关系、系统存在的

问题等。分析电力工业现状并明确存在的问题，是电力规划的基本出发点。

(2) 电力需求预测。电力需求预测是电力规划最重要的组成部分，必须在分析研究电力需求发展、组成及负荷的特性，进行广泛的社会市场调查的基础上，总结分析电力市场发展的趋势及电力消耗的各项主要指标，分析政府提出的社会经济发展规划以及产业结构变化情况，找出与电力需求发展相关的因素和规律，从而得出电力需求预测各项指标。同时，必须预测所在系统的电力负荷特性，进行分区电力需求预测。电力需求预测必须有多方案的预测结果，以适应发展的不确定性。国民经济各部门及人民物质文化生活对电力电量的需求的不断增长是电力工业发展的基本推动力，也是电力工业发展的基本依据。因此，准确地预报用户对电力电量的需要量及其特性，是电力规划的基础工作。

(3) 电源规划。电源的种类、分布、特性及规划方案直接影响到电网规划方案、系统运行的可靠性、稳定性和经济性，是电力规划的重要组成部分。电源规划应根据电力需求预测结果，对规划的全区及分区进行电力电量平衡，在考虑满足电力需求、发展需求和系统安全、稳定、经济运行的前提下，根据自身能源状况进行电源规划。同时，根据相邻地区的资源状况，从资源优化配置的角度出发，论证区域间电力交换的可行性和数量，提高社会整体效益和企业的经济效益。电源规划必须进行多方案优化，以实现区域资源最大优化效益。

(4) 电网规划。电网是实现电力供应的重要环节，主要包括输电网和配电网，合理、强大的电网是发电、输电、用电顺利进行的根本保证，电网规划必须根据电源分布、负荷分布、区域间功率交换、设备制度供应、技术条件、建设条件、资金供应的因素来规划网络结构，在进行多网络结构方案技术、经济比较的基础上，提出经济、可行、满足需要的电网规划方案。电网规划必须进行配电网规划。

(5) 联网系统。考虑与周边系统联网的可能性和实施方案，通过不同地区负荷自然互补特性，降低系统整体备用容量，节约投资，以提高系统运行抗风险能力和整体效益。

(6) 大中型电厂发电机组的选择。应优先考虑安装大容量的机组。随着电网的扩大，系统用电结构和用电方式的变化，系统中峰谷差越来越大，因此，调峰问题越来越突出，在电力规划中也应注意调峰机组的安排。

(7) 制定节能规划。在电力规划中因地制宜地对现有中、低压机组地改造做出安排也是电力工业内部节能的一个主要方面。

(8) 一次能源和设备供应。电力生产需要大量一次能源，主要有煤炭、油、气、核原料等，根据电源结构及能源供应市场，对能源供应做出平衡、规划。同时，分析能源条件和交通运输条件，针对国内外电力设备供应状况、价格、资金市场，对设备供应做出评价。

(9) 环境评价。电力工业同样产生污染，必须对电力发展所造成的对环境的污染做出研究和评价，采取必要的措施，使之符合可持续发展战略政策。

(10) 资金筹措和经济效益评价。估算电力发展所必须投入的资金以及筹措途径、方式，提出规划期内的资金流；对电力发展做出比较详细的经济效益分析和评价，预测电价。

(11) 人力资源规划。人是社会发展的主体，电力系统的不断发展需要大量的管理、技术人才。根据电力规划方案，提出企业对各种人力资源的结构、需求和配置方案，应考虑人才储备和培训。

#### **1.1.4 电力规划的编制方法**

电力规划编制的主要原则：电力发展规划应遵循科学、客观、全面、合理、经济、可操作、满足社会经济发展和人民生活需要、与社会各行业协调发展、满足技术规程要求、有利于运行管理、适度超前的原则。电力发展规划必须进行近期、中期和远景规划，做到近细远粗、远近结合。近期规划是解决问题，远景规划是发展问题。

《编制原则》是在分析当前规划工作存在的问题和吸收借鉴国外先进经验的基础上，强调加强电力市场的调查分析和预测工作，为积极开拓电力市场服务；强调坚持全国、区域电力资源优化配置的原则；贯彻节能及重视环保的精神；强调坚持可持续发展战略；强调电力工业结构调整优化，强调坚持并不断完善“大家办电厂，国家管电网”的原则，加强项目资本金制度、采取合理融资模式为重点的投融资规划，强调加强规划期电价预测分析工作，强调加强规划的管理工作，强调加强综合评价等。

##### **(1) 电源开发规划的程序**

①资料的收集和论证。主要是厂址、发电能源及用户用电资料的收集（调查研究）和评价，并进行电力负荷预测。

②确定供电能力。根据用户用电需要及电力系统的备用要求，提出电力系统必须具备的供电能力（或发电能力）。

③电力电量平衡。电力电量平衡包括能源供需预测，电源结构论证，以及发电项目和主要输电项目的技术经济论证。

④提出各种可能的电源开发方案，根据规划地区内的动力资源条件及电厂厂址条件提出各种可能的电厂建设方案。

⑤资金与经济效益评估。对各种可能的电源开发方案进行经济性评价。这种评价包括投资估算，年经营费用计算，以及技术经济效果指标的计算，并对各方方案的经济性指标作对比分析。

⑥确定最佳电源开发规划。最佳的电源开发规划应该在满足用户用电需要，保证供电可靠性，与整个电力系统的配合，能源的使用及效率，对环境的适应，对电力系统开发的适应，及经济效果指标等方面均是最佳的或综合起来是比较好的。

传统的电网规划的依据有三个：一是规划期间的负荷增长及电源规划方案；二是作为技术依据的《安全稳定导则》和《电力系统技术导则》等；三是规划目标，即以电力建设和运行费用最小为目标。

## **(2) 电网规划编制程序**

①原始资料的收集和论证。主要工作为地区用电需求预测规划等，一般须具备以下一些基础资料和数据：

- a) 规划年度负荷预测资料。包括负荷总水平、分区及分变电所的电力电量预测数据，以及必要的负荷特性参数。
- b) 设计年度电源（现有和新增）情况，包括厂址位置、装机容量、单机容量和机组类型等。对水电厂，还应有不同水文年发电量、保证出力、受阻容量、重复容量、调节特性等。
- c) 现有电网（包括在建和已列入基建计划的线路和变电所）系统图和有关参数，包括电压等级、网络结线、线路长度、导线型号，变电所主变容量、型式、台数等。对于规划网络的发展情况，主要包括可能架设

新线路的路径、长度，变电所扩建和待建变电所所址资料，施工建设条件等。

②制定连接系统规划。根据电源和地区负荷分布及线路地址条件，制定电网规划时必须满足一定的技术标准。我国电网规划依据的技术标准主要是《电力系统安全稳定导则》和《电力系统技术导则》。这些技术标准是属于强制性标准。

③环境条件分析，包括：

- a) 确定供电薄弱环节。供电薄弱环节主要是指原有线路的送电能力或原有系统的设备容量不能满足供电地区的用电需要，或出于用户用电的增加及电源发电能力的增加，原有系统难以适应这种变化，必须对原有输电系统进行更新改造。
- b) 确定不经济的设备退出运行。原有系统中的某些设备尽管还可以满足供电的需要，但由于设备已经老化，或者由于效率太低、损失过大、运行费用太高，应该及时更换新设备。
- c) 确定因社会环境条件变化而必须改建或迁建的送变电项目。由于城市的建设规划、道路建设、公共设施的建设以及美化环境的要求，需要改变原有的电力系统中的某些元件的配置（包括线路定向和变电所布置），及对已经规划但未建设的系统设施重新做出安排。

④制定规划方案。提出的各种送变电规划方案既要能满足系统供电要求，又应力求技术上先进。

⑤技术经济评价，包括：

- a) 社会环境的适应性。分析方案是否满足社会环境方面提出的要求，并确定其满足的程度。
- b) 供电可靠性。分析各可行方案是否能满足规划地区的供电可靠性要求并满足的程度。
- c) 运行维护条件。各方案是否运行方便、灵活、便于调度。
- d) 供电质量。

分析各方案的投资和经营费用情况，并对各方案的经济效果指标进行计算、分析和比较。在综合分析和比较的基础上选出最佳的送变电规划方案。使电力建设和运行费用最小是规划要达到的目标。在实际规划时通过多个方案的技术经济

比较，选择技术经济综合性能最好的方案。

### (3) 电网规划方法：

电网规划方法一般可分为常规法和优化法两种。在实际工程中以常规方法为主，优化法仅作为辅助性手段。电网规划的常规方法是项目比较法，包括方案形成、技术性能检验和方案比较三个步骤：

#### ① 方案形成

方案形成阶段的任务是根据负荷水平、电源分布和输电容量及输电距离，拟定几个可比的网络方案。

#### ② 技术性能检验

根据《电力系统安全稳定导则》和《电力系统技术导则》，对已形成的方案进行技术性能校验。其中包括系统潮流计算、调相调压计算、系统稳定、短路电流、工频过电压、潜供电流计算等。通过技术性能校验，将不能满足要求或性能明显差于其他方案的候选方案剔除。

#### ③ 方案比较

电力规划技术经济分析常用方法如下：

电力规划技术经济分析常用方法：

##### a) 修正年限法：

$$T = \frac{\Delta Z}{\Delta U} = \frac{Z_1 - Z_2}{U_2 - U_1}$$

式中：T—修正年限

$Z_1$ ， $U_1$ —方案 1 的投资和年运行费

$Z_2$ ， $U_2$ —方案 2 的投资和年运行费

缺点是：没有考虑时间因素对资金使用的影响，比较适于两方案比较。

##### b) 年计算费用法：

$$C_i = U_i + \alpha_b Z_i$$

式中： $C_i$ —方案 i 的年计算费用

$U_i$ ， $Z_i$ —方案 i 的年运行费和投资

$\alpha_b$  - 标准投资效果参数, 正常为  $T_b$  的倒数

c) 引入时间因素的投资及收入比较法

$$\text{终值: } A_F^i = A_i(1+r)^{i-1} \quad (i=1-t)$$

$A_F^i$  - 项目开始经济活动第  $i$  年的资金支出或收入, 折算到最终一年的价值量

$t$  - 建设期+服务经济期年限

$A_i$  - 项目开始经济活动第  $i$  年发生的资金支出或收入

$r$  - 资金增益率 (或折算率)

$$\text{现值: } A_p^i = \frac{A^i}{(1+r)^{i-1}} \quad \text{式中 } \frac{1}{(1+r)^{i-1}} \text{ 称为贴现系数}$$

$A_p^i$  - 第  $i$  年资金支出或收入折现到第一年的价值量

$A_i$  - 第  $i$  年资金支出或收入

d) 年费用最小法

NF- 年费用 (平均分布在项目经济服务期各年)

Z- 折算到该项目完工的那一年的投资

$$Z = Z_t(1+r)^{m-t} \quad (m \text{ 为施工年份})$$

U- 折算年运行费

$$U = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \left[ \sum_{t=t'}^m U_t (1+r)^{m-t} + \sum_{i=m+1}^{m+n} U_t \frac{1}{(1+r)^{t-m}} \right]$$

$m$  为施工年限

$n$  为经济服务年限

$t'$  为部分投产年份

e) 内部回收率法

$$\sum_{t=t'}^{m+n} \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{m+n} \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0$$

$m$  为施工年数  $n$  为经济使用年限

$t'$  为工程部分投产年份  $t$  从开始计算的年份

$B_t$  为各年份的收入  $C_t$  计算年限投资的年运行费

通过方案的技术经济比较, 选择出综合性能最佳的方案。

## 1.2 中国电力规划的法规、规章

在中国, 电力发展规划方法分为国家规划和企业规划, 编制国家计划是政府部门的职责, 因而必须依照政府的规定进行。

## 1.2.1 2002 年以前的规划管理

在中国，经济和社会发展规划是由国家发改委（计委）负责的，从规划体系的结构来说形成了全国的规划纲要——专项规划和地区规划这样的双线体系。电力规划属于专项规划，是整个规划体系的主要组成部分。但是在国家计委系统并未形成规范的电力规划的规章，因而产业部门出台的有关规章成了编制产业发展规划的基础性文件。

电力规划的制订首先要以《电力法》为基础。

另外原电力工业部关于电力发展规划的编制曾下发了一系列文件。

以下为相关规划文件：

- (1)关于颁发《电力发展规划编制原则》的通知（电计[1997]730 号）；
- (2)印发《关于加强电网规划计划管理的若干意见》的通知（电计[1997]464 号）；
- (3)关于调整电力结构、优化滚动修订“九五”后3年计划的通知（电计[1998]15 号）；
- (4)转发国家计委“关于开展全国天然气利用规划编制工作有关具体事宜的通知”的通知（计规划[1998]88 号）；
- (5)关于编制电力公司七年电力发展规划纲要的通知（办计[1998]78 号）以及关于编制电力公司“七年电力发展规划”纲要的补充通知（计规划[1999]3 号）；
- (6)关于开展全国电力系统联网规划研究工作的通知（国电计[1998]111 号）
- (7)关于抓紧做好城市电网规划工作的通知（计电网[1998]28 号）；

## 1.2.2 进行市场化改革规划工作的变化

2002年2月国务院颁发文件，对电力工业体制实施改革。这次改革重组了我国电力工业，中央层面形成了直属国资委的五个跨地区的发电集团、两个电网公司、四个辅业公司，加上以前已形成的神华、三峡、国投、地投，两个从事核电开发的集团，中国电力产业形成群雄并踞的格局。

因为电力规划是一项非常复杂的系统工程，其复杂性突出地表现在其具有规

模大、不确定和不精细因素多、涉及部门和专业领域广的特点。电力规划工作不仅需要大量有关社会经济发展的历史数据及其分析,还需对电力供需现状进行深入的调查,同时亦要对社会经济发展有比较全面的认识和准确的把握。在市场经济条件下进行电力规划与计划经济体制下的思路和方法有明显的差异。市场经济条件下的电力企业,以追求企业经济效益最大化为目标,充分考虑投资回报,特别是电力体制改革后,随着厂网分开,电源规划和电网规划协调统一显得尤为重要。因此充分发挥市场对资源配置的基础性作用,确保电源、电网、地方经济的协调性、安全性以及水电、火电、核电和新能源结构的科学性和合理性等,对电力规划提出了新的要求,迫切需要电力规划者拓宽规划思路,进行规划设计思想观念的变革。

电力规划编制的总体指导思想是:微观层面上,充分信任市场配置资源的基础作用,通过电价改革,尊重每个市场主体理性决策的权利,让市场的归于市场。宏观层面上,则应着眼于长远,充分了解我国资源禀赋及国民经济可持续发展对电力的需求,从一时的供需波动中有所超脱,即“让市场的归于市场”,“让规划的回到规划”。

市场经济条件下电力规划编制的总体原则应是在国发 5 号文件的原则规定下,加强市场经济条件下的规划工作,具体如下:

#### (1) 进一步明确规划目标

电力工业发展的目标是实现以最经济的方式向用户提供数量充足、安全可靠、质量合格、价格合理的电力商品和服务,满足国民经济发展和人民生活水平日益提高的需要。电力发展规划的目标在更大范围内进行资源优化配置,从长期、全局和战略高度对市场需求、电源供应、电网结构、投资结构、环境保护等进行优化,为实现电力工业的可持续发展,实现电力工业发展的目标做好基础工作。无论是市场经济还是计划经济,规划工作的目标应是相同的。发生变化的只是规划工作的作用、体制、方法等。

#### (2) 正确理解规划作用的变化

在计划经济时期,规划的作用无疑是至高无上的,是指令性的,政府及有关电力部门等严格按照上级制定的规划建设电源与电网,下级没有必要或者说没有动力去考虑市场需求等因素的变化。市场经济条件下规划的作用显然不再可能是

指令性的，这不符合建立市场经济的目的，也不符合市场经济运行的基本原则。首先，市场经济是以需求为导向的经济，电源、电网建设必然要通过电价这一杠杆的调节，市场经济要求市场的参与者是具有自主经营、自负盈亏、自我约束、自我发展的法人实体，电力建设项目的决策也必然将是分散的，市场投资者必须能自主决定是否建设、何时、何地建设及建设何项目，市场经济条件下的规划只能是更大范围资源优化配置的基础，市场投资者自主在规划范围内进行选择，政府只能通过制定法律和政策，引导投资者按规划方案实施。

### (3) 及时调整规划工作的管理和工作体制

计划经济条件下规划工作的地位和作用决定了规划工作的管理与工作体制是自上而下的，1997年12月31日颁布的《电力发展规划编制原则》针对当时的情况，曾做出一些规定，但难以适应今天的现实。我国正逐步推进电力体制的市场化改革，逐步取消各级电力行业主管部门，如电力工业部，各省的电力局等。电力工业部和各省电力局的行业管理职责（包括规划）已经、正在或即将移交给有关部门。但全国及各电网电力发展规划工作所对应的是巨大的工作量、巨大的人力与物力投入和巨大的责任，这些是否能十分顺利和完整的移交呢？“十五”的电力规划显然难以象“九五”和“九五”以前那样，由计委、电力工业部和各网省电力工业局制定的规划做目标，由电力工业部和各网省电力局组织并作为主体参与实施。电力体制市场化改革的当前目标之一仍是政企分开、厂网分开。各级电力公司显然不可能再作为电源投资的主体参与电源建设，同时也没有了作为电力发展规划实施责任方的相应责任。因此，及时调整规划工作的管理与工作体制，明确规划工作的责任主体，适应今天的现实，并符合市场化改革的发展方向是一项非常紧迫的任务。

根据市场经济条件下规划工作的地位和作用及我国电力工业的特点，推进西电东送、南北互供、全国联网，实现更大范围内的资源优化配置是一项长期、艰巨和复杂的工作，因此建议：

a) 在国家层面上建立规划领导机构是十分必要的。其主要职责就是负责组织有关机构定期编制、颁布全国电力发展规划，“抓大放小”，在总体上把握电力工业走更大范围资源优化配置和可持续发展的道路，而不管具体的项目决策，为电力投资者提供规划指导，为有关部门制定政策提供建议。

b) 规划编制工作的规范化和制度化至关重要。建议五年规划每年修订1次，每年的年中（如6月1日）定期颁布，中期规划每3年修订1次，长期规划每5年修订1次，有重大变化及时修改、调整。要组织相关机构对《电力中长期发展规划》进行“滚动调整”。“滚动调整”即根据电力供需形势和国家整体需要进行的调整。这样才可能为市场投资者提供公开、及时的指导，为其自主决策提供基础。

c) 国家层面的规划领导机构要有适当的人力和足够的经费来组织有关机构开展规划的编制工作，根据规划工作的内容不同，有关机构可以是任何电网公司、电源公司、中介机构等，也可以是上述公司的组合。在目前阶段建议充分发挥国家电力公司系统的综合资源优势（人、财、管理、经验等）。

d) 制定科学合理的政策引导规划的实施。市场经济条件下规划的实施显然无法采取计划经济的办法，因此，制定科学合理的政策引导投资者按规划方案实施非常重要。不能指望外国投资者从“讲政治”的高度投资西部大开发项目，也不应要求国有企业不讲企业投资效益而投资某一个项目，政府有关部门只能以科学合理的规划为基础，制定有利于规划实施的科学合理的政策来推动规划的实施，使国家企业双方得益。在计划经济时期曾规定，当“项目的国民经济评价的结果与财务评价的结果矛盾时，要以国民经济评价的结果决定项目”，在市场经济条件下，这句话应改为，当“项目的国民经济评价的结果与财务评价的结果矛盾时，要调整现行的财务政策使财务评价的结果与国民经济评价的结果一致，甚至好于国民经济评价的结果”。使投资者愿意投资有利于更大范围内资源优化配置的项目。

## 1.3 中国电力规划的实践

### 1.3.1 中国实行五年计划的规划体制

建国以来共实行了十个五年计划，从2006年起正在实施第十一个五年计划。

从我国国民经济的发展历程看，电力规划工作经历了四个阶段。

第一阶段包括三年恢复和“一五”计划时期，这阶段我国经济建设全面学习苏联，实行计划经济体制。在苏联专家的帮助和指导下，开始编制五年电力计划。电力工业“一五”计划执行良好，超额完成了各项计划指标。

第二阶段是在动荡中度过的。自“二五”计划起，我国开始探索自己的发展道路。但由于1958年“大跃进”浪潮席卷全国，1966年又开始了史无前例的文化大革命，这期间电力工业受到重大冲击，电力计划工作受到严重干扰，在动荡中支撑着，但由于“一五”、“二五”期间投产的建设项目相继发挥作用，用电急剧增长。从1958年到1970年，发电量年平均增长达到14.8%，但仍不能适应国民经济增长的需要。从1970年开始，各电网出现不同程度的缺电局面，严重时高达15%左右。这期间每年编制电力计划都希望能尽快改变这种状态。

第三阶段实行改革开放，从计划经济逐步转入社会主义市场经济。电力工业贯彻改革开放方针，1980年首先开展集资办电，突破了独家办电模式，拓宽了资金渠道，加快了电力发展速度。同时，九十年代开始国家实施产业结构调整，国民经济稳步增长，相应用电量的增长减缓，加上发电能力增长迅速，使得从1995年开始电力供需矛盾出现缓解，逐步实现不再拉闸限电。“九五”时期是电力工业重要的发展阶段，到2000年全国总装机容量突破3亿kW，从而成功地解决了长期以来的电力紧缺局面，基本实现电力供求平衡，电力工业开始由卖方市场转入买方市场。

第四阶段是2002年2月国务院批准了电力体制改革方案，明确了电力体制改革的总体目标和厂网分开、重组国有电力资产，组建电网、发电公司，以及竞价上网、实行电价新机制的基本原则。在刚刚过去的“十五”期间，我国电力工业发展迅速，基本满足了国民经济和社会发展对电力工业的需求。我国发电装机容量和年发电量已位居世界第二位，电力装备水平有了很大提高，大容量、高参数、高效率的大机组快速增长，电网的覆盖面和现代化程度不断提高，我国电力工业已经进入大机组、大电网、西电东送、全国联网的新的发展阶段。电力工业正向高效、环保、安全、经济的更高目标迈进。“十五”期间电力工业的快速发展使电力供应能力保持了较高水平，基本适应了国民经济增长的需求。中国电力产业的五年计划在十五期间发生了较大变化，即从五年计划变为五年规划。规划更加体现其全面性、客观性、前瞻性、政策性。面对“十一五”时期，电力产业应该进行更加科学的电力规划。科学的电力规划体系应由政府部门主导并决策，企业和中介机构广泛参与，并切实发挥专家的作用。衡量电力规划体系科学与否，要看其是否具有全局性、权威性、前瞻性和包容性。电力行业规划应实现动态管

理，五年规划应每年修订一次，中期规划应3年修订一次，长期规划应5年修订一次，这样才能保证规划成果的有效性。

### 1.3.2 电力发展规划所要解决的主要问题

#### (1) 产业结构调整问题

产业结构存在的主要问题是单位机组容量虽有所上升，但总体仍然偏小；洁净发电的比例有待进一步提高；技术经济指标仍需改善；电源电网间的比例关系不协调。要靠产业政策限制新的小火电机组建设，并用政策引导或迫使现役小机组关闭。采取措施鼓励超临界、超超临界机组的研发和推广。电力工业在保持超前发展的同时，还必须实施电力产业结构调整。坚持发展中调整结构，结构调整中保持较快发展。为此，应做好以下几点：

- ①大力进行电源结构调整，提高效率和效益；
- ②实行电网和电源协调发展，解决长期形成的电网薄弱问题；
- ③加大技术结构调整力度，提高电力工业技术装备水平和科技含量。

#### (2) 电力投融资问题

电力工业投融资工作中，政府的职能定位有待进一步规范；电力工业投资风险的约束机制不健全，各大发电集团，尤其是大电网公司的资本金缺口较大；输配电价不到位，电网企业资产负债率高，融资能力严重不足；缺少鼓励新能源与可再生能源的投融资政策，激励措施乏力；节能投资渠道少，电力用户需求侧管理资金来源不明确，没有形成稳定的投融资机制。

#### (3) 可再生能源问题

首先是小水电的发展。我国5万千瓦以下的小水电资源量为1.25亿千瓦，遍及全国30个省(市、自治区)的1600多个县市，资金、电价、土地(主要指有些地方违法占用农民土地)、市场等问题突出，企业负担沉重，难以滚动发展。

其次是风电的发展。我国对可再生能源的技术研发投入太少，致使风电发展缓慢，产业化、商品化程度非常低，风电产生的电能在时序上与需求的匹配性较差，风电的供应成本还不具备与常规能源产品竞争的能力。

#### (4) 电价改革问题

建议尽快建立正常的价格管理体制，明确上网电价体系的设计，并使输配电

价尽快到位。销售电价要在上网电价、输配电价改革的基础上及时改革和调整，要研究煤、电联动机制，建立电价调节基金。电网的输配电价确定之后，电网公司销售电价中不得加价及收取任何电价以外的费用。

#### **(5) 环保与资源节约问题**

建议以政府为责任主体积极推进电力需求侧管理，制定科学的产业政策，通过规划和产业政策实现资源的优化配置；加大电力产业结构调整力度，加大对电源、电网、需求侧技术改造，提高电力能源利用效率；根据《清洁生产促进法》的要求，研究制定电力清洁生产指标评价体系及实施办法、电力清洁生产审计指南等，逐步建立和完善电力行业资源节约、清洁生产指标和标准体系，以及相关的信息统计、分析及发布制度。

#### **(6) 电力工业节能问题**

电力部门节能主要是降低发电煤耗、厂用电和线损率，提高用电效率。因此，新建燃煤发电厂要尽量采用超临界和超超临界机组，要将传统的计划用电、节约用电转变为电力需求侧管理。

#### **(7) 煤电运平衡问题**

我国电煤供应受运输、储存条件和电价政策的制约，实现煤、电、运平衡的基本条件还很不完善。当前煤炭需求激增，局部资源紧张，导致一些地方停机和煤质下降，也给铁路运输带来压力；电煤价格上涨过快，计划合同受到冲击，流通环节加价过高等问题，对煤、电、运的平衡造成负面影响。

#### **(8) 农村电力改革与发展问题**

随着各省、市、区国有资产监管机构的成立，一些地方的农电部门由国资委管理，带来农电管理格局的变化。随之出现一些新问题，如在用电量小的欠发达地区，电网企业的财务负担加重、还贷压力增大；“两改一同价”后，农村电价缺乏合理的形成机制，给电力企业造成经营管理上的新矛盾。

### **1.3.3 电力发展规划实施的结果**

回顾电力工业改革发展历程，电力规划作为电力系统的龙头，对电力工业发展起到导向或蓝图作用，功不可没，不可忽视。

在包括三年恢复时期和“一五”计划时期的第一阶段，在计划经济体制下，

我国全面学习苏联编制了第一个五年电力计划。电力工业“一五”计划执行良好，超额完成了各项计划指标。新中国的电力工业基本建立起来。

第二阶段里，从“二五”计划起，由于受到大跃进、三年自然灾害，特别是文化大革命的影响，电力工业受到重大冲击，电力计划工作受到严重干扰，这期间每年编制的电力计划都希望能尽快改变全国各电网出现不同程度的缺电局面。

第三阶段改革开放近 20 多年来，特别是在最近 10 年多时间里，在坚定切实贯彻了改革精神的电力计划的指导下，中国电力工业得到全面的快速发展。我国连续跃过法国、英国、加拿大、德国、俄国、日本，从 1996 年开始就稳居世界第二，基本上扭转了长期困扰我国经济发展和人民生活需要的电力严重短缺局面。电力行业已实现电力供需基本平衡并略有裕量，在电力工业发展的水平上也有了全面的提高。特别在电力结构上，不断调整优化，技术装备水平不断提高，使中国电力工业进入了大机组、大电厂、大电网、超高压、自动化、信息化，水电、火电、核电、新能源发电全面发展的新时期。电网建设极大加强，电力调度水平不断提高，西电东送、南北互供、全国联网的格局已基本形成。科技水平得到提高，电力环境保护得以加强，使中国电力工业的科技水平与世界先进水平日渐接近。环境排放控制、生态保护日益加强，使电力发展的经济效益、社会效益与环境效益渐趋统一。电力管理水平和服务水平不断得到提高，电力发展的战略规划管理、生产运行管理、电力市场营销管理以及电力企业信息管理水平、优质服务水平等普遍得到提高。进一步扩大了对外开放，积极实施国际化战略，在利用外资、引进设备、引进技术、实施走出去战略都取得了巨大的成就。此外还不断提高了电力职工队伍素质，积极扩大了多种经营，不断深化电力企业改革，推动企业重组改造，加强了法制建设，走上了法制化管理的轨道，以及不断加强电力企业的精神文明建设和企业文化建设。

第四阶段 2002 年 2 月国务院批准了电力体制改革方案，明确了电力体制改革的总体目标和厂网分开、重组国有电力资产，组建电网、发电公司，以及竞价上网、实行电价新机制的基本原则。中国电力产业的五年计划在“十五”期间发生了较大变化，即从五年计划变为五年规划。“十五”期间电力工业的快速发展使电力供应能力保持了较高水平，基本满足了国民经济和社会发展对电力工业的需求。我国发电装机容量从 1949 年仅有 185 万千瓦发展到 2005 年为 5 亿千瓦，

我国发电装机容量和年发电量已位居世界第二位。电力装备水平亦有了很大提高,大容量、高参数、高效率的大机组快速增长,电网的覆盖面和现代化程度不断提高,我国电力工业已经进入大机组、大电网、西电东送、全国联网的新的发展阶段。电力工业正向高效、环保、安全、经济的更高目标迈进。

在“十五”期间从五年计划变为五年规划其作用主要表现在以下几方面:

#### (1) 电力规划坚持能源发展以电力为中心

电力规划必须坚持能源发展以电力为中心的基本原则,充分发挥市场在资源优化配置中的基础作用,优化电源结构,使电源、电网规划布局日趋科学合理。按照社会主义市场经济体制要求和电力市场化改革需要,我们首先研究提出新形势下电力规划编制原则,即以市场为导向,以发展为主题,以结构调整为主线,以产业升级为目标,最大范围优化配置资源。

#### (2) 电力规划以市场需求为起点和归宿

深入研究经济社会发展与电力发展的相互关系,建立健全市场需求分析理论队伍,研究市场经济条件下电力市场分析预测管理办法,规范市场需求预测的内容深度、要求和预测方法,制定建立电力市场预测数据库和定期报告及交流制度,进行年度市场预测和5年市场需求滚动预测。

