

# 中国可再生能源产业发展报告

( 2006 )

国家发展和改革委员会能源局  
国家发展和改革委员会能源研究所  
中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会  
中国可再生能源学会产业工作委员会  
联合编制  
2007年4月

# 目 录

0	执行总结 .....	i
0.1	综述 .....	i
0.2	可再生能源法产生的影响 .....	i
0.3	水能 .....	iv
0.4	生物质能 .....	iv
0.5	风力发电 .....	vi
0.6	太阳能 .....	viii
0.7	其它可再生能源技术 .....	xi
0.8	发展前景分析 .....	xiii
1	可再生能源法与可再生能源产业 .....	1
1.1	可再生能源法产生的背景 .....	1
1.2	可再生能源法基本制度 .....	1
1.3	可再生能源法配套法规及主要内容 .....	3
1.4	已出台主要实施细则的说明 .....	6
1.4.1	《可再生能源发电有关管理规定》 .....	6
1.4.2	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调 配暂行办法》 .....	7
1.4.3	《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》 .....	12
1.4.4	《可再生能源产业发展指导目录》 .....	13
1.4.5	中央部委落实可再生能源法其它相关规定 .....	13
1.4.6	可再生能源法的地方性法规 .....	14
1.5	可再生能源法产生的影响 .....	14
1.5.1	可再生能源发展得到了广泛的重视 .....	14
1.5.2	可再生能源市场规模迅速扩大 .....	15
1.5.3	可再生能源投资投入明显增加 .....	15
1.5.4	可再生能源制造业发展开始快速起步 .....	16
1.5.5	可再生能源发展形成了良好的国际影响 .....	16
2	水能 .....	16
3	生物质能 .....	17
3.1	资源条件 .....	17
3.2	产业发展特点 .....	18
3.3	产业发展现状 .....	19
3.3.1	直接燃烧和发电 .....	19
3.3.2	生物质裂解与干馏 .....	20
3.3.3	沼气开发利用 .....	20
3.3.4	生物质致密成型 .....	21
3.3.5	生物质气化及发电 .....	21
3.3.6	生物液体燃料 .....	22
3.4	发展展望 .....	25
4	风力发电 .....	25
4.1	资源特点及开发潜力 .....	25

4.1.1	风能资源储量丰富.....	25
4.1.2	风能资源分布.....	26
4.1.3	风能资源季节分布与水能资源互补.....	26
4.1.4	风能资源地理分布与电力负荷不匹配.....	26
4.2	发展现状.....	27
4.2.1	离网型风电.....	27
4.2.2	并网风电场发展.....	27
4.2.3	风电特许权项目.....	28
4.2.4	风电装机统计.....	29
4.2.5	风电设备制造.....	30
4.2.6	投资风电的主要风险.....	33
4.2.7	风电发展中存在的隐患.....	34
4.3	发展思路.....	35
4.4	发展展望.....	37
5	太阳能光伏.....	37
5.1	产业发展状况.....	38
5.1.1	太阳级多晶硅.....	39
5.1.2	晶体硅锭/硅片.....	40
5.1.3	太阳电池.....	41
5.1.4	光伏组件.....	42
5.1.5	相关产业发展.....	43
5.2	市场发展状况.....	44
5.3	存在问题.....	47
5.4	发展展望.....	47
5.5	关键技术.....	48
5.5.1	晶体硅电池技术.....	48
5.5.2	薄膜电池技术.....	48
5.5.3	光伏发电应用技术.....	49
6	太阳能热利用.....	50
6.1	产业发展概况.....	50
6.2	市场发展状况.....	52
6.3	存在问题.....	53
6.4	发展展望.....	55
7	其它可再生能源技术.....	56
7.1	地热能.....	56
7.2	海洋能.....	57
8	国际可再生能源发展现状与展望.....	57
8.1	国际可再生能源整体取得快速发展.....	57
8.2	政府扶植是可再生能源产业和市场发展的推动力.....	60
8.3	国际可再生能源政策新趋势.....	61

8.4	国际可再生能源技术发展方向 .....	62
8.5	可再生能源成为国际能源投资热点 .....	63
9	我国可再生能源发展展望 .....	64
9.1	发展前景分析 .....	64
9.2	形势和任务 .....	66
9.3	优先发展重点领域 .....	68
9.3.1	水电 .....	68
9.3.2	生物质能 .....	68
9.3.3	风电 .....	70
9.3.4	太阳能 .....	71
9.3.5	其它可再生能源 .....	72
9.3.6	农村可再生能源利用 .....	72
9.4	保障措施和建议 .....	73
10	附件：可再生能源法及其配套政策文件 .....	81
10.1	中华人民共和国可再生能源法 .....	81
10.2	可再生能源产业发展指导目录 .....	87
10.3	可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法 .....	98
10.4	可再生能源发电有关管理规定 .....	101
10.5	可再生能源发展专项资金管理暂行办法 .....	104
10.6	促进风电产业发展实施意见 .....	108
10.7	可再生能源电价附加收入调配暂行办法 .....	112
10.8	国家发展改革委、财政部关于加强生物燃料乙醇项目建设管理，促进产业健康发展的通知 .....	115
10.9	成品油市场管理办法 .....	119
10.10	商务部原油市场管理办法 .....	128
10.11	可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法 .....	135
10.12	可再生能源建筑应用示范项目评审办法 .....	139

## 图表目录

图 1 我国风电装机容量增长情况 (单位:兆瓦) .....	30
图 2 我国光伏电池的组件生产能力、年产量、累计市场应用量 (单位:兆瓦) .....	38
图 3 我国太阳电池品种 .....	43
图 4 我国光伏市场发展趋势 .....	45
图 5 我国太阳能热水器生产规模和保有量 (单位:万平方米) .....	51
图 6 世界各国人均太阳能使用量比较 (单位:平方米/1000 人) .....	53
图 7 世界各类可再生能源技术增长速度比较 (单位:%) .....	59
表 1 2006 年分省累计风电装机(按装机容量排序,兆瓦).....	31
表 2 2004 - 2006 年我国多晶硅的生产与需求 .....	39
表 3 我国多晶硅产业已建和在建的项目 .....	40
表 4 2005 年我国太阳级晶体硅的产量和生产能力 (吨) .....	40
表 5 2005 年我国太阳能电池太阳电池的产量及 2006 年底我国预期的生产能力 .....	42
表 6 2005 年太阳能电池太阳电池组件的封装能力 .....	43
表 7 2005 年底我国光伏应用市场份额 .....	47
表 8 2001 ~ 2006 年太阳能热水器年产量和保有量表 .....	51
附表 1 风电特许权项目中标电价与平均值的比较(元 / 千瓦时).....	77

附表 2 主要的风电机组制造商情况..... 79

## 0 执行总结

### 0.1 综述

可再生能源包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能和海洋能等，资源潜力大，环境污染低，可永续利用，是有利于人与自然和谐发展的重要能源。上世纪 70 年代以来，可持续发展思想逐步成为国际社会共识，可再生能源开发利用受到世界各国高度重视，许多国家将开发利用可再生能源作为能源战略的重要组成部分，提出了明确的可再生能源发展目标，制定了鼓励可再生能源发展的法律和优惠政策，可再生能源得到迅速发展，成为各类能源中增长最快的领域。一些可再生能源技术的市场应用和产业，如光伏发电、风电等在近 10 年的年增长速度都在 20% 以上，可再生能源发展已成为国际能源领域的热点。

可再生能源是我国重要的能源资源，在满足能源需求、改善能源结构、减少环境污染、促进经济发展等方面发挥了很大作用。我国政府一直重视可再生能源的开发利用，除水电自上世纪 50 年代开始蓬勃发展外，自上世纪 80 年代，风电、太阳能、现代生物质能等技术和产业也在政府的支持下稳步发展，小水电、太阳能热水器、小风电等一些可再生能源技术和产业已经走在世界的前列。“十五”期间，我国进入了可再生能源快速发展时期，水电建设大中小并举，开发建设速度显著加快；通过采取特许权招标等措施，积极推进风电规模化发展；以送电到乡和解决无电人口生活用电为契机，发展太阳能光伏发电、小型风电，推动分散式可再生能源发电技术的发展；围绕改善农村环境卫生条件和增加农民收入，积极发展农村户用沼气；通过市场推动，大力推广普及太阳能热水器；以技术研发和试点示范为先导，积极推动了生物质能发电和生物液体燃料开发利用。到 2006 年底，可再生能源年利用量总计为 2 亿吨标准煤（不包括传统方式利用的生物质能），约占一次能源消费总量的 8%，比 2005 年上升了 0.5 个百分点，其中水电为 15000 万吨标准煤，太阳能、风电、现代技术生物质能利用等提供 5000 万吨标准煤的能源，为 2010 年实现可再生能源占全国一次能源的比例 10% 的战略目标走出了坚实的一步。

### 0.2 可再生能源法产生的影响

2006 年 1 月 1 日，《中华人民共和国可再生能源法》开始实施。尽管只有一年多的时间，但是它产生的影响十分巨大，具体表现在以下几个方面：

一）可再生能源发展得到了广泛的重视。

自 2003 年可再生能源法起草开始，我国社会各个方面对发展可再生能源的认识逐步明确，各级领导，中央领导，特别是党和国家领导人对发展可再生能源发展十分重视，胡锦涛、吴邦国和温家宝同志多次对可再生能源发展做出批示，胡锦涛同志专门为北京国际可再生能源大会题词、吴邦国同志出席我国企业与澳大利亚企业合作开发风电的签字仪式、温家宝同志亲自听取了国家能源领导小组关于《可再生能源中长期发展规划》的报告，原则上同意了报告的内容，指示有关部门尽快批准执行。据不完全统计，2003 年以来，全国省部级以上领导对发展可再生能源问题的批示、意见有 2000 多条，人大代表、政协委员、两院院士以及离退休的老干部等，关于发展可再生能源发展的提案、议案和建议有 300 多项。展示了全社会对发展可再生能源问题的重视程度。