#### (3) 电力规划将市场机制和政府调控有机结合

电力规划坚持市场机制和政府调控有机结合,坚持区域协调发展,抓住我国西部大开发的机遇,大力推进西电东送。遵照国家西部大开发战略,我们及时编制了西电东送规划和西气东输天然气发电规划。提出西电东送首先要充分利用现有西电东送输电能力,把西电东送作为东部市场的一部分,统筹规划,分步实施,并对北、中、南部西电东送三大通道和南北互联进行具体规划布局。

#### (4) 立足资源优化配置,作好三级电网规划

在电力资源配置过程中,严把市场关、效益关和项目审批关,为解决省级缺电,既充分发挥省内资源优势,又打破省间壁垒,实行区域统筹规划,统一安排电力项目,促进资源在区域内或全国范围内优化配置。

回顾历史,面对“十一五”的新形势,我们既要看到电力规划的成绩,更要看到电力规划的不足,要进一步处理和解决好电力规划深层次的问题。

## 1.4 中国现行电力规划存在的问题

### 1.4.1 电力规划视角过于狭窄

电力是一个与经济和社会发展关联度极强的产业，各个行业都离不开电。电力与社会须臾不可分，电力应用的程度已成为社会进步的一个重要指标。同时，电力也受许多因素的制约。由于电力工业复杂的社会性，对电力行业的规划还未能全面综合的考虑与环境保护、土地资源、设备和一次能源供应、资金筹措、人力资源管理等的密切联系。

电力规划还应拓宽视角，具体来说应考虑如下内容：

#### (1) 环境生态的交互影响

在环境生态影响方面，目前，我国对能源资源、社会环境的研究不够。科技创新能力不强，技术经济水平仍然偏低，电力环保问题日益突出。电厂的建设和运行增加了废气、废水、灰渣的排放，产生噪音（火电），对环境造成一定的污染，也可能造成居民的迁移（水电、核电），这些问题需要通过电力规划进行统筹考虑，在遵循可持续发展战略的基础上，发展电力工业。

在环境影响评价体系中未广泛建立应用电力规划环境影响评价模型，来保证在电力发展规划工作中贯彻落实可持续发展战略，体现在不能很好地量化节能、节水、节地以及节约其他各种资源和尽量减少污染物排放量这两个方面。在战略环境评价中，结合我国国情和地区特点，战略环境评价工作具有复杂性、广泛性和多层次性，使得目前的指标体系显得还不够完善，特别是缺少反映环境与社会、经济相互影响后果的综合性指标体系。建立指标体系也就是选择评价因子，确定具体的评价内容。指标体系的不完善必然导致战略环境评价内容的不全面，使评价结果显得空洞而没有说服力，最终阻碍战略环境的实施效果。

#### (2) 电力的安全与社会稳定、其他产业安全密不可分

目前中国整个电力系统的供电可靠率不断提高，但是在电力市场化的环境下，部分电力企业还存在因利益驱动出现不遵守可靠性的准则和标准的行为，增加事故隐患。因此，市场需要制订强制的可靠性准入规则，引导电力企业继续保持供电可靠性的投资，确保电力系统的供电可靠性保持较高的水平。煤炭、石油、交通运输业对电力行业安全可靠运行产生联动影响。社会经济的发展对电力供需

产生了交互影响。

### (3) 电力与其他能源的替代关系

中国的电力消费比美国要多消耗五分之一的能源。中国的电力规划正致力于整治能源浪费的现象，但由于在今后的电力工业生产中仍将大量消耗煤炭，这增加了治理的难度。中国能源利用效率还处于低水平，提高效率任务很重。水电和核电仍具有很大开发潜力，以风能、太阳能等新能源作为替代能源，潜力巨大，亟待发展。

### (4) 电力与投资、消费、GDP、工业增加值等客观指标间的关系

进入新世纪不久，我国能源消费增长速度高于 GDP 增长速度，出现了电力、煤炭、石油等能源供应的紧张状况。投资、消费、GDP 实际指标增长可能超过规划指标，电力规划应考虑这一现实。

在电源投资方面存在的问题有：

第一，重项目轻规划现象仍很突出。

第二，项目投资决策与市场变化脱节，先定项目后定市场的现象普遍存在。

第三，不讲投资效益。只管借钱，不管还钱，只管上项目，不管竞价上网中能否有竞争力，项目可行性研究报告中对效益分析和防范风险及采取的措施太粗太简单。

第四，资金平衡太粗。

第五，资金优化不够。

第六，资源控制工程造价不到位，公司运营不规范。

第七，电力规划未与投资决策紧密挂钩。有关发电厂的审批程序未在任何正式文件中进行说明。审批过程是一种不固定的过程，随情况而变。当电力严重短缺时，很多项目会被迅速批准。一些项目甚至在获得审批之前便已开始动工。

第八，电力工业投资风险的约束机制不健全，各大发电集团，尤其是大电网公司的资本金缺口较大；输配电价不到位，电网企业资产负债率高，融资能力严重不足；缺少鼓励新能源与可再生能源的投融资政策，激励措施乏力；节能投资渠道少，电力用户需求侧管理资金来源不明确，没有形成稳定的投融资机制。

第九，未能足够重视宏观经济指标预测分析。宏观经济预测的主要任务是，根据规划区域经济发展的历史和现状以及政府经济发展计划，利用市场经济理

论、结合我国的实际国情，对社会发展和宏观经济数据指标进行分析，如人口、国民核算体系、投入产出表、行业主要经济指标等有关数据，应用宏观经济预测模型对规划区域的社会和经济发展进行预测，揭示规划区域未来经济发展的各种可能的情景，为了解未来电力需求情况和科学合理地进行电力规划提供外部环境分析资料。

#### **(5) 全社会的用能、用电结构及单位消耗对电力的影响**

把需求侧管理(DSM)技术引入能源规划中,即把在需求侧减少电能消耗量和降低高峰电力负荷需求量,视为一种“新的资源”参与电力规划统筹研究。需要综合调整居民用电方式、结构和电价制度,必须更新观念,树立以效率和效益为基础的用电管理新思维,在法制化管理、政策性鼓励、商业化运营、指导性服务等方面,向有利于 DSM 的实施环境方向发展。

#### **(6) 电力规划没有考虑其他社会目标,忽略了与社会全面进步相联系**

输电线路的建设占用了大量的土地,与城市的发展存在着矛盾,需要彼此协调,将电力规划列入城市发展规划中;电力系统的运行可能生产一定数量的电磁波、谐波等,对家用电器或电子产品产生一些不良的影响;另外电力的建设和运行需要大量的资金、设备和一次能源供应、人力资源等,需要与整个社会协调发展。

中国电力规划应充分考虑其他社会与国家目标,如:实现资源多样化,降低供应与价格风险,推动特定地区的经济发展,加强国家安全,降低医疗费用,减少煤矿伤亡事故,节约用水及降低水污染控制成本。这些目标在由政府审批的能源规划项目或目标中得以体现,但是没有清晰的科学依据证明所选择的项目可以通过最低成本实现目标,或者这些项目已经纳入了电力部门的规划过程。

#### **(7) 电网发展与分散电源发展的取向影响**

在电力产业内部,电源投资增长速度与电网投资增长还不协调。“九五”期间,电网投资的年平均增长速度达到 9.6%,而同期电源的投资仅增长 0.2%。这使电网的投资比重迅速从 33%提高到 40%,2002 年更是提高到占电源投资的 77%。但随着电力短缺局面日益严重,电源投资呈现快速增长态势,在此情况下,如果不作好电网规划,增加电网投资力度,那么可能出现有电送不出的尴尬局面。从电源结构看,目前的投资中火力发电比重偏大,占总量的 74%。而水电、核电等

清洁能源的投资力度过小，水电占 24.5%，核电、风电只占到 1.6%。

电网与电源发展不协调的矛盾十分突出表现在以下几个问题：一是现有 500 kV 跨区同步互联电网联系薄弱，输电能力严重不足，大电网的优越性难以发挥；二是区域电网之间水火互济和跨流域补偿能力明显不足；三是现有电网难以满足远距离、大容量输电的需要。由于现有 500 kV 电网输电及支撑能力不强，西部、北部的电力难以输送到负荷密集的中、东部地区，造成中、东部地区不得不大量建设煤电项目，加剧了煤炭供应和交通运输紧张局面，降低了能源配置效率。

### 1.4.2 结构、消耗、环境的调整力度不大，效果不明显

电力工业内部结构性矛盾突出。主要表现在：一是电网建设滞后于电源建设，电网结构，特别是城乡电网薄弱，电能耗损大，农村电价高；二是电源结构不合理，表现在水电开发力度不够，特别是调节性能好的水电站比例小，小机组比例过大，核电、优质能源发电和新能源发电比例太小；三是电网峰谷差增大，调峰能力不足。因此，我国电力今后结构调整的任务十分繁重。

我国现行的电力部门规划过程并没有完全将需求侧的能效方案认定为增加供应的替代方案。我国与国际上所进行的很多相关研究都表明我国具有很大的能效潜力，尽管一些需求侧的方案已经获得投资并得以实施，但是对这些方案的重视程度却不及供应侧方案（尽管这种局面有望在“十一五”期间有所改观）。供应侧和需求侧方案分别处于不同的部门或机构的监管之下。因此方案缺乏协调性与一致性。研究显示，江苏省建设首个 30 万千瓦能效电厂所用的时间将少于建设相同规模常规发电厂的时间，具有无污染排放及无耗水量的特点，其平均成本约为 15 分 / 千瓦时，不足常规发电厂成本的一半。但是现实情况是那些成本高且污染性强的项目很容易获得批准，而这种规模大、成本低且无污染的项目却面临层层阻碍。显然，这种做法不符合科学能源规划的精神。现行的规划方法根本忽略了对能效电厂以及能效在以最低成本满足我国能源需求中所起的作用。

同时，我国现行的规划过程没有充分考虑环境成本。我国在解决环境问题上已经付出了巨大努力。尽管环境法规更加严格，污染处罚力度更大，执法效率更高，但是仍有许多方面尚待提高。我国的环境问题依旧十分严重，甚至有恶化趋势。能源消耗量的快速增长已经导致我国距离其环境目标越来越远。第十个五年

计划曾提出在 2005 年使二氧化硫排放量比 2000 年低 10%，然而实际情况是，2005 年二氧化硫排放量比 2000 年高出了 27%。电力行业属高架源排放，排放的二氧化硫和氮氧化物在大气扩散过程中与其他化学物质形成硫酸和硝酸物质。经过不完全核算，2004 年电力行业造成的大气污染经济损失约为 663.3 亿元，其中，电力行业排放烟尘造成的经济损失约为 345.4 亿元，排放 SO<sub>2</sub> 造成的经济损失约为 317.9 亿元。从各地区电力行业的大气污染经济损失来看，东部地区电力行业造成的大气污染经济损失最大，达 400.8 亿元，占总电力行业大气污染经济损失的 60.5%，中部次之，电力行业造成的大气污染经济损失为 164.0 亿元，占 24.7%，西南、西北地区电力行业造成的大气污染经济损失仅分别占总损失的 11.2% 和 3.6%。造成东部地区电力行业大气污染经济损失大的主要原因有两个：第一，东部地区 GDP 高于中西部地区。第二，东部地区人口基数和密度都高于中西部地区。因此，虽然东部地区的大气环境质量略好于中西部地区，但是由于东部地区的经济和人口总量大，大气污染对东部地区造成的经济损失仍远远高于中西部地区。

在现实世界中，能源决策与环境结果是密不可分的。然而在我国，能源与环境问题的决策和政策之间似乎没有什么关联。我国已经进行了很多能源研究，其中包括不同能源选择对环境的影响，但是环境因素却从来没有成为能源决策的制约条件。这些研究都预测了我国惊人的污染排放量已经远远超过了可持续发展所能够承受的程度。但这些研究成果以及国家的环境目标似乎与政府日常做出的有关电厂投资决定及项目审批过程毫无关联。

### 1.4.3 经济效益长期徘徊于较低的水平

经济效益分为投资效益和运营效益。

目前电力项目投资决策与市场变化脱节，先定项目后定市场的现象普遍存在。不讲投资效益，只管借钱，不管还钱，只管上项目，不管竞价上网中是否有竞争力的现象，项目可研报告中对效益分析和防范风险及采取的措施太粗太简单。资金平衡太粗，资金优化不够，资源控制工程造价不到位，公司运营不规范。

经过对电力体制改革前后技术效率和经济效率的考察，我们发现，电力行业的各项技术指标有了较好的改善，呈现出提高的趋势，但经济效率指标改善不明

显。可进行前后比较的 34 家电力上市公司 2004 年的数据与 2002 年的数据进行配对秩和检验，净资产收益率指标显示与 2002 年相比，2004 年电力上市公司的净资产收益率所表示的经济效率没有显著差异。业务利润率指标显示与 2002 年相比，2004 年电力上市公司的主营业务利润率所表示的经济效率具有显著差异，绩效显著恶化。

## 1.4.4 地方电力规划中存在的问题

### (1) 电源规划未考虑全局利益

由于近年来小水电的建设高速发展，需要大量资金投入。一些地方为了降低融资门槛、推进招商引资和维护地方利益，将电站规划容量由大化小，将调节性能由大化小、由小化无，降低了流域水能资源的利用效率和地方电网的负荷调节能力。众所周知，水力发电最大的劣势是发电能力受天然来水的制约、丰枯矛盾大，尤其是径流式电站占绝对比重的地方水电网络，丰水期弃水限制出力，枯水期限电或从大网购电的情况较普遍。把水电站的调节库容减小甚至砍掉，将加剧地方电网的峰枯矛盾，削弱电网自身进行电量平衡的潜力。坚持因地制宜的建设有调节能力的水电站，对提高地方电网的供电能力和经济运行指标，有着深远的意义。

### (2) 电网规划不合理，建设滞后

部分地方存在着以行政命令代替规划科学性的不合理现象。一方面是规划浪费，有的输电线路建成后的长期负荷率低于 10%，有的变电站投产后无负荷分配。另一方面是建设滞后，有的地方由于输电线路滞后，电站建设无施工电源，使工程进展缓慢，也增加了建设成本和施工难度；有的电站建成之后等待输电线路的架设，故只能利用原线路的有限输送能力作有限运行；有的线路由于规划工作不细致、不到位，线路新建投运不到一年就出现超负荷情况，形成电力输送的瓶颈，为了保证线路的安全运行，不得不限制电站的出力，造成“电站有电送不出，用户电能不够用”的尴尬状况。

### (3) 电力建设的技术力量不足

由于近几年地方电力的发展速度惊人，有的县一年的在建电力项目就超过了七十个，电力建设的速度是前几年的几倍、甚至是几十倍，电力建设的技术力量严重不足。由于水电建设项目多处于偏远山区，交通不便，加之地方电力在监管体制

方面的不完善,有的电力建设项目业主按照自己的经验“想当然”建设,出现了无设计、无验收的建设项目,甚至有的地方产生了“四无水电站”项目,导致工程建设质量无法保证,同时也埋下了重大的安全隐患。

#### **1.4.5 中国电力规划过程未能与电力市场监管决策紧密挂钩**

电力部门改革与发电市场设计似乎也未引入科学能源规划的原则。规划过程的监管力度不够(例如理论方法的认知,参数审查等方面)。

电力市场是配量资源的场所和方式。电力规划是资源配置的打算,两者有着十分紧密的关系,但迄今为止,电力规划是一项政府行为,即:电力的总体目标,构成规划主要内容的电力项目的安排。电力项目可行因素的获取都需要政府作出决策并履行一定的法定核准(批准)程序,因而可以说新增加的电力供给还不能实现市场配量,充其量是存量资产的产出,是可以由市场来配量的。现在进行的市场化改革化电力市场的设计中,没有考虑科学电力规划的一些原则。这主要因为:

第一,在科学电力规划中环境因素的影响。折价办法还没有出台,市场难以定量地进行规划设计。

第二,可再生资源一方面实行价格补贴,另一方面又因其特性不优。市场难有更好办法刺激它的使用。

第三,虽然从法规制度上确认了电力监管机构对电力规划的制定,实施参与,并执行监督职责,但在实际工作中参与度和监督力度都是不够的。

## 2. 国内外电力规划研究

### 2.1 国内外电力规划理论概述

#### 2.1.1 国内外电力规划的指导思想

电力规划分为国家规划和企业规划。

国家规划是政府用于指导市场竞争主体的纲领性和政策性文件，其主要作用是反映市场需求、引导投资方向和做好综合平衡，使社会总成本最小。因此规划工作在指导思想上，要突出战略性、宏观性和政策性，充分体现全社会的经济发展要求，在国际和国内的宏观环境中研究解决电力工业发展问题，对市场潜在的投资者起引导作用。规划的形式上，更多的是发布信息、预测未来、提出目标、制定政策，使市场竞争的参与者能够把握整个行业的发展方向，从而对其经营行为起到指导作用。实现手段上，行业规划应提出有效的经济政策，并主要运用法律、税收、财务等手段来调节和促进规划目标的实现。行业规划应采用国民经济评价办法。

公司规划是企业为谋求长期的生存和发展，在对内、外部环境和条件分析的基础上，对企业的主要目标、经营方向、重大决策做出的长远的、系统的和全局的谋划，规划工作质量的好坏直接关系到企业的生死存亡，是企业经营活动的重要组成部分。公司规划目标应是在满足外部环境约束、充分利用内部资源的前提下，使公司的利润水平最大化，为股东创造良好的投资回报。公司规划应采用财务评价的办法，要实现从实物量到价值量、从静态分析到动态分析的转变。

#### 2.1.2 国内外电力规划运用的理论

##### 2.1.2.1 关于市场需求预测及电力电量平衡的理论研究

开展电力需求预测，也就是对经济形势的分析和预测。而影响经济发展的非线性相关因素太多，充满不确定性，再之全球经济一体化的影响，更增加了经济预测的难度，所以对经济发展做出精确的预测十分困难的。相应电力需求预测从理论上说也不可能做到百分之百准确。

尽管电力需求预测难于完全准确,但是仍可通过对影响电力需求各主要因素的研究和分析,选取合适的预测模型,用概率统计的方法进行定量预测。根据统计学原理,如果我们认为电力需求的变动服从正态分布,并将预计的最可能方案做出正态分布的均值,就可以根据电力需求变化的范围找出与之对应的发生概率或者根据给定的概率求出需求变化可能的置信区间。

为提高电力需求预测的准确性,需要做好以下几项工作。一是要确定需求预测的模型及应用预测模型所需要的基础资料和数据;二是根据市场预测的要求改进电力工业统计指标体系;三是对某些统计无法提供的数据开展抽样调查和分析工作。同时,整个社会各个方面都应该能尽量提供及时、准确、可以转化为价值量的资料,这样整个社会就能运转有序,减少经济预测的偏差,减低社会总成本。

#### 2.1.2.2 关于电网规划的理论研究

世界各国在电力改革中都应该逐步建立很成熟的适应市场经济条件下的电网规划、优化方法。

##### (1) 电厂接入系统和送出

理论上讲,电网的建设应满足所有电厂的接入系统并保证其最大出力时的送出需要。这给电力规划提出了两个问题,一个是电厂与系统的连接线由谁建合适;另一是电网是否应具备在所有正常运行方式下将电厂的电力向区域内任何地方输送的能力。

##### (2) 电网经营企业的职责划分

应尽快明确各级电网经营企业的职责和工作范围,电网项目的业主可以多元化,但电网的统一规划原则不能放弃。

##### (3) 电网项目的经济评价

电网规划及项目的经济评价不能简单从单个项目的经济性来考虑,而应从整个电网的经济性来考虑。但电网项目的经济性最终还是体现在输电和供电能力的增加上,因此应加紧配合政府有关部门研究确定输电费的收取标准和办法,真正做到用经济的手段来评价电网项目可行性。电网规划的目标是向用户提供安全、可靠、优质、廉价的电力。保障电网安全稳定运行,其落点应该说还是在经济效益上。

#### 2.1.2.3 关于电力规划的评价理论研究

### （1）规划编制的出发点

随着世界各国电力改革的不断发展和完善，各国编制电力规划应更多的从市场经济的角度出发，所谓以市场经济为出发点主要体现在是否以市场为导向。所以，判断一个规划好坏主要是看它是否依靠市场法则和价值规律来调节、配置资源。例如在规划阶段对电价测算时，按照市场经济的一般原理如果电力供不应求，电价应该上涨；如果供大于求，电价应该下降。同时将预测的价格信号，反馈到规划工作中去，确定规划发展的规模和方向。

### （2）规划的预测水平

电力规划中，市场预测是电力规划中最重要和核心的部分。例如我国目前各级电力公司在负荷预测方面都做了不少工作，但负荷预测的准确性一直都不高，普遍的问题是预测水平偏高。国家电网公司应把负荷预测的准确度作为对系统内各单位的规划工作好坏的重要考核指标。由于预测工作只能采用后评估的方法，而规划期一般较长，应允许在规划期结束前对预测水平进行调整，但规划期每过一年则预测的精度要求应该相应提高一个档次。

### （3）规划的适应性

在给定的负荷发展水平下，做出的电力发展规划是否是优化的，是否使资源得到了合理的配置，这只是衡量规划好坏的一个方面。由于市场预测不可能完全做准，因此，评价规划好坏更重要的方面应该是规划的适应性的强弱。即当负荷发展水平发生变化时，该规划能否快速、灵活地调整电源、电网建设方案以适应不同负荷水平的需要。所谓的“规划赶不上变化”，一方面说明外界形势变化太快，另一方面也说明我们的规划适应性较差，遇到一点“风吹草动”就得修改，规划工作的预见性和前瞻性不足。

### （4）规划的创新精神

企业的创新首先是规划的创新，而规划的创新在于规划工作者要有勇于进取的开拓精神和实事求是的科学态度。因此，规划是否具有创新精神应该成为衡量规划水平高低的重要参考因素。

### （5）规划的评价标准

由于规划涵盖的内容广泛，很难用一个统一的标准对规划的所有内容进行评价。比如，电源优化可以在规划实施前就给予评价，市场分析只有在实际情况发

生后才能得出结论，而电网规划则必须考虑安全可靠、远近结合。因此，判断规划的好坏不能只看出在某一年或在规划期内是否最优，还应看他是否具有长期的竞争优势和可持续发展能力。

评价国家规划的好坏主要看它社会总成本的高低；评价公司规划的好坏则要分两种情况，对于上市公司主要看规划对其市值大小的影响，对于非上市公司主要看规划对其所有者权益大小的影响，但这些指标更注重的是短期内的效益。因此，对规划的评价应增大对未来竞争能力的权重，体现出规划的战略性和宏观性和长远性。

## 2.2 国外电力规划的实践

该部分主要介绍美国、日本、澳大利亚、新西兰、俄罗斯、北欧、西欧等国电力规划的实践。

### 2.2.1 美国的电力规划特点及启示

#### (1) 美国电力规划特点

①加强电网规划和联网系统规划，进行标准电力市场设计规划。

美国当前还没有建立一个无缝的、国家级的输电网络，甚至可以说是还没有一个可以大致接近这个要求的输电网。实际上，美国电力系统由许多的区域输电网构成，其中包括三个大型的相互联接的独立输电系统，这些区域性输电网之间，以及与加拿大输电网之间有不同的电力传输能力。这些网络覆盖美国大多数州，需要一个组织来联接各个电网分布的物理区域，实施必要的计划、协调、沟通和控制工作。在电网规划方面实施区域性协调、区域性的线路架设、实时控制以及进行区域性的电网规划，而不是以单个电力公司为单位。

2003 年电力市场改造原有系统成功后，对电力市场进行标准市场设计(Standard Market Design ——简称 SMD)，SMD 主要在输电服务、输电定价、输电阻塞管理、市场体系等方面分别提出了以下标准化的设计思想：规定了发电容量充裕度、附带阻塞费用的新形式输电定价系统、输电服务、电力需求的“弹性”、区域电力市场的监管措施。

②进行分布式电源规划

在美国国内到 2020 年，由于新的能源需求与老电厂的退役，估计要增加  $1.7 \times 10^{12} \text{kW} \cdot \text{h}$  的电，几乎是近 20 年增量的 2 倍。为满足市场需要，下一个 10 年之后，美国的分布式发电市场装机容量估计每年将达  $5 \times 10^9 \sim 6 \times 10^9 \text{W}$ ，为解决这个巨大的缺口，美国能源部提出了以下几个涉及分布式发电技术的计划，包括燃料电池、分布式发电涡轮技术、燃料电池和涡轮的混合装置等。可以预料，在不久以后，分布式发电技术将在美国得到相当的发展。

### ③ 走绿色电力规划路线

绿色电力是指来自于风能、小水电、太阳能、地热、生物质和其他可再生能源的电力。从 20 世纪 70 年代开始，以可再生能源为原料的绿色电力规划已逐渐成为常规火力发电建设的一种替代，在美国电力产业发展中占据了一定的地位。据统计，2002 年美国利用可再生能源生产的绿色电力为 1135 亿 kWh，占全部电力能源的 8.9%，其中小水电发电 6.6%。到 2025 年，美国绿色电力的比例将达到 15%，可再生能源提供的电能是 2002 年全部电力能源的 5 倍。美国各州根据自己电力市场竞争程度范围设计了绿色电力定价 (green power pricing) 和绿色电力选择项目 (green power choices)，鼓励消费者使用绿色电力。

美国电力行业引入竞争机制后，各州在寻求各种方法，来保证并延续传统管理模式下由电力公司管理或资助的公益规划，很多州在其重组规划内确立了支持可再生能源项目的方法。一些州确立的分布式发电政策 (包括补助方案、竞争性招标程序和面向消费者的融资方案) 也已经开始为可再生能源、特别是为光伏电项目创建市场。利用太阳能发电的力度加大，太阳能电池板的销售将会迅速增加，目前美国已成功地将其能量转换率达到 17%~20%，并将太阳能电池的生产成本大幅度降低。

### ④ 电力行业检验及 DSM (需求侧管理) 规划

美国正进行电力行业的检验，电价影响 (Rate Impact, 简称 RIM)、参加者、总的资源费用 (Total Resource Cost, 简称为 TRC) 和社会检验。在这些检验的基础上 (一个垂直综合的系统: 电力公司、DSM 规划的参与者、电力系统和社会) 考虑实现 DSM 规划对经济和社会的影响。针对管制的不断推进，美国的一些地区 (1975 年在加州和威士康辛州、1980 年在太平洋西北地区) 开始对新电厂实施积极的半公众型规划，成为电力公司最早的体系化的最低成本规划。80 年代以

来，全国电力公司管理委员会通过组建一个节能委员会正式实施最低成本规划。报告显示：美国电力公司 DSM 的投入增加幅度很大，从 1989 年的 9 亿美元增加到 1993 年的 27 亿美元。

(2) 根据美国电力规划的实践经验，结合我国目前电力工业体制改革方向，得出如下启示：

① 对于走绿色电力规划路线，强制的法律性规定是最基本和有效的绿色电力发展措施。要注重宏观与微观政策的配套，加强政策的可操作性。加大研究和开发投入力度，占领绿色电力技术的制高点。增强消费者绿色电力意识，从需求角度促进绿色电力发展。

② 扩大电力市场的地理范围，增加电力市场中买者与卖者的数量，以实现在更大范围内配置资源，促进市场竞争，削弱市场势力，最终增加社会福利。

③ 电力市场不仅包括现货市场和平衡市场，还应有远期合同市场、期货市场和期权市场，以保持供需的实时、短期和长期的平衡，降低交易双方的风险。电量市场主要以双边合约交易方式为主，这是电力市场发展的大方向。

④ 应高度重视能源、环境、经济的协调发展。电力环境保护法规、政策的制定应当统筹考虑环境和经济的发展，统筹考虑能源与环境问题。我国现行的排污收费制度有待改革。

## 2.2.2 日本电力规划及启示

日本的电力依赖于化石燃料（52%）与核能（40%）。目前，日本政府主要关注降低成本和全球变暖问题。日本电价在 OECD 组织中居第二，高电价还高出 20%。政府正努力降低电价，可能会导致电力工业重组。移峰和负荷管理活动被视为基础。电力企业的部分收入用于提供提高能源效率咨询服务、租借设备，为购买高效设备提供补贴。这些活动的目的是改善负荷特性，提高电力企业的公共形象。

日本主要的规划措施为：(1) 大力压缩基建投资，提高投入产出效益。(2) 依靠科技进步，提高效率，大力节约工资等支出。(3) 东电决定对核电的堆芯管理由过去的委托制造厂代管逐步改为自行管理，每台的年管理费可由 3 亿日元减至 1.5 亿日元。(4) 缩短核电站的检修停工以提高设备作业率。(5) 扩大峰谷电价差和鼓励用户采用蓄冷器调峰和采用煤气发动机驱动空调器等措施，以减少峰谷

差而提高设备负荷率，既有利于节约基建投资，又有利于降低成本。

日本的电力规划虽然也以自由化为目标，但坚持谨慎原则，在保证有稳定的投资、可靠的电力供应前提下，进行自由化改革。这是适合日本资源依赖进口、九大区域电网之间不存在资源优化配置的特点的。

从日本电力规划实践中，我们得出一些启示是：电力规划要从本国电力市场化发展的实际情况出发，提高电力工业效率，注意投入产出效益，进行节能规划。

### 2.2.3 澳大利亚电力规划的特征及启示

1995 年以后，澳大利亚电力改革正式展开。与其他欧美国家不同的是，澳大利亚的电力改革是在全国范围和各州两个层面同时进行的。因此，其电力规划具有如下特征：

(1) 其电力规划也是在全国范围和各州两个层面同时进行的。从全国的层面看，规划形成并开通由国家控股的全国电力市场管理公司进行管理和经营全国性电力市场。从州的层面看，各州是电力改革的主角，在州的电力规划中，一般来讲，他们也往往希望通过公司化和私有化以消除政府对电力行业的参与和股权控制。但在具体的操作形式、方法及推进速度上，并不要求各州的改革整齐划一，各州自己掌握自己的进程。从电力规划的实践中看，大多数州的电力改革是沿着功能部门分开的模式进行的，而维多利亚州则效仿英国的模式，将电力业分拆成发电、传输、分配和销售四个环节。

(2) 根据不同环节的特点采取不同的措施。澳大利亚在引入竞争机制的改革中，将输电环节的电网仍然由政府的企业统一经营，而在发电与配电环节，则积极采取措施，引入竞争机制。这种不同环节采取不同改革措施的做法不仅科学合理，符合澳大利亚实际，而且具有较为普遍的指导意义和借鉴价值。

(3) 重视利用法律手段，发挥政府监督管理的职能。澳大利亚电力体制改革后的电力规划在引入竞争机制的同时，加强了对这些行业经营情况的监督和管理，以保证为社会提供更好的服务。为此，设有专门的监督和管理机构，如澳大利亚竞争和消费者委员会 (ACCC) 是专门负责电力、电信、天然气市场交易的机构，不仅在全国范围内监督这些行业的价格和服务质量，而且接受和审理消费者的投诉。在电力行业还成立了国家电力市场管理公司 (NEMMO) 和电力法规行

政局(NECA)专门负责电力、市场法规执行情况和电力供应可靠性的监督和管理,确定电力系统安全和可靠标准,提出解决电力交易纠纷的程序。这样就形成了一套建立在法律基础上的社会监督体系,从而为各电力企业之间的公平竞争创造了条件。

根据澳大利亚电力规划的实践经验,联系我国目前电力工业体制改革方向和加强电网建设的需求,首先,我国应当尽快在大区电网甚至更广阔的范围内建立统一的电力交易市场,打破电力流通的省间壁垒,保障电力公平竞争,实现资源优化配置;其次,引入澳洲电力市场“区域”的概念和电价差异机制,解决电网阻塞问题。同时,提供明确的经济信号,促进电网互联及主干网架的形成,加强联网工程的投资建设。

#### **2.2.4 新西兰电力规划的基本经验及启示**

新西兰的电力规划方向明确,各个步骤循序渐进。规划的制订注意从本国的实际出发,统筹规划,分步实施。这种从政府主管部门到公司制改组,从内部模拟运作到完全开放进入市场的操作步骤,保证了电力规划实施的稳妥性。规划中指出要立法保障机制完备,政府间接调控有力。

根据新西兰电力规划的实践经验,结合我国的电力规划工作,得出以下启示:

(1) 电力规划的制订要始终以打破垄断、鼓励竞争、提高效益、降低电价、服务社会为基本价值取向。

(2) 电力规划中制订的建立开放完善的电力市场,必须坚持思想观念转变与技术准备同步的原则、电力市场进入自愿的原则、立法监督与保障监管机制并重的原则。

(3) 在电力规划中各个步骤的实施必须坚持整体谋划、分步实施、模拟运作、循序渐进、平稳过渡的原则。

(4) 电力规划中电力市场建立必须坚持竞争与政府监管相结合。

#### **2.2.5 俄罗斯电力工业规划特点及启示**

俄罗斯电力体制改革始于1992年,经历了四个大的阶段。但都被认为是失败不合理的电力改革。俄罗斯政府2001年5月19日通过了电力改革基本方针

草案，确定了一个在国家控制下平稳地向建立有竞争的电力市场过渡的规划方案。这一方案的出发点是：必须保证国家利益，使统一的电力供应系统能够可靠运转。总结俄罗斯电力规划，其特点是：

(1) 在电源规划和电网规划方面，加强规划的政府控制力度，政府保持对电力工业垄断部分(电网、中央调度和地区间调度)的影响。对电力企业进行重组，由统一电力公司直接控制的电厂将合并成 5-7 个发电子公司，由地区控制的电厂将合并成 50-60 个子公司，最后将统一电力公司将被分成两个公司，一个控制发电，另一个控制电网和调度，所有的输电网将统一由一个单一的联邦网络运行机构管理。地区和联邦调度部门将统一成一个单一的联邦调度单位。从 2004 年起逐步放开电力市场。

(2) 电力规划工作以国家利益为出发点，兼顾各方。电力规划要有利于国民经济持续稳定发展，在逐步进行的电力改革中，保证国家经济安全，合理利用调控手段和市场机制。

(3) 电力规划工作考虑到地区的经济、气候等特殊性和特殊性，不能搞一刀切。电能效率需进一步提高、有利于能源的节约使用。制订相应的规范化的法律系统。

俄罗斯电力工业规划对我国的启示：

第一，电力规划要体现政府的主导作用和实现电力改革政企职责的重组；第二，规划方案必须经过充分认证，不能脱离实际，要因时、因地、因网制宜，逐步向前推进；第三，要建立合理投资机制、加强输电网建设、解决输电“瓶颈”。第四，电力规划工作要研究好竞争与发展的协调问题。

## 2.2.6 北欧四国带给我们的启示

### (1) 丹麦

丹麦有 72% 的电力源自煤炭，目前正在进行以天然气、可再生能源代替的工作。电力工业改革已经成功。配电企业必须引入综合资源规划，以及一个 20 年的提高能源效率计划。丹麦已经建立了节能资金，该资金是从居民与公共服务行业电价上的少量附加电价中筹集。该资金用于确定和支持能源效率项目，包括电力、热力转换为电热联合运行 (CHP)。今天，丹麦每个热电厂都供热，每个工业锅炉都发电。

## (2) 挪威

挪威基本都是水电，电力市场为竞争性市场。电力工业改革已经成功。挪威是北欧互联网中的一部分。其电力系统几乎 100%是水利发电，大大小小的水电站遍布全国，输电线路都比较短，因此，稳定性不是其考虑的重点。其规划准则主要考虑的是如何降低发电和供电中的社会经济成本。由于目前还没有成熟的、能够直接在实际系统中应用的计算工具，挪威系统的可靠性准则并未采用成本-效益的分析方法直接计算系统可靠性，而是完全以北欧互联网的两类事件校核（第一类是联合电力系统在发生常见的元件单一故障时，应保证供电的连续性。第二类是为了考察系统的优劣，应对其进行更严重的故障检测，并考虑在一旦发生这些故障时采取的措施。）作为本国电网规划的标准。

## (3) 芬兰

芬兰电网中暂时性功率缺额的 85%需要来自北欧其它国家的电网，因此，对互联系统联络线及芬兰电网本身的要求是必须有能力传输这一额外的功率。其电网规划准则侧重于保证系统在最常见的扰动发生时能保持与其它互联系统的并列运行。目前芬兰系统采用的规划标准是在发生下面的故障时，系统不失稳，且不发生永久性过负荷：最大的发电机组突然退出时任一网络元件突然断电；任一输电线三相故障，自动重合闸重合成功；任一发电站或变电站母线三相故障，联接于该母线的元件都断电。

## (4) 瑞典

该国 41%是核电，37%水电，19%火电。由于环境问题日益重要，瑞典正努力提高能源效率并增加可再生能源的应用。电力公司用自己的资金，通过提供优良的合同和其他服务，赢得新客户，特别是大客户。

根据北欧四国电力规划的实践经验，联系我国的电力规划工作，得出以下启示：在我国电力规划中应该加强对如何节能的分析、如何在保持电力供需平衡的基础上合理利用能源和资源。

## 2.2.7 西欧电力规划及启示

### (1) 西欧联合电力系统联网规划

西欧联合电力系统包括法、德、意、比、瑞（士）、西（班牙）等国的电力系统，到 1996 年，西欧联合电网装机容量达 430GW。最近还考虑环波罗地海的

多国互联电网，以及与俄罗斯的联网。其输电协调委员会（UCPTE）确定的安全准则中有关输电部分的主要内容有：为处理大扰动下或联络线过负荷，对联络线实行双边管理，采用的措施包括切负荷和电网解列；预定解列国家电网的地点和准则由双方确定；对于互联环路，(n-1) 准则在任何时候都应遵守；为处理母线故障，最重要的开关站应双母线运行；关于国家电网运行的准则是国家各公司或国内独立公司的职责，(n-1) 准则被认为是普遍有效的。

在西欧各国电力系统采用的可靠性准则中，属意大利的最与众不同。意大利在电网规划中使用成本经济-效益法。通过计算风险指数，对系统进行可靠性评估。其具体步骤是：

首先根据系统元件的不可用度，通过计算，估计风险指数；将系统不能保证安全供电的风险指数折算成一定的经济成本；将这一风险指数对应的经济成本与投资成本和运行成本加在一起，可得到总成本；然后根据总成本的多少，可以对规划方案进行比较。也就是说，要针对不同的故障情况，用经济指标来衡量故障的严重程度。意大利在电网规划中还考虑了以下一些具体的经济指标：高成本电站投入引起的额外投资、增加旋转备用的额外投资、低频减载引起的经济损失。将这些成本以其发生的概率作为自身的权系数，加权计算可得到总的投资，作为方案比较的依据。

## （2）电力的可替代能源规划

法国的核电比重已经占到 78.2%，它不仅不缺电，反而是世界上最大的电力净出口国，每年获利约 26 亿欧元。所以，法国目前的主要目标是充分利用包括核电站和燃料循环在内的现有设备，开发下一代反应堆以提高天然铀的利用率，并最大限度减少废料。德国天然气和可再生能源取代了燃煤发电，预期这一趋势将继续下去，同时，由于德国政府致力于停止利用核能发电，因此，核能预计将在德国逐步停止使用。西欧国家正致力于海上风能的研究。

根据西欧电力规划实践经验，得出对我国的电力规划启示：重视联网系统规划。通过不同地区负荷自然互补特性，降低系统整体备用容量，节约投资，以提高系统运行抗风险能力和整体效益。考虑电力可替代能源的利用，强化节能思想。

## 2.3 国内电力规划研究成果

### 2.3.1 江苏省电力需求侧管理工作

近年来,江苏省电力公司以提高用电效率、移峰填谷、优化资源配置、实现可持续发展为主要目标,在电力需求侧管理的理论和实践上都进行了积极的探索。

(1) 开展需求侧课题研究,普及需求侧管理理念。江苏省电力公司于上世纪90年代中期即着手在公司系统逐步建立了较完善的工作网络,通过举办理论讲座、资料发放、有奖征文、知识竞赛、技术展示等活动,向社会渗透电力需求侧管理理念。江苏省电力公司先后与江苏省经贸委、美国能源基金会、国家电网公司需求侧管理指导中心、东南大学等单位合作,进行了《江苏省电力需求侧管理工作研究》、《江苏省电力需求侧管理规划项目》合作,从政策、经济、技术等多个层面提出了江苏省实施需求侧管理建议措施。

(2) 建设电力负荷管理系统,准确掌握企业用电特性江苏省从1989年开始试点,1995年开始在全省全面推广建设。仅2005年上半年,全省共计新装电力负荷管理用户终端3656台,可监视负荷增加1270 MW,可控负荷增加1017.5 MW。目前,全省累计安装电力负荷管理用户终端32222台,可监视负荷达到14540MW。

(3) 建设需求侧管理示范工程,大力推广需求侧管理技术。自2002年开始,江苏省电力公司积极协助政府主管部门,组织实施了高效电机变压器、绿色照明、最大需量控制、变频调速等233个需求侧管理示范工程项目,给予项目补贴资金1.4亿元。这些项目的建成,可减少高峰负荷343MW,年节约用电量9.3亿kW·h,企业新增效益5.9亿元。

(4) 运用经济杠杆,合理调节企业用电需求。早在1999年10月,江苏省就参照国际通行做法,对六大主要工业行业315kVA以上的用户实行峰谷分时电价,峰谷分时电价比为3:1。2003年为进一步调动企业移峰填谷的积极性,将峰谷分时电价比扩大为5:1,并对居民用户也试行峰谷分时电价。2004年6月,分时电价实施范围从六大行业扩大到100kVA以上所有工业企业。目前,全省已有5.2万户企业执行分时电价,安装居民分时电表429万户,2005年上半年峰谷分时电量已占公司总售电量的70.8%。

(5) 积极开展能效电厂试点工作。“能效电厂”是一种虚拟的电厂。江苏省在进行了详尽的分析之后，开始设计“能效电厂”及一系列能效项目(又称需求侧管理项目)，这些项目所节省的能源可相当于一个30万千瓦的常规电厂的发电量。

江苏省的分析是中国在能效方面所进行的最新的、最详尽的研究，研究结果表明：江苏省通过实施八项需求侧管理的方案，通过对省内工业、商业 / 机关与民用市场进行能效改造，每年累计节电量可达到 306.33 亿千瓦时和 1213.3 万千瓦。未来十年的节电量可相当于新建 5830 万千瓦火力发电厂的发电量。预计 2006 年全年的电力节约将带来相当于 1744 亿元人民币(\$212 亿美元)的净现值经济收益。江苏省建设首个 30 万千瓦能效电厂所用的时间将少于建设相同规模常规发电厂的时间，具有无污染排放及无耗水量的特点，其平均成本约为 15 分 / 千瓦时，不足常规发电厂成本的一半。

(6) 应用综合资源规划( IRP )方法开展电力规划工作。目前江苏省电力公司受江苏省经贸委委托仍承担着电力行业规划编制的具体工作。江苏省电力公司应在承担的工作职责范围内, 积极应用综合资源规划( IRP)方法开展电力规划工作, 把电力需求侧管理和电源开发、电网建设放在同等地位参与优选竞争, 更加合理配置和有效地利用资源, 使电力规划的社会总成本最小。

### 2.3.2 湖南省电力需求侧管理工作

作为我国中部内陆省份，如何在经济建设的进程中实现由牺牲环境换取经济增长转变为以环境优化促进经济增长的历史性跨越是一项十分重要的任务。通过强化电力 DSM 技术手段，湖南可获得年节电量 356.5 亿 kwh，削峰 31 万 kw 的丰厚收益。不仅可超额完成国家“十一五”规划所提出的单位 GDP 电耗下降的目标任务，同时可大幅度提高湖南省电能利用效率，改善环境质量，促进“十一五”期间湖南省污染物总量削减目标的完成，实现湖南经济、环境、资源的可持续发展。

(1)湖南省实施 DSM 技术简述如下：

①绿色照明技术：通过发展和推广高效照明器具，逐步替代传统的低效照明器具，节约电能、保护环境、改善照明质量，建立有益于人们工作和生活的照明

环境。它一方面通过提高照明用电效率，降低照明用电消耗，减少发、供电设施建设，减少煤等一次能源消耗，保护自然环境；另一方面，通过实施“绿色照明工程”，使用电企业和用电用户在节约电费和减少配电增容改造投资方面取得明显的经济效益。湖南省高效照明示范项目于 2003 年二季度启动，截止到 2004 年 10 月底，累计节电量达 224.34 万 Kwh，节省发电煤耗 895.12 吨，减少二氧化碳排放 2243.4 吨，减少氮氧化物排放 11217 吨，减少二氧化硫排放 19068.9 吨。建立示范项目用户，实践表明照明节电投入少、见效快，是所有终端用电设备中节电率和发电污染物减排率最高、成本效益最好的一种节电技术措施，也是削减电网峰荷压力的有效手段，节约千瓦发电容量的投资只有新建电厂千瓦容量造价的 6-21.3%；用户单位节电平均成本只相当于终端电价的 1/3 左右，节电投资回收期平均低于一年。

②高压变频技术：高压变频调速系统是运用变频调速技术和智能控制技术应用于大功率高电压电机调速的一种电力变换装置，应用范围广泛，特别是能源工业和工矿企业中大型电机安全运行和节能方面需求非常迫切，一般能大幅度降低电力消耗节能 30%以上，同时还可以促进合理使用能源，减少环境污染。

③无功补偿技术：无功在电网中的远距离传输，会在线路上产生很大的电压降落和功率损失，影响电压质量，降低输电能力，所以，在电力系统中应保持无功平衡，否则，将使系统电压降低、设备损坏、功率因数下降，严重时，会引起电压崩溃、系统解列，造成大面积停电事故。因此，解决电网的无功容量不足，增装无功补偿设备，提高网络的功率因数，对电网的降损节电安全可靠运行有着极为重要的意义。因电力用户的无功负荷随时在变化，需要随时进行无功平衡，所以无功补偿的基本原则是就地补偿与跟踪补偿。采用无功补偿后，用电设备所需要的大部分无功电流由补偿器体提供，这样就减轻了电源的负荷，即相应提高了电源的供电能力及输变电设备的利用率，减少了新建电源和输变电设备的基建投资费用。根据湖南的情况，生产 1 千瓦电能并送到终端用户处的总投资达 7000 多元，而采用无功补偿技术扩容的成本只有新建电源的十分之一左右。

④电蓄能技术：所谓电蓄能空调，就是将电网低谷负荷期的电力用于制备冷、热、利用诸如水、优态盐或油等介质的显热和潜热，将冷、热量存储起来，在电网负荷高峰时，将冷、热量释放出来，减轻空调设备的用电压力。运用电蓄能技

术,可使空调系统原来高峰期 8 小时或 12 小时的运行,改为 24 小时全日的蓄能和放能运行,从而可使空调设备主、辅机容量及其相应的供电设备容量减少 30%-50%,在合理峰谷电价差的使用环境下,可为用户节省大量的运行费用。

(2)目前湖南省开展 DSM 工作的环境与障碍分析:

湖南省电力 DSM 工作的深度和广度上还有较大差距,诸多问题和障碍仍然不同程度地存在,特别是在政策、规划、组织、人员机构、资金等方面不够到位,技术保障、激励机制还没有建立,供用电双方的积极性没有得到有效的调动,很多相关工作仅停留在有序用电层面,电力 DSM 工作的长效机制得不到保障。

①组织机构、工作网络不健全:湖南省政府未成立协调电网公司、发电公司与电力用户的协调机构,目前,既缺乏对电力 DSM 工作的有效组织,也缺乏实施电力 DSM 的有生力量。

②政策法规、运行机制不落实:2004 年 5 月国家发改委、国家电监会在下发《加强电力需求侧管理工作指导意见》中已明确电力 DSM 工作由政府部门负责,实施由电网公司负责;2005 年国家电网公司出台的《电力需求侧管理实施办法》中也明确表示,电网经营企业是实施电力 DSM 工作的主体,但电网企业从事电力 DSM 工作的投入产出得不到政策保障,积极性受损,电力 DSM 工作的实施主体面临挑战。

③资金来源的不落实:开展电力 DSM 工作离不开激励机制和经济手段。有效的激励离不开资金支持,因此,电力 DSM 专项资金的筹措成为开展这项工作成败的关键要素之一。建立电力需求侧管理资金,资金来源暂时考虑从以下渠道筹措:一是列入电力建设投资和电力销售成本,从电价中提取;二是从政府财政预算中列支;三是从施行电力需求侧管理带来的效益中提取。但如何从电力销售成本和电价中提取,按什么比例提取,政府财政预算中是否有考虑,均没有得到落实,对照河北、福建、江苏、北京等省市,湖南省落实电力 DSM 资金来源还有很艰巨的工作要做。

④激励机制、技术措施不到位:随着国家电价体制改革的日益加快,近年来我省相继出台了分时电价和多种差别电价,取得了显著的成果,如株洲冶炼厂添置技术装置,科学组织生产,移峰填谷,经济效益达到吨产品生产成本下降 50 元,为实现供用电企业“双赢”的格局做出了有益的探索。2005 年湖南省经委虽然

在《2005 年电力需求侧管理工作意见》中提出了推广蓄能空调、建设高压变频改造项目的需求侧管理示范工程,以及对 3-5 家大型用电企业采用可中断负荷的经济补偿等要求,但由于电价优惠政策不到位以及激励资金的不落实,使得工作进展不大,收效甚微。

### 2.3.3 发电输电配电协调计划

发输部门相互分离,传统的指令性规划不存在了,通常认为此时不存在电源—电网统一规划(Generation—Transmission Planning, GTP),但电网规划和电源规划的关系仍然是相互依存和制约的。从长期规划的角度讲,虽然市场环境中发、输分属于不同的部门,但仍应采取一定措施进行协调规划,至少市场参与者应进行信息上的沟通。市场化改革后,电力规划通常是从电源或电网单方面的角度进行考虑,将对方作为约束条件进行处理。如在发电规划中将输电容量上限作为约束条件,也就是将其作为常量进行处理,而输电规划同时也在不断完善,因此这种方法只适合短期规划,而不适合中长期规划。

目前这方面的研究并不多,总体来说为厂网协调规划提供了两种推荐的规划模式——统一规划模式和参考规划模式。前者指的是由垄断机构负责制定统一的电力系统规划,将规划中的不确定性转为确定条件,按确定性的规划方法进行规划。得到的方案体现了市场和管制相结合的原则,规划方案易于实现发电项目在地域上和时域上的合理布局,但忽略了发电企业的意愿。这种模式适合于像我国这样的电力发展快、市场机制正在建立过程中的电力市场,目前英国使用的就是这种模式。参考规划模式指的是决策机构进行统一发输规划,提出的规划方案只作为决策参考,是否进行投资建设仍由市场参与者自行决定。一般通过输电电价作为参考进行协调,该模式为各市场参与者提供了自由选择的空间,体现了市场自主决策的原则,同时兼顾了发电和输电的合理要求,但这种模式容易造成社会资源的浪费,发电的合理布局的协调较复杂。这种模式,即制定输电规划后公布未来可能的电网使用成本,指导负荷接入、发电厂选址及负荷服务公司提供负荷削减等项目。

电力系统统一规划建模相当复杂,但模型无论是建立在什么算法基础上,都无法避免的一个问题就是模型的求解是十分复杂的,通常认为是一个完全的 NP

问题 (NP-completeness), Melkote 等分析了求解的复杂性, 并通过一个测试系统证明该模型是可解的。

下面首先分析输电在电力市场的作用, 然后分析电力市场环境下输电电价、电力系统规划及电力系统运行的可能模式。

### 2.3.3.1 电力市场的输电作用

在电力市场条件下, 输电将作为电力市场交易的“竞争平台”或交易中心。输电作为电力市场的竞争平台指的是输电为发电商和电力用户进行电能交易提供交易场所和交易机会, 提供公平、公正的输电通道。这种竞争平台既是物理的, 又是经济的。输电把电能交易双方连在一起, 公平、公正地对所有用户提供不歧视的电能传输服务, 促进电力市场的规范、有效、有序的竞争。

#### (1) 电力市场与输电定位

输电系统对整个电力系统、电力安全的作用尤其重要。在建立电力市场时, 应把确定输电及电网公司的作用作为建立电力市场的先决条件, 在市场法规中予以明确。鉴于电力市场的稳定性问题, 应对输电在电力市场中的定位从政策层面上和技术上进行广泛的研究和讨论。

输电的作用除了它的物理功能外, 还与电力市场模式直接相关。

在我国的电力市场参与者中, 电网公司是全部输电网的惟一的拥有者, 输电具有惟一天然的垄断性。市场化改革初期, 市场为发电放开、买电经营模式, 逐渐发展到批发竞争经营模式。根据资产拥有和经营管理一致的原则, 在电力市场中明确输电的作用和责任, 有利于电力系统规划、运行的协调。

#### (2) 输电的作用与责任

电力市场模式决定输电在电力市场中的作用与责任。根据我国电力市场的特点, 输电在电力市场中的作用与责任如下:

a) 提供充足的输电容量, 确保电力市场的有效交易。只有相当的输电规模, 安全、可靠、灵活的输电网, 有效竞争的电力市场才能形成效益和稳定发展。

b) 公正、公平地开放输电通道, 合理的输电电价, 促进电力合理转送。

c) 编制输电规划, 向社会提供电力需求、电价预测信息, 协调发电规划, 促进发电的投资建设。

d) 制定输电电价经批准实施, 输电电价应能回收输电的投资和运行成本及新

的输电建设发展能力。

e)建立公正、公开、无歧视性的电力交易竞争平台，发挥电力市场的中心作用。

f)统一调度电网，确保电力短期运行平衡及电网的安全、可靠、经济运行。

### 2.3.3.2 推荐的发电和输电规划模式

#### (1) 统一规划，发电招标决策

发电和输电统一规划是过去传统的电力系统规划模式。这里的规划研究系指5年—10年的中期发展规划。

在发电规划阶段，要确定电厂技术和水、火电的安排。发电规划的目标函数应是一次投资和期望的运行(含维修)及与可靠性相关的损失成本最小。在有水、火电协调的情况下，要满足电能风险准则。通过计算分析，在水、火电协调时，评估预期运行成本和电能风险。

在发电规划确定了几个可能的发电方案后，就必须进行输电规划研究，设计出适应发电规划和负荷增长需要的输电规划方案，进行输电规划分析。输电规划的目标函数是输电的一次投资成本、运行(含维修)和可靠性相关的成本总和最小，并满足可靠性标准。

统一规划过程既可从输电规划开始，也可从发电规划开始，发电和输电反复迭代，筛选出几个可能的发电和输电的优选方案，然后对这些方案进行综合经济分析，提出预期的综合电价和输电电价评估，排列优选的发电和输电方案供决策考虑。

规划方案的可实施性关键是负荷预测，负荷在地域和时域的预测准确度。这种发电和输电统一规划模式，在电力市场化之前，是一种指令性的规划，即按指令实施，在实施过程中不断修正以适应负荷增长的不确定性因素。在电力市场条件下，厂网分开，一个电力市场地域范围内应有至少5家发电公司(集团)，因此，按市场经济的原则，不可能也不应按过去的规划方案实施。可行的办法是：发电方案招标、竞标决策实施；输电方案按指令性计划实施。

发电规划方案实施竞标的过程为：①招标与投标；②中标发电投资者与电网公司签订长期合同，风险双方共担；③政府或电监机构授予电厂投资者特许建设权，即政府根据一次规划布局的合理性和环保要求，批准规划的建厂地址和容量，

发给建厂和今后运营许可证;④政府或电监机构授予电网公司特许权。

这种规划模式,将电力市场条件下电力系统规划的不确定性转化为确定性,按确定性规划方法进行规划。现有的规划方法大都可用于市场条件下的规划,规划研究易于实现。规划方案的实施体现了市场力和管制相结合的原则。规划方案易于实现发电在地域上和时域上的合理布局。这点对电力系统安全十分重要。这种规划模式适用于像我国这样电力发展快、市场机制正在建立过程中的电力市场,特别是电力市场建立初期的电力系统规划。

## (2) 参考规划,发电自主决策

在电力市场条件下,发电投资者特别是发电投资集团在决策之前,必须进行发电项目规划研究。通过研究,评估未来各种发电投资组合的预期一次投资成本、运行成本和与发电项目接入系统相关的输电电价,以便在未来的竞争中提高竞争力,并获取最大利益。前述规划模式的缺点是:发电投资者在规划方案实施之前难以进行自己的发电项目规划研究,以达到自身目标。发电投资者在进行规划研究时,首先必须评估未来电力负荷地域和时域增长的数据和可能的输电价格信息。这些数据和信息,由于发电投资者在电力系统中的地位,不可能通过收集而获得。电网公司在电力市场中仍是天然的垄断企业,既与发电公司又与电力用户直接发生关系。只有它能掌握电力系统全局负荷变化,提供负荷数据和价格信息。而电网公司提供这些数据信息之前,必须进行输电规划研究,而进行此项研究又必须明确发电安排。输电和发电规划研究相互制约。按照在电力市场中发挥“市场”的激励作用,同时又加强监管的原则,统一进行发电和输电规划,提出规划方案,作为各发电投资者的参考规划,自主决策。这种规划过程简称“参考规划,发电自主决策”。

规划过程如下:①根据负荷发展预测可能的发电选择,先编制输电规划,在输电规划优先基础上,进行发电和输电统一规划,形成发电和输电优化的几个参考规划方案;②发布参考规划方案信息,特别要包括发电接入系统的未来输电电价信息;③各发电投资者考虑参考规划方案进行各自的发电项目规划,并发送各自的发电规划信息;④发电规划可能与参考的发电规划不一致,此时则重新进行发电和输电优化规划研究。经过几次迭代,可以形成为发电投资者和电网公司所接受的整个电力系统发电和输电优化方案。

参考的发电和输电优化规划的目标函数仍然是发电和输电预期的一次投资成本，运行(维修)成本和与发电和输电相关的可靠性和风险损失成本总和最小。

发电投资者，作为电力市场的参与者完全可以在第1次发电和输电参考规划方案发布之前，自主研究自己的发电优化规划发展战略，向发电和输电参考规划的编制者发布规划信息。参考规划的编制者应予以考虑。因此，“参考规划，发电自主决策”的规划模式更加体现了市场自主决策原则，同时兼顾了发电和输电合理要求，但发电的合理布局的协调较复杂，与全局最优可能会有一定偏差。

参考规划方案的实施过程基本上与前述的规划模式相同。参考规划的重要功能之一是确定最好的输电电价经济信号。不少研究表明：基于规划电网节点的长期边际成本为基础的输电电价能提供真实的经济信号。

#### 2.3.3.3 输电定价模式探讨

输电电价与电力交易模式和电网结构及电网的发展有关。选用什么样的输电电价方法应从实际出发，全面考虑，并仔细分析各种方法的优缺点，慎重决策。

我国电网的主要特点是：大容量远距离输电，电源和负荷在地域上分布不均匀，电网结构不均衡，从全国来看是西电东送，从几个大区电网来看是电源基地远距离向负荷中心送电。电源地区的发电成本低，负荷中心的发电成本高。因此，电源地区用户电价低于负荷中心用户电价。

我国电力市场化改革初期是建立大区电网的区域电力市场，逐步发展大用户直接向发电企业购电。电力交易的主要形式是：电网公司向各发电公司(集团)购电，然后通过自身电网向电力用户销售电。电力用户的电价是发电电价、输电电价和配电电价3部分之和。一般总的配电服务费用按容量利用率平均分摊给各电力用户，因此输电定价方法将直接影响区域电力市场各地用户的电价，输电电价必须反映输电成本和输电用户对输电设备的使用情况。根据我国输电电网的结构情况和目前各地区用户电价的差异，输电电价应仔细研究，不宜采用邮票法，而宜采用节点法或地区输电定价法。这样，既解决了输电用户的公平、合理负担，又能促进输电电网的发展和新建电厂的优化布局。

#### 2.3.3.4 电力系统运行模式

在已经实施电力市场化的国家，有两种不同的电力系统运行调度模式：ISO和电网公司内运行调度中心。

不同国家实行的运行调度模式不同是因为各国在电力市场化改革之前电力工业经营管理的情况不同。为了达到电力市场化改革期望的提高效率、降低成本、促进发展的目的，电力系统应具有相当的规模和容量。只有大电网才能实现电力资源的优化配置，发挥电力市场的竞争效益。从国外电力市场运行经验和市场经济效益原则来看，在电力市场地域范围内，具有统一的、天然垄断的输电网和惟一的输电业主情况下，输电网资产经营和运行调度的一致，即电网公司既负责输电管理又负责运行调度是一种好的决策。

在我国，电网历来实行统一规划、统一建设、统一管理和统一调度。从我国国情出发，电力市场建立后，电网仍然应实行四统一原则。这样，才能更充分地发挥输电在电力市场中的作用，促进电力市场的健康发展和电力系统的安全、可靠和经济运行。