### 二) 可再生能源市场规模迅速扩大。

2006 年 1 月 1 日《可再生能源法》的实施，标志着我国可再生能源发展进入了一个新的历史阶段。2006 年，各类可再生能源增长迅速，水力发电年装机容量首次突破 1000 万千瓦，累计装机总容量达到 12500 万千瓦，占技术可开发量的 23%；风力发电 2006 年底吊装完成装机容量 133.2 万千瓦，比过去 20 年的总和还要多，与 2005 年同期相比，增长速度为 270%；太阳能光伏发电生产能力达到创纪录的 30 万千瓦，比上年增长 15 万千瓦，超过世界生产能力的 10%；太阳能热水器生产能力达到 1800 万平方米，比上年增长 200 多万平米，累计使用量接近 1 亿平方米；生物质能开发利用，也有较大发展，其中户用沼气池达到 1900 万多口，大中型沼气设施 2000 多处，沼气使用量超过 90 亿立方米。可再生能源年利用量总计为 2 亿吨标准煤（不包括传统方式利用的生物质能），约占一次能源消费总量的 8%，比 2005 年上升了 0.5 个百分点，其中水电为 15000 万吨标准煤，太阳能、风电、现代技术生物质能利用等提供 5000 万吨标准煤的能源，为 2010 年实现可再生能源占全国一次能源的比例 10% 的目标迈出了坚实的一步。

### 三) 可再生能源投资投入明显增加。

由于《可再生能源法》的实施，初步消除可再生能源投资的风险，各类投资主体纷纷增加了对可再生能源产业的投入。国内大型国有企业，包括国家电网公司、五大发电公司、三大石油集团、神华集团、长江电力以及一些升级的能源投资公司纷纷进入可再生能源市场，上海电气、东方汽轮机和哈尔滨电气等大型装备集团也开始介入可再生能源制造业；国际主要的风机制造企业或企业集团也开始进入我国的可再生能源市场；我国的一些民营企业也开始大规模进入可再生能

源市场，目前太阳能产业基本上由民营资本所控制。同时，风险投资和民间资本开始介入可再生能源投资市场。到 2006 年底，大约有 15 家可再生能源公司(或一些大公司的可再生能源部门)分别在纽约、伦敦、香港、新加坡和国内等主要股票交易所上市总市值超过了 100 亿美元。规模最大的是无锡尚德太阳能公司，市值最高时无锡尚德的市值总额高达 50 多亿美元。目前还有至少 20 多家企业等待和准备上市，预计到 2007 年底，可再生能源的上市企业有可能超过 20 家，市值可能突破 200 亿美元。

#### 四) 可再生能源制造业发展开始快速起步。

由于政策和市场方面的共同拉动，投资，特别是民营资本和风险投资的介入，给可再生能源制造业注入了活力，装备制造业，特别是风电和太阳能制造业发展迅速，截至到 2006 年底，我国已有风电制造及相关零部件企业 100 多家，其中大型风机整机生产企业 36 家，国外独资企业 4 家、合资企业 3 家、国内企业 29 家，国产风机在国内的市场份额明显提高，2006 年完成吊装的风电装备中，国产设备比例已经超过 40%；年生产能力超过 100 兆瓦的太阳能光伏电池制造企业超过十家，其中进入世界十强的两家；太阳能热水器制造企业发展到 3000 多家，形成销售收入 10 亿人民币超过 10 家。同时吸引了国外大型装备制造集团的介入，美国通用电气、西班牙歌美飒、丹麦的维斯塔斯、德国的恩德和印度苏司兰等国外大型风电制造企业已经开始在国内设厂，我国可再生能源装备制造业开始形成。

#### 五) 我国可再生能源发展形成了良好的国际影响。

我国颁布《可再生能源法》及其对推动可再生能源发展取得的成绩，产生了良好的国际影响，特别是 2005 年底召开的“北京国际可再生能源大会”、2006 年在纽约召开的“世界可持续发展大会”、八国集团首脑会等国际高层会议，都高度评价了我国发展可再生能源的积极意义和作用。世界主要国家和国家集团，都把可再生能源列入与中国合作的重要内容；例如，欧盟自 2006 年起，可再生能源研发项目大多对我国开放，亚太六国清洁发展和气候变化合作伙伴计划将可再生能源列为主要内容；东盟与我国的合作框架协议也将发展可再生能源的合作放在重要位置。同时，发展可再生能源已经成为中国实质性减排温室气体的主要技术选择。我国政府已经批准的清洁发展机制项目中，70%以上是可再生能源。因此我国发展可再生能源对于维护能源供应安全、减排温室气体、保护全球环境产生了积极的影响。

### 0.3 水能

水能资源是我国最重要的可再生能源资源之一。根据 2003 年全国水能资源复查成果，全国水能资源技术可开发装机容量为 5.42 亿千瓦，年发电量 2.47 万亿千瓦时；经济可开发装机容量为 4 亿千瓦，年发电量 1.75 万亿千瓦时，按经济可开发年发电量重复使用 100 年计算，水能资源占我国常规能源剩余可采储量的 40% 左右，仅次于煤炭。水能资源分布广泛，从地域上看主要分布在西部地区，约 70% 在西南地区，并主要集中在长江、金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、澜沧江、黄河和怒江等大江大河的干流上，总装机容量约占全国经济可开发量的 60%，具有集中开发和规模外送的良好条件。

到 2006 年底，全国水电总装机容量达 1.25 亿千瓦，占全国总发电装机容量的 19%，年发电量为 3900 亿千瓦时，占全国总发电量的 13%。其中小水电约 4000 万千瓦，年发电量约 1400 亿千瓦时，担负着全国近二分之一国土面积、三分之一的县、四分之一人口的供电任务。全国已建成 653 个农村水电初级电气化县，并正在建设 400 个适应小康水平的以小水电为主的电气化县。我国水电勘测、设计、施工、安装和设备制造均达到国际水平，已形成完备的产业体系。

根据我国中长期能源和可再生能源规划，到 2020 年，我国水电装机容量将达到 3 亿千瓦，其中小水电 7500 万千瓦，占水能经济可开发量的 75%，基本接近发达国际水平；2030 年前后，我国水电基本开发完毕，装机容量在 3.5 亿千瓦左右，发电量在 1.5 万亿千瓦时上下。若按人均 1 千瓦的电力需求计算，约占届时我国发电装机总容量的 23% 左右，因此，水电始终在我国的能源供应中占据重要位置。

### 0.4 生物质能

生物质能资源种类繁多，利用技术多样。生物质能包括农作物秸秆、林业剩余物、油料植物、能源作物、生活垃圾和其它有机废弃物。目前，每年可作为能源使用的农作物秸秆资源量约为 1.5 亿吨标准煤，林业剩余物资源量约 2 亿吨标准煤，小桐子（麻疯树）、油菜籽、蓖麻、漆树、黄连木和甜高粱等油料植物和能源作物潜在种植面积可满足年产 5000 万吨生物液体燃料的原料需求。工业有机废水和禽畜养殖场废水资源量，理论上可以生产沼气近 800 亿立方米，相当于 5700 万吨标准煤。根据目前我国生物质能利用技术状况，生物质能利用重点将是生物质发电、沼气和生物质液体燃料等。

我国的沼气利用技术基本成熟，尤其是户用沼气，已经有几十年的发展历史。

自 2003 年，农村户用沼气建设被列入国债项目，中央财政资金年投入规模超过 10 亿元，在政府政策的大力推动下，户用沼气已经形成了规模市场和产业；自 2000 年，畜禽场、食品加工、酒厂、城市污水处理厂等的大中型沼气工程也开始发展，到 2005 年底，全国已经建设农村户用沼气池 1870 万口，生活污水净化沼气池 14 万处，畜禽养殖场和工业废水沼气工程达到 2000 多处，年产沼气约 90 亿立方米，为近 8000 万农村人口提供了优质的生活燃料。同时，随着沼气技术不断进步和完善，我国的户用沼气系统和零部件基本实现了标准化生产和专业化施工，大部分地区建立了沼气技术服务机构，具备了较强的技术服务能力。大中型沼气工程工艺技术成熟，已形成了专业化的设计和施工队伍，服务体系基本完备，具备了大规模发展的条件。近期的发展重点是继续扩大农村地区的户用沼气、特别是与农业生产结合的沼气技术的应用范围，在城镇发展以大型畜禽养殖场沼气和工业废水沼气工程为气源的集中供气。目标是到 2010 年和 2020 年，沼气年利用量达到 190 亿和 440 亿立方米。

除沼气外，我国其它生物质能技术的应用仍处于产业化发展初期。在生物质发电方面，已经基本掌握了农林生物质发电、城市垃圾发电、生物质致密成型燃料等技术，但目前的开发利用规模还有待扩大。到 2006 年，全国生物质发电装机容量超过 220 万千瓦，其中蔗渣发电 170 万 kW，碾米厂稻壳发电 5 万 kW，城市垃圾焚烧发电 40 万 kW，此外还有一些规模不大的生物质气化发电的示范项目。2006 年，随着国家对解决三农问题政策和生物质发电价格政策等的出台，国内开始掀起秸秆、林木废弃物发电的热潮，中央和地方政府总计核准了 39 个项目，合计装机容量为 128.4 万千瓦，预计投资预计为 100.3 亿元，截止到 2006 年底，投产 5.4 万千瓦。生物制气化以及垃圾填埋气发电，2006 年投产 3 万千瓦，在建的有 9 万千瓦。目前全国已有 10 多个生物质直燃发电项目在建，装机规模超过 20 万千瓦。但是，对于达到 2010 年和 2020 年生物质发电装机 500 万千瓦和 3000 万千瓦的发展目标，需要解决资源分散、原料收集成本高、原料供应的连续性和保证度等问题。

在生物液体燃料方面，为了缓解石油供需矛盾，国家积极推进生物液体燃料技术的研发和试点示范工作。“十五”期间国家批准建设了 4 个以陈化粮为原料的生物燃料乙醇生产试点项目，形成年生产能力 102 万吨，自 2004 年，在黑龙江、吉林、辽宁、河南、安徽 5 个省及河北、山东、江苏、湖北 4 个省的 27 个地市开展车用乙醇汽油试点工作。

近期内我国重点的技术研发方向是利用非粮食原料(主要为甜高粱、木薯以

及木质纤维素等)生产燃料乙醇技术和以小桐子等油料作物为原料制取生物柴油,并建设规模化原料供应基地,建立生物质液体燃料加工企业。目前,以甜高粱、木薯为原料的燃料乙醇和以小桐子为原料制取生物柴油已开展了小规模试验,为我国大规模开发利用生物液体燃料积累了经验。到2010年,燃料乙醇的年生产能力达到约200万吨,生物柴油的年生产能力达到20万吨,总计年替代200万吨成品油。与此同时,我国的部分企业正在研究开发以秸秆、木材等非粮食为原料的生物液体燃料技术,并取得了一定的突破,可望在2010年前后形成规模化生产能力。

## 0.5 风力发电

我国幅员辽阔,海岸线长,风能资源比较丰富。风能资源总量约为32亿千瓦,初步估算可开发利用的风能资源约10亿千瓦。风能资源丰富的地区主要分布在东南沿海及附近岛屿,内蒙古、新疆和甘肃河西走廊,东北、西北、华北和青藏高原的部分地区。另外,内陆也有个别风能资源丰富的地区。