#### 2.3.3.5 结论和建议

(1) 输电是电力市场的交易中心，应构筑电力市场的“竞争平台”。在电力市场化改革中，明确输电在市场中的作用和责任有利于发挥电力市场的效率，有利于电力系统的规划和安全、可靠、经济运行。

(2) 电力市场的市场经济信号对激励电厂的规划和建设作用有限，发挥市场力作用与调节管制相结合，才能促进发电/输电同步快速发展。

(3) 建议在电力市场化改革初期，在发电/输电中期规划时，采用“统一规划，发电招标决策”的模式，随着市场化改革的深入，可采用统一的发电/输电“参考规划，发电自主决策”模式。

(4) 输电电价对发电电源的合理布局和电网的发展及安全运行具有特殊的重要作用，应成为电力市场化改革的重要研究课题。基于输电成本和输电用户对输电系统的利用率的输电定价模式和方法是基本的，公平、合理地促进电力发展的定价机制。从我国情况出发，推荐采用节点输电电价或当地输电电价定价方法，建立发电和用电的当地电价体系。

(5) 根据我国电网在电力市场中具有惟一的拥有者及天然垄断的特点和电力市场初期的运营机制，电力市场交易、电力系统运行调度和输电系统管理的统一，将充分发挥电力市场的竞争效率。

## 2.3.4 电源可靠性与电力规划

电源规划中的可靠性是对发电容量是否满足负荷需求进行判断。

可靠性研究在系统工程中具有很重要的地位，它是决定系统性能好坏的标准之一。对作为典型大系统之一的电力系统来说，由于它具有生产与消费的同时性等特点，对可靠性的要求非常高。电源规划的可靠性计算分析为规划方案和检修计划的安排提供了重要的参考依据。

可靠性分析的方法有解析法和模拟法两大类。解析法的特点是，首先建立电力系统可靠性数学模型，并通过数值计算方法求解。这类方法描述了存在于实际系统中的因果关系，易于理解。在给定的简化假设条件下，一般可求得正确的结果，因此得到了广泛的应用。但是，当系统增加元件或发生变化时，计算量将呈指数增长。模拟法的特点是将系统分成许多元素，这些元素的特性可通过概率分布加以预测，然后将这些元素特性组合起来确定系统可靠性。模拟法虽也使用数学模型，但是它通过在此模型上进行采样试验求得结果的，类似通常的统计实验。模拟法是一种非常灵活的方法，且对于处理某些问题可能是唯一可行的方法。它的缺点是由于具有明显的统计性质，计算结果不够精确且计算非常费时间。

电源规划设计中的可靠性分析所考虑的元件只包括发电设备，计算量不会很大，须考虑计划检修，且计算结果要求较为精确，所以这里使用解析法。并且假定电力系统除发电设备以外的其他部分（输电、配电网络）可完全满足将全部发电出力传输和分配到预定的地点，而不致出现输电“瓶口”、过负荷和电压偏移等问题。

### 2.3.4.1 模型

电源规划的可靠性分析中，判定系统正常运行的判据只是系统可用于发电容量的充分性，即只要有充分的发电容量满足负荷需要，则认为系统正常，否则即为系统故障。系统可用发电容量是否充分是相对负荷需求量而言的，因此各种估计电源可靠性的方法都需要建立两种模型：一种是由系统发电设备随机停运，根据停运容量而形成的系统状态空间模型，常称为容量模型；另一种是负荷变化模型。将这两种模型结合即可得到表明电源充分性的系统综合模型。当考虑互联系统相互支援时，须建立等效支援系统模型，然后和系统综合模型组合，形成最终的综合模型，系统可靠性指标可从最终的综合模型中直接获得。

### (1) 发电系统模型

不同台数和容量的设备停运将使系统处于不同的状态，所有停运状态的总和构成了系统的状态空间，此时，系统状态完全可按停运容量的大小区分。容量模型以不同容量对应一项的停运表表示。设发电机组为完全停运和运行两种状态。发电设备容量、强迫停运率、平均修复时间为已知的原始参数。每加入 1 台机组，运用递推算法进行 1 次计算，修改停运表。

### (2) 负荷变化模型

根据计算精度和计算时间的不同要求，取用了两种负荷曲线建立负荷变化模型。当只需粗略估算可靠性指标时，采用典型率负荷曲线；当需要精确结果时，可采用年时序负荷曲线。负荷变化模型的表示形式和内容作以下两点说明。

a) 检修计划按月安排，相应的可靠性指标将每月计算 1 次，研究周期为月。负荷变化模型每月形成 1 次，若采用典型率负荷曲线，月负荷变化模型对应小于等于 24 个点。如果采用年时序负荷曲线，将按月提取负荷曲线，对相应的 720 个点建立负荷变化模型。

b) 负荷变化模型是以停运表表示，其中的状态是按负荷值的大小次序排列，若 2 个（或多个）时间点的负荷具有相同数值，则将其组合成一个状态列入。停运表中包含停运容量、确切概率、增量频率 3 项。停运容量即是负荷值，确切概率是负荷值出现的总时间在研究周期内所占的比例。频率则是对研究周期内某一时刻到下一时刻负荷的变化所引起的所有负荷值变化趋势进行统计而得到的。

### (3) 等效支援系统模型

绝大多数区域电力系统是通过联络线与其邻近的系统互联，由于互联系统间可能相互提供支援容量，往往使互联双方的可靠性都得到改善。在分析中假定了如下条件：互联系统双方的发电设备随机故障停运和负荷变化彼此独立；互联系统在不影响本身正常供电的前提下，必要时可将全部备用容量向对方提供支援。此外，联络线的容量及其故障停运情况，显然对互联系统的可靠性具有重大影响，在分析中加以考虑。这是在发电系统可靠性分析中唯一涉及到的一个输电元件。

互联系统只有在满足自身所带负荷有备用的情况下，才能提供支援。所以只需从综合模型中取出备用容量大于零的部分作为可支援容量模型。同时提供支援还需满足联络线容量，支援系统模型和联络线限制满足一种串联关系，用串联算

法可得到

当多个系统可向研究系统提供支援时，将它们等效成一些多状态机组，用组合方法组合，形成一个总的等效支援系统模型。

#### 2.3.4.2 程序流程

根据以上分析，在 VC6.0 的开发环境下，建立起各个孤立系统的容量模型、负荷变化模型、系统综合模型、等效支援系统模型等。并建立起最终的系统综合模型，进行可靠的分析。

孤立系统的综合模型的建立、形成等效支援互联系统模型及加入支援的最终综合模型都碰到模型组合问题，模型组合的方法是将其中一个模型等效为 1 台多状态机组，然后运用并联算法，将等效机组加入另一个模型中。

#### 2.3.4.3 结论

在 VC6.0 的开发环境下，结合已有的图形系统，编制出了电源规划的可靠性分析程序，此程序可对整个系统及系统内各个分区系统分别进行可靠性分析，并考虑检修计划和互联系统支援计划对可靠性的影响。本程序提供 5 个可靠性指标：电力不足概率 LOLP (Lack of Load Probability)、电力不足时间期望 LOLE (Lack of Load Expectational)、电量不足期望值 EENS (Energy Expectation Not Served)、电力不足频率 LOLF (Lack of Load Frequency)、电力不足持续时间 D (Duration)。该项目已投入使用，实际应用证明本算法和设计是合理的。

### 2.3.5 中长期运营模拟与评估

#### 2.3.5.1 中长期运营模拟

我国的电力市场已经从原来垂直垄断的模式发展到现在将要全面实行发电竞争的模式，但即使全面实行了发电竞争的电力市场，也不会马上实行批发竞争的电力市场，更不可能实行零售竞争的电力市场。从垂直垄断、发电竞争、批发竞争到零售竞争，是一个循序渐进、不断完善的过程。因此，在供电市场不可能马上放开的情况下，为了在供电企业内部引入竞争和激励机制，提高企业的活力，有必要在供电侧实行内部模拟电力市场，对模拟电力市场运营分析的研究非常重要，而目意义重大。

这里以供电企业的模拟电力市场为对象，对模拟电力市场的运营进行了详细

的分析和预测。

#### (1) 市场分析与预测方法

进行模拟市场运营分析的方法很多，比较常用的分析方法有：

- a) 对比分析法
- b) 比率分析法
- c) 因素分析法
- d) 本量利分析法
- e) 边际分析法：

市场预测方法有：

- a) 弹性分析法
- b) 回归分析法
- c) 趋势外推法
- d) 动平均预测法
- e) 灰色预测法
- f) 时间序列法
- g) 专家系统法
- h) 神经网络法

#### (2) 模拟市场运营分析预测

在零售竞争电力市场中，发电领域、输电领域、配电领域和零售领域是完全放开的。配电网和输电网一样，完全向用户开放，提供输变电服务，同时收取服务费。零售领域中，零售商可以不拥有配电网络，也可以拥有配电网络。如果不拥有配电网络则可以向用户提供用电服务来收取服务费；如果拥有配电网络，则不仅要向用户提供各种服务还承担了配电等任务，此时供电企业既是配电商又兼零售商的职能。

在批发竞争的电力市场中，发电领域、输电领域开放，配电领域小开放，也就是配电网络管辖范围内的小用户没有选择用户的权力，只能由当地的配电商提供，但是大用户有了更多的选择供电商的权力，可以直接和发电公司签订购电合同，同时由于发电侧开放，各配电公司可以自由选择各个发电商，因此，配电公

司就面临着很大的竞争压力，它也已经成了一个独立的、自主经营、自负盈亏的企业。

上述模式下供电企业的基本职能是在满足其他各种约束(比如安全问题、环保问题等)的前提下争取以最低的购电成本向发电公司购电，然后以最合适的价格卖给用户，以期获得最大的利润。供电企业最根本的目的是为了盈利，这样企业的领导者必然要全面仔细地分析供电企业中与利润有关的各个因素，包括购电成本、线损率、购电量、售电量、平均售电单价、固定成本、营业外收支、增供扩销等等。只有对企业与利润有关的因素有了全而深入的分析，才能全面、准确的了解企业的经营状况，从而制定出正确的决策，帮助企业克服困难，争取最大的利润。

但是，目前我国电力市场还处在发电竞争模式的试验阶段，相关方面的规范制度还不健全，要建立一个全国范围的稳定的电力市场，还有很长的路要走，要发展到零售竞争的电力市场阶段需要时间更长，因此在供电市场开放之前进行省内的模拟电力市场是非常必要的，通过模拟电力市场可以积累经验，提高供电企业的市场竞争力，为将来供电市场的开放做好充分的准备。

在发电竞争模式下，发电侧进行发电竞价，供电侧的供电企业作为相对独立的企业，从电网经营企业(省公司)购电，然后向所辖区域内的用户售电。为了使供电企业获取最大的利润，企业领导必须对自己企业的经营管理状况进行全面细致的分析和预测。分析的主要内容包括：售电量分析、平均售电单价分析、利润分析、盈亏平衡点分析等等。

供电企业模拟市场分析是对供电企业模拟电力市场中涉及各个重要指标的历史数据和现有数据进行整理、归纳和总结，从而找出企业运营管理内在的规律，发现企业运营管理中存在的问题，以解决实际的问题，有利于制定正确的决策。

### (3) 模拟市场决策支持系统

决策支持系统(Decision Support System, DSS)就是基于计算机之上的信息系统，其主要目的是为知识工作者提供奠定明智决策的基础的信息。它综合利用大量数据，有机组合众多模型(数据模型、数据处理模型以及图形模型)，通过人机交互，辅助各级决策者实行科学决策的信息系统。决策支持系统的最大特点是

人机交互作用强，能有效解决半结构化决策问题，并使非结构化决策问题向结构化决策问题转化。一个完整的决策支持系统一般应该由人机交互子系统、数据库子系统、模型子系统和方法子系统四个子系统构成。

#### 2.3.5.2 中长期运营评估

电厂运营的绩效评估系统，就目前国内电力市场改革的情况来看，最有市场前景的软件系统是电厂运营的绩效评估系统。电厂运营绩效评估系统也可称电厂优化运营管理系统，或者电厂利润分析管理系统。

绩效评估系统是指效益和市场挂钩，供需关系将要决定效益，这才会效益最优化。这样简单的经济道理会让效益计算和管理复杂程度提高无数倍，这也使IT的效益管理系统复杂起来。绩效评估系统正是这样一种能够进行复杂计算和管理的系统。

绩效评估系统的主要功能是进行耗差分析，计算机组的运行经济指数，参照配电方面的负荷需求来计算电的销售情况，并在以上参数指导下监控机组运行。

首先，系统要求能够完好地集成到现有的电厂MIS系统中。

其次，这样的系统是个理想的采用中间件的应用。

最后，我们还要讨论一下绩效的标准是什么。国内的绩效评估思路的重点要放在电力市场价格上。因为在竞价上网条件下，电厂的经济效益更多是与电力市场价格有关，而机组运行的优化则变得次要。

## 3. 构建科学的电力规划体系

### 3.1 构建科学电力规划的必要性

#### 3.1.1 电力市场化改革的需要

电力市场化改革的精髓在于发挥市场配置资源的功能、作用，而单个主体在市场中确定的投资项目具有很大的分散性，完全由市场调控。由于电力项目的产出周期很长，就会造成市场的剧烈波动。因此，要实现市场有序的、稳定的配置资源，就一定要保证规划的科学性、经济性，而每个市场主体参与竞争的情况下配置资源还一定要保证资源配置的公平性和公正性，就必须有一个客观的，为各方一致赞同的评价标准。这就是在新的形势下电力规划要遵循的标准。

电力对国民经济和人民生活特别重要，严重缺电会影响社会和经济生活的稳定；我国资源分布和经济发展，地区间、城乡间的巨大差距；电力建设周期的长期性，增加了仅靠价格调节的风险；电网过于薄弱增加了市场管理的复杂性；经济和电力需求的高速增长和不稳定性，大大增加了需求预测和市场调节的难度；投资者对巨额投资的慎重决策等电力商品的特点和我国电力工业的特殊性都决定了在市场经济条件下宏观规划的必要性。

随着“厂网分开、竞价上网”改革的逐步深入，我国电力工业即将步入商业化运营，做好市场条件下的电力系统的科学规划工作，无疑是十分必要的。市场经济条件下的企业，应以追求企业经济效益最大化为目标，所有的决策投资都应充分考虑回报收益率，避免武断决策和盲目投资。在市场经济条件下进行电力系统规划工作，与计划经济体制下相比有很大的不同，其难度更大，对规划工作者提出了更高的要求。规划工作者应该加强电力市场调查研究工作，分析经济结构优化、电力体制改革和电力市场开拓等对电力需求的影响，收集各行业的发展信息，充分研究本地区用电量和负荷的历史数据及其发展趋势，做好规划的基础性工作。然后，在综合考虑资源开发利用、人类生存环境和社会经济等方面协调发展的基础上，对规划方案从多方面进行综合权衡分析，确定使经济效益、环境效益和社会效益均达到最佳的方案，从而切实做到以市场需求为导向、以经济效益

为中心、以资源优化配置为重点、符合电力企业实际的电力系统规划工作。

在电力市场化改革后需要对电力系统规划工作的定位、思路及其评价准则等方面做出改进，以适应新形势下的规划要求。发电公司的未来电源规划将根据市场需求行确定，分布式电源的规划也需要按照市场的规律来进行。由电网公司负责的输配电网规划的目标、原则、模型、方法和工具等都将发生变化，而且需要考虑未来各种不确定性因素对规划的影响。

市场经济条件下规划的作用显然不再可能是指令性的，这不符合建立市场经济的目的，也不符合市场经济运行的基本原则。首先，市场经济是以需求为导向的经济，电源、电网建设必然要通过电价这一杠杆的调节，市场经济要求市场的参与者是具有自主经营、自负盈亏、自我约束、自我发展的法人实体，电力建设项目的决策也必然将是分散的，市场投资者必须能自主决定是否建设、何时、何地建设及建设何项目，市场经济条件下的规划只能是更大范围资源优化配置的基础，市场投资者自主在规划范围内进行选择，政府只能通过制定法律和政策，引导投资者按规划方案实施。

市场经济和计划经济规划工作的目标相同，变化的只是配置资源的手段、方法等。因此，正确理解规划作用的变化，丰富和发展适应市场经济的规划方法，制定科学合理的政策引导规划的实施，使投资者愿意投资有利于更大范围内资源优化配置的项目是十分必要的。国家要及时调整规划工作的管理和工作体制，明确责任主体，适应现实，并符合市场化改革的发展方向是一项非常紧迫的任务。

### **3.1.2 从全局性、客观性、全面性考虑全社会最佳、符合科学发展观，改变利益部门化的必要条件**

依据电力发展本身的技术经济特点，要从全局性出发，要先有一个全国的总体规划纲要，全面而有客观地对各省和地区提出总体要求，然后以省为基础，以区域为平衡，以全国优化配置进行规划，从而形成统一的、相互衔接的、各级分别实施的电力规划。这是电力系统固有特点所决定的，是全国资源优化配置所需要的，是大系统与子系统相互联系又相对独立，互相依存又互相矛盾的关系所决定的。

电力系统的科学规划要做到综合性、主动性、开放性、滚动性和有效性。综

合性就是要从属经济体制，社会经济发展，国内外科技动向，确定生态分析、能源供求形势和交通运输能力等方面来进行综合分析比较，才能制订出符合市场规划，社会进步，科技发展的科学的电力规划。主动性就是要求规划有适度超前性，从而能够促进社会经济发展，促进科技进步。开放性就是要求规划纳入市场经济运行规律轨道，既可为政府决策服务，又可为任何投资主体服务，要求电力规划走向市场化、商品化。滚动性就是指规划编制要自上而下和由下而上密切配合，反复协调，综合平衡，滚动修订，不断完善，以使规划具有科学性和民主性，现实性和可操作性。有效性就是要求科学规划有效实施。

加强市场条件下的科学电力规划工作，对于实现电力工业可持续发展，利益部门化是十分必要的。市场化改革、厂网分开后，各发电公司和电网公司均无行业规划职能，仅能编制本企业规划。今后加强市场条件下的电力规划工作，一是应及时调整规划工作的管理和工作体制，适应市场需求。作为管项目的政府部门，应该更关注规划和布局。二是制定科学合理的政策引导规划的实施。市场经济和计划经济规划工作的目标相同，变化的只是配置资源的手段、方法等。因此，正确理解规划作用的变化，丰富和发展适应市场经济的规划方法，制定科学合理的政策引导规划的实施，使投资者愿意投资有利于更大范围内资源优化配置的项目是十分必要的。

### 3.1.3 与国际接轨，汲取国际上先进的规划方法的需要

在已放松管制的电力市场的国家，如英国、澳大利亚、挪威和美国等，都没有集中的发电规划，发电容量的增加靠市场提供的经济信号和用电需求信息调节，但一般来说都有统一的输电规划。随着“厂网分开、竞价上网”改革的逐步深入，我国电力工业即将步入商业化运营，与国际接轨，汲取国际上先进的规划方法从而做好我国市场条件下的电力系统的科学规划工作，无疑是十分必要的。

在英国，没有集中的发电规划，输电规划由国家电网公司负责。输电规划必须满足用户需求和安全标准。安全标准是电力监管授予的国家电网公司特许经营权的一部分。在澳大利亚，各州电力市场和国家电力市场没有集中的发电规划过程，发电决策留给市场，输电规划仍然由各州的电网公司负责，国家电力市场和电力系统运行机构负责互联电网的协调规划。

在挪威，同样没有集中的发电规划，电厂的新建、改造和退役完全由发电企业决定，同时自我承担风险；电厂的建设必须得到电监会的特许经营权，即须经政府批准，发给建设经营许可证；输电的可靠性、输电规划和输电定价由电网公司负责，但在没有征得输电用户的咨询意见情况下，电网公司不能决策建设投资。在美国，没有集中、协调的发电规划，电厂的新建、改造、退役和容量买卖由各个发电企业决定，风险自担，输电规划的责任不明确，期望新建立的 ISO 或区域输电组织 RTO 来解决该问题，参与区域输电规划，但它们不拥有输电资产。因此，输电规划要适应各种可能的电力交易变得相当困难，存在潜在的可靠性问题。

英国、澳大利亚、挪威在 20 世纪 90 年代开始市场化运作，至今用电负荷增加缓慢，新增发电容量少，电力市场运行机制也还在不断完善。自建立电力市场机制以来，这几个国家的电力市场运行比较平稳，市场的经济信号起了一定作用，发电能适应负荷缓慢增长的需要。放松管制以后，输电用户对输电发展的影响增加，为了降低成本，电网面临充分利用现有输电系统的更大压力。这几个国家新建的大规模的输电工程减少，而专注于提高现有输电系统输电能力的改造。

## 3.2 构建科学电力规划的基础研究

### 3.2.1 新规划方法的原则

以全社会成本最低、对环境污染最小、资源消耗最少为目标，根据“十一五”电力发展的预测和建设资源节约型、环境友好型社会的要求，遵循电力工业产业发展政策，分析了电力环保与资源节约的主要任务，提出了制定新规划方法的基本思路和原则：

#### 3.2.1.1 新电力规划要建立和完善 IRP 规划体系

我国正在加快电力市场化改革步伐，建立电力市场公平竞争的新秩序。首先对常规发电厂实行厂网分开，竞价上网；其次，国家将向公众出售配电网，保证消费者可以自由选择供电商。这是符合我国加入世界贸易组织总体形势要求的。实践证明，要充分发挥市场对资源优化配置的重要作用，必须鼓励竞争，打破垄断。

但是在这样一个大背景下，今后推行 IRP 规划方法的难度将进一步加大。原先作为推广 IRP 规划方法主体的电力部或国家电力公司，由于具有较高的权威性，

开展这项工作比较容易。而在厂网分开之后,应该由国民经济宏观调控部门来作为推广 IRP 规划方法的主体。因为国民经济宏观调控部门可以从国民经济全局的角度应用 IRP 规划方法进行平衡,比较出投资于节能项目或新建发电厂的利弊,从长期发展的角度来看,区分出开发可再生能源与利用常规能源的优劣。同时,国民经济宏观调控部门有能力运用必要的手段对新建项目进行调控,或是出台相关的政策加以引导。不仅如此,国家还应建立和完善 IRP 规划体系,形成从地方到中央的一支完整的规划和管理队伍。要将 IRP 规划方法严格纳入各级电力规划当中,充分发挥出 IRP 规划方法的长处。“局部的最优,并不意味着全局的最优”。为寻求全局最优的电力规划方案,国家应赋予国民经济宏观调控部门绝对的权威,保证全局最优的方案得以实施。

### 3.2.1.2 大力促进新技术的发展

从近期讲,节能和可再生能源技术的社会效益好,但经济效益不显著。这个产业刚刚起步,技术、管理、生产规模等都远不能与常规能源企业相媲美,其发电成本也不能与常规能源相竞争,必须得到政府在政策上的强有力的支持才可能发展。

我国政府应要求电力公司制定出节能和可再生能源发展的目标和计划,并出台相应的法律或法规,强制和监督计划的执行。同时,政府要加强政策引导。在财政、税收和价格等方面区别不同地区予以政策支持,对可再生能源发电企业应实行税收减免。为保证合理的上网电价,可再生能源发电电价高于电网平均电价的部分,应在大区电网内进行平均分摊,在最终销售电价中得到体现,由全社会来承担。

### 3.2.1.3 将电力需求侧管理纳入重点工作

解决我国能源问题,只有从需求抓起,把能源消费增长速度和总量控制在合理范围内,才有望得到解决。第一,加强政府的主导作用。增强全民对电力需求侧管理必要性和重要性的认识。第二,进一步完善政策、法规和组织保障体系。要研究制定在市场经济条件下推动电力需求侧管理工作的系列政策、法规,建立长期有效的激励机制和约束机制。有序用电只能作为电力供需矛盾紧张时的应急机制,而不应该是需求侧管理的重要措施和常规手段。在市场经济条件下,可以通过优化电价设计、调整产业结构等,使有序用电不再成为需求侧管理的主角。

目前，可重点研究季节性电价政策和经济激励政策，如购置和使用高效节电产品的一次性补贴政策等。在组织保障体系方面要建立一个自上而下的由政府、电力公司、用电大户代表组成的多级网络组织体系。实施强制性节能产品市场准入标准、能效标识制度和重点用能企业能效评价制度。第三，重视各种先进适用技术和高能效设备的引进和使用，推广能源合同管理。第四，逐步形成以市场为导向的电力需求侧管理长效机制。建设能效电厂(EFP)，价格引导需求，通过电价杠杆，引导用户高效、合理用电。

#### 3.2.1.4 调整电源结构，加强电网建设，实现电源电网统筹协调发展

结构和布局调整是电力工业最大的也是带有根本性的环境保护和资源节约措施。要以降低成本为核心，在符合环境法规的前提下大力发展水电，积极优化煤电，推进核电建设，协调气电发展，依法加快新能源发电步伐。尤其是对基础性、主导性的煤电，在着重优化布局和增量上紧跟国际先进水平的同时，加大力度实施以关停超期服役、能耗高、污染严重的纯凝汽式小火电机组为特征的“以大代小”步伐，加大对有继续利用价值存量机组实施经济节能和环保性能的改造。用可持续发展、资源优化配置观点规划电源电网建设，合理利用国内外两种资源，积极采用新技术、新产品，节约各种资源，保护环境。搞好西电东送和特高压交直流输电工程发展规划，加强电网建设，实现电源电网统筹协调发展。

#### 3.2.1.5 落实经济政策，发挥市场机制

加快推进资源节约、环境保护、安全等生产因素的电价改革步伐，在改革过渡期间，先积极落实现有电厂烟气脱硫的成本进入上网电价，并在销售电价中由用户分摊；继续执行和完善国债贴息、脱硫进口关键设备的减免税政策、排污费全部用于污染防治的政策；积极推进区域二氧化硫等污染物排污交易实施，在满足当地环境质量要求和达标排放的前提下，允许在一定区域或在全国进行电力二氧化硫排放交易；积极真正落实环境影响报告书的中介评估制度，把中介评估从行政垄断中解放出来。

#### 3.2.1.6 配套法规标准，发展循环经济，建立电力规划环境影响评价模型。

要大力推动循环经济发展，并把重点放在企业层面的循环经济上（即清洁生产层面），在有条件的地方积极参与生态工业园区等区域层面的循环经济，并通过结构调整、电力需求侧管理等方式推动社会层面的循环经济的发展。应统筹研

究排放标准、总量控制、排污收费、排放折价标准、排污交易、环境影响评价以及电价改革等方面的关联性,修订与市场经济模式和循环经济发展不相适应的规定和文件,加快研究在规划环境影响评价基础上的项目环境影响评价的改革。加快制订出科学的电力清洁生产指标体系;深入研究新形势下节能降耗、环境保护、经济效益为一体的综合发电方式。建立电力规划环境影响评价模型,选择一个好的模型,即能达到贯彻可持续发展战略的目的,又能较好地反映客观事实。我国人口众多,人均资源相对短缺,科技水平不高,经济技术基础比较薄弱,保护生态环境面临的任务很艰巨。因此,必须在电力发展规划工作中贯彻落实可持续发展战略,体现在节能,节水,节地以及节约其他各种资源和尽量减少污染物排放量这两个方面。

### 3.2.2 新规划中环境保护的研究成果要得以体现

#### 3.2.2.1 夯实工作基础,加强科学决策

完善基于监测技术为支撑的污染物排放量和资源消耗量的数据库,真正摸清全国各行业二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物排放的时空分布状况和资源利用及节约状况;加快进行基于改善环境质量和酸雨状况的区域污染控制战略再研究,以及PM<sub>2.5</sub>、烟气中重金属环境影响和控制措施跟踪研究,有针对性地为制(修)订污染物排放标准和控制措施提出科学支撑,尤其是为电力进一步控制二氧化硫和氮氧化物排放提供技术支撑;摒弃以目标总量为基础的行政分配总量的做法,开展以容量总量为基础的总量控制。

#### 3.2.2.2 推进科技创新,强化污染控制

以保证现有电厂达标排放为目的,以烟气脱硫为重点,继续采取综合措施控制二氧化硫排放。对于100MW及以下纯凝汽式机组,以及可预见使用寿命不足10a的机组,通过“以大代小”、退役、关停等方式减排二氧化硫,原则上不鼓励采取烟气脱硫措施;淘汰50MW及以下纯凝汽式燃煤发电机组。优先规划位于“两控区”、大中城市、燃用高硫煤且二氧化硫超标排放火电厂的烟气脱硫工程。在同等条件下,优先安排200MW及以上机组实施烟气脱硫。积极推进脱硫设施的后评估和对脱硫工程公司进行评价以及建立技术规范体系等整顿、规范、提高烟气脱硫产业化工作;积极推进300MW、600MW级的具有自主知识产权和符合循

环经济发展要求的、资源节约和环境友好型的、成熟的烟气脱硫技术。预计到2010年末，全国投运及建成的烟气脱硫机组容量将达3.2亿kW，其中现役机组（指2004年底运行的机组）脱硫约占1.25亿kW，届时全国烟气脱硫装机容量约占燃煤机组（按5.2亿kW考虑）的60%。进一步推进低效除尘器的提效改造，使全部机组的平均除尘效率提高到99%，推进300MW、600MW级布袋除尘器应用；300MW及以上机组的布袋除尘器的设计、制造技术及合格滤袋材料实现本地化生产。

新建火电机组全面安装低氮氧化物燃烧器及采用分级燃烧技术；现有200MW及以上火电机组进行低氮氧化物燃烧技术改造；积极推进位于氮氧化物污染严重、中心城市周围、具有经济承受能力的大型新建燃煤机组及超标排放的现有机组实施烟气脱硝；推进300MW及以上机组进行烟气脱硝国产化示范工程建设。

大力推广成熟的节水和废水回收技术，新建电厂（二次循环机组）的耗水量控制到 $0.7\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 以下；在长江中下游、沿海等丰水地区新建的火电厂，推广直流或半直流供水技术；在富煤缺水、以水定电的三北地区、严重缺水地区新建火电厂，积极采用空冷机组，使平均耗水量降到 $0.1\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 以下；加快推进高浓缩倍率的循环冷却水处理技术（包括防垢、防腐技术）、城市生活污水供发电厂冷却系统技术、海水/咸水淡化技术以及更高灰水浓度的水力除灰系统技术等，推广供热回水处理与利用技术。

对燃油电厂实施燃煤或燃气代油技术改造；对大油枪燃煤机组全部完成采用小油枪或等离子无油点火技术的改造；通过改造提高锅炉在低负荷下的稳燃能力，减少助燃用油和点火用油。