我国的并网风电从上世纪80年代开始发展,“十五”期间,风电发展非常迅速,总装机容量从2000年的35万千瓦增长到2006年的260万千瓦(见图1),年均增长率达到30%。风电装机容量在2004年位居世界第10,到2006年底上升为世界第6位。

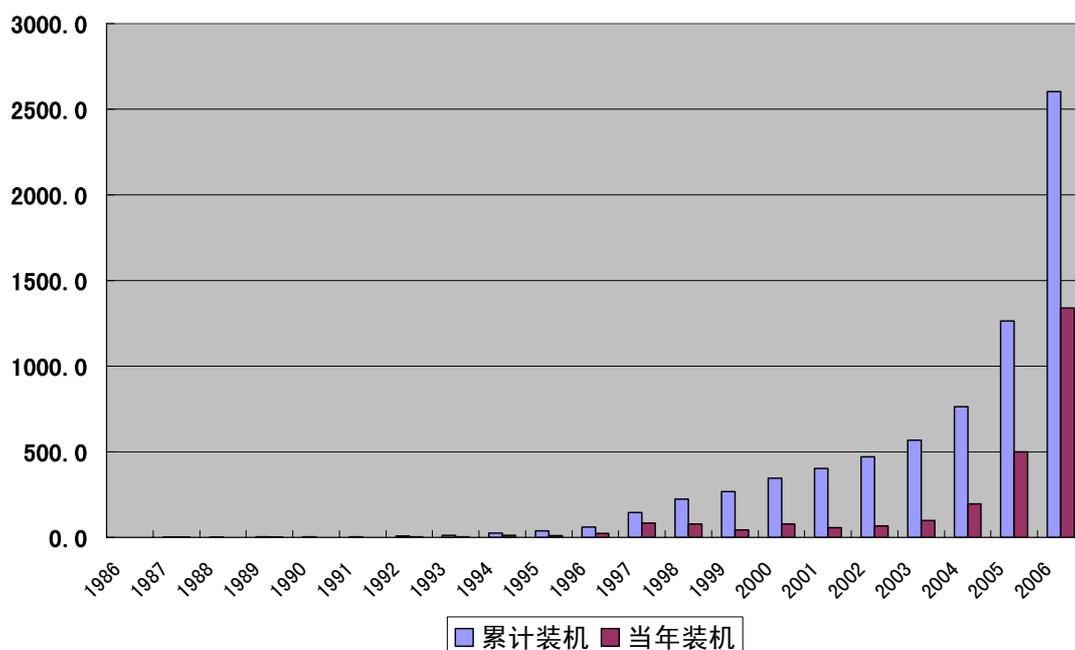


图1 我国风电装机容量增长情况(单位:兆瓦)

从 2003 年开始，国家连续组织四期风电特许权项目，以上网电价和设备的本地化率为条件，通过招标选择投资者。四期项目确定了 245 万千瓦建设规模，同时有效地降低了风电的上网电价，促进了风电投资多元化，提高了风电装备国产化和本地化的能力和活力。

目前，我国已经基本掌握单机容量 750 千瓦及以下大型风力发电设备的制造技术，2006 年自主研发的直驱和引进技术消化吸收研制的 1.2 兆瓦风电机组已经投入试运行，1.5 兆瓦风电机组已经下线和吊装成功，2 兆瓦级及以上的风电机组正进入研制阶段，在国家风电设备国产化政策的有力推动下，风电设备零部件制造水平也有了较大提高，具备了齿轮箱、叶片、电机等关键零部件制造能力，外商已开始在我国采购风电设备零部件。2006 年在风电新增市场份额中，国内产品占 45%，比 2005 年提高了 10 个百分点，国外产品占 55%；在累计市场份额中，国内企业 33%，国外企业占 67%。

据不完全统计，2006 年底，我国风电制造及相关零部件企业 100 多家，其中大型风机整机生产企业 36 家，国外独资企业 4 家、合资企业 3 家、国内企业 29 家。2006 年已经具备批量生产能力的国内企业主要是新疆金风、浙江运达、大连华锐、东方汽轮机等。其中金风科技在市场份额中占据主导地位。在大型风机零部件供应方面齿轮箱、桨叶、电机的生产能力也有较大突破，都具备了年供应上千套整机生产的能力。

在风电开发建设方面，我国已经建成了 100 多个风电场，掌握了风电场运行管理的技术和经验，培养和锻炼了一批风电设计和施工的技术人才，为风电的大规模开发和利用奠定了良好的基础。总之，我国的并网风电已经开始进入规模化发展阶段。

此外，我国还有约 70 家单位从事离网风电产业相关的业务，其中大专院校、科研院所 35 家，生产企业 23 家，配套企业 12 家(含蓄电池、叶片、逆变控制器等)，年产量较大的企业有江苏神州、内蒙古龙信博、内蒙古天力和广州红鹰以及北京博力(外资企业)等，我国已经形成了单个系统容量从 100 瓦到 10 千瓦的系列成熟的小风机产品，2006 年共计生产小型风机 3 万多台。我国已经形成了世界上最大的小风机产业和市场，到 2006 年，已经推广了 35 万台小型风机(总容量约 7 万千瓦)用于边远地区居民用电，估计目前有约 30 万台小风机在用。在 2005 年生产的 33000 多台小风机中，有 5800 多台出口到全球 24 个国家和地区，创造了很好的经济和社会效益。

根据国家发展规划中提出的目标，到 2010 年和 2020 年，全国风电总装机

容量将达到 500 万千瓦和 3000 万千瓦。“十一五”期间,将在我国风能资源丰富的地区,即东部沿海和西北、华北和东北地区,建设 30 个左右十万千瓦等级的大型风电项目,从而在江苏、河北、内蒙古等地形成数个百万千瓦风电基地,营造出风电场开发的广阔市场。

从 2006 年的发展形势判断,2010 年的风电装机 500 万千瓦的目标可以在 2008 年底,即提前两年完成,2020 年实现装机容量 3000 万千瓦的目标前景良好。风电发展的长期目标是,经过 10-15 年的准备,大约在 2020 年前后,使得风电能够与其他常规能源发电技术相竞争,成为火电、水电之后的第三大常规发电电源,至少达到装机容量 3000 万千瓦,积极创造条件实现 1 亿千瓦,占届时发电装机容量的 10%。2040 年或 2050 年实现 5 亿乃至 10 亿千瓦,在届时的发电装机和发电量中占据 20%以上。为了实现这一战略目标,需要利用 5-10 年的时间,在 2010 至 2015 年期间,建立起具有国际竞争力的风电产业体系,为实现长期目标奠定技术和产业基础。

世界各国普遍看好我国的风电市场,认为中国有希望在 2020 年以后超过德国和美国,成为世界最大的风电装机国和最大的风电设备供应国。世界风能理事会还预计,2020 年,我国风电装机有可能达到 1.5 亿千瓦。总之,我国风能资源丰富,电力需求充足,有可能成为世界上最重要的风电市场之一。

## 0.6 太阳能

我国太阳能较丰富的区域占国土面积的 2/3 以上,年辐射量超过 60 亿焦耳/平方米,每年地表吸收的太阳能大约相当于 1.7 万亿吨标准煤的能量,具有良好的太阳能利用条件,特别是西北、西藏和云南等地区,太阳能资源尤为丰富。

太阳能光伏发电是目前成熟的技术,其应用的市场障碍主要是成本过高以及硅材料的短缺,目前光伏发电的成本仍在 4~6 元/千瓦时左右,与商业化应用有相当的距离。但是,自 2004 年,在国际光伏市场尤其是德国、日本市场的强大需求的拉动下,我国的光伏产品生产能力迅速扩张,包括晶体硅片和太阳能电池的生产能力、以及太阳能电池组件的封装能力都大为增加,形成了一批具有国际竞争力和国际知名度的光伏电池生产企业。2000 年,我国光伏组件的生产能力不到 10 兆瓦,但截止到 2006 年底,我国光伏电池的生产环节包括高纯度硅材料、硅锭、硅片、电池和组件生产能力分别达到生产能力分别为 25 兆瓦、580 兆瓦、500 兆瓦、1400 兆瓦和 1087 兆瓦,据世界第三位,出现了跳跃式发展。自 2006 年,一些光伏生产企业又鉴于光伏产业链的发展不平衡的局面,即上游

环节（硅锭/片的生产）能力小，下游环节（组件的封装）能力大，造成国际市场多晶硅原料的紧缺和涨价，开始考虑投资硅材料的生产，有望在 2008 年前后形成一定规模的生产能力，估计 2010 年我国的光伏发电产品产量可能突破 1000 兆瓦，成为世界最大的光伏电池生产国。

在太阳能光伏市场应用方面，2002 - 2004 年，国家组织实施了“送电到乡”工程，中央和地方财政共安排 47 亿元的资金，在内蒙古、青海、新疆、四川、西藏和陕西等 12 个省（市、区）的 1065 个乡镇，建设了一批独立的光伏、风光互补、小水电等可再生能源电站，其中光伏电站占大部分，应用了 1.7 万千瓦的光伏电池，促进了国内光伏产业的兴起。但由于光伏发电价格高昂，与主要依赖于国际市场的蓬勃发展的产业相比，国内光伏市场发展步伐稍缓，但一直处于稳步发展上升状态。特别是各地结合城镇建设，推广屋顶计划、路灯等太阳能发电产品得应用，使得我国光伏发电应用成上升趋势。到 2006 年，累计光伏发电容量为 8 万千瓦，其中 42% 为独立光伏发电系统，用于解决电网覆盖不到的偏远地区居民用电问题，此外，通信等工业领域和光伏消费品的市场份额也在增长。

考虑到经济成本和支持我国光伏产业持续发展的需要，我国的光伏发电采取了稳步发展的原则和策略。在今后 5~10 年内，我国的光伏发电系统的应用一方面还将以采用户用光伏发电系统和建设小型光伏电站为主，来解决偏远地区无电村和无电户的供电问题，将建设光伏发电 20 万千瓦，为 200 万户偏远地区农牧民（即目前我国 1/3 的无电人口）提供最基本的生活用电；另一方面，借鉴发达国家发展屋顶系统的经验，在经济较发达、城市现代化水平较高的大中城市，在公益性建筑物和其他建筑物以及在道路、公园、车站等公共设施照明中推广使用光伏电源。此外，还将开展大型并网光伏系统的示范，为在光伏发电成本下降到一定水平时开展大型并网光伏系统的大规模应用作准备。到 2010 年和 2020 年，光伏系统的这 3 个方面的应用总量将达到约 40 万千瓦和 180 万千瓦。

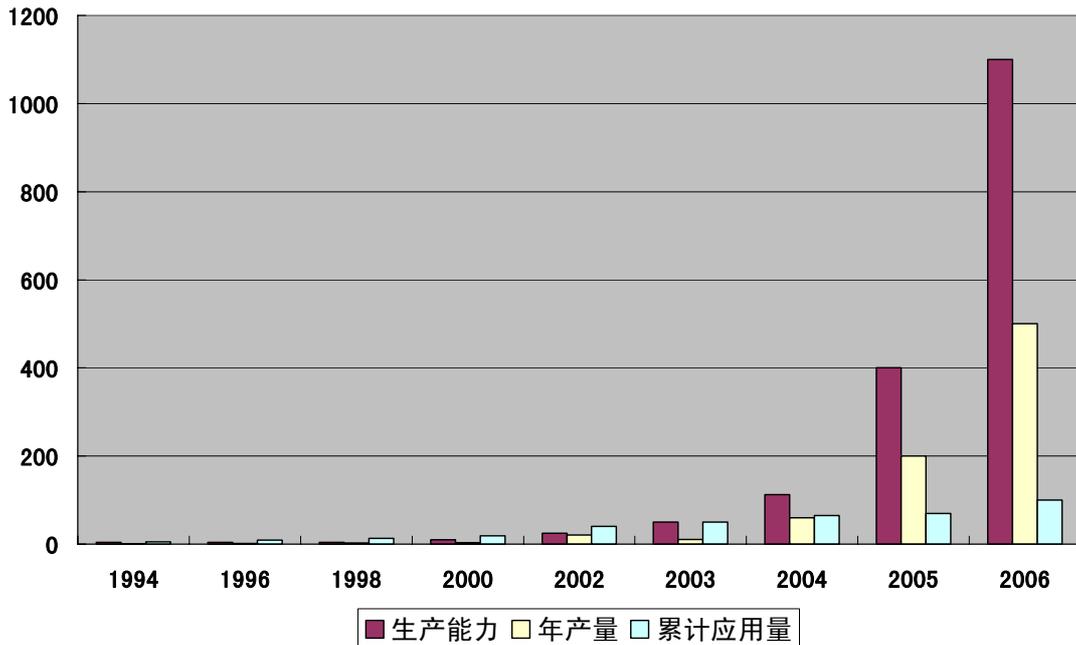


图 2 我国光伏电池的组件生产能力、年产量、累计市场应用量 (单位：兆瓦)

在太阳能热利用方面，目前最广泛应用的技术是太阳能热水器，主要用于提供生活洗浴热水，为提高中小城市居民的生活质量发挥了重要作用。到 2006 年，我国太阳能热水器总集热面积运行保有量约 10000 万平方米，年生产能力超过 2000 万平方米，比 2005 年增长 20%，使用量和年产量均占世界总量的一半以上。太阳能热水器已基本实现了商业化，形成原材料加工、产品开发制造、工程设计和营销服务的产业体系，同时带动了玻璃、金属、保温材料和真空设备等相关行业的发展，成为一个产业规模迅速扩大的新兴产业，目前有 1300 多家有一定规模的太阳热水器生产企业。尤其是我国自主创新的真空管热管技术，技术水平居于世界领先地位，真空管热水器在我国得到广泛应用，年产量超过 1600 万平方米，占世界真空管热水器市场的 90% 以上。同时真空管热水器以其优良的性能，出口亚洲、欧洲、非洲等几十个国家。

近年来，随着与建筑结合技术水平的不断提高，我国建设完成了一批太阳能热水器与建筑结合项目，太阳能热水器与房地产项目同步设计、同步施工、同步验收的理念逐步被建筑行业所接受。建设社会主义新农村活动的开展，为太阳能热水器在农村地区的推广应用提供一个很好的契机，越来越多的农村的新村改造项目使用太阳能热水器，北京等一些地区还开始利用太阳能热水器为农户供暖。2005 年底，建设部颁布了太阳能热水系统与建筑结合的技术规范，之后，一些地区还推出了太阳能热水器强制应用的政策，进一步扩大了太阳能热水器的市

场。

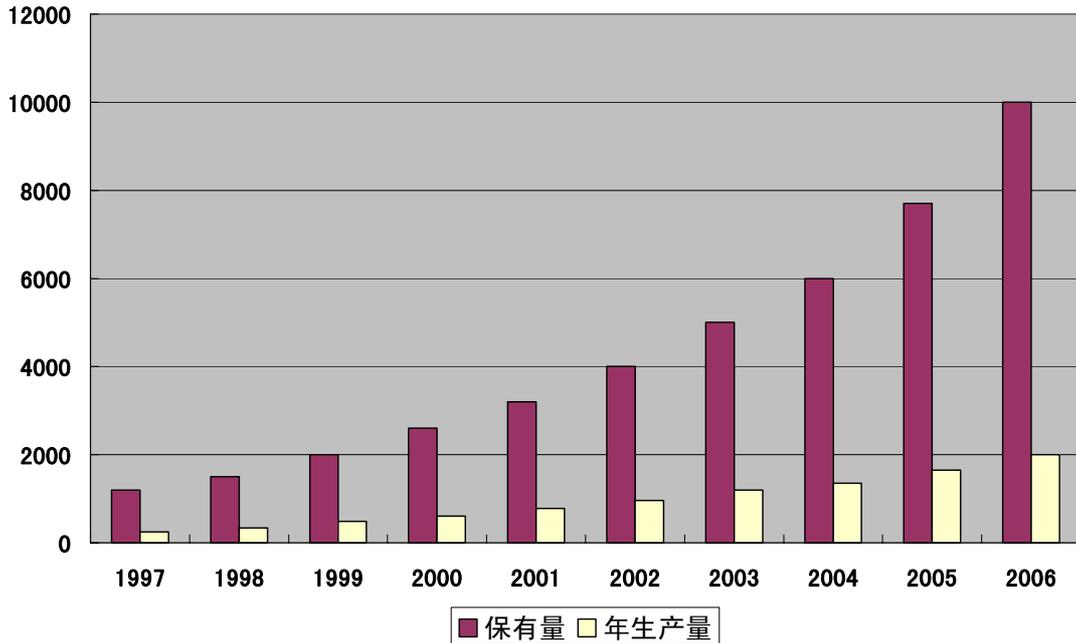


图 3 我国太阳能热水器生产规模和保有量 (单位：万平方米)

除了太阳能热水器外，我国正在开发和扩大太阳能热利用的领域，包括太阳能供暖、制冷空调、海水淡化、工业加热等诸多领域，已经开始前期的研究和示范系统建设工作。

根据 2006 年的统计数据，如果不考虑水电和传统的生物质利用，在我国 5000 万吨标准煤的其它可再生能源利用量中，太阳能热水器就提供了 1/3 以上。太阳能资源潜力巨大，热水器利用技术成熟，具有经济性和市场竞争力，在我国的水热水器市场方面出现了电热水器、燃气热水器和太阳能热水器并驾齐驱的局面，因此太阳能热利用在我国的可再生能源利用中，甚至在今后的能源的供应中能够扮演一个重要的角色。

我国将继续在城镇推广普及太阳能与建筑结合、太阳能集中供热水工程，并建设太阳能采暖和制冷示范工程。在农村和小城镇推广户用太阳能热水器。目标是到 2010 年，全国太阳能热水器总集热面积达到 1.5 亿平方米，加上其它太阳能灶、太阳房等太阳能热利用，年替代能源量将超过 5000 万吨标准煤以上。

## 0.7 其它可再生能源技术

除了风能、生物质能和太阳能之外，地热、海洋能也是开发潜力很大、具有

利用价值的新能源和可再生能源，并且在一定程度上得到开发和利用，在一些不同的场合发挥着作用。

地热能利用可分为发电利用和直接利用两个方面。发电的地热流体要求温度较高，一般要求 150°C 甚至 200°C 以上才比较经济。我国高温地热资源地区分布有限，主要集中在西藏、云南的横断山脉一线，已经进行了资源勘探和开发的地区，主要集中在西藏的羊八井和云南的腾冲。目前全国地热装机总量为 32.08 兆瓦，其中 88% 都集中在西藏，羊八井是我国目前唯一的具有一定规模的地热电站，并且由于地热发电对资源要求条件高，1993 - 2003 年，我国没有建设新的地热电站。2004 年，装机 48.8 兆瓦的滇西腾冲地区地热电站一期开始建设，建成后，将成为我国大陆建造的第 2 座具有一定生产规模的地热电站。

地热直接利用要求的热水温度相对较低，中低温地热资源都可以加以利用，如采暖、温室种植、洗浴、治疗等。我国的地热资源以中低温为主，遍布全国各处。在中低温地热的直接利用方面，我国从上世纪 90 年代开始，逐步加大了开发力度，地热热利用以年均 10% 的速度增长，尤其北方地区加大了以地热供热（采暖和生活用水）为主的开发力度。2005 年地热供暖面积达 3000 万平方米，并为约 60 万户居民提供生活热水。

地源热泵的应用，是地热直接利用领域中的一项重要的技术革新，作为分布式热源得到市场的青睐。热泵可以利用遍布的低温地热作为热源，也可将目前我国北方地区大量被排放的 30~40°C 地热尾水再次利用，扩大采暖面积。作为一种新兴能源型产业，我国地热热泵的应用在 2000 年之后在大中城市的逐渐兴起。随着能源趋紧的形势，热泵产业越来越受到社会各界的关注，市场上出现了很多产品及品牌，在办公楼、宾馆、住宅等领域热泵都有应用，并且以年超过 10% 的速度在上升。地源热泵也将是我国今后地热应用的重点领域，已经在建筑节能方面开始发挥积极作用。

海洋能主要包括潮汐能、波浪能、海流能等。我国已经建设了 8 座潮汐电站，近期正在探讨新的潮汐发电方式，进行技术研究和示范。此外，近些年来我国波浪能开发利用技术发展较快。自“七五”开始，我国在波浪能转换效率、波浪能稳定输出和波浪能装置建造技术上都有了显著的提高。2004 年，我国研制的波浪能独立发电系统，在实验室成功地将平均功率 8 千瓦、波动值为 8 千瓦的不稳定的液压能转换为稳定的电能。2005 年，又成功地实现了把不稳定的波浪能转化为稳定电能。截至 2005 年底，我国已拥有 100 千瓦、20 千瓦岸式振荡水柱波能装置各一座、700 余个 1 千瓦以下装置。