积极推进电厂干除灰改造，推广干灰分级和处理加工技术，提高干灰利用率和利用效益；加大对脱硫石膏等副产品高附加值综合利用技术的引进和推广应用。

高度重视电力建设过程的生态环境保护，加强水电建设前期环境影响评价工作和施工期的生态保护及水土保持工作，严格按照法规要求做好输变电环境保护。

### 3.2.3 各行业用电的分析研究、需求侧管理成果的运用

3.2.3.1 充分运用电力负荷管理系统、用电现场管理与服务系统等技术手段,实现有序供用电,落实错峰措施。

(1) 制订有效、有序的用电制度和方案(如轮休、错时上班),以调整周、日负荷;

(2) 制订备用方案和应急机制,防止企业轮休后用电依然紧张,要有可调的备用线路;

(3) 建立完善的客户对话机制,及时通知用户停电和恢复送电,了解用户的信息,完善信息储备和运行依据;

(4) 目前基本按照“有多少,供多少”和“确保重点,兼顾一般”的原则实行有序用电,对用户用电时段与负荷指标实行统筹安排,并通过安装电力负荷控制装置进行管理。

(5) 推广错峰用电,加强对错峰负荷的管理、控制与考核。

3.2.3.2 采用冰蓄冷等技术手段。

利用错峰不同电价的经济杠杆,可以调整技术措施。

3.2.3.3 合作互动促使厂家开发节能高效产品,积极推广节能产品。

用于节能和负荷控制的产品包括以下技术;高效照明、空调负荷控制、电热水器蓄热、空调蓄冷、电动热泵、电动机无功就地补偿。这些技术在电力部门和厂家的共同合作下,能更好地开拓电力市场,提高节能效益。

3.2.3.4 采用经济激励机制。

在市场经济条件下,实施奖励能起到较好的效果,形式有;分享节电效益、电力股票回报、奖励金等。国外电力企业采用得较多,而国内电力企业正在探索和尝试中,应给予参加需求侧管理的企业适当的经济补助,以推动其参与性和积极性。

3.2.3.5 建立以用户需求为导向的用电营销服务体系。

搞好用电预测和制订系列便民措施,使电力建设和运行能满足用户的需要。DSM 的方法有:用户教育、直接沟通、商业联盟、广告促销、多种电价、经济奖励等单个或多个组合的方式。

3.2.3.6 推广合同能源管理。

合同能源管理机制的实质是一种以减少的能源费用来支付节能项目全部成本的节能投资方式,其主要内容是由节能服务公司与需要进行节能改造的企业间签订合同,前者投入节能改造的资金和技术,完成节能改造,待产生节能效益后,双方从效益中分成。它是市场经济下的一种节能新机制,是企业进行节能技改中解决技术、资金等问题的一种新途径。在编制节能长期规划时,应把推进合同能源管理作为重要内容,从政策上支持节能服务公司的建立和发展,积极培育合同能源管理新机制。

### 3.2.4 学术界对规划研究的其他成果得以反映

#### 3.2.4.1 电力市场环境下的输电投资与扩展规划

未来的输电扩展规划主要以消除那些明显影响市场运营效率的或降低系统运行可靠性的主要约束以及容纳新的发电项目的能力为目的。

输电投资主要有四种模式:

(1) 公共投资(包括国有投资和市政投资)。可通过公共财政,公共基金或公债等方式融资。

(2) 基于管制的私有投资。在这种投资模式下,由于监管措施不确定可能引起很高的投资风险,将导致投资者的期望回报率很高。

(3) 商业输电投资。就目前情况来看,还只是基于管制的输电投资机制的一种补充。

(4) 商业输电投资与基于管制输电投资相结合。

#### 3.2.4.2 电力工业协调扩容规划

在电力规划阶段就应当对发电和输电进行协调统一的规划,二者不可分割。电网的规划直接影响着电源的规划建设,在发展中国家,发输电的协调规划尤为重要。输电容量短缺造成的输电阻塞和系统的不稳定会造成资源的大量浪费,例如我国西南云贵地区蕴藏着丰富的水能等可再生能源,但是在工业比较发达的广东等地却缺乏足够的电能。因此,就需要规划建设足够的输电线路,保证电源的送出和负荷的接入,而输电走廊的走向和位置反过来又会影响发电装机的选址、容量等。

目前,国内外对电力系统规划的研究主要集中在线路或电厂投运后的成本

最小化问题上。譬如如何最小化输电系统的电能损失，最小化发电公司的运行成本(机组组合问题)等。因此，用于解决这些问题的最优潮流模型建立了起来。这些模型以电能损失最小为目标，将电网的实时约束和现有的机组投资组合作为系统运行的约束条件，实现满足有功和无功需求的最优机组组合。由于最优潮流(OPF)模型一般只能解决实时和短期系统最优化问题，不能用于输电和发电的投资决策，近年来有人开始研究考虑长期输电扩建投资的电力系统模型。这些研究在满足系统现有和未来的运行约束条件下分析了电网互联规划问题。

#### 3.2.4.3 电网灵活规划方法

电网灵活规划，又称为电网柔性规划，是指在进行电网规划时，计及各种不确定因素，以最佳的柔性规划方案来适应未来环境的变化，使规划方案在总体上达到最优。其灵活性体现于现在的规划方案能适应未来的环境变化。电力市场下的电网规划需要计及各种不确定因素对电网规划结果的影响，使所选取的规划方案在电力系统未来的发展中具有最佳的适应性，使规划方案在总体上达到最优。根据对不确定信息处理方法的不同，灵活规划的研究具体可以分为两类：第一类为多场景分析方法；第二类为基于不确定性信息数学建模的电网规划方法，如随机、模糊、灰色和盲数规划等。

### 3.3 中国电力的增长特性

从1988年电力管理体制实行，“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、筹资办电”的二十字方针和因地因网制宜的原则，电力发展速度迈上了一个新台阶，分别在1987、1995、2000、2004、2005年装机容量突破1、2、3、4、5亿千瓦，电力增长速度呈加速状态。毫无疑问，拉动电力增长的因素是多方面的。因此，可以说电力增长也与国内生产总值、投资、消费、产业结构以及人民生活水平的改善息息相关，要从以往的大量的数据中探求它们的相关关系，找出规律和影响因素，这对于制定科学电力规划是十分必要的。

#### 3.3.1 电力弹性

电力弹性是指电力增长率对某一经济要素增长率的比值，以表征电力增长与该要素增长之间的相关关系。

### 3.3.1.1 电力对 GDP 的弹性

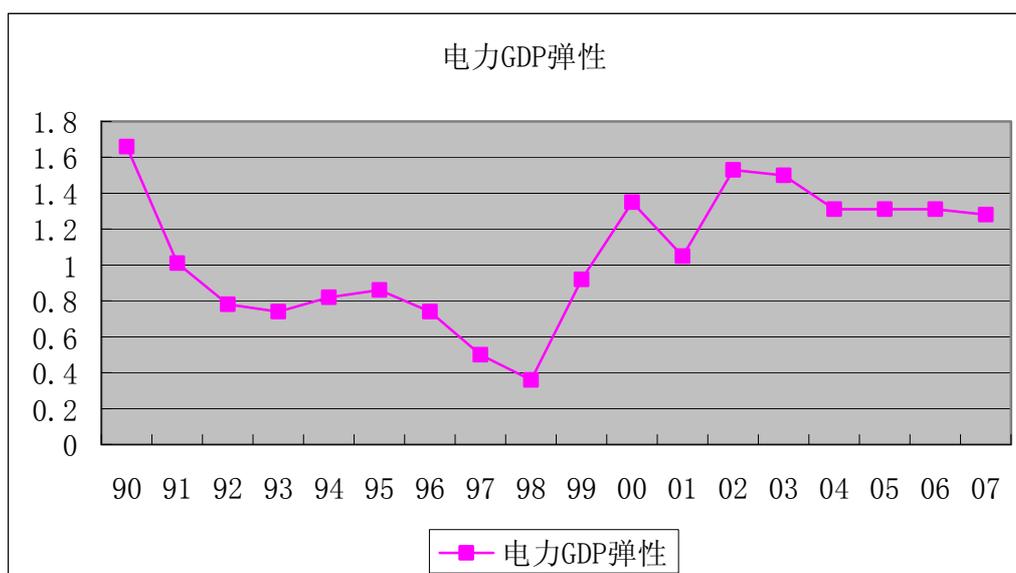
1990 年以来历年电力弹性如表 3-1 所示。

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
电力 GDP 弹性	1.66	1.01	0.78	0.74	0.82	0.86	0.74	0.5	0.36
年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (预计)
电力 GDP 弹性	0.92	1.35	1.05	1.53	1.50	1.31	1.31	1.31	1.28

2000 年以后的 GDP 增长率按调整后数据计算，2006 年为快报数。

历年变化趋势如图 1 所示。

图 3.1



由图看出年度间电力弹性的分布较为紊乱。1990-2007 年这 18 个年度间完成了一个大的周期循环，这个循环以 1999 年为界中，此前多数年份电力 GDP 增长弹性小于 1，反映了当时的经济结构。从 2000 年起电力弹性超 1，个别年份电力弹性可达到 1.5 以上。重化工业中的许多产业如黑色冶金、有色冶金、化学原料、非金属制品等基本原材料部门用电增幅超过全社会平均，导致用电增长超过 GDP 增长许多。可以预见，中国电力快速增长的势头未减，电力弹性会随着节能措施发力而开始下降，但不会小于 1，这可能是中国社会发展中的正常状态。

表 3-2 1993-2000 年间第二产业占 GDP 比重的变化情况。

年度	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
第二产业比重%	46.56	46.56	47.17	47.53	47.54	46.21	45.75
年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
第二产业比重%	45.9	45.15	44.79	45.79	46.22	47.28	48.71

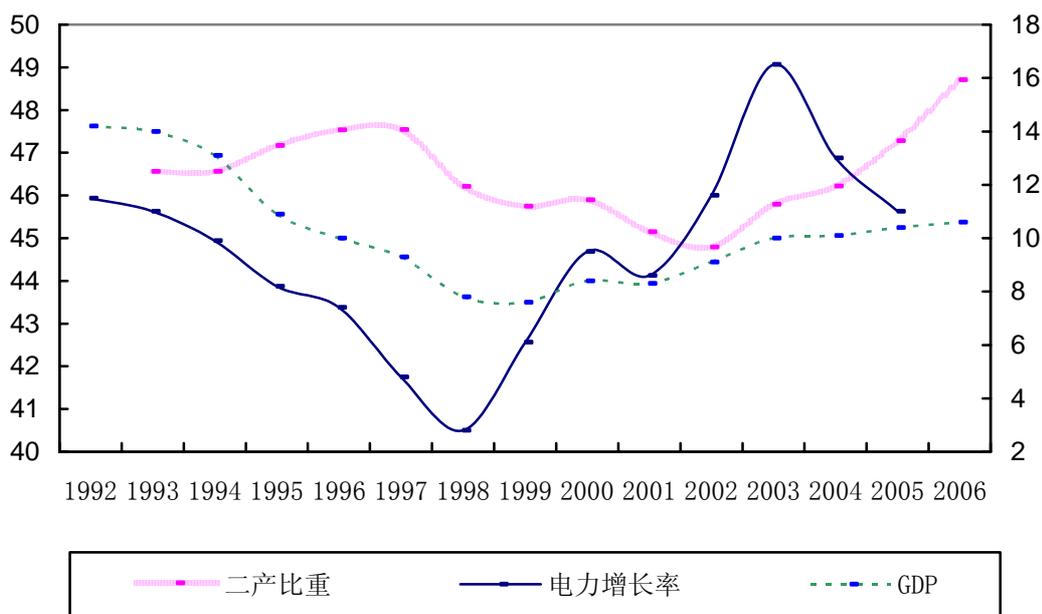
第二产业比重在 1996-2002 年间经历了一个下降过程之后在 2002-2006 年间

呈现一个上升过程。这个工业化过程的加速过程是导致电力对 GDP 增长大于 1 的原因。

下表示出从 1992-2005 年间化工建材、黑色冶金、有色冶金四大耗能的基本原材料工业用电占全国用电量的比重。

年度	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
四大行业用电比重%	28.96	28.92	28.48	28.38	28.24	27.42	27.09
年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
四大行业用电比重%	27.2	26.9	27.1	27.5	28.45	29.32	30.51

从表中可以看出，重化工业用电比重历来很高，但从 1992-1999 年历经了一个慢慢下降的过程，而从 2001-2005 开始了一个上升过程。由此可以看出，当重化工业用电比重下降的时期，电力弹性小于 1。反之重化工业用电比重增加时，电力弹性大于 1。



由图看出，电力增长率的年度分布与 GDP 增长、二产占 GDP 的比重、重工业用电比重呈现相似的图形。只是在时滞上，二产比重、重工业用电比重的变化比电力增长的变化延迟两年时间。

### 3.3.1.2 电力对固定资产投资的弹性

固定资产投资一般要形成生产能力。生产能力的释放必然推动电力需求的增

长。从这个意义上讲电力与固定资产投资有紧密联系。

下表示出从 1992—2005 年历年固定资产投资增长率及占当年 GDP 的比重。

年度	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
固定资产投资（亿元）	8080	13072	17042	20019	22913	24941	28406
增长率（%）	44.4	61.8	30.4	17.5	14.8	8.8	13.9
占 GDP 比重（%）	30	37	35.35	32.9	32.19	31.58	33.65

年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
固定资产投资（亿元）	29855	32918	37213	43500	55567	70477	88604
增长率（%）	5.1	10.3	13	16.9	27.7	26.6	25.7
占 GDP 比重（%）	33.29	33.18	33.93	36.15	40.91	44.08	48.59

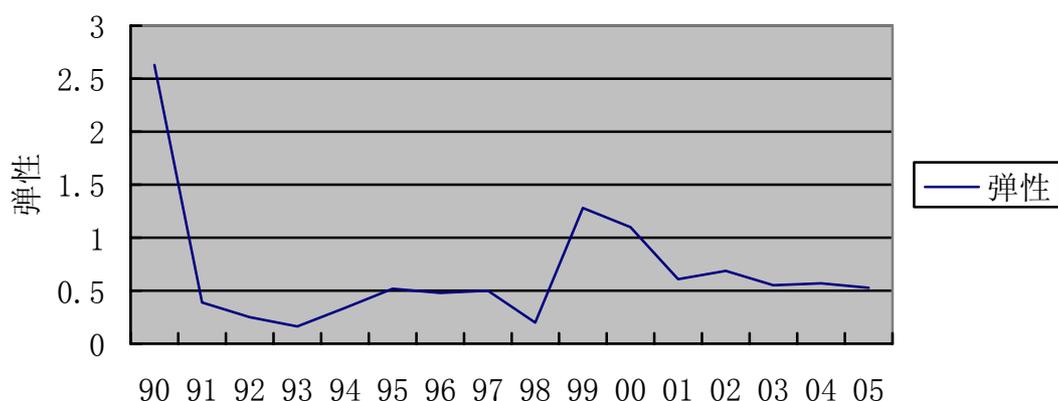
固定资产投资为当年价，增长率按可比口径计算。

在这一轮长周期中 1992—1993 年投资增速高达 45—60%。随宏观调控固定资产增长率逐步下调。在 1997—1999 年达到最低点。从 2000 年开始，增长率逐年回升至 25%左右，波动微小，我们可以看到电力增长率随投资率的下降而下降，随投资率上升而上升。

电力对固定资产投资增长的弹性如下表所示：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
弹性	2.63	0.39	0.25	0.162	0.338	0.518	0.48	0.5
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
弹性	0.2	1.28	1.10	0.608	0.686	0.552	0.57	0.528

电力对固定资产投资弹性

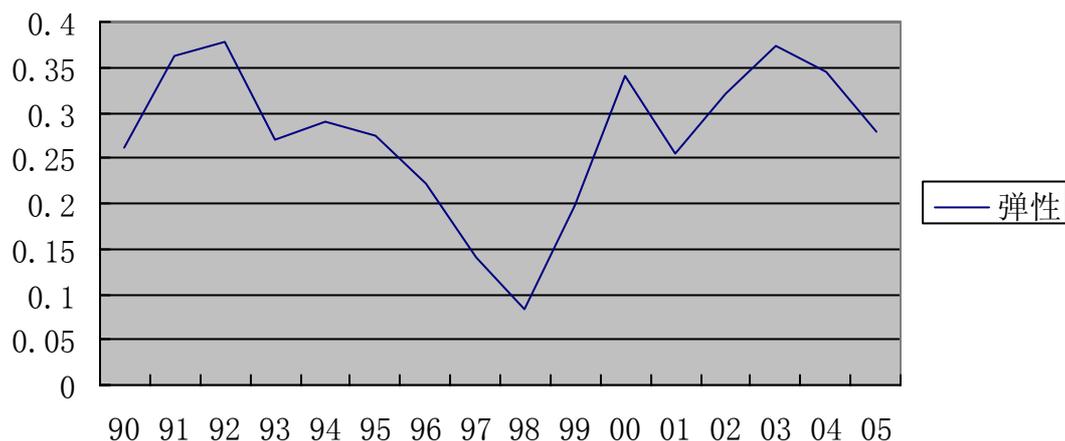


剔除一些年份不合理的数据，电力对固定资产投资增长的弹性还是相当稳定的。1991 年至 2005 年平均值为 0.548，2001 至 2005 年间的平均值为 0.6，可以用作中近期电力需求预测的参考量。

电力对投资率的弹性如下表所示：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
弹性	0.261	0.362	0.377	0.27	0.291	0.275	0.221	0.14
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
弹性	0.083	0.197	0.34	0.256	0.32	0.374	0.344	0.279

电力对投资率的弹性



可以看出，电力增速与投资率的相关性。在上世纪90年代稳定在0.26-0.27之间；2000年之后多数年份在0.35上下，个别年份在0.26-0.28间。总的看投资率的高企定位推动电力增长。但宏观调控的目标是使固定资产投资率降到40%以下，弹性系数取0.3是可行的。

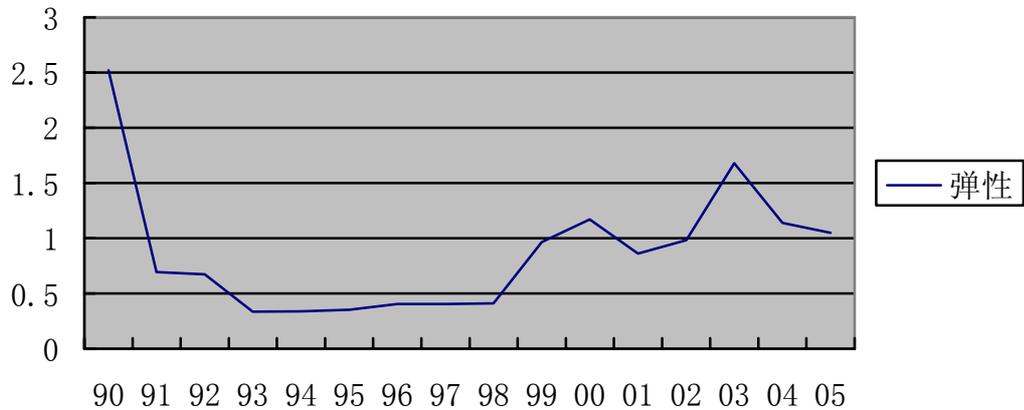
### 3.3.1.3 电力对全社会消费的弹性

全社会消费用全社会消费品零售总额表征，全社会消费品售出的越多，提供这些消费品所消耗的电力也就越多。因此，电力对全社会消费应当是正相关关系。

下表示出电力对消费品增长的弹性：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
弹性	2.52	0.695	0.673	0.335	0.338	0.354	0.404	0.404
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
弹性	0.411	0.964	1.17	0.86	0.983	1.68	1.14	1.05

电力对全社会消费的弹性



1991-1998 年间，电力对消费的弹性平均在 0.443。1999-2005 年间电力对消费的弹性提升至平均 1.12。剔除某些年份的不合理因素，1990-2005 年间平均弹性为 0.824。

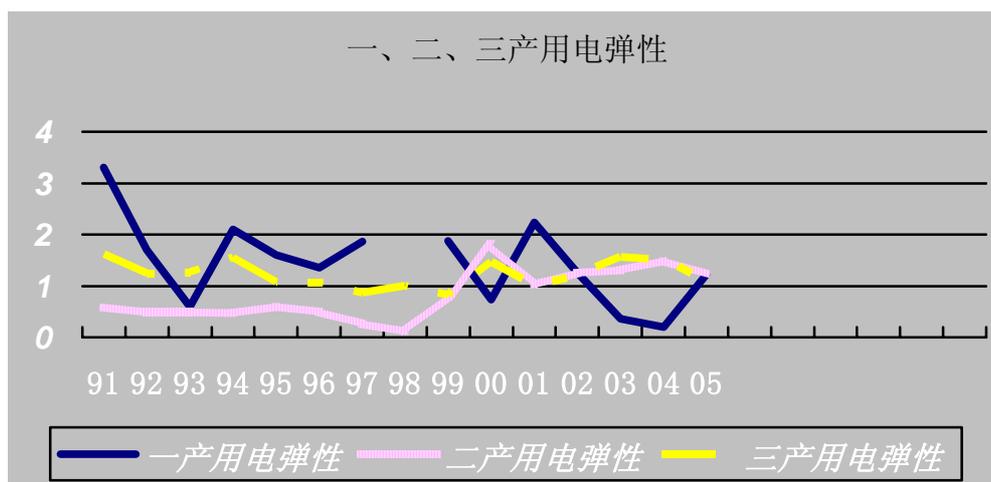
由表看出，近几年电力对消费弹性攀升，并非因为消费品生产的多了，而是上游产业用电量的持续高速增长导致这一结果。目前，中国的这一进程还在继续，故中近期电力需求预测可取弹性系数为 1 或略低。

### 3.3.1.4 各次产业的用电弹性

中国的全部用电中二产用电约占 75%以上，近几年这个比重还在增加。搞清楚各次产业用电与各次产业增长率的相关关系十分必要。下表示出各次产业用电增长对各次产业增长率的弹性：

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
一产用电弹性	3.3	1.7	0.6	2.1	1.6	1.35	1.86	--
二产用电弹性	0.58	0.49	0.48	0.47	0.6	0.496	0.267	0.113
三产用电弹性	1.61	1.24	1.27	1.55	1.08	1.07	0.87	1.01

年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
一产用电弹性	1.88	0.73	2.23	1.25	0.36	0.2	1.22
二产用电弹性	0.81	1.8	1.02	1.256	1.31	1.49	1.235
三产用电弹性	0.83	1.46	1.01	1.21	1.56	1.52	1.10



由上表看，第一产业用电弹性逐年呈离散分布，且差别较大，近十五年的平均值为 1.36，近五年平均 1.77。排除统计上的误差（2005 年调整后一产用电口径增大），五年平均为 1.01。

第二产业用电弹性稍有波动，除 97-98 年度弹性偏低，其它年份数据正常。总的看：“八五”、“九五”期间二产用电弹性在 0.5 上下波动。“十五”猛增至 1-1.5，这与重化工业用电激增有关，而且这一势头还不会立即逆转。但从 2005 年开始有下降趋势，随着节能措施的落实，二产用电弹性不仅回归到 1，还有可能再次跌至 1 以下。

第三产业用电弹性波动较小，多年平均为 1.2，2000-2005 年平均为 1.14。

### 3.3.1.5 居民生活用电对居民收入、对房地产投资的弹性

就一般概念而言，居民收入越高，新投产的建筑品越多，用电就越大。居民生活用电对居民收入和房地产投资存在着相关关系。仔细分析，两者的特性差异较大。

下表列出从 1993 年至 2005 年各年城市用电对城镇人均可支配收入的增长弹性。

年度	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
弹性	1.7	2.35	3.03	3.99	3.12	1.38	0.52
年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
弹性	2.8	0.75	2.85	1.79	1.2	1.75	

由表中数据可以看出，城市用电与城镇家庭人均可支配收入的相关性不大，其数据分散并且紊乱就说明了这一点，从另一方面说明城市用电对家庭收入来讲

是刚性增长，因为这是城市生活所必须的最低用电水平。

居民生活用电对房地产投资的弹性如下表所示：

年度	1994	1995	1996	1997	1998	1999
弹性	0.62	0.63			0.71	0.43
年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005
弹性	0.7	0.34	0.41	0.4	0.36	0.74

1993 年投资过热房地产热造成了大量泡沫，数据偏离常轨。1996、1997 年又遭遇房地产低谷，其数据也有些失真。除去个别年份因天气酷热使弹性系数偏高外，多数年份在 0.4 左右，中长期预测可选用此值。

### 3.3.1.6 投资率、消费率和投资增长率、消费增长率的关系

投资率是指固定资产投资在 GDP 中所占的份额。消费率是指商品销售总额占 GDP 的份额。历年分布如下：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
投资率(%)	24.2	25.7	30	37	35.3	32.9	32.2	31.6
消费率(%)	44.4	43.2	37.5	40.3	38.6	38.8	39.84	39.57
投资增长率(%)	2.4	23.9	44.4	61.8	30.4	17.5	14.8	8.8
消费增长率(%)	2.5	13.4	16.8	29.8	30.5	26.8	20.1	10.2

年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
投资率(%)	33.4	33.3	33.2	33.9	36.1	40.9	44	48
消费率(%)	39.54	39.75	39.4	39.26	40	38.61	37.21	36.5
投资增长率(%)	13.9	5.1	10.3	13	16.9	27.7	26.6	25.7
消费增长率(%)	6.8	6.8	9.7	10.1	11.8	9.1	13.3	12.9

投资率在较长的时间内保持在 30-33%，只是在十五期间有大幅度的增加，最高年份达到了 48%。随着宏观调控的实施，投资率应逐步回落，但仍将保持高位。消费率则稳定在 40%左右，但近年来因投资增长过猛，消费率有所下降。

投资增长率从中长期看波动很大，十五年来形成两个投资增长。从长远看投资增长还应继续制动。而消费增长波动也较大，但今后将趋于稳定，十五期间平均为 11.44%，今后应逐步调高。

### 3.3.2 电力单耗

电力单耗是指：国民经济总体或某一行业单位生产总值、单位产品的用电量是一个反映产业结构、行业技术水平、管理水平的综合指标。对于产品来讲品种

规格浩瀚如海，每个每个地计算是没有必要的。就宏观而言选取一些代表产品进行比较则是必要的。

### 3.3.2.1 GDP 单耗

如所周知国民生产总值年度和年度间的数值是不可比的，里面有价格因素的影响。因而计算产值单耗必须将产值（增加值）归算到某一年份，使得它们之间有可比性。

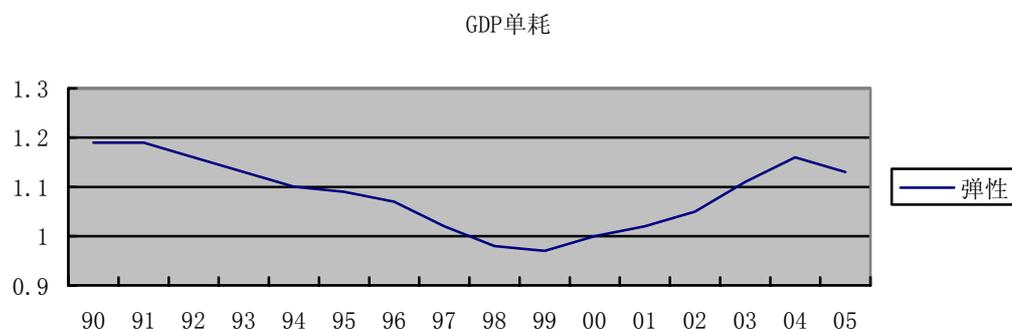
为了较长时间的观察 GDP 单耗，下表示出 1990—2005 年间历年的单耗情况：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
单耗	3303	3307	3222	3123	3058	3018	2950	2831
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
单耗	2699	2684	2768	2813	2907	3075	3218	3122

\*用 1990 年价计算

归算到 2000 年价，以 2000 年数值为 1，各年度标么值为：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
弹性	1.19	1.19	1.16	1.13	1.10	1.09	1.07	1.02
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
弹性	0.98	0.97	1.00	1.02	1.05	1.11	1.16	1.13



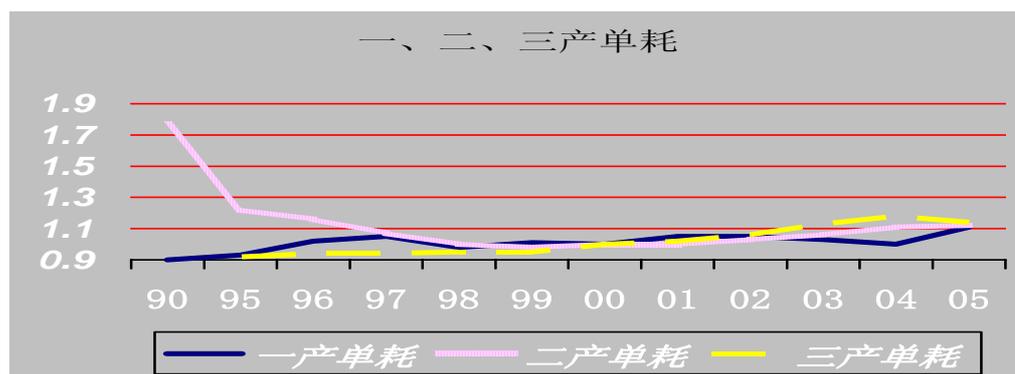
从轨迹上看 GDP 单耗历经了一个逐年下降至 1999 年达到最低点后逐渐攀升至 2004 年达到高点，从 2005 年起又呈下降态势。预计随着节能措施的不断落实，GDP 单耗还会呈下降趋势，但因工业化阶段的影响，单耗将维持较高水平。中近期预测可按 90 年价 3000 千瓦时/亿元作为预测参考值。

第一、二、三产业的单耗列入下表：

年度	1990	1995	1996	1997	1998	1999
一产单耗	657	678	745	768	719	736
二产单耗	6309	4351	4114	3828	3556	3506
三产单耗	800	980	999	1001	1005	1005
年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005
一产单耗	732	765	765	754	730	809
二产单耗	3561	3570	3655	3784	3970	3977
三产单耗	1062	1087	1123	1196	1252	1206