## 0.8 发展前景分析

### 1) 我国可再生能源资源丰富、开发利用潜力巨大

我国可再生能源资源丰富。每年地表吸收的太阳能大约相当于 1.7 万亿吨标准煤的能量；风能资源量约为 32 亿千瓦，初步估算可开发利用的风能资源约 10 亿千瓦，按德国、西班牙、丹麦等风电发展迅速的国家的经验进行类比分析，我国可供开发的风能资源量可能超过 30 亿千瓦；海洋能资源技术上可利用的资源量估计约为 4~5 亿千瓦；地热资源的远景储量为 1353 亿吨标准煤，探明储量为 31.6 亿吨标准煤；现有生物质能源资源总量达 7 亿吨标准煤，通过品种改良和扩大种植，生物能的资源量可以在此水平再翻一番。因此，我国具有大规模开发可再生能源的资源条件和技术潜力，可以为未来社会和经济提供足够的能源保障，开发利用可再生能源大有可为。

### 2) 世界可再生能源开发利用技术发展迅速

近年来，可再生能源在世界范围内得到迅速发展，一些可再生能源技术的市场应用和产业，如光伏发电、风电等年增长速度都在 20% 以上（见图 4），可再生能源已成为实现能源多样化、应付气候变化和实现可持续发展的重要替代能源，尤其是近两年来，随着国际石油价格大的波动以及《京都议定书》的生效，可再生能源发展得到世界许多国家的广泛关注，成为国际能源领域的热点。

到 2006 年底，世界风电装机总容量达到了 7500 万千瓦，年装机容量接近 1500 万千瓦，成为继火电、水电和核电之后的第四大主要发电电源；光伏发电年均增长速度超过了 60%，生产能力接近 200 万千瓦，总使用量接近 700 万千瓦；生物液体燃料，主要是燃料乙醇的年生产量已经超过了 3000 万吨，在石油替代方面开始显现作用。

从目前可再生能源的资源状况和技术发展水平看，今后发展较快的可再生能源除水能外，主要是生物质能、风能和太阳能。生物质能仍是最重要的可再生能源之一，主要利用方式是发电、供热和生产液体燃料。风电技术已基本成熟，经济性已接近常规能源，在今后相当长时间内将会保持较快发展。太阳能发展的主要方向是光伏发电和热利用，光伏发电的主要市场是发达国家的并网发电和发展中国家偏远地区的独立供电。太阳能热利用的发展方向是太阳能一体化建筑，并以常规能源为补充手段，实现全天候供热，提高太阳能供热的可靠性，在此基础上进一步向太阳能供暖和制冷的方向发展。总体来看，最近 20 多年来，大多数

可再生能源技术发展很快，产业规模、经济性和市场化程度逐年提高，预计在 2010 - 2020 年间，大多数可再生能源技术可具有市场竞争力，在 2020 年以后将会有更快的发展，并逐步成为主导能源。

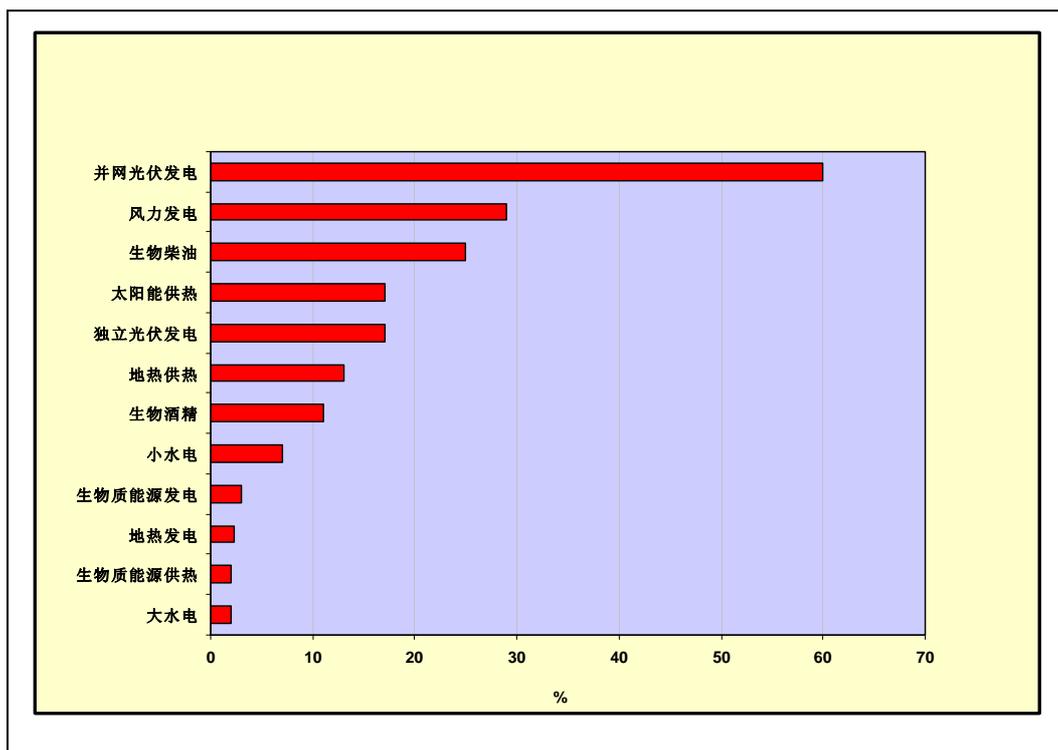


图 4、世界可再生能源增长速度 (%)

### 3) 政府扶植是可再生能源发展的根本动力

尽管可再生能源在世界范围内发展迅速,但是,政府扶植是可再生能源的市场的存在和发展的根本原因。从目前的成本和价格水平来看,风电成本大体上在 5-10 美分/千瓦时、生物质发电成本为 8-12 美分/千瓦时,是燃煤发电成本两倍左右;光伏发电成本大体上在 30-50 美分/千瓦时,是燃煤发电成本的 5-10 倍左右、生物液体燃料的成本大体上折合每桶 50-70 美元。因此,可再生能源的开发利用需要政府政策的支持。

为了支持可再生能源发展,在 1997 年欧盟就颁布了可再生能源发展白皮书,制定了 2010 年可再生能源要占欧盟总能源消耗的 12%,2050 年可再生能源在整个欧盟国家的能源构成中要达到 50%的宏伟目标。2001 年欧盟部长理事会提出了关于使用可再生能源发电指令的共同立场,要求欧盟国家到 2010 年,可再生能源在其全部能源消耗中占 12%,在其电量消耗中可再生能源的比例达到 22.1%的总量控制目标,欧盟成员国根据该指令,制定了本国的发展目标,如英国和德国都承诺 2010 年和 2020 年可再生能源的比例将分别达到 10%和 20%;西班牙表示,2010 年其可再生能源发电的比例就可以达到 29%以上;丹麦制定了名为“21 世纪的能源”的能源行动计划,2030 年前,可再生能源在整个国家能源构成中的比例将每年增加 1%;北欧部分国家提出了利用风力发电和生物质发电逐步替代核电的战略目标。

日本自 1993 年开始实施“新阳光计划”,以加速光伏电池、燃料电池、氢能及地热能等的开发利用,1997 年又宣布了 7 万太阳能光伏屋顶计划,目标是到 2010 年安装 760 万千瓦的太阳能电池。在目标计划的支持下,日本的太阳能光伏技术在 90 年代得到了长足的发展,目前日本是世界上光伏发电技术和市场最快的国家。

美国能源部提出了逐步提高绿色电力的发展计划,制定了风力发电、太阳能发电和生物质能发电的技术发展路线图,希望通过风力发电、太阳能发电、生物质能发电等来提高绿色能源的比例,其中太阳能光伏发电预计到 2020 年将占美

国发电装机增量的 15%左右，累计安装量达到 2000 万千瓦，保持美国在光伏发电技术开发、制造水平等方面的世界领先地位。

巴西政府早在 70 年代就开始实施生物液体发展计划，发展以甘蔗为主要原料的乙醇燃料，强制要求石油公司必须供应混合或纯乙醇汽车燃料。经过 30 多年的努力，巴西成为生物液体燃料大国。年生产乙醇燃料 1500 多万吨，不仅为上千万辆汽车和数百万辆摩托车提供燃料，还向国外出口上百万吨。

目前世界上有接近 50 个国家分别出台了不同的政策，扶持可再生能源发展，因此，可再生能源市场的繁荣是政府支持的结果。

#### **4) 我国可再生能源战略地位明确，发展任重道远**

根据我国中长期能源规划研究，2020 年之前，我国基本上可以依赖常规能源满足国民经济发展和人民生活水平提高的能源需要，2020 年，在我国能源需求总量超过 30 亿吨标准煤之后，可再生能源的战略地位将日益突出，届时需要可再生能源提供数亿吨乃至十多亿吨标准煤当量的能源。因此，我国发展可再生能源的战略目的将是：最大限度地提高能源供给能力，改善能源结构，实现能源多样化，切实保障能源供应的安全。

第一步，首先在 2020 年达到可再生能源发电装机 3.6 亿千瓦，约占全国发电装机总容量的 35%左右。要实现这样的目标，需要加快开发有市场竞争优势的水电、太阳能热利用和地热等可再生能源，要使大多数资源得到合理利用，到 2020 年达到较高的利用水平，并大力推进风力发电、生物质发电、太阳能发电。具体的发展目标是：到 2010 年，小水电、风力发电、生物质发电、地热发电和太阳能发电装机容量总计达到约 1.91 亿千瓦，约占全国发电装机总容量的 30%左右，其中水电 1.8 亿千瓦，风力发电 500 万千瓦，生物质发电 550 万千瓦，太阳能发电 50 万千瓦；到 2020 年，可再生能源发电装机容量达到 3.6 亿千瓦，约占全国总发电装机容量的 35%，其中水电 3 亿千瓦、风力发电 3000 万千瓦、生物质发电 3000 万千瓦，太阳能发电达到 200 万千瓦。同时，大力发展可再生能源供热、生物液体燃料等，争取到 2020 年可再生能源供应能力达到 5.4 亿吨标准煤。

第二步，大幅度提高可再生能源在整个能源消费中的比例，参照发达国家的经验，在 2050 年实现可再生能源满足能源需求的 30 到 40%的战略目标。实现这样的目标需要：风力发电在 30 年后发电装机可能超过核电，成为第三大发电电源，2050 年后可能超过水电，成为第二大主力发电电源，形成 3 到 5 亿千瓦