归算到 2000 年价，以 2000 年数值为 1，各年度标么值为：

年度	1990	1995	1996	1997	1998	1999
一产单耗	0.90	0.93	1.02	1.05	0.98	1.01
二产单耗	1.77	1.22	1.16	1.07	1.00	0.98
三产单耗	0.75	0.92	0.94	0.94	0.95	0.95
年度	2000	2001	2002	2003	2004	2005
一产单耗	1.00	1.05	1.05	1.03	1.00	1.11
二产单耗	1.00	1.00	1.03	1.06	1.11	1.12
三产单耗	1.00	1.02	1.06	1.13	1.18	1.14



各次产业用电单耗的走势是不同的，一次产业用电单耗逐年走高反映农村电气化水平的提高，这是必要的。15 年的平均增长率为 1.4%，目前这一趋势尚未饱和，亦不可能逆转。二次产业用电单耗与 GDP 单耗一样历经了一个逐年降低再逐年升高的过程。后一个升高与重化工业阶段有关，但 2005 年以后升势反转。随着节能的深度将有一个缓慢下降过程，中短期预测以 3800 千瓦时/亿元（90 年份）较为合理。三次产业用电单耗呈现稳定升高趋势，但 2004 年以后升势趋稳，中短期预测可以认为在 1200 千瓦时/ 亿元稳定一定时间。

### 3.3.2.2 工业用电单耗

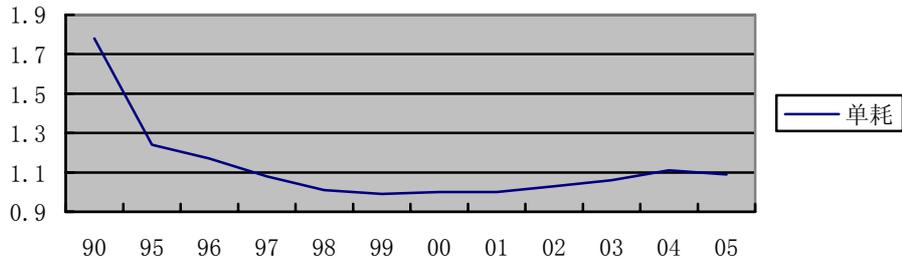
1990—2005 年工业用电单耗如下表所示：

年度	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
单耗	7026	4900	4618	4268	3962	3894	3942	3940	4028	4166	4359	4302

归算到 2000 年价，以 2000 年数值为 1，各年度标么值为：

年度	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
单耗	1.78	1.24	1.17	1.08	1.01	0.99	1.00	1.00	1.03	1.06	1.11	1.09

工业用电单耗



工业用电单耗与二次产业用电单耗走势相同，这是因为工业用电在二产用电中所占比例一般都会超过 98%。

重工业用电单耗如下表：

年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
单耗	5589	5526	5378	5244	5178	5108	4956	5035	4930

可以看出，重工业用电单耗的走势与全部工业用电单耗的走势有明显的差别：

- (1) 重工业单位电耗高于全部工业，说明其比较效益低于轻工业。
- (2) 重工业单位电耗 1998 年—2006 年总体呈下降趋势。(除 2005 年有所反弹) 下降速率 8 年平均 88.4 千瓦时/年，2002—2006 年 5 年间下降速率趋缓为 50 千瓦时/亿元/年。

### 3.3.2.3 工业行业代表产品单位电耗

在工业耗电中最直接的衡量指标是产品生产工艺过程中消耗的电量。这在具体的工厂甚至行业中都可以通过表计、统计计算得出。但是社会上的产品有成千上万种，我们无法对它们逐一测定和统计，在宏观分析中也没有必要。因此可以归类为几个使用特征参数来衡量各产业类别的单位耗电水平。现在选取工业门类中用电量比较大的几个行业，以原煤、钢铁、有色金属、布、造纸和纸制品、化纤、石油炼化、水泥、玻璃等作为不同行业的代表产品，计算其用电单耗水平，并作横向比较。

下表的相关数据列出了 1994—2005 年主要工业行业代表产品单位电耗的走势：

年份	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
钢铁（千瓦时/吨）	961.6	914.8	889.7	899.5	847.8	810.2	769.6
有色金属（千瓦时/万吨）							
采煤（千瓦时/吨）	30.1	29.05	27.94	28.24	28.35	38.14	28.19
建材（千瓦时/标准单位）	97.3	95.03	90.61	92.45	87.07	86.42	88.33
化纤（千瓦时/万吨）	3436	3182	2813	2855	2838	2372	2233
布（千瓦时/万米）	1.458	1.463	1.231	1.582	1.407	1.420	1.491
纸业（千瓦时/吨）	743	710	610.6	685.4	638.5	807.6	909.2
化学原料（千瓦时/标准单位）	2516	2296	2205	2196	2083	1925	1891

年份	2000	2001	2002	2003	2004	2005
钢铁（千瓦时/吨）	795.6	724.4	687.2	680.6	645.2	641.8
有色金属（千瓦时/万吨）	7965	8376	8448	8888	8797	8996
采煤（千瓦时/吨）	28.19	27.24	24.24	24.07	22.67	23.63
建材（千瓦时/标准单位）	94.05	91.08	91.51	90.51	90.43	99.1
化纤（千瓦时/万吨）	2262	1985	1917	1757	1325	1438
布（千瓦时/万米）	1.563	1.662	1.743	1.911	1.629	1.92
纸业（千瓦时/吨）	933.6	662.7	594.8	644	663.7	752
化学原料（千瓦时/标准单位）	2014	2002	1962	2073	1975	2180

说明：建材以1吨水泥和1标箱平板玻璃为代表产品，钢铁的钢材为代表产品，纺织以布为代表产品，有色金属以十种有色金属为代表产品，化学燃料以硫酸和化肥为代表产品。以上8个产业用电大约占全部工业用电的52%以上。

分析上表所列数据，可以大体上看出：

- (1) 多数产业的代表产品单耗呈下降趋势，但十五期间或降势趋缓或呈现上升势头，与这一时期的工业化特征有关。
- (2) 有色金属、建材、布、纸等业单耗上升明显。采煤、化工等业单耗分布较平稳。
- (3) 化纤一直呈下降趋势。

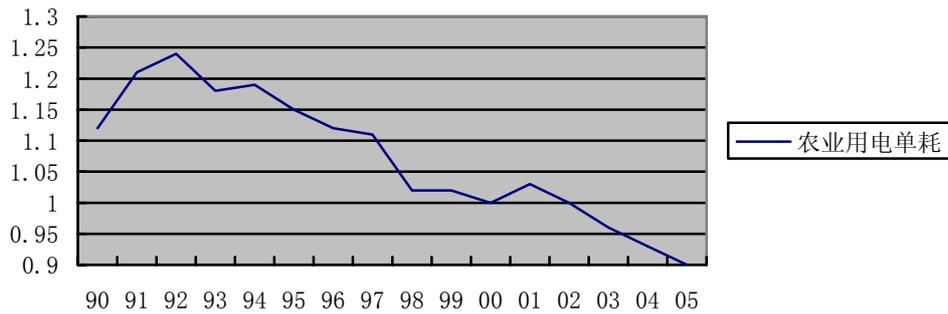
上述趋势用以进行中近期行业用电需求预测，可据以参考

#### 3.3.2.4 农业用电单耗

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
用电单耗	542	584.5	597.8	567.2	573.4	556.3	538.5	533.1
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
用电单耗	491.8	489.8	481.8	495	482.4	461.6	450.1	436

归算到2000年价，以2000年数值为1，各年度标么值为：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
用电单耗	1.12	1.21	1.24	1.18	1.19	1.15	1.12	1.11
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
用电单耗	1.02	1.02	1.00	1.03	1.00	0.96	0.93	0.90



可以看出，农业单位总产值用电量长时间趋于下降（除个别年份）。1991—2005年间，单耗下降了148.1千瓦时/亿元，平均年降低约10千瓦时/亿元，1998—2002年间在488上下波动，从2002年开始重新下降，趋势明显。2001—2005年间，平均年降幅在12千瓦时/亿元左右。

### 3.3.3 人均用电

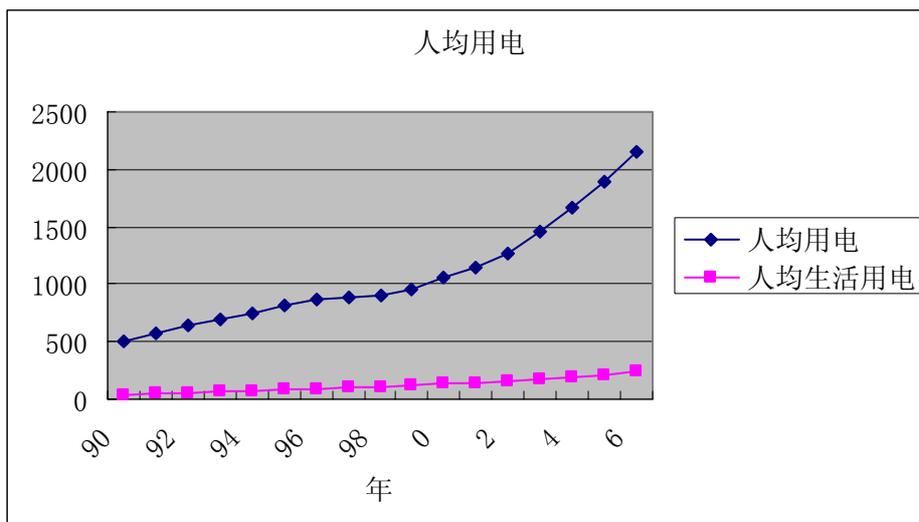
我国人均用电一直呈上升态势。如表

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
人均用电 (kwh/人)	495	578	636	692	754	814	863	893	909
人均生活用电(kwh/人)	40.3	46	54	61.5	73	82.9	92.6	101.4	111.2

年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
人均用电 (kwh/人)	961	1062	1150	1275	1462	1674	1897	2147
人均生活用电 (kwh/人)	116.7	132	144	155.8	173	189	216	246

有上表可以看出，人均用电平均增长率为9.6%，绝对值年均增长103.2千瓦时/人。人均生活用电平均增长率为11.97%，绝对值年均增长12.85千瓦时/人。按时间段分为两段：1990—1998这九年间人均用电年均增长率为7.89%，年均增长绝对值为48千瓦时/年。1999—2006年这八年年均增长率为10.57%，年均绝对值增长148千瓦时/年。

1990—1998年间人均生活用电年均增长率为13.52%，年均增长绝对值为10.1千瓦时/人。1999—2006年间人均生活用电年均增长率为11.24%，年均绝对值增长18.5千瓦时/年。



### 3.3.4 边际特征

电力边际特征是指：国民经济的各要素每变化一个单位引起的用电量的变化量。

#### 3.3.4.1 电力对 GDP 的边际特征

下表示出各年份单位 GDP 引起的用电量的变化量

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
用电量	0.332	0.261	0.229	0.243	0.251	0.211	0.137

年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
用电量	0.098	0.227	0.352	0.291	0.343	0.42	0.43	0.46

除去个别年份 90 年代，电力对 GDP 的边际特征大体上在 0.22-0.26，2000 年以后边际特征升至 0.35-0.45。预期“十一五”期间仍将维持较高的数值。

#### 3.3.4.2 各次产业（主要是二三产业）用电的边际特征

下表示出二三产业的边际特征的年序分布

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
一产	0.17	0.1	0.04	0.142	0.116	0.1	0.141
二产	0.37	0.291	0.264	0.233	0.274	0.216	0.107
三产	0.164	0.112	0.163	0.159	0.111	0.123	0.101

年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
一产	--	0.135	0.058	0.191	0.078	0.031	0.036	0.23
二产	0.049	0.288	0.415	0.367	0.453	0.479	0.565	0.42
三产	0.13	0.104	0.176	0.138	0.154	0.213	0.118	0.132

注：本表按 2000 年价格计算。

分析可知，一产边际特性波动明显大部分维持在 0.1-0.2 间，2005 年因数据调整，参数偏离较多。而十五期间普遍较低，平均边际特性在 0.117 左右。

90 年代第二产业边际特征维持在 0.2-0.3 间，进入十五以来，二产边际特征抬高至 0.4-0.5 间运行。

三产边际特 90 年代在 0.11-0.13 间运行，而“十五”期间抬高至 0.15-0.20，且呈逐年波动状与计算口径的变化有关，近二到三年回复到 90 年代的边际特征数据。

工业用电与工业生产总值的边际特性如下表所示：

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
边际特性	0.497	0.333	0.29	0.254	0.305	0.238	0.117	0.053
年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
边际特性	0.288	0.443	0.392	0.489	0.524	0.605	0.395	

工业用电边际特性在 90 年代多数在 0.25-0.33 间，进入十五以来增多至 0.4-0.5。这一过程也将持续较长时间，电力对投资的边际特性：

年度	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
边际特性	0.53	0.536	0.38	0.522	0.71	0.578	0.53	0.16
年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
边际特性	0.857	0.91	0.53	0.50	0.42	0.478	0.358	

由表看出，电力投资边际特性 90 年代除个别年份大体上在 0.5-0.6，进入十五以来，边际特性逐年下降，这反映了投资效益的下降，未来仍处于微降过程。

注：本节进行的边际特性计算所有价值量均折算到 90 年价格。这样做主要是为了便于进行年度间的对比。

### 3.4 中国节能潜力与节能措施

中共中央总书记胡锦涛同志在中共中央政治局第 37 次集体学习中强调，必须按照科学发展观的要求，花最大气力抓好节约能源资源工作。他指出，要“坚持节约资源的基本国策，加快建设资源节约型、环境友好型社会，促进经济发展与人口、资源、环境相协调。要把节约能源资源作为转变经济增长方式的主攻方

向，坚决淘汰落后生产能力，发展循环经济，提高能源效率。制定和修订相关法律法规，完善技术支撑体系，建立考核体系，并把节约能源作为一项长期的战略任务。

### 3.4.1 中国节能潜力

新中国成立特别是改革开放以来，我国能源发展取得了巨大的成就。2005年一次能源生产总量 22.1 亿吨标准煤，煤炭产量达到 23.6 亿吨，原油 1.84 亿吨，天然气 585 亿立方米，发电量 28344 亿千瓦时，一次能源消费总量 24.6 亿吨标准煤，比上一年增长 9.3%。其中煤炭消费 23.7 亿吨，原油 3.2 亿吨，天然气 556 亿立方米，电力 28248 亿千瓦时。改革开放以来，我国一次能源消费年均增长 5.16%，支持了 GDP 年均增长 9.6%。但是也要看到在能源领域，多年积累的一些矛盾和问题进一步凸显，主要是资源约束明显，供需矛盾突出，能源技术依然落后，能源效率明显偏低，能源结构不尽合理，环境承载压力加大，体制改革未到位，法律法规有待完善。

从单位产值能耗来讲，2000 年按现行汇率每百万美元 GDP 能耗为 1274 吨标准煤。这个消耗强度比世界平均水平高 2.4 倍，比美国、欧盟、日本、印度分别高 2.5、4.9、8.7 和 0.43 倍。

从产品单耗来讲，2000 年中国电力、钢铁、有色、石化、建材、化工、轻工、纺织 8 个行业主要产品单耗平均比国际先进水平高 40%，例如铜冶炼综合能耗高 65%，大型合成氨综合能耗高 31.2%，纸和纸板综合能耗高 120%。

从耗能设备能源效率来讲，2000 年我国燃煤锅炉平均运行效率在 65%左右，比国际先进水平低 15—20 个百分点；中小电动机平均效率 87%，风机、水泵平均设计效率 75%，比国际先进水平低 5 个百分点；系统运行效率低近 20 个百分点；机动车燃油经济性水平比欧洲低 25%，比日本低 20%，比美国整体水平低 10%，载重汽车每百公里油耗 7.6 升，比国外先进水平高一倍以上；内河运输船舶油耗比国际先进水平高 10—20%。

从单位建筑面积能耗看，目前我国单位建筑面积采暖能耗相当于气候条件相近国家的 2—3 倍。也就是说，我国公共建筑和居住建筑全面执行节能 50% 的标准是可行的。

从中国与世界主要发达国家横向对比看，我国在能源强度、人均能耗和能源效率上还存在差距。下表示出中国及世界主要发达国家的能源强度（单位：tce/千美元）

国家 年份	美国	日本	德国	法国	英国	加拿大	中国	意大利
1998	0.263	0.0927	0.135	0.154	0.185	0.37	1.3	0.144
2000	0.256	0.0924	0.126	0.146	0.178	0.356	1.16	0.142
2002	0.249	0.0904	0.127	0.145	0.164	0.333	1.097	0.134

人均耗能如下表：

国家 年份	美国	日本	德国	法国	英国	加拿大	中国	意大利
1998	8.06	4.04	4.20	4.24	3.88	7.85	1.06	2.88
2000	8.35	4.13	4.13	4.25	3.89	8.16	1.09	2.97
2002	7.97	4.05	4.2	4.34	3.82	7.96	1.18	2.98

火电厂热效率如下表：

国家 年份	美国	日本	德国	法国	英国	加拿大	中国	意大利
1990	30.93	37.1	39.8	35.8	36.74	34.75	31.3	37.7
1995	32.6	37.2	39.9	34.5	38.7	37.6	32.4	38.6
2000	32.4	38.9	40.4	37.4	36.2	37.9	33.8	39.0
2003	33.5	41.1	--	--	36	33.2	34.6	40.6

我国单位产品能耗一般高于国际先进水平。

原煤耗电	1980	1991	1994
中国	24.27	29.82	31.19
英国	61.43	61.13	30.07
美国	20.26	17.45	16.99

发电厂用电率

发电厂用电率	1990	1995	1998	2000	2005
中国	6.9	6.78	6.66	6.28	5.87
欧盟	5.29	5.26	5.07	--	--
中国/欧盟（倍数）	1.3	1.29	1.31	--	--

乙烯综合能耗

乙烯综合能耗	1980	1990	1995	2000	2003
中国	2013	1580	1277	1212	889.8
日本	1100	857	870	714	629
中国/日本（倍数）	1.83	1.84	1.47	1.69	1.41

火电厂供电煤耗

火电厂供电煤耗	1980	1985	1990	1995	1999	2000	2003	2005
中国	448	431	427	412	399	392	380	370
美国	378	376	373	376				
日本	339	338	332	331		314	312	
中国/美国	1.18	1.15	1.14	1.09				

吨钢可比能耗（单位：Kg 标煤/吨）

吨钢可比能耗	1980	1985	1990	1995	2000	2003
中国（重点企业）	1201	1062	997	976	781	726
日本	705	640	629	656	646	646
美国	880	761	757			
英国	794	721	677	721		
法国	826	764	707	735		
中国/美国	1.36	1.39	1.32	1.35		

合成氨

合成氨	1980	1990	1995	2000
中国	1431	1343	1284	1200
美国	1320	1000	970	970
中国/美国（倍数）	1.08	1.34	1.32	1.24

水泥综合能耗

水泥综合能耗	1980	1985	1990	1995	2000	2003
中国（大中企业）	218.8	208	201	199.2	181	181
日本	135.7	123.4	122.6	124.4	125.7	128.4
中国/日本（倍数）	1.61	1.68	1.64	1.60	1.44	1.41

铁路货运综合能耗

铁路货运综合能耗	1980	1985	1990	1995	2000
中国	147.4	118.7	84.2	74	72.5
日本	122.9	125.7	85.7	87.1	90

从纵向比较，我国单位 GDP 能耗历经了一个逐年下降后又走高的历程。从各类产品的单耗来看，大多数呈下降趋势，反映了我国技术进步取得的成就。也有的有所增加，反映了工艺的变化。下表示出一些主要工业产品的单耗变化情况：

	年份	1985	1990	1995	2000	2001	2002
单耗							
煤炭综合电耗（千瓦时/吨）		37.29	43.98	52.63			
供电标准煤耗（克/千瓦时）		431	427	403	392	385	383
厂用电率（%）		6.42	6.90	6.78	6.28	6.24	6.15
线损率（%）		8.18	8.06	8.77	7.7	7.55	7.52
原油生产电耗（千瓦时/吨）		51.58	87.97	135.47	137.61	136.06	141.14
原油加工电耗（千瓦时/吨）		41.86	49.33	59.64	59.71	62.88	62.82
电炉钢耗电（千瓦时/吨）		626	689	617	504	488	422
铜冶炼能耗（千克/吨）		2031	1705	1184	1277	1079	1016
铅冶炼能耗（千克/吨）		818	920	728	721	685	607
锌冶炼能耗（千克/吨）				1776	2307	2050	1877
电解铝能耗（千瓦时/吨）		16577	16012				
硫酸耗电（千瓦时/吨）		88	98	118			
纯碱耗电	联碱法			356			
	氨碱法	122	138	128			

隔膜液碱耗	2314	2413	2442			
水银液碱耗	3307	3337	3367			
合成氨耗电			1465			
电石耗电	1385	1385	3597			
水泥综合电耗	103.9	109.9	98.9			
水泥综合能耗	210.4	201	168.4			
平板玻璃电耗	5.26	7.32	7.46			
平板玻璃能耗	37	35	27.7			
粘胶短纤维电耗				1508.4	1463.3	
粘胶长丝电耗				7573.1	7782.6	
沙用电量	1983	2129	2229	2320	2142.8	

综上所述，中国能耗与发达国家之间有一定的差距，而这差距正是中国节能的潜力所在。只要措施落实，在一个五年计划内挖掘出 20% 的节能潜力应当是有信心的。

### 3.4.2 中国节能措施

针对中国能源消耗强度大，资源约束明显的国情，中国政府在能源战略上首次提出节约资源是基本国策，今后相当长时期内要把节能当作战略任务来搞好。第十一个五年规划中提出了推行十大节能工程的任务。通过实施十大重点节能工程，“十一五”期间将实现节约 2.4 亿吨标准煤的节能目标。十大重点节能工程包括：节约和替代石油、燃煤工业锅炉（窑炉）改造、区域热电联产、余热余压利用、电机系统节能、能量系统优化、建筑节能、绿色照明、政府机构节能以及节能监测和技术服务体系建设工程等。

#### 3.4.2.1 国家推行的十大节能工程

(1) 节约和替代石油工程：冶金、电力、石油石化、建材、化工等企业以洁净煤、石油焦、天然气、可燃性气体为燃料及原料的节代油改造工程；以煤化工、天然气化工、生物质化工产品替代石油化工产品；发展混合动力汽车、燃气汽车、醇类燃料汽车、燃料电池汽车、太阳能汽车等清洁汽车；推广机动车节油技术；醇醚类燃料及煤炭液化技术的示范及醇类燃料的推广；制定《节约石油管理条例》配套措施等。“十一五”期间，实现节约和替代石油 3800 万吨。

(2) 燃煤工业锅炉（窑炉）改造工程：改造锅炉系统，提高锅炉房整体运行效率；以大代小，发展集中供热；发展集中配煤，提高锅炉燃煤品质；在空气

污染严重的大中型城市，结合城市小区或园区建设规划，建设起点高、节能效果好的锅炉节能重大示范（试点）工程；对建材、钢铁等行业的燃煤工业窑炉进行节能改造；制定燃煤工业锅炉（窑炉）强制性国家能效标准、对中小型锅炉管理人员和操作人员培训等配套措施。“十一五”期间，实现燃煤工业锅炉效率提高 5 个百分点，节煤 2500 万吨；燃煤窑炉效率提高 2 个百分点，节煤 1000 万吨。

（3）区域热电联产工程：在严寒地区、寒冷地区的中小城市和东南沿海工业园区的建筑物密集、有合理热负荷需求的地方将分散的小供热锅炉改造为热电联产机组；在工业企业（石化、化工、造纸、纺织和印染等用热量大的工业企业）中将分散的小供热锅炉改造为热电联产机组；分布式电热（冷）联产的示范和推广；对设备老化、技术陈旧的热电厂进行技术改造；以秸秆和垃圾等废弃物建设热电联产供热项目的示范；热电联产相关的技术、经济政策等配套措施。实现到 2010 年城市集中供热普及率由 2002 年的 27%提高到 40%，新增供暖热电联产机组 4000 万千瓦，形成年节能能力 3500 万吨标准煤。

（4）余热余压利用工程：钢铁行业重点实施干法熄焦，高炉炉顶压差发电，高、焦、转炉煤气回收利用；水泥行业重点在日产 2000 吨以上水泥生产线建设中低温余热发电装置；煤炭行业重点回收利用煤层气（矿井瓦斯气）；铜、铝生产企业，化工行业余热利用（如硫酸余热发电）；纺织行业冷凝水回收及锅炉压差发电；独立焦化企业的焦炉煤气回收利用等。“十一五”期间，实现在钢铁联合企业实施干法熄焦、高炉炉顶压差发电、全高炉煤气发电改造以及转炉煤气回收利用，形成年节能能力 266 万吨标准煤；在日产 2000 吨以上水泥生产线建设中低温余热发电装置每年 30 套，形成年节能能力 300 万吨标准煤；通过地面煤层气开发及地面采空区、废弃矿井和井下瓦斯抽放，瓦斯气年利用量达到 10 亿立方米，相当于年节约 135 万吨标准煤，既充分利用资源，又为煤矿安全生产创造有利的条件。

（5）电机系统节能工程：电机系统节能改造，提高运行效率。合理匹配，加快淘汰落后低效电机，推广高效节能电机；推广变频调速节能技术，风机、水泵、压缩机等通用机械系统采用变频调速节能措施，工业机械采用交流电动机变频工艺调速技术；制定相关经济激励政策和技术政策、完善电机能效标准体系等

配套措施。“十一五”期间，实现电机系统运行效率提高 2 个百分点，形成年节电能力 200 亿千瓦时。

(6) 能量系统优化工程(综合性的系统节能工程): 炼油生产系统能量优化; 乙烯生产系统节能优化; 合成氨生产系统节能优化; 钢铁生产系统优化改造; 在石化、化工、钢铁等行业中选择若干企业, 支持综合系统节能示范企业(工程); 制定相关技术政策等配套措施。“十一五”期间, 实现在冶金、石化、化工等行业推行能量系统优化, 降低企业综合能耗, 提高市场竞争力。

(7) 建筑节能工程: 新建建筑严格执行建筑节能设计标准(规范), 加强设计、施工、监理和竣工验收的全过程监管; 结合城市改造, 开展既有居住和公共建筑节能改造; 节能型建筑示范(试点); 新型节能墙体材料的生产和推广; 建筑节能标准的制定(修订)、实施、检查及监督管理(以新建建筑为重点)等。

“十一五”期间, 实现住宅建筑和公共建筑严格执行节能 50% 的标准, 加快供热体制改革, 加大建筑节能技术和产品的推广力度, 分别节能 5000 万吨标准煤。

(8) 绿色照明工程: 高效照明器具研发及生产线改造; 采用大宗采购、需求侧管理和合同能源管理等机制推广高效照明产品; 选择试点城市照明节电改造示范; 城市高效节能夜景照明系统改造示范; 推广使用 LED 交通信号灯等。“十一五”期间, 形成节电能力 290 亿千瓦时。

(9) 政府机构节能工程: 对中央机关新建建筑提出节能要求, 并实行全过程节能管理和监督; 结合中央机关办公楼改造修缮计划, 推进中央机关既有建筑物及采暖、空调、照明系统节能改造示范、试点; 实施政府节能采购(采暖空调设备、照明设备、汽车); 完善相关法规、政策制度等配套措施。“十一五”期间, 实现按照建筑节能标准改造的政府机构建筑面积达到政府机构建筑总面积的 20%; 2010 年中央国家机关单位建筑面积能耗和人均能耗在 2002 年的基础上降低 10%。

(10) 节能监测和技术服务体系建设工程: 支持各地方节能监测(监察)中心的能力建设, 购置必要的节能监测仪器和设备, 提高其节能执法和节能监测(监察)的能力; 建立以全国节能监测管理中心及各省级中心为主要依托的节能监管体制和监管机制, 为国家和各级地方政府依法行政提供组织保障; 推行合同能源管理等市场化节能服务新机制, 不断拓展节能服务领域, 提高各级节能技术服务

中心的服务水平；研究促进节能监测（监察）、服务中心发展的相关政策和管理体系。“十一五”期间，实现通过强化省级和主要耗能行业节能监测中心能力建设，依法开展节能执法和监测（监察）；省级和主要耗能行业节能技术服务中心具备为企业、机关和学校等提供节能诊断、设计、融资、改造、运行、管理“一条龙”服务的能力。

#### 3.4.2.2 各省的节能措施

为确保“十一五”规划提出的节能目标，许多省，例如江苏、福建、云南、甘肃、山东省以及上海、苏州市根据自己的实际情况制定了节能目标及解决措施。由于电机系统用电量约占全国用电量的60%，所以电机系统节能是很具潜力的节能发展方向。电机系统效率的提高，对节约电能意义十分重大。

电机系统节能方面主要包括：电机系统节能改造，提高运行效率。合理匹配，加快淘汰落后低效电机，推广高效节能电机；推广变频调速节能技术，风机、水泵、压缩机等通用机械系统采用变频调速节能措施，工业机械采用交流电动机变频工艺调速技术；制定相关经济激励政策和技术政策、完善电机能效标准体系等配套措施。各省电机方面的措施有：

江苏提出了严格用能设备能效准入。对汽车、空调、冰箱、风机、水泵等节能潜力大、使用面广的用能产品，实施能效标识制度。严格执行国家已颁布的产品能效标准。提高用能设备能效准入门槛，凡进入市场销售的房间空气调节器，能效等级必须达到2级以上，低于2级的不得销售。

而福建省针对该省发电、输配电结构矛盾突出的问题，电网建设滞后于电源建设，电网的输电与配电、高压与低压的比例不够协调，不同程度地影响电网的经济运行。电网结构有待优化；尚有部分5万千瓦及以下火电机组仍在运行，发电煤耗偏高；工业集中区域采用热电联产的比例不高，部分热电联产机组热电比达不到国家规定的标准等具体问题，也提出了相应的应当措施，主要包括：优化电源结构；发展高参数、大容量、低煤耗发电机组，进一步提高大容量机组比重；积极发展区域热电联产，抓紧现役燃煤热电厂节能技术改造；提高电网经济运行水平，降低电网损耗；积极开展电力需求侧管理。在推进电机系统节能方面：更新淘汰低效电动机及高耗电设备，推广高效节能电动机、稀土永磁电动机及高

效风机、泵、压缩机、高效传动系统等设备。福建省提出“十一五”期间，建设电机系统节能改造示范工程 100 项，推动 2000 项电机系统改造工程，包括高效节能电机替代落后低效电机、先进电机调速技术、先进电力电子技术传动方式、电机软启动、无功就地补偿、计算机自动控制系统等，改造电机容量 100 万千瓦，实现节约能源 40 万吨标准煤。