的装机能力。2020 年和 2030 年期间，我国水电资源将基本得到开发，届时可以形成 3-3.5 亿千瓦的装机水平。太阳能热水器 2050 年达到 10 亿平方米以上，替代 6000 亿千瓦时的电量，替代高峰电力 4 亿千瓦，2040 年太阳能发电装机将超过 2 亿千瓦。同时，我国还必须开发利用相当规模的生物质能、海洋能、地热能等其他形式的可再生能源，满足 2050 年的能源结构优化和能源需求的总量目标。

### 5) 可再生能源发展不能一蹴而就，必须持之以恒

我国可再生能源发展经过了三十多年的努力，有了今天的发展局面，然而，可再生能源的发展仍然任重道远，需要继续做出锲而不舍的努力。

可再生能源与常规能源的最大区别在于，它可以把存在于自然界的能源，通过机械装备制造业生产出来的装备，将能源直接从自然界中生产出来。由于可再生能源的发展依赖于装备制造业的发展，因此，可再生能源技术的发展，可能又是新一轮的能源领域的国际竞争，它就像上世纪人们千方百计地寻找煤炭、石油和天然气一样，谁掌握了可再生能源的装备技术，谁就拥有了开发利用可再生能源的主动权。但是可再生能源装备制造技术的发展依赖于一个国家装备制造业的总体水平。可以说，可再生能源的发展是以现代制造技术为基础的新型产业，它首先在世界制造业的大国，如美国、日本和欧洲一些国家特别是德国等率先发展，然后逐步在印度、巴西、中国等一些具有制造业基础的大国发展。

尽管，我国的改革开放已 30 年，装备制造业有了一定的基础，但是与欧美日等国的差距还十分明显，在可再生能源的领域差距也很大，主要表现在：研发力量薄弱，没有掌握独立自主的风力发电设备设计和制造技术，风机的生产主要依赖生产许可证等技术转让或依赖进口；光伏发电缺乏创新能力，光伏电池生产的关键设备和原材料依赖进口，尚未掌握纤维素大规模生产生物液体燃料的关键技术。企业跟风盲目发展。由于《可再生能源法》的出台，许多企业认为这是商机，不看市场，盲目发展。目前投资风力发电制造业的企业总数超过 30 家，是世界其他国家风力发电机制造企业总数的 3 倍左右，光伏电池生产能力已经接近世界产能的 50%左右，生物液体燃料的生产也是遍地开花，在成本居高不下，市场需求不足的情况下，要求政府进一步出台新的激励政策的呼声很高。

然而，可再生能源技术发展不能一蹴而就，需要循序渐进的发展。欧洲、美国通过近三十的努力，使得风电从 1970 年代的每千瓦时接近 1 美元，价降到目前 5-10 美分，根据欧洲风能协会估计，还需要 10-15 年，即到 2015 年或 2020

年，风电才有可能与常规电力相竞争。太阳能光伏发电的成本虽然由原来接近 3 美元/千瓦时，下降到目前的 30-50 美分/千瓦时，但是仍然是常规发电技术成本的 10 倍左右，根据美国能源部太阳能发电技术路线图的数据，只有到 2050 年，光伏发电的成本才有可能降到 7 美分/千瓦时左右，方可与常规发电技术相竞争。生物液体燃料需要石油维持在每桶 60 美元的价格水平时才有竞争力，实现这样的目标，最短的时间也需要 10 到 20 年的努力。我国可再生能源潜力巨大，但是发展任重道远，不可能一蹴而就，需要循序渐进发展方式、需要持之以恒的长期和艰苦努力。需要政府、专家和企业乃至整个社会的共同努力。可再生能源发展要做到：

- 1) 全面发展，分类指导。从长远的目标考虑，各种可再生能源都需要发展。但是由于可再生能源技术种类、发展和成本水平有很大差异，需要在全面发展的同时，做出分类指导：对技术成熟，市场发展条件好的技术，例如太阳能热水器技术，尽快出台强制应用措施，全面推广；对接近商业化发展的风力发电技术，2015 年之前，重点抓好产业化建设，为此后的大规模发展奠定基础；太阳能发电，要适度发展，重点放在技术研发上面，以必要的市场规模，促进技术进步与发展；生物液体燃料在开放市场的同时，重点攻克纤维素生产液体燃料的技术和工艺路线。
- 2) 重视研发，夯实基础。技术研发和创新是可再生能源发展的关键，加强机构能力建设和人员培训，是落实可再生能源战略目标的重要步骤。为此，急需采取一些必要的措施：其一，在主要综合大学、重要的工程技术院校和高等技工学校等开设可再生能源技术课程和设立中短期专业技能培训计划，迅速培养一批高水平的可再生能源专家，建立一支能战斗的工程技术人员队伍；其二，整合现有可再生能源研究队伍，组建国家可再生能源中心，围绕实现 2020 年及其以后可再生能源发展的战略目标，组织研究国家可再生能源发展的技术路线和战略措施，组织研究重大、重要和关键技术，在关键领域形成有战斗力的研发队伍；此外，成立中国可再生能源企业协会，协助各级政府，团结可再生能源企业，提高企业素质和技术水平。总之要重视研发、重视队伍建设，夯实可再生能源发展的研发基础。
- 3) 循序渐进、持之以恒。世界发展可再生能源比较成功的国家，都编制了相关技术发展的国家路线图，根据路线图，循序渐进、持之以恒的

发展。我国是世界制造业大国，有掌握大规模生产可再生能源装备的工业基础，并拥有世界上最大的能源市场，或最大的潜在市场，有能力成为世界上最重要的可再生能源技术研发、装备制造和应用的<sup>1</sup>国家。因此，要吸取国际先进经验，编制国家的可再生能源发展技术路线图，依据我国从世界制造业大国向创造大国发展的战略，在可再生能源领域实施技术和体制创新，依据市场和装备制造业两个优势，按照既定的目标，脚踏实地、循序渐进、持之以恒，逐步发展可再生能源开发利用的大国。

- 4) 集中力量，统一部署。国务院能源主管部门，对全国的可再生能源的开发和利用实施统一的管理，可以做到，统筹规划、统一部署，利用有限的人力和物力，提高可再生能源开发的总体效率。但是目前的形势是：价格由国务院价格主管部门制定，专项资金由国务院财政部门制定，研发计划由国务院科技主管部门制定，国务院能源主管部门的协调职能就大大弱化，形同虚设，因此造成了不同职能部门之间各自为政、力量分散、甚至形成利益冲突，使得本来就薄弱的扶持政策不能发挥应有的作用。因此应该由国家能源主管部门统一协调可再生能源发展中的政策问题，集中力量，统一部署和协调发展。

# 1 可再生能源法与可再生能源产业

## 1.1 可再生能源法产生的背景

长期以来，我国在能源建设过程中出台了各种政策来推动包括可再生能源在内的新能源的发展，但我国能源立法的进程一直比较缓慢，因此诸多与可再生能源相关的政策没有能够及时上升为法律，随着我国能源立法工作的逐步展开，一些相关法律对可再生能源发展问题都予以关注，如《电力法》、《节约能源法》、《建筑法》《大气污染防治法》等法律中都有部分条款涉及促进可再生能源的发展。但是，总体来看，在《可再生能源法》出台之前，可再生能源的发展主要通过部门规章予以调整，例如，原国家计委制定的《新能源基本建设项目管理的暂行规定》(1997年)、国家环境保护总局颁布的《秸秆禁烧和综合利用管理办法》(2003年)等。国家计委、国家科委、国家经贸委在1995年共同制定了《1996~2010年新能源和可再生能源发展纲要》，提出了“九五”以至2010年新能源和可再生能源的发展目标、任务以及相应的对策和措施，成为其后我国发展可再生能源的重要依据。当然，由于我国可再生能源立法的严重缺失以及可再生能源发展本身的部分非市场性属性，可再生能源还无法形成可以有效吸引国内外投资的成熟、独立产业。

随着我国经济的飞速发展，能源供需矛盾日益突出，能源问题日益严重，传统能源开发利用造成的环境问题日益恶化，加快发展可再生能源成为我国的重大能源战略选择。为了推进可再生能源的开发利用，克服可再生能源开发利用所面临的法律和政策障碍，2003年十届全国人大常委会把制定《中华人民共和国可再生能源法》列入了2003年立法计划。在国务院有关部门和有关科研院所以及社会团体的共同参与下，全国人大环境与资源保护委员会于2004年12月完成了《中华人民共和国可再生能源法(草案)》的起草工作，并提请全国人大常委会审议。经十届全国人大常委会第十三次会议和第十四次会议审议，《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称《可再生能源法》)于2005年2月28日通过。

## 1.2 可再生能源法基本制度

世界各国把可再生能源的开发利用作为满足现实能源需求和解决未来能源问题的重要战略措施。从多数国家的经验来看，均明确了发展可再生能源是国家的责任，而开发和利用可再生能源所形成的额外费用只有通过全民承担的方

式来解决，才有可能大规模地开发和利用可再生能源。在我国现阶段，政府是开发利用可再生能源的重要推动力量，但是，政府推动发展可再生能源的目的是加速其实现商业化和规模化，政府的职责主要体现在营造市场、制定市场规则和规范市场等，通过市场机制引导市场主体开发利用可再生能源，激励市场主体开发利用可再生能源资源。因此，在《可再生能源法》中，构建了五项重要的制度，即总量目标制度、强制上网制度、分类电价制度、费用分摊制度和专项资金制度。

(1)总量目标制度。可再生能源产业是一个新兴产业，处于商业化发展的初期，其开发利用存在成本高、风险大、回报率低等问题，投资者往往缺乏投资的经济动因，因而可再生能源的开发利用不可能依靠市场自发形成。对这种具有战略性、长期性、高风险、低收益的新型基础产业，在尊重市场规律的基础上，必须依靠政府积极的推动，而政府推动的主要手段是提出一个阶段性的发展目标。一定的总量目标，相当于一定规模的市场保障，采用总量目标制度，可以给市场一个明确的信号，国家在什么时期支持什么、鼓励什么、限制什么，可以起到引导投资方向的作用。总量目标制度是可再生能源法的核心和关键，是政府推动和市场引导原则的具体体现。

(2)强制上网制度。实施强制上网制度，是由可再生能源的技术和经济特性所决定的，因为可再生能源是间歇性的能源，电网从安全和技术角度甚至自身的经济利益出发对可再生能源发电持一种忧虑和排斥的心态。在现有技术和经济核算机制条件下，大多数可再生能源的产品(例如风力发电和生物质能发电)还不能与常规能源产品相竞争，因此实行可再生能源电力强制上网制度，是在能源销售网络实施垄断经营和特许经营的条件下，保障可再生能源产业发展的基本制度。实行强制上网制度，可以起到降低可再生能源项目交易成本、缩短项目准入时间、提高项目融资的信誉度等作用，有利于可再生能源产业的迅速发展。

(3)分类电价制度。可再生能源商业化开发利用的重点是发电技术，制约其发展的主要因素是上网电价。由于可再生能源发电成本明显高于常规发电成本，难以按照电力体制改革后的竞价上网机制确定电价，在一定的时期内对可再生能源发电必须实行政府定价。随着电力体制改革，实施发电竞价上网，是电力市场改革的正确方向。因此对于可再生能源发电，需要建立分类电价制度，即根据不同的可再生能源技术的社会平均成本，分门别类地制定相应的固定电价或招标电价，并向社会公布。投资商按照固定电价确定投资项目，减少了审批

环节；电网公司按照发电电价全额收购可再生能源系统的发电量，减少了签署购电合同的谈判时间和不必要的纠纷，从而降低了可再生能源发电上网的交易成本。

(4)费用分摊制度。可再生能源由于受技术和成本的制约，目前除水电可以与煤炭等化石能源发电相竞争外，其它可再生能源的开发利用成本都比较高，还难以与煤炭等常规能源发电技术相竞争。可再生能源资源分布不均匀，要促进可再生能源的发展，就要采取措施解决可再生能源开发利用高成本对局部地区的不利影响，想办法在全国范围分摊可再生能源开发利用的高成本。费用分摊制度的核心是落实公民义务和国家责任相结合的原则，要求各个地区，相对均衡地承担发展可再生能源的额外费用，体现政策和法律的公平原则。实施费用分摊制度后，地区之间，企业之间负担公平的问题可以得到有效的解决，从而可以促进可再生能源开发利用的大规模发展。

(5)专项资金制度。缺乏有效和足够的资金支持一直是可再生能源开发利用中的一大障碍，而可再生能源开发利用能否持续发展，在一定程度上取决于有没有足够的资金支持。建立费用分摊制度主要解决了可再生能源发电的额外成本问题，其它可再生能源开发利用的资金瓶颈仍需要专门的渠道解决，因此法律中提出设立可再生能源专项资金，专门用于费用分摊制度无法涵盖的可再生能源开发利用项目的补贴、补助和其他形式的资金支持。

### 1.3 可再生能源法配套法规及主要内容

为了兼顾各地不同情况，在《可再生能源法》中，很多条款只是制定了基本原则。就法律本身来讲，还不具备实施的条件，其有效实施有赖于国务院及其有关部门适时出台配套的行政法规、规章、技术规范，地方政府适时出台符合地方具体情况的地方性法规、规章。

为了保证《可再生能源法》的顺利实施并增强法律实施的有效性和操作性，在法律通过后不久，全国人大和国务院有关部门即着手进行实施细则的制订准备工作。2005年4月12日，全国人大法律委员会、法制工作委员会、环境和资源保护委员会以及国家发展和改革委员会、财政部、科技部等六部委联合召开了《可再生能源法》实施座谈会，在座谈会上，全国人大提出了《可再生能源法》配套实施细则的12项任务，并落实了负责组织制订各个实施细则的国务院政府部门。这12项任务是：

- 1) 根据第二条第二款规定,对水力发电适用《可再生能源法》的具体办法做出规定;
- 2) 根据第六条第一款规定,研究制定可再生能源资源调查的技术规范;
- 3) 根据第七条第一款规定,研究制定全国可再生能源开发利用中长期总量目标。第二款规定,国务院有关部门会同各省、自治区、直辖市人民政府确定个行政区域可再生能源开发利用中长期目标;
- 4) 根据第八条第一款规定,编制全国可再生能源开发利用规划。各省、自治区、直辖市人民政府管理能源工作的部门会同本级人民政府有关部门编制本行政区域可再生能源开发利用规划;
- 5) 根据第十条规定,研究制定可再生能源产业发展指导目录;
- 6) 根据第十一条第一款规定,研究制定国家可再生能源电力的并网技术标准和其他需要在全国范围内统一技术要求的有关可再生能源技术和产品的国家标准;
- 7) 根据第十七条规定,研究制定太阳能利用系统与建筑结合的经济技术政策和技术规范;
- 8) 根据第十八条第三款规定,研究制定有关对农村地区的可再生能源利用项目提供财政支持的具体办法;
- 9) 根据第十九条规定,研究并确定可再生能源发电项目的上网电价;
- 10) 根据第二十条规定,研究制定可再生能源上网发电费用分摊的具体办法;
- 11) 根据第二十四条规定,研究制定有关可再生能源发展专项资金的管理办法;
- 12) 根据第二十五条和第二十六条规定,研究制定有关可再生能源财政贴息和税收优惠的具体办法。

另外,虽然在最后通过的《可再生能源法》中,取消了配额制的内容,但

是根据全国人大法律工作委员会对《可再生能源法》一审后提出的修改意见，为了保证国家发展总量目标的实现，政府能源主管部门可以在适当时机，另行颁布给予大型发电企业一定的可再生能源发电配额指标的实施管理办法。

影响《可再生能源法》施行效果的配套政策和法规可以分为两类。第一类是，如果这些配套政策法规不制定和出台，《可再生能源法》就无法施行。属于这一类的政策和法规有：

- 1) 国家可再生能源发展规划和总量目标。没有规划，就不可能有目标，《可再生能源法》下的可再生能源发展战略框架体系，就相当于群龙无首。国家的可再生能源发展总量目标需要由国家发展规划和分解后的省级发展规划来体现。发展可再生能源就要明确这一法律框架体系中每一要素的性质和其作用，并予以政策化和法规化，否则整个流程就会断链，实现国家可再生能源发展目标就会成为一句空话。目前，国家可再生能源发展规划已由国家发改委能源局几易其稿编制完成，需要国务院尽快批准我国的可再生能源发展规划。有了规划和目标，其它工作就有了参考依据和前进方向。
- 2) 可再生能源发电上网电价。不同的可再生能源技术，由于其发展阶段不同，开发利用的潜力、发电成本有很大的差别。大多数条件下，可再生能源的发电成本还取决于其资源条件，而资源条件有很大的区域差异性。另外，在鼓励可再生能源整体发展的同时，考虑其技术发展的不平衡性，应对那些可以在较短时间内形成规模快速发展的可再生能源技术加大激励力度。所以，可再生能源上网电价确定的原则，既要考虑区域发展的不平衡性所产生的能源价格上的级差地租现象，还要考虑技术发展的本身特点和产业发展的要求，以及国民经济发展的承受能力。
- 3) 可再生能源发电收购，高出常规电源平均上网电价部分的费用分摊办法。制定可再生能源收购分摊办法的主要原则：一是要有利于可再生能源的开发，有助于广泛调动各方面投资于可再生能源发电项目的积极性。二是要促进“分摊”资金使用效率的最大化，即在征收资金规模一定的情况下，能够支持的可再生能源发电规模越大越好，或者说，在支持可再生能源发电规模一定的情况下，

向电力消费者征收的资金规模越小越好。三是要便于操作，分摊机制应尽可能简单明了，便于执行和监督。

- 4) 建立可再生能源发展专项资金和制定相应的管理办法。专项资金主要用于科技研究，标准制定和示范工程，农村、牧区生活用能，偏远地区 and 海岛的独立发电系统，资源勘查、评价和相关系统建设，设备的本地化生产和宣传教育。

第二类政策和法规或规定，属于那些虽然不能及时出台，但对《可再生能源法》2006年1月1日的正式施行不会有大的影响，可以在法律施行过程中逐步制定和出台的。这类政策和法规主要有：

- 1) 税收优惠政策。根据国家可再生能源产业发展指导目录制定相应的税收优惠政策。
- 2) 技术规范和国家标准。可再生能源发电并网可靠性研究、太阳能利用一体化建筑的标准、资源勘查标准等等。
- 3) 能力建设。可再生能源技术的研究、应用和推广，以及培训、宣传和教育的能力建设。

我国已经制定的《可再生能源法》行政性法规、规章主要有：《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源产业发展指导目录》、《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》；我国正在制定的《可再生能源法》行政性法规、规章还有：《可再生能源发展税收政策》、《国家可再生能源发展规划和总量目标》、《农村地区可再生能源财政支持政策》等。

## 1.4 已出台主要实施细则的说明

### 1.4.1 《可再生能源发电有关管理规定》

该文件由国家发展和改革委员会以委颁文件形式于2006年1月5日下发。重点在于规范电网企业和可再生能源发电企业的有关责任，尤其是电网企业在为发电企业提供入网服务、全额收购可再生能源电力并按照国家规定的价格支付电费的强制责任。其他规范的主要内容是：

- 1) 关于可再生能源发电的定义：规定包括水力发电、风力发电、生

物质发电(包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电)、太阳能发电、地热能发电以及海洋能发电。这说明,各种形式的可再生能源发电技术都在国家支持的范围内,适用于该规定。

- 2) 关于项目管理:仍然沿用规定出台前的按照项目规模,由国家和省级两级政府部门分级管理的方式。但是,对于需要国家政策和资金支持的可再生能源发电(包括生物质发电、地热能发电、海洋能发电和太阳能发电)项目,则需要向国家能源主管部门申报。
- 3) 明确可再生能源发电接网系统的建设责任和产权问题。对大中型可再生能源发电项目,接入系统由电网企业投资,产权分界点为电站(场)升压站外第一杆(架)。对于小型可再生能源发电项目,则只提出接入系统原则上由电网企业投资建设的原则性规定。
- 4) 关于水力发电是否适用可再生能源法:在法律中提出的是由国务院能源主管部门规定,报国务院批准。从水能资源的本质属性看,所有的水电都是可再生能源。我国水能资源的开发利用还比较低,目前开发量不到总资源量的三分之一,因此,在国家刚刚通过的可再生能源中长期规划、发电管理办法等实施细则中,均明确提出所有水力发电、无论大小规模均适用。但是,考虑到目前我国在支持水电方面已经有了成熟的、行之有效的政策和措施,水电价格具有一定的竞争力,但水电特别是小水电,在上网方面还存在一些问题,提出对水电上网以及电网企业在为水电提供上网服务方面和其他可再生能源电力享有同等待遇,但是对水电的电价和费用分摊问题没有做出专门的规定,只是进一步明确沿用现有政策。

#### 1.4.2 《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》

《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(以下简称《发电价格和费用分摊办法》)由国家发展和改革委员会以委颁文件形式于2006年1月4日下发。重点是:针对不同可再生能源技术特点和经济性,明确上网电价定价方