云南省针对电动机及被拖动设备效率低，电动机、风机、泵等设备陈旧落后，效率比国外先进水平低 2—5 个百分点；系统匹配不合理，“大马拉小车”现象严重，设备长期低负荷运行；系统调节方式落后，大部分风机、泵类采用机械节流方式调节，效率比调速方式约低 30%等存在的问题重点提出了用变频、永磁调速及计算机控制改造风机、水泵系统，重点是 20 万千瓦以上火力发电机组。

在绿色照明方面，目前，照明用电占全国用电量的 12%左右。采用高效节能灯替代普通白炽灯可节电 60%~80%，节电潜力巨大。

云南省采取的措施有：高效照明器具研发及生产线改造；采用大宗采购、需求侧管理和合同能源管理等机制推广高效照明产品；选择试点城市照明节电改造示范；城市高效节能夜景照明系统改造示范；推广使用 LED 交通信号灯等。“十一五”期间，形成节电能力 290 亿千瓦时。

福建省提出对节能照明产品生产线技术改造以及节能照明产品推广，采用大宗采购、电力需求侧管理、合同能源管理和质量承诺等市场机制和财政补贴激励机制，在政府机关、学校、宾馆饭店、商厦超市、大型工矿企业、医院、铁路车站、城市景观照明及城市居民小区等重点推广高效照明产品。采用半导体(LED)灯，改造大中城市交通信号灯系统。开展在景观照明中应用 LED 的示范。该省提出“十一五”期间，建设 20 项绿色照明示范工程，推动绿色照明工程 100 项，包括各设区市大型 LED 景观照明、太阳能光伏照明、大中城市交通信号灯系统，并在各种场合积极推广高效照明产品和高效控制系统，实现节约能源 5 万吨标准煤。

### 3.5 中国节能对电力需求的影响

#### 3.5.1 全社会能耗与电耗的关系

中国历年能源消费总量和构成如下表所示：

	能源消费总量 (万 tce)	构成 (%)			
		煤炭	石油	天然气	水电
1990	98703	76.2	16.6	2.1	5.1
1995	131176	74.6	17.5	1.8	6.1
2000	138553	67.8	23.2	2.4	6.7
2001	143199	66.7	22.9	2.6	7.9
2002	151797	66.3	23.4	2.6	7.7
2003	174990	68.4	22.2	2.6	6.8
2004	203227	68	22.3	2.6	7.1
2005	2224682	69.1	21.0	2.8	7.1

2005 年供热消费的煤炭约 7598 万吨标准煤，发电消费煤炭 69438 万吨标准煤，合计 77036 万吨标准煤，约占煤炭量的 50.4%。火电发电消费能源占能源消费总量的 34.63%，水电占 7.1%。天然气发电消费约占天然气消费的三分之一。在能源消费中，以电能形式的能量占一次能源约 42.66%，不计供热为 39.44%。而且这一比例还会继续上升。十一五末期可以达到 42%。中近期预测，能耗与电耗的关系从总量上讲，可以简单的推断为从目前的 1: 0.4 逐步过渡到 1: 0.42。

依此可计算出历年电力占一次能源消费的比例如下表所示：

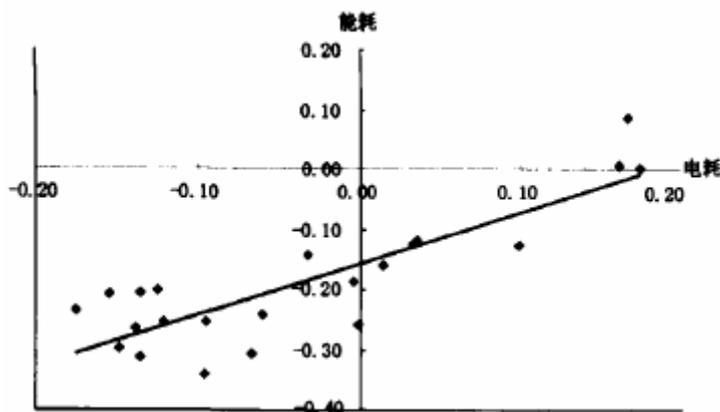
年份	1990	1995	2000	2003	2005
比例 (%)	24.99	29.79	36.22	38.11	39.44

#### 3.5.2 GDP 能耗与电耗的关系

胡兆光先生论述了 GDP 能耗与电耗的关系<sup>1</sup>。文献给出了如下的关系：从弹性系数的角度来看，可以证明：能源/电力弹性系数小于 1 是 GDP 能耗/电耗下降的充分必要条件。即如果能源/电力弹性系数小于 1，则 GDP 的能耗/电耗下降；如果 GDP 的能耗/电耗下降，则能源/电力弹性系数小于 1。进一步的分析表明：只有当能源消费弹性系数与电力消费弹性系数相等，能耗与电耗才会同比例升

<sup>1</sup> 参见胡兆光《GDP 能耗与电耗的关系》，中国能源，2006 年第 7 期。

降。能源/电力弹性系数与能耗/电耗有着直接的联系。能源/电力弹性系数大于 1 与否决定了能/电耗的升降。能源/电力弹性系数为 1 成为能/电耗的升降的转折点。文献给出了用智能工程模拟试验的分析结果。结果显示：在不同的经济结构中，经济增长模式、技术进步及电气化水平的条件下，能耗与电耗的相关性展示于图中，图中的斜线基本上可以反映中国中长期能耗与电耗的相关数量关系，即当能耗变化 20%时，电耗变化 7%。



能耗与电耗的关系

### 3.5.3 能耗与电耗相关性的实证分析

包括两部分：一是弹性系数之间的关系；二是单位消耗之间的关系。具体分析见下表：

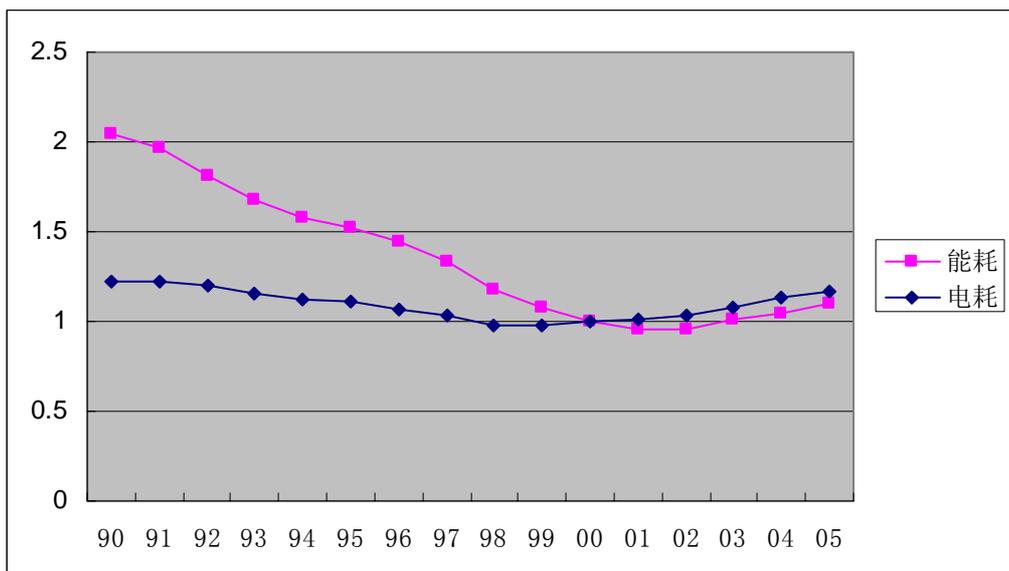
年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
能源弹性	0.47	0.55	0.37	0.45	0.44	0.63	0.59	-0.8
电力弹性	1.63	1.0	0.81	0.79	0.76	0.75	0.74	0.52
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
能源弹性	-4.1	0.16	0.42	0.41	0.66	1.53	1.59	0.96
电力弹性	0.36	0.8	1.13	1.12	1.30	1.56	1.52	1.33

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
能耗	2.68	2.58	2.38	2.21	2.07	1.99	1.90	1.74
电耗	1664	1666	1624	1567	1528	1503	1449	1399
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
能耗	1.55	1.42	1.31	1.26	1.26	1.32	1.38	1.44
电耗	1334	1321	1357	1366	1398	1465	1533	1585

归算到 2000 年价

以 2000 年数值为 1，各年度标么值为：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
能耗	2.04	1.97	1.81	1.68	1.58	1.52	1.45	1.33
电耗	1.226	1.227	1.197	1.155	1.126	1.107	1.068	1.031
年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
能耗	1.18	1.08	1	0.96	0.96	1.01	1.05	1.10
电耗	0.983	0.973	1	1.006	1.03	1.079	1.129	1.168



电力弹性/能源弹性 如表所示：

年度	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
电力弹性 能源弹性	3.47	1.82	2.19	1.75	1.73	1.19	1.25	

年度	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
电力弹性 能源弹性		5	2.69	2.73	2.17	1.02	0.96	1.38

可以看出，电力弹性与能源弹性之比分散性很大，剔除个别年份不合理数值，12个年份的平均比值为1.94，即：电力弹性大体是能源弹性的2倍。

能源与电耗的年序分布如图所示：

1995年以来电耗与能耗的比例关系如下表所示：

年度	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
电耗/能耗	0.728	0.736	0.775	0.833	0.9	1.0	1.05	1.08	1.07	1.07	1.06

2000年以来能耗与电耗几乎同步上升。

由图看出：能耗与电耗的年序分布有大体的形状，即以1999—2000年为界，之前各类单耗逐年下降，之后逐年上升。值得注意的是2006年单位能耗有所下

降，2006 年单位 GDP 能耗下降了 1.23%，而电耗却上升了 2.8%。从曲线看，1999—2000 年前，能耗下降幅度超过电耗，经过 1999—2000 年拐点后，能耗与电耗上升，而且上升的陡度大致相当，充分表现了重化工业的特征，但 2006 年再次出现转折，即 2006 年能耗比上一年下降 1.23%，而电耗比上一年上升 2.8%，这充分表明：随着单位能耗的降低，有一部分用能设备发生了能量替代，即用电替代了其它能源。可以预见在未来单位电耗上升的态势还会维持。

## 3.6 我国中长期电力需求预测

### 3.6.1 中国中长期经济发展预测

对经济的预测通常涉及到生产要素，即投资和人口劳动力，发展速度与经济结构，收入分配，财政金融，物价指数，进出口及消费积累等领域。通常用下列指标来综合反映：

GDP、农业总产值、轻工业总产值、重工业总产值、固定资产投资、社会商品零售总额、零售物价指数、财政收入、财政支出、新增贷款、货币发行量、进出口（亿美元）来表征。不过实际应用模型时供给和输出的变量还要在此基础上加以扩充。

在科学电力规划课题研究中，我们只关注 GDP、产业结构、固定资产投资、社会商品零售总额、工业、农业这些与电力消费需求相关性较强的参数，这样经济的预测可以大大简化。

文献 1 给出了中国经济增长潜力与增长前景分析的方法，该文献认为：中国经济在长达 27 年的增长中取得了年均 9.3% 的增速，资本积累、劳动力投入的增长以全要素生产率的提高是经济增长的三大源泉。而经济增长最大的推动力量乃是资本的快速积累。下表示出 1978—2003 年资本平均增长速度为 9.9%，对经济增长的贡献达到 63.2%。仅此因素就使得 GDP 每年增长 6 个百分点。而相对于资本来说，劳动力数量增长对经济增长的贡献是减弱的，目前基本维持在 10% 左右。而全要素生产率（TFP）则经历了由高到低然后再次攀高的过程。

生产要素 时段	GDP	资本	劳动力	全要素生产率
1978-1985	100	52	12.7	35.3
1985-1989	100	66.1	11.7	22.2
1990-1997	100	60	3.9	36.1
1997-2000	100	83.4	5.7	10.9
2000-2003	100	75	5.2	19.8
1990-2003	100	67.4	4.5	28
1978-2003	100	63.2	10.6	26.2

不过要看到进入 1998 年以来，资本对经济大支撑作用增大，这也为近几年的经济运行参数所证实。

从未来的发展趋势看，要素的重新分配，体制环境的不断完善，基础设施的完善和服务业的快速发展将促使中国的全要素生产率继续保持较快的增长。

在产业结构上，第二产业继续保持较快速，第三产业适当加速，第一产业继续收缩。全社会中间投入率还会有一定的上升，技术密集型的服务业的中间投入则会上升，商品零售总额的增长率将会逐步加快。结构上出现升级迹象。

在投资率方面，在十五期间投资率逐年攀升。2004 年达到最高峰，当年达到 43.9%。政府加强了宏观调控，2006 年才开始回落。这些年投资率之所以居高不下，是与投资来源有关的。下表给出历年全社会固定资产投资资金来源。

来源 年份	国家预算内	国内贷款	利用外资	自筹资金	其他来源
1993	3.7	23.5	7.3	49.9	15.6
1997	2.8	18.9	10.6	54.9	12.7
2000	6.4	20.3	5.1	52.2	16
2002	7.0	19.7	4.6	50.6	18.0
2003	4.6	20.5	4.4	53.7	16.8

企业自筹资金超过投资总需求的 50%以上，投资增长的自主性大大增强。与此同时，央行采取的紧缩措施如提高准备金率、贷款利率等杠杆的功效大打折扣。因为从资金来源来看，国内贷款仅占 20%左右的份额。在未来一段时间内，自筹资金的比重还会增加，投资率可能比现在有所回落，但仍会保持较高的水平。国内的高储蓄率、外资流入和高投资率不会发生变化。资本积累仍将是促进中国经济增长的主要因素。

今后一段时间城乡居民收入将持续上升，消费结构升级，带动经济发展。

城市化是今后经济发展的另一台发动机。城市化过程中，新农村、乡镇兴建

基础设施，基本原材料的需求仍会强劲，将使能源消费持续一段高强度时段。

基于以上分析，可以对 2020 年前一段时间内中国经济增长前景做出判断。国务院发展研究中心运用自己开发的模型进行了投入产出分析，在设定的三个情景即基准情景、协调情景、风险情景下得出的预测结果见下表：

		2005-2010	2010-2015	2015-2020	2005-2020
GDP		8.1	7.5	6.8	7.5
增长因素	资本	5.6	5.0	4.5	5.0
	劳动力	0.4	0.2	0	5.0
	TFP	2.1	2.3	2.3	2.2

需要说明的是，运行中偏离基准情景给的参数必将引起结果的变化。因此需要进行敏感性分析。当服务业 TFP 在 2005-2010 年间每年加快一个百分点，2010-2020 年间每年加快 0.5 个百分点，能源效率提高 0.2-0.5 个百分点。

GDP 的结构如下表：

	2005	2010	2015	2020
居民消费	45.7	49.7	51.3	52.2
投资	41.3	37.3	35.8	34.9
政府消费	12.5	12.6	12.8	12.8
出口	30.6	32.3	34.4	34.9
进口	30.1	32	34.2	34.8

产业结构如下表：

	GDP		就业		出口		进口	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
第一产业	10.7	7.1	41	34.2	0.3	0.1	3.8	3.9
第二产业	54.1	52.5	24.2	22.4	90.5	90.4	87.2	83.1
第三产业	35.2	40.4	34.9	43.3	9.2	9.5	9.0	12.9

文献预测“十一五”期间 GDP 年均增长 8.1%。而 2006、2007 年一季度的实际运行结果表明，国民经济的增速大大超过预计，分别达到 10.7%和 11.1%。这证明国民经济的潜在增长率在 10%左右。为此，要调高国民经济增长的预期。爱今后相当长的一个时期内，国内需求依旧强劲，固定资产投资持续走旺，资本仍是经济增长的第一动力，我国劳动力红利在 2020 年前还将发挥作用，进出口增幅也会快速平稳增长。据此本报告提出各个时段 GDP 的增速以及增长因素的预期结果如下表所示：

		2005-2010	2010-2015	2015-2020	2005-2020
GDP		9.6	8.3	7.2	8.36
增长因素	资本	6.6	5.3	4.4	5.43
	劳动力	0.6	0.4	0.2	0.4
	TFP	2.4	2.6	2.6	2.53

GDP 结构调整结果如下表:

		2005		2010		2015		2020	
消费	居民消费	58.2	45.7	58.7	46.5	60.3	48.3	62.9	50.5
	政府消费		12.5		12.2		12		12.4
资本投资		41.3		41		39.5		37	
出口		30.6		32.3		34.4		34.9	
进口		30.1		32		34.2		34.8	

据此可以预测各个时间的投资和居民消费。

上述数据作为本课题研究的基本基础数据。

这样就给出了两个水平,一个是国民经济预期,一个是实际可能突破的上限。

两个方案列于下表中:

		2005-2010	2010-2015	2015-2020	2005-2020
方案 1	期末 GDP	271415	389651	541417	
	平均增速	8.1	7.5	6.8	7.5
方案 2	期末 GDP	290776	433212	613302	
	平均增速	9.6	8.3	7.2	8.36

本表按 2005 年价计算。

### 3.6.2 中长期电力需求预测的相关参数估计

#### 3.6.2.1 GDP、固定资产投资和商品零售增长率

按 GDP 增长速度提出两个水平方案,即前述的基准情景方案和按实际可能达到的调整方案。

各种增长率		2005-2010	2010-2015	2015-2020
GDP 增速 (%)	方案 1	8.1	7.5	6.8
	方案 2	9.6	8.3	7.2
固定资产投资增长率 (%)	方案 1	24	20	17
	方案 2	22	18	15
商品零售增长率 (%)	方案 1	12.5	12.5	13
	方案 2	13.5	13.5	14
投资率 (%)	方案 1	35.3	35.3	32.9
	方案 2	37.3	37.3	34.9
消费率 (%)	方案 1	38	38	40
	方案 2	38	40	42

### 3.6.2.2 GDP、产业结构及投资、消费

按 GDP 增长速度分成两个水平方案。如下表所示：

方案		2005	2010	2015	2020
方案 1	GDP	183868	271415	389651	541417
	一产	22800	28498	33120	34650
	二产	86969	142493	199501	270167
	三产	74099	100423	157029	236058
方案 2	GDP	183868	290776	433212	613302
	一产	22800	31113	38555	43544
	二产	86969	157310	232634	321983
	三产	74099	102353	163754	247774

本表按 2005 年价格计算，2005 年为调整后数据。

固定资产投资、全社会商品销售总额仍是 GDP 增长的两个主要推动力。各时间段的预测值为：

方案		2005	2010	2015	2020
方案 1	固定资产投资	88774	101238	139495	188954
	商品零售总额	67177	134893	199891	282619
方案 2	固定资产投资	88774	136664	190613	245320
	商品零售总额	67177	109942	180083	286523

本表按 2005 年价格计算。

### 3.6.2.3 电力弹性

弹性	2005-2010	2010-2015	2015-2020
电力对 GDP 的弹性	1.1	0.9	0.85
一产用电弹性	1.58	1.5	1.43
二产用电弹性	1.2	1.14	0.96
三产用电弹性	1.14	1.1	1.0
用电对投资增长的弹性	0.55	0.54	0.548
用电对投资率的弹性	0.3	0.26	0.26
用电对消费增速的弹性	0.824	0.73	0.65
用电对消费率的弹性	0.3	0.2614	0.2448

### 3.6.2.4 电力单耗与边际特性（单位：千瓦时/亿元）

单耗与边际特性	2005-2010	2010-2015	2015-2020
GDP 单耗	1347	1131	1018
一产单耗	331	335	340
二产单耗	1932	1796	1706
三产单耗	340	330	320

GDP 边际特性	0.4	0.35	0.25
一产边际特性	0.11	0.11	0.11
二产边际特性	0.45	0.35	0.3
三产边际特性	0.13	0.12	0.11

### 3.6.3 电力需求预测结果

按弹性系数预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	37971	52637	69712
方案 2	24781	40936	58687	78982

按 GDP 单耗预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	36559	44069	55116
方案 2	24781	39167	48996	62434

按用电对投资增长的弹性预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	43868	69755	103541
方案 2	24781	46062	76920	119058

按用电对投资率的弹性预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	40992	63588	95852
方案 2	24781	42116	66902	103287

按用电对消费增长的弹性预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	40457	62606	93921
方案 2	24781	41991	67182	103842

按用电对消费率的弹性预测各时段电力需求如下表：

方案	2005	2010	2015	2020
方案 1	24781	42515	68262	108901
方案 2	24781	42515	69901	114016

按一、二、三次产业用电弹性分类预测各时段电力需求如下表：

方案		2005	2010	2015	2020
方案 1	一产用电	755	1100	1432	1658
	二产用电	18675	34786	51987	69790
	三产用电	2524	3773	6061	9000
	总用电	24781	44863	65827	89386
方案 2	一产用电	755	1223	1931	2302
	二产用电	18675	37709	58769	80292
	三产用电	2524	3640	6086	101431
	总用电	24781	47833	67054	112701

按一、二、三次产业用电单耗分类预测各时段电力需求如下表：

方案		2005	2010	2015	2020
方案 1	一产用电	755	943	1109	1178
	二产用电	18675	27529	35830	46090
	三产用电	2524	3414	5182	7553
	总用电	24781	36070	47864	62296
方案 2	一产用电	755	1030	1291	1480
	二产用电	18675	30392	41781	54930
	三产用电	2524	3480	5403	7928
	总用电	24781	39482	55085	73111

方案		A	B	C	D	E	F	G	H
方案 1	2010	37971	36559	43868	40992	40457	42515	44863	36070
	2015	52637	44069	69755	63588	62606	68262	65827	47864
	2020	69712	55116	113541	95852	93921	108901	89386	62296
方案 2	2010	40936	39167	46062	42116	41991	42515	47833	39482
	2015	58687	48996	76920	66902	67182	69901	67054	55085
	2020	78982	62434	119058	103287	103842	114016	112701	73111

表中：A—弹性系数 B—GDP单耗 C—投资增长用电弹性 D—投资年用电弹性 E—消费增长用电弹性 F—消费年用电弹性 G—一二三产用电弹性 H—一二三产用电单耗 I—人均用电。

对以上数据进行分析可以看出：

1. 各组数据分散性很大；
2. 按弹性预测的数值偏大，按单耗预测的数值较小。可见弹性与单耗的相互关心还未摸透；
3. 只要产业结构没有大的改变，单位电力消耗大幅度下降是困难的。

## 4.科学电力规划的可靠性准则

为了保证可靠供电，电力系统的发电容量必须有一定的充裕度，即有一定的备用容量。长期以来，我国电力系统规划一直采用确定性分析方法来确定装机规模，其中之一就是采用系统发电备用容量为系统最大发电负荷的 20~30%来计算。然而，当系统容量愈来愈大，机组愈来愈多和愈来愈大时，这种方法就显得过于粗放了，因为它难以计及由于系统规模、机组构成、负荷特性和运行管理水平等因素的不同，对可靠性水平带来的显著差异。因此，采用概率性分析法，以定量分析发电系统的可靠性，并根据设定的可靠性判据确定合理的备用容量，即采用可靠性法则来确定发电系统装机规模成为科学电力规划的核心内容之一。

我国电力规划工作者通过长期的实践和一定的理论探索，在采用可靠性准则评估电力系统的充裕度和安全度方面已积累了相当的经验，应当在科学电力规划中加以应用。

### 4.1 可靠性准则的基本概念

电力设备的随机故障是不可避免的，因此从概率角度电力系统不可能绝对 100%满足用户对连续供电的要求。为了保证对用户的连续供电，系统必须有一定的充裕度。

电力系统可靠性的评估通常分为系统的充裕度（adequacy）和系统的安全度（security）两个方面。

充裕度指电力系统内有足够的电力设备以满足用户的需求和运行的约束。

安全度与电力系统的扰动有关。安全度涉及电力系统是否能抵御出现的扰动，而扰动又分为静态的和暂态的。

电力系统可靠性评估方法有确定性和概率性方法两类。

在过去曾广泛应用确定性可靠性指标来指导电力系统规划和运行，如我国电力系统安全稳定导则（DL755-2001）规定：系统总备用容量不得低于系统最大发电负荷的 20%。随着电力生产规模的不断扩大，越来越多的国家不满足于诸如“备用容量”等基于定性概念的可靠性量度，而在规划中引入了以概率为基础的定量可靠性指标。据 Adhoc Group（该组织成立于 1989 年，主要致力于发输电

规划裕度标准的研究) 1993 年的一份对 32 个国家/公司的调查统计, 其中有 87% 的国家/公司使用概率性指标。

概率性指标主要有以下几种:

(1) 电力不足期望值 LOLE (Loss of Load Expectation), 该指标又可分为 LOLE (D) 或 LOLE (H)。分别用来表征日或小时的电力不足期望值。

(2) 电力不足概率 LOLP (Loss of Load Probability), 与上面指标不同, 它描述的是当期间为一天或只有一个负荷时, 有

$$LOLP = LOLE (1 \text{ 天})$$

LOLP 是一真正概率值(无量纲), 通常用来研究一发电系统的可用容量不满足年最大负荷需要的概率。

(3) 电量不足期望值 EENS (Expected Energy Not Supplied), 其意义为在某一研究周期内(如一年)由于供电不足造成用户减少用电量的期望值。

目前, 世界上许多国家或电力公司提出了一些推荐的可靠性指标, 为了便于参考, 下表给出了一些国外电力公司的可靠性标准。

表 4-1 国外电力公司发电可靠性标准

国家 (或公司)	LOLE (d/a)	LOLE (h/a)	容量 裕度 (%)	国家 (或公司)	LOLE (d/a)	LOLE (h/a)	容量 裕度 (%)
澳大利亚		5~7	20~30	日本	0.3*		20~30
比利时		16		约旦	0.4		25~30
巴西	2.5			瑞典	0.4		
加拿大	0.1	2.5	20	荷兰			30~34
独联体		35	15~17	挪威		3	
丹麦			20	葡萄牙			20
芬兰		9	14	罗马尼亚	0.1~1.2		30~35
法国	0.2	2		斯洛维尼亚		20	24
西德			20	南非	6	20	22~28
爱尔兰共和国	1.5	9	33~35	西班牙	0.1		10
意大利			25	英国	1.8		24
象牙海岸			17	美国			15~20

注: \*表中 LOLE (D)、LOLE (H)、容量裕度的统计数据不存在一一对应关系。

\*日本的 LOLE 指标为 0.3 天/月, 该月为最大负荷月。

\*统计数据包括加拿大 4 个电力公司、澳大利亚 3 个电力公司, 美国 3 个电力公司。

\*本表引用数据来自 AdHoc Group 37.02 in ELECTRA No. 150, OCTOBER1993。

从上表可以看出, 各国可靠性指标有的取 LOLE (D), 有的取 LOLE (H), 各国指标取值相差很大:

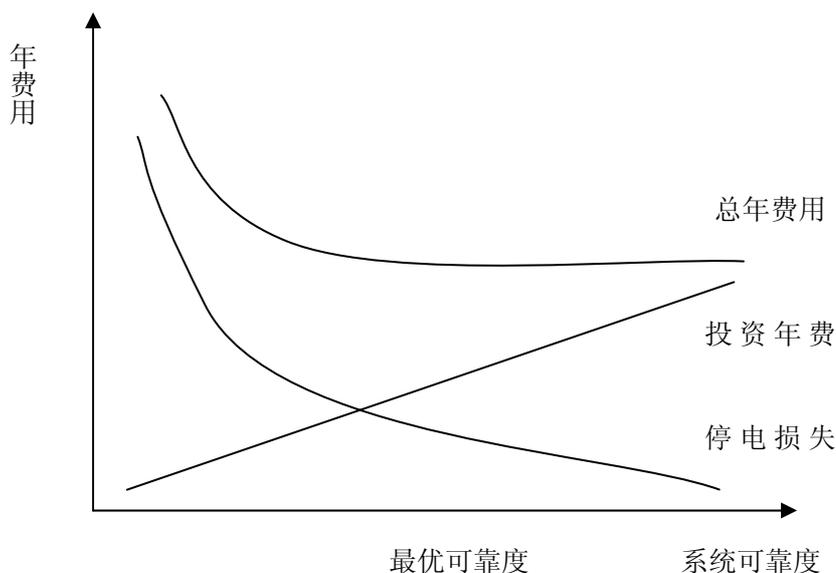
- 容量裕度各国在 10%~35% 之间，容量裕度小于 20% 的有 5 个国家，容量裕度在 20%~30% 的有 11 个国家，容量裕度在 30% 以上的有 3 个国家。
- 各国的 LOLE (D) 指标从 0.1d/a~6d/a 不等，多数国家的 LOLE (D) 在 0.1~0.4 的 d/a 的范围内，有 3 个国家的指标在 1.5d/a~2.5d/a 的范围内。
- 各国的 LOLE (H) 指标从 2h/a~35h/a 不等

另外，表中未给出美国的 LOLE 的指标，据中国电力大百科全书介绍，美国大多数电力公司采用 LOLE (D) 为 0.1d/a。

## 4.2 可靠性准则的基本方法

为了使电力系统既能保证适度的供电可靠性，又能使电源一次性投资发挥最佳经济效益，需要对可靠性水平进行优选。一般来讲，系统的可靠性越高，需要的一次投资就越高，由于系统扰动而造成的事故损失越小。以可靠性准则来选择最优的可靠性水平实际上就是以总成本最小为判据，求得相应于最低成本的电网装备投资水平和电网可靠性水平。下图给出可靠性水平与总成本之间的关系。图中横坐标为系统可靠度，纵坐标为年费用。随着发电系统可靠度的提高，相应的投资的年费用增大，而停电损失费用降低，总年费用在图中出现一个最低点，这一点应为系统最优可靠度。

图 4-1 系统最优可靠度的确定



为了计算在最低年费用下的最优可靠度，电力规划总院、西安交大、电力可

靠性中心等单位曾研制发电系统可靠性评估计算程序并引用统计数据进行了大量的演算，并得出了初步的结论。

1997年与2000年以东北、西北、华东、华中、山东、福建、川渝8大电网为实例所进行的演算结果以列表形式表示如下：

表 4-2 1997、2000 年各网计算基本数据

单位：万 kw，亿千瓦时

地区	1997年				2000年			
	总装机	水电比例	最大负荷	备用率	总装机	水电比例	最大负荷	备用率
东北	2675	15.4%	2130	25.6%	3181	15.2%	2396	32.8%
华北	3273	8.5% (5.3)%	2481	31.9%	3841	10.5% (3.0)%	2967	29.4%
西北	1390	36.7%	958	45.1%	1783	37.8%	1370	30.2%
华东	3432	5.8%	2918	17.6%	4451	8.5%	3666	21.4%
华中	2617	34.4%	1889	38.5%	3199	30.5%	2200	45.4%
山东	1323	0.0	1074	23.2%	1543	0.0%	1260	22.5%
福建	471	53.3%	357	32.2%	908	53.2%	638	42.5%
川渝	882	36.5%	720	22.5%	1411	50.8%	1040	35.7%

表 4-3 1997 年各网典型机组 EFOR (%) 指标汇总表

机组容量(万 kw)	东北	华北	西北	华东	华中	山东	福建	川渝
10	2.24	2.39	1.81	5.85	4.22	0.63	1.82	6.98
20	1.62	3.43	3.00	2.51	2.08	0.55		3.44
30	5.81	4.38	11.17	5.70	6.57	2.89	3.19	
35	0.08	4.79		3.42			0.17	
50		12.91						
60	8.31			3.05				
轴流 4-9.9	0.03		0	0.683	0.01		0	
混流 4-9.9	0.01	0.13	0	2.193	0.25		0.21	0.38
混流 10-19.9	0		0	5.65	0.0516.18			
蓄能 20								

表 4-4 1993~1997 年各网典型机组 EFOR (%) 统计指标汇总表

机组容量(万 kw)	东北	华北	西北	华东	华中	山东	福建	川渝
10	2.048	3.0	2.308	1.65	3.512	1.134	2.45	7.422
20	2.638	4.936	9.086	3.734	3.41	1.832		6.592
30	8.962	17.828	16.724	6.826	8.844	5.406	3.19	
35	0.342	4.055		2.344			1.04	
50		17.636						
60	10.51			11.37				

轴流 4-9.9	0.232		0	0.788	1.018		0.104	
混流 4-9.9	0.394	0.064	0.44	1.602	1.202		0.384	1.506
混流 10-19.9			0.04	5.65	0.528			
蓄能 20		14.815						

从表 4-3、4-4 可看出，各网同类型机组 EFOR 值的差异较大，这与各网的设备水平、运行水平、管理水平、取样数据、统计水平等因素有密切关系。对比上述三表，可以得出如下规律：

- (1) 水电机组的 EFOR 值比火电机组低
- (2) 大容量火电机组（30、50 和 60 万 kW 机组）的 EFOR 值比低容量（10、12.5、20 万 kW 机组）的为高。
- (3) 国内 5 年统计平均值比 1997 年平均值高。
- (4) 北美 5 年统计平均值比我国高。
- (5) 北美大机组与小机组 EFOR 指标的差异远小于我国相对应机组的差异。

下表给出了各网 EFOR 的加权平均值，其中 1997 年给出了 3 类 EFOR 和 5 类 EFOR 当年统计值。2000 年给出了 3 年及 5 年 5 类 EFOR 的平均值。3 类和 5 类分别指机组可延迟至 6 小时以后，但需在 72 小时以内停运的状态和因故超过计划停运时间的延长停运状态。

表 4-5 各网 EFOR 的加权平均值

年限	1997		2000	
	3类EFOR	5类EFOR	3年EFOR	5年EFOR
东北	0.0196	0.0228	0.0388	0.0373
华北	0.0306	0.0349	0.0462	0.0808
西北	0.0467	0.0524	0.0549	0.0733
华东	0.0266	0.0344	0.0411	0.0526
华中	0.0230	0.0274	0.0497	0.0505
山东	0.0182	0.0226	0.0456	0.0427
福建	0.0123	0.0133	0.0195	0.0233
川渝	0.0161	0.0188	0.0291	0.0517

由表 4-5 可看出，1997 年的 5 类 EFOR 值大于 3 类 EFOR 值，2000 年 5 年平均 EFOR 普遍大于 3 年平均 EFOR。这是由于样本数量差异导致置信度的不同。现以基本方案为基础，即 1997 年按 5 类 EFOR，2000 年按 5 年平均，可看出，1997

年福建、川渝电网的加权 EFOR 最小，小于 2%；东北、山东、华中电网的加权 EFOR 小于 3%；华北、华东电网的加权 EFOR 在 3.4%左右；西北电网的加权 EFOR 最大。2000 年福建、东北电网的加权 EFOR 较小，在 4%以下；山东、华中、川渝、华东电网的加权 EFOR 次之，在 4%~5%之间；西北、华北电网的加权 EFOR 指标最大，在 7%~8.1%之间。

表 4-6 1997 年各电网的可靠性计算结果

地区	加权 EFOR (%)	备用率 (%)	I		II
			LOLE (H) (h/a)	EENS (亿kwh)	LOLE (D) (d/a)
东北	2.28	25.62	5.591E-06	6.348E-09	6.35E-06
华北	3.95	31.91	1.573E-06	2.088E-09	3.39E-06
西北	5.24	45.14	3.620E-02	4.241E-05	3.33E-02
华东	3.44	17.63	1.047E-01	2.307E-04	1.39E-01
华中	2.74	38.52	2.739E-07	2.907E-10	1.28E-07
山东	2.26	23.18	8.507E-03	1.121E-05	1.06E-02
福建	1.33	32.15	1.188E-02	7.719E-06	9.3E-03
川渝	1.88	22.52	2.079E-00	2.063E-03	2.58E-00

注：装机备用率 = (系统总装机 - 最大发电负荷) / 最大发电负荷，未扣除受阻及空闲容量。

由表 4-6 可看出，8 个电网的可靠性指标除川渝网、华东网外均小于 0.1h/a(0.1d/a)，说明这些网 1997 年可靠性水平均很好，均不缺电。在 8 个电网中川渝、华东电网的可靠性水平相对较差，川渝为 2h/a(2.58d/a)，华东为 0.1h/a(0.1d/a)，主要原因是这两个网装机备用系数相对最小，福建、山东、西北电网次之，其它网的可靠性水平均很高，说明这些电网的装机有很大裕度。造成这种情况的主要原因主要有两方面：一方面是近两年电力负荷增长的势头减缓，而使电网的发电容量偏大，另一方面，也与各电网发电可靠性指标 EFOR 普遍偏小有关。由表 3-7 可看出，国外火电机组的 EFOR 一般在 6%~9%之间，而我国 1997 年加权 EFOR 除西北为 5.2%外，其它电网均在 1.3%~3.5%之间，只是国外水平的 50%左右，是值得进一步深入研究的问题。

表 4-7 2000 年预测可靠性指标计算结果

地区	加权EFOR (%)	备用率 (%)	I		II
			LOLE (H) (h/a)	EENS (亿kwh)	LOLE (D) (d/a)
东北	3.73	32.78	4.75E-06	7.93E-09	2.79E-05
华北	8.08	29.43	5.05E-03	1.18E-05	1.93E-02
西北	7.33	30.18	5.55E-02	6.34E-06	3.87E-02
华东	5.26	21.43	1.76E-05	4.16E-08	1.12E-04
华中	5.05	45.40	2.19E-06	3.30E-9	2.31E-06
山东	4.27	22.46	1.04E+00	2.11E-03	1.23E-00
福建	2.33	42.48	5.49E-01	7.28E-04	3.72E-01
川渝	5.17	35.69	2.60E-01	4.84E-04	2.40E+01

注：装机备用率 = (系统总装机 - 最大发电负荷) / 最大发电负荷，未扣除受阻及空闲容量。

由表中可以看出，2000 年 8 个电网的可靠性水平均很好，除山东外 LOLE (H) 均小于 1h/a，LOLE (D) 均小于 1d/a。其中华中电网、东北电网及华东电网可靠性指标 LOLE (H) 及 EENS 很小，LOLE (H) 小于 1.76E-05h/a，EENS 小于 4.16E-08 亿 kWh，三个电网 LOLE (D) 均小于 1.12E-04d/a，说明这三个电网的装机备用裕度很大。另外，福建电网在 2000 年时虽然装机备用较 1997 年有所增加，但其可靠性指标要差一些，主要原因是 2000 年数据是全网数据而非统调数据，在其中加入了 175 万 kW 径流式水电站及受阻出力较大的水电站，从而影响了发电系统的可靠性。

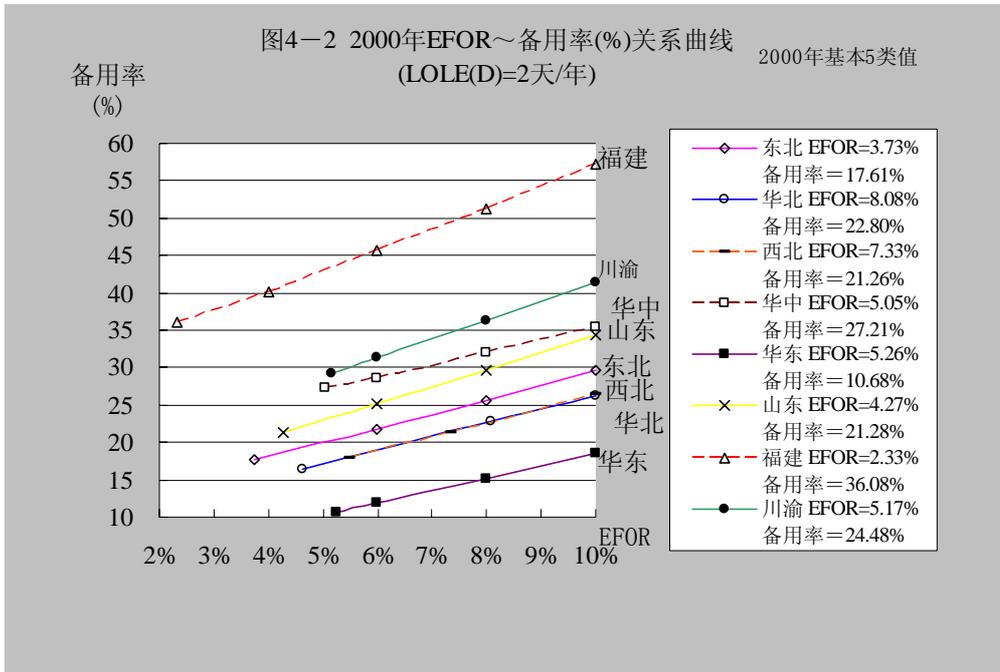
### 4.3 可靠性水平与备用率的相关性分析

为分析机组 EFOR 及装机备用对发电系统可靠性指标的影响，我们在灵敏度分析计算重采用逐渐加大各类型机组的 EFOR 值，相应变化加权 EFOR 值方法，分析不同加权 EFOR 对 LOLE (H) 的影响；并在各电网装机容量不变的前提下，逐渐提高负荷，改变备用，分析装机备用对 LOLE (H) 的影响。

#### 4.3.1 EFOR 对可靠性的影响

EFOR 对装机备用影响很大，而且不同电网影响因素都不一样，但大体上都呈线性关系，且陡度相差不大，可以据以推断未来 EFOR 与备用率之间的相关性。

为了进一步分析 LOLE、EFOR 及备用三者之间的相互关系，我们以 LOLD 为 2d/a，绘出 2000 年 EFOR~备用率关系曲线，见图 4-2：



由图可看出：

当加权 EFOR 每增加一个百分点，对应东北、华北、华东、华中、西北电网装机备用大约需增长 1.7~1.9 个百分点；山东、福建、川渝装机备用大约需增长 2.3~3.0 个百分点。

当加权 EFOR 值取 4%~8%时：

华东电网的装机备用，在 15%以下；华北、西北、东北、电网的装机备用在 15%~25%之间；山东电网的装机备用在 20%~30%之间。华中、川渝电网的装机备用在 25%~35%之间；福建电网的装机备用在 40~50%之间。

#### 4.3.2 系统规模对可靠性的影响

在相同 LOLE、相同 EFOR 水平下，系统规模大小，对可靠性有显著影响，规模大，备用小。以 EFOR=7%，LOLE(D)为 2d/a 为例：

华东、华北、东北、华中四网，装机容量>3000 万 kW，相应备用率范围为 13.53~30.36%，其均值为 22%；

西北、山东、川渝三网装机容量在 1000~2000 万 kW 间，相应备用率范围在 20.67~33.81%，其均值为 27.24%；

福建电网装机容量<1000 万 kW，相应的备用率为 33.81%。

### 4.3.3 电源结构对可靠性的影响

水电比重对备用率影响十分敏感，特别是对水电调节性能不好的系统，系统所需的备用较大，主要原因是水电系统在枯期可能有空闲容量，使其可用装机降低。

福建、川渝两网水电比重 $>50\%$ ，对应 EFOR 为 7%、LOLE 为 2d/a 的水平，所需备用相对很高 31.06%、33.81%；

华中、西北两网水电比重 30~40%，对应 EFOR 为 7%、LOLE 为 2d/a 的水平，所需备用为 30.36%、20.67%。

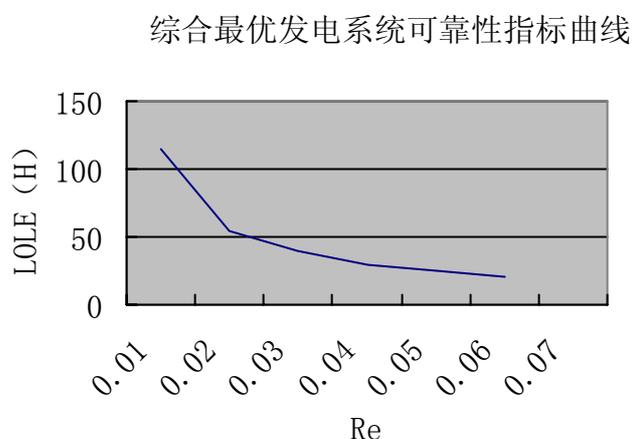
西北水电调节性能好，故其枯季空闲容量小，备用相对小；

以火电系统为主的系统，相应水平下的备用均比火电系统小，备用最大的山东系统为 27%，其它电网在 13.53%~23.69 之间。

## 4.4 最优可靠性指标的计算

首先对各电网进行最优发电装机容量的计算。根据这个最优装机容量即可求得相应的 LOLE(H)。通过对 8 个电网的最优发电系统可靠性指标曲线分析可以看出，各电网曲线趋势大致相仿，且相对比较集中。由此可对这 8 个电网曲线取平均值，从而得到一条综合最优发电系统可靠性指标曲线。下图绘出了加权 EFOR 取基本值的曲线，即为推荐的最优发电系统可靠性指标曲线。在该图中，横坐标为  $R_e$  值（即每停 1kwh 的损失费用/发电机组单位投资的年费用）。

图 4-3 综合最优发电系统可靠性指标曲线



根据对国外电力公司的统计，同时考虑大多数电力公司都是再 LOLE (D) 与

LOLE (H) 之间择其一，做为世界上最大的电力系统北美系统也普遍采用以天为标准的 LOLE (D) 指标，因此采用 LOLE (D) 指标是合适的。

考虑到我国电力系统安全稳定导则规定：系统的总备用容量不得低于系统最大发电负荷的 20%，由于各网的装机备用未考虑机组受阻及空闲容量，因此各 LOLE (D) 等于 1d/a 及 2d/a 时装机备用水平与导则规定的装机备用有可比性。

通过以上分析，推荐我国 LOLE (D) 的标准取 1d/a~2d/a，与此相对应各网的 2000 年装机备用如下：

地区	东北	华北	西北	华中	华东	山东	福建	川渝
EFOR(%)	3.73	8.08	7.33	5.05	5.26	4.27	2.33	5.17
装机备用%	17.61~	20.52~	20.67~	27.21~	10.68~	21.28~	36.08~	29.16~
	25.13	23.86	23.02	31.82	14.57	29.37	52.96	36.15
2000 年实际装机备用%	32.78	29.43	30.18	45.40	21.40	22.46	42.48	35.69

## 4.5 对“十五”期间可靠性水平与备用容量的实证分析

采用概率性可靠性分析方法，对具有相同可靠性水平 (LOLE(D) = 2d/a) 的不同电网，对装机备用容量的要求可能从 10%~48.9%，差距在四倍以上。可见传统的 20~30% 确定装机备用方法显然太过于粗放了。

目前，我国 8 个电网 1997 年现状及 2000 年的规划装机备用水平，反应出水电比重大的系统，装机备用基本均在 30%~45% 之间，以火电为主的系统装机备用基本均在 20%~30% 之间。与其对应的可靠性指标 LOLE(H) 一般小于 1h/a，LOLE(D) 大多小于 1d/a，这表明各网装机普遍有裕度，有些网的裕度偏大。

### 4.5.1 可靠性水平的影响因素分析

对 8 个电网的分析中可以看出，下列因素都对发电系统可靠性有直接影响：

(1) 发电机组 EFOR 值是影响发电系统可靠性水平的一个十分重要的指标，从灵敏度分析结果看，EFOR 每增加一个百分点，将要求系统的装机备用率增加 2~3 个百分点左右，对一个 3000 万 kW 的电网而言，就意味着增加 60~90 万 kW 装机，约 30~45 亿投资。因此提高基建、生产管理水平，降低 EFOR 值，具有十

分明显的经济效益。

(2) 电源结构的不同对系统的强迫停运综合水平有显著影响。对于有能源限制的电厂如水电、油机，由于水量及油源的限制，使得这种类型的机组在一定情况会出现一定的空闲容量，因此，在同一备用水平下，不同的电源结构，系统的可靠性水平不一样。

(3) 在同一备用水平下，系统规模不同，可靠性水平不同。

#### 4.5.2 对“十五”期间可靠性水平与备用容量的实证分析

2005年，火电、水电、核电在全部发电机组中所占比例分别为76.95%、20.60%和2.45%。在发电量构成方面，参与可靠性统计的火电100MW、水电40MW及以上容量和核电机组发电量（以下简称“总发电量”）共计16425亿千瓦时。其中火电机组发电量为13717亿千瓦时，占总发电量的83.51%；水电机组发电量为2177亿千瓦时，占总发电量的13.26%；核电机组发电量为531亿千瓦时，占总发电量的3.23%。为了便于比较各网2000年及2005年所采用的不同类型机组EFOR的差异，下表给出了火电100MW、水电40MW及以上容量和核电典型机组的等效强迫停运率指标。

表4-9 2000~2005年典型机组的等效强迫停运率指标

机组容量（兆瓦）		各年份机组 EFOR						平均
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	
火电	100	0.78	1.17	0.79	0.75			0.91
	200	1.61	1.57	1.58	1.46	1.78	1.34	1.56
	300	1.77	1.27	1.09	1.49	1.17	0.81	1.27
	350	1.01	1.23	1.05	1.42	0.43	0.47	1.10
	500	3.10	2.48	1.47	0.52	0.46	0.51	1.42
	600	3.23	2.21	2.04	1.13	1.10	1.07	1.80
	700		5.20	0.42	1.89	1.08	2.13	2.14
	800		3.57	0.97	3.47	0.35	0.62	1.80
水电	轴流	0.04	0.06	0.22	0.20	0.02	0.11	0.11
	混流	0.30	0.46	0.13	0.12	0.43	0.12	0.26
	蓄能	16.64	10.83	2.01	0.86	0.49	0.66	5.25
	全部	1.36	0.97	0.26	0.18	0.36	0.14	0.55
核电		1.20	0.68	7.08	3.17	3.33	0.76	2.70

从上表可用看出，各类机组的 EFOR 值的差异较大。火电机组中，随着机组容量的增加，EFOR 有增大的趋势。同等容量的机组的 EFOR 值总体呈下降趋势，这与技术进步、机组构成的变化有很大的关系。水电机组中，抽水蓄能的机组 EFOR 值偏大，总体来说，水电机组的 EFOR 较火电机组小的多。核电机组的 EFOR 值起伏比较大，但总体呈现下降趋势。

为计算各地区的 EFOR 值，下表给出了 2005 年各地区机组构成情况。

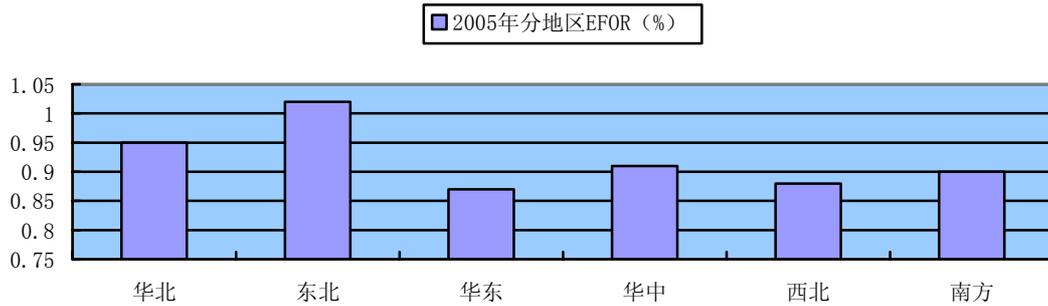
表 4-10 2005 年分地区机组构成情况

机组容量(兆瓦)	华北	东北	华东	华中	西北	南方
900			2			
800		2				
660	2					
600	18	2	24	2	2	7
350				2		
300	107	23	90	64	32	54
210				2		
200	75	49	20	34	10	22
120						1
100	112	44	107	68	33	56
总台数	314	120	243	172	77	140

为了综合反映各网电源结构及各种类机组 EFOR 对各网可靠性指标计算的影响，根据各网机组具体构成情况，结合电力可靠性中心提供的 EFOR 指标，下表给出了 2000 年至 2005 年各地区电网的 EFOR 的加权平均值。

表 4-11 2000 年至 2005 年各地区电网的 EFOR 的加权平均值

地区 EFOR (%)	华北	东北	华东	华中	西北	南方
2000 年	1.50	1.11	1.48	1.34	1.36	1.41
2001 年	1.47	1.41	1.36	1.30	1.29	1.19
2002 年	1.15	1.19	1.09	1.07	1.05	1.09
2003 年	1.20	1.23	1.14	1.18	1.16	1.17
2004 年	1.16	1.25	1.03	1.11	1.07	1.10
2005 年	0.95	1.02	0.87	0.91	0.88	0.90
平均值	1.24	1.20	1.16	1.15	1.14	1.14



可以看出 2005 年 EFOR 值都明显低于 2000 年的值。各地区 EFOR 值呈下降趋势. 因此各地区装机备用有进一步降低的可能性。

按照前面推导的加权 EFOR 每增加一个百分点对应各电网装机备用大约需增长 1.7-1.9 个百分点，在 LOLE (D) 的标准取 1d/a~2d/a 情况下，与此相对应各网的 2005 年装机备用如下：

地区	东北	华北	西北	华中	华东	南方
EFOR(%)	1.02	0.95	0.88	0.91	0.87	0.90
装机备用 (%)	17.58~25.09	20.31~23.61	20.48~22.81	26.99~31.54	10.56~14.40	21.28~29.37

## 5.主要结论和建议

科学电力规划研究以传统的电力规划方法考虑全社会的节能对电力需求产生的影响，从而提高对未来电力需求预测的准确度而达到电力规划的总成本最低。

本课题研究的主要结论如下：

(1) 分析了我国电力规划的现状和存在的问题。中国电力规划的问题是视角过于狭窄，而为纠正这一偏差，在科学电力规划中应考虑以下内容：

- 1) 环境生态的交互影响，由此而提出规划中的应当改善的主要因素。前面已经说过，国家在环境生态方面推行了强制措施，并且加强监管，规划必须遵守政府的有关规定。
- 2) 电力的安全与社会稳定、其他产业的安全密不可分。这里所指的其他产业主要指与电力关联度大的原材料、设备制造、交通运输等产业。
- 3) 电力与其他能源的替代关系。科学规划与传统规划的区别之一就是逐步提高电力消费在终端能源中的比重，对传统用能工艺的改进将使电力消费的比重提高，节能也会使电力消费增加，发展电力要充分改善电力与其他能源的替代。
- 4) 电力与国民生产总值、投资、消费、产业结构等指标之间的相互关系应得到充分的反映。
- 5) 全社会的用能、用电结构及单位消耗对电力的影响。
- 6) 传统电力规划没有改善其他社会目标，忽略了与社会全面进步相联系。
- 7) 电网发展与分散电源发展取向的影响。

毫无疑问，传统电力规划中存在的问题正是科学电力规划所要研究的。

(2) 国内外规划理论和实践的情况

当下世界范围内兴起了电力体制改革的潮流，这一改革的基本模式是改变传统的一体化垂直管理体制，放松对电源的管制，出现了多个发电公司。电网实行垄断经营加强管制，输配分开，开放电力市场，这一改革的结果是形成了多个利益主体。科学的电力规划要兼顾各方利益又要站在国家和全社会的立场上使电力规划实现投入产出效果最佳，因而确立科学电力规划所应遵循的准则、方法尤

为重要。

我国国内各个研究单位此前做了大量的研究工作，这些研究成果都为搭建科学电力规划提供了基础。

### (3) 科学电力规划下的中国电力增长特性

这是本课题研究的核心内容。论述构建科学电力规划的必要性和新规划所应遵循的原则后，本课题重点进行了下列问题的研究：

#### 1) 中国电力的增长特性

电力规划历来注重对已经实现的电力结果进行实证分析，课题经过分析研究，发现了电力增长与 GDP 增长、产业结构、固定资产投资增长、全社会消费和零售总额增长的相互关系，以及他们的时间序列分布、与工业化程度的相互关系。整理得出，电力消费强度与 GDP、工业、农业、第三产业电力消费强度之间的关系。

在此基础上，提炼出，中国电力增长的弹性，单位消耗强度边际特性。并给出了中长期预测中的取值范围。

#### 2) 中国节能降耗对电力增长特性的影响。

节能降耗主要在第二产业，尤其是工业领域由广泛应用的机会。中国政府已经确立了在十一五期间单位能耗削减 20%。按照一般的计算，电力转化了大约 50% 的煤，天然气的三分之一，占总能源消费的 42.3%，所以电力单位消耗应当承担 8.4% 的降低，这是一方面。另一方面，对于降低能耗的要求，自然会引导人们更愿意采用效率高的电力来替代其他利用效率较低的能源品种，这又会反映到电力的消耗强度上，因此降低单位电耗将受到双重压力。

一些省份开展的节能降耗工作给出了大量的案例，案例说明在中国节约电力消耗潜力还是很大的。本研究报告由此出发在考察了江苏、湖南两省的节电经验的基础上提炼出降耗措施使得电力预测模型中各个参数的变化关系，从而导出科学电力规划的基础，即考虑了全社会节能后的电力预测方法。

3) 依据上列方法，本研究报告对中国 2010 年电力发展规划的总体目标作了恰当的修正。

在解决电力规划总量之后应着手研究中国电力结构的优化问题。科学电力规划要通过比较，选择适合中国国情的电力结构优化之路。

到 2006 年，中国火电（主要是煤电）的装机比重为 77.82%，发电量比重是 83.16%，这比十五初期分别提高了 3.43 和 2.2 个百分点，进一步加重了燃煤排放的压力。科学电力规划要立足中国国情，加快非化石动力开发，使化石电力的比重有明显下降。燃烧化石能源不仅会生成二氧化硫这样的有害气体，也会产生二氧化碳等温室气体，在世界温室效应日益加重的情况下，减少二氧化碳的排放也将在未来中长期规划中显现出来。

#### （4）市场经济下电源规划的变革

这是本课题研究的核心内容之二。

传统的电源规划方法适用于一体化垂直管理的电力体制，当电力管理体制拆分为每个发电主体后，单个发电主体的规划思路与国家的规划思路往往会发生矛盾，即：单个发电主体的价值取向与全国的治法取向产生差异，科学电力规划在电源规模和布局上是站在全国的利益基础上，提出规划的指向，因此必须变革传统的电源规划方法。科学电源规划是在传统电源规划的基础上提出的与传统电源规划相同的是：1) 电源规划要在电力电量平衡的基础上加上备用容量；2) 备用容量仍然是负荷备用，检修备用和事故备用。而与传统电源规划不同的是，科学电力规划引入了可靠性的概念，即：对应于不同的可靠性要求，就会有不同的备用电源规模，换句话说，不同的预防水平会导致不同的电源规模。

运用概率性可靠性理论可以得出比确定性规划方法更安全更准确反映发电系统的可靠性水平，从而求出来用概率性可靠性方法确定发电系统装机容量规模。

对于中国来说，由于存在着一次能源资源与经济发展水平呈逆向分布的特点：未来中国电力规划布局时必然考虑由政府强制性地开发西部电力资源，成组的向东部输送，这就是西电东送的理论基础。中国电力规划必须在优先满足西部能源开发并送往东部之后再在全国布局的规划。这也是中国科学电力规划的组成部分。

中国电力规划的第三个重点是电源结构不进行大幅度的调整。

中国 2005 年电源结构如下：

	装机容量 (%)	发电量 (%)	
水电	23.23	3926	16.42
火电	75.11	18409	81.2
核电	1.38	531	2.22

风电	0.2	13	0.05
其他	0.1	24	0.1

燃烧化石能源的发电量超过 80%，燃烧化石能源不仅产生 SO<sub>2</sub>，还生成 CO<sub>2</sub>，而随着各国对地球气温变暖对温室气体限排很快也会摆在发展中国家尤其是像中国这样的 CO<sub>2</sub> 排放大户，在中国电力规划中已经注意到提出可再生能源的比重的降低燃烧电能的比重。而科学电力规划则在充分考虑中国的体制机制因素和资源内在因素，提出了更加符合环保绿色的规划目标。此外强化环境条件的约束作用也是保障电力健康发展的必然设置，科学电力规划需对这些约束条件做出正确的设计。

主要建议:

- 采用科学电力规划方法结合中国华东电网中的江苏电网和南方电网中的广东电网的实际，进行一次电力规划实践的检验。科学电力规划方法的适用性，并对上述两省的电力规划内容的修改补充向两省政府有关部门和电力企业提供借鉴。
- 为了使科学电力规划方法更逼近电网规划目标，数量充足而不失真的设计数据是做好这一工作的基础。为此要在既有统计体系提供数据的基础上加强以下技术数据的提供加工整理。
  - ①各省投资、消费、各次产业与电力消费之间的关系法的相关数据。
  - ②重要的产业、产品用电单耗的统计分析。
  - ③电力系统机组故障引起的系统电损失强度，即：机组故障，故障时电网的备用率机组故障引起用户用电的损失。
- 工业化中期节能与节电之间的关系需要跟踪研究。

(5) 需要政府、企业、社会各界共同努力做好的相关事项

对于政府来讲主要是出台法规政策规范市场，加强监管，支持科学电力规划的制定和实施，对于企业来讲主要是在政府法规政策引导下优化自己的投资行为，注意结构优化和实施对全社会都有利的节能措施。节能降耗是全社会的事，包括每个公民。

在进行上述分析后，报告向政府提出建议。