式和水平 ;明确可再生能源发电上网电价超出部分由全体电力用户分摊的原则 ,确定分摊水平、具体的征收、支出的管理办法。

《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》(以下简称《电价附加收入调配办法》)由国家发展和改革委员会以委颁文件形式于 2007 年 1 月 11 日下发。重点是 :对各省网企业征收的可再生能源附加和向发电企业支出的可再生能源电力费用的差额 ,进行省网间的平衡调配。

以下是对这两个办法中所体现的支持可再生能源发电的思路的具体分析。

( 1 )有利于促进可再生能源开发利用和经济合理是制定可再生能源发电价格的原则

制约可再生能源发电发展的主要因素是上网电价。由于可再生能源发电成本明显高于常规发电成本 ,难以按照电力体制改革后的竞价上网机制确定电价 ,在一定的时期内可再生能源发电的发展需要通过政府定价来推动。随着电力体制改革 ,实施发电竞价上网 ,是电力市场改革的正确方向。因此对于可再生能源发电 ,要建立分类电价制度 ,即根据不同的可再生能源技术的社会平均成本 ,分门别类地制定相应的固定电价或招标电价 ,并向社会公布。投资商按照固定电价确定投资项目 ,减少了审批环节 ;电网公司按照发电电价全额收购可再生能源系统的发电量 ,减少了签署购电合同的谈判时间和不必要的纠纷 ,从而降低了可再生能源发电上网的交易成本。为此 ,《可再生能源法》中明确规定 :“可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况 ,按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定 ,并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布”。《发电价格和费用分摊办法》关于电价的制定原则体现了这一思想 ,其规定为 :“可再生能源发电价格和费用分摊本着促进发展、提高效率、规范管理和公平负担的原则制定”。关于可再生能源发电价格确定的方法 ,《试行办法》中明确规定 :“可再生能源发电价格实行政府定价和政府指导价两种形式” ,并进一步明确政府指导价 ,就是通过招标确定的中标电价。

( 2 )对不同可再生能源发电技术 ,采用不同的电价形式

不同的可再生能源技术 ,由于其发展阶段不同 ,开发利用的潜力、发电成本有很大的差别。大多数条件下 ,可再生能源的发电成本还取决于其资源条件 ,而资源条件有很大的区域差异性。一种技术的存在和发展 ,最终取决于其市场竞争能力 ,可再生能源技术的发展也不例外。目前鼓励可再生能源的发展 ,其

目的是为了未来可再生能源能够参加公平的市场竞争，既要鼓励可再生能源发电发展，又要促使可再生能源发电技术主动参与市场竞争。在目前的《发电价格和费用分摊办法》中，可再生能源发电价格确定的形式体现为政府定价和政府指导价两种形式。

对于发电潜力巨大，技术相对比较成熟的风力发电技术采用政府指导价，《发电价格和费用分摊办法》中规定：“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”。目前，我国在通过特许权招标形式确定风电价格方面已经积累了一定的经验，并且在降低成本，扩大规模取得了积极的效果。风力发电实行招标定价，它的含义是指通过招标电价制定电价标准，而不是必须对每一个项目都实行招标定价。目前可能采取的操作方式是：先试行一段通过招标方式核准每一个风电项目的上网电价，通过一定数量的招标项目，在上网电价水平基本能反映当地风电成本和合理利润的时候，就逐步过渡到以招标方式确实当地的风电电价标准水平。当然，由于目前特许权招标项目较少，招标电价的水平还不能反映风电项目的成本和合理盈利状况，通过一定数量的项目的实施，以招标方式确定的风电上网电价会逐步趋于合理，届时通过招标方式确定的电价标准会更加合理。

对于利用潜力巨大，但资源状况和技术本身还有一定不确定性的生物质发电，《发电价格和费用分摊办法》规定实行政府定价，具体是：“生物质发电项目上网电价实行政府定价，由国务院价格主管部门分地区制定标杆电价，电价标准由各省（自治区、直辖市）2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为每千瓦时0.25元。发电项目自投产之日起，15年内享受补贴电价；运行满15年后，取消补贴电价。”为了鼓励技术进步，《发电价格和费用分摊办法》还明确“自2010年起，每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减2%。”

规定采用本省2005年脱硫燃煤火电标杆价格为生物质能标杆电价基准，有以下几层含义：

- 1) 价格稳定和可预见。生物质能电价不随燃煤火电标杆价格变动而变动，在同一地区和同类生物质能技术发电，在一定的时期内，有可以预见的价格水平，有利于开发商对于其投资效益进行测算。
- 2) 鼓励降低成本。随着燃煤火电标杆价格的上涨，生物质能发电的

价格，将与燃煤发电价格靠拢，因此采用固定的参照基准，可以起到鼓励降低生物质能发电成本的效果。

- 3) 体现了地区差异。由于燃煤火电标杆电价体现了当地发电的边际成本，也体现了当地发电电量的经济价值。采用本省燃煤火电的标杆电价的目的之一，就是要体现生物质能发电经济特性的地区差异。

在生物质发电价格里面考虑政府补贴，考虑了两层因素，一是反映现阶段生物质能发电成本高于传统发电成本，需要政府的补贴。二是，补贴是取之于民用之于民，对哪些技术进行补贴和如何补贴应该反映消费者的意愿。

对于技术已经成熟但成本相对较高的太阳能、海洋能和地热能发电技术，在经济合理的前提下，保持适度的发展速度，对其也采取政府定价，但是定价的方法有所差别。《试行办法》中规定：“太阳能发电、海洋能发电和地热能发电暂实行按项目定价，电价由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。”由于海洋能、地热能发电规模较小，因此，此项规定主要是考虑太阳能发电。目前从技术上划分，并网的太阳能发电有两种，一种是光伏发电，另外一种是光热发电。两者的投资成本有一定的差异，但是发电成本比较接近，在每千瓦时 4-6 元，大规模发展脱离我国国民经济发展的实际承受能力，也不符合《可再生能源法》中提出的经济合理的原则。因此，在鼓励太阳能发电发展的同时，也要考虑经济合理和国家经济发展和人民生活所能承受的能力。综合各种因素，《发电价格和费用分摊办法》中提出，太阳能、海洋能、地热能发电不执行标杆电价，而是采取按照合理成本加合理利润的原则，由政府按照项目定价。

独立可再生能源发电项目的定价方法，主要考虑到如何鼓励在电网尚未到达，或电网已经到达但供电不稳定的地区，开发商建设可再生能源独立发电项目，其价格可以是协议价格，也可以执行当地的终端销售电价，直接向用户供电。对于国家投资建设或投资补助建设的项目，其销售电价应该执行当地同类用户的终端销售电价。此外，考虑到此类项目主要由地方政府规划、建设，可以由地方政府价格主管部门对其进行规定。因此《发电价格和费用分摊办法》对这一问题的规定是：离网的可再生能源独立发电系统，对用户的销售电价执行当地省级电网的分类电价。

- (3) 对可再生能源发电项目的电价，采用新项目新办法、老项目老办法的

规定

《发电价格和费用分摊办法》明确规定：“中华人民共和国境内的可再生能源发电项目，2006年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的，执行本办法；2005年12月31日前获得政府主管部门批准或核准建设的，仍执行现行有关规定。”这样规定的原因是：在项目批准或核准建设时，投资人是根据国家核准的发电价格计算投资回报率并确定融资条件，老项目采用新办法，可能导致项目发电价格与当时的融资条件发生矛盾，项目的经济评价基础会发生很大变化。因此在处理新老项目问题上，采取了老项目老办法、新项目新办法，尊重历史的处理方式，保障了政策的连续性。

#### （4）费用分摊制度体现了国家责任和全民义务相结合的原则

可再生能源由于受技术和成本的制约，目前除水电可以与煤炭等化石能源发电相竞争外，其它可再生能源的开发利用成本都比较高，还难以与煤炭等常规能源发电技术相竞争。可再生能源资源分布不均匀，要促进可再生能源的发展，就要采取措施解决可再生能源开发利用高成本对局部地区的不利影响，想办法在全国范围分摊可再生能源开发利用的高成本。费用分摊制度的核心是落实公民义务和国家责任相结合的原则，要求各个地区，相对均衡地承担发展可再生能源的额外费用，体现政策和法律的公平原则。实施费用分摊制度后，地区之间，企业之间负担公平的问题可以得到有效的解决，从而可以促进可再生能源开发利用的大规模发展。

《发电价格和费用分摊办法》中对费用分摊的方式作了很明确的规定。在总则部分就明确指出：“可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊”，并在第三章中用了相对较多的篇幅，对费用支付和费用分摊作了详细的说明，特别强调了“各省级电网企业实际支付的补贴电费以及发生的可再生能源发电项目接网费用，与其应分摊的可再生能源附加额的差额，在全国范围内实行统一调配”。这样规定充分体现了《可再生能源法》所规定的国家责任和全民义务相结合的原则。

2006年6月底，国家发展和改革委员会又颁布了一系列调整电网电价的通知，规定自2006年6月30日，除西藏自治区外，全国各省电网在向非农业生产（含贫困农排）的电力用户收取的销售电价中，增加每千瓦时1厘钱的可再生能源附加，用于支持可再生能源发电，主要是发电费用的分摊。

2007年1月11日，国家发展和改革委员会又出台了《电价附加收入调配

办法》，规定：“省级电网企业将收取的可再生能源电价附加计入本企业收入，首先用于支付本省（区、市）可再生能源电价补贴，差额部分进行配额交易、全国平衡”。并说明平衡是按月进行，对平衡日期、各方的责任等也作了具体的规定。

因此，在 2007 年 1 月开始第一轮的和结算。

#### （5）电网接入费用计入分摊的范围

《可再生能源法》中规定：“电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收”。但是，在具体实施过程中，由于可再生能源资源分布的地域差别很大，接网费用仅仅从销售电价中回收，可能对某些区域电网造成负担过重，会影响到地方电网公司收购可再生能源电量的积极性，也不符合费用分摊的公平原则。因此，《发电价格和费用分摊办法》中规定，费用分摊包括了可再生能源发电项目接网费用。这样可以进一步消除电网公司在接受可再生能源入网的经济利益上障碍。

在《电价附加收入调配办法》中，又明确规定了电网接入费用的标准，标准按照电网线路长度制定，即 50 公里以内为每千瓦时 1 分钱，50-100 公里为每千瓦时 2 分钱，100 公里及以上为每千瓦时 3 分钱。

### 1.4.3 《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》

该办法由财政部于 2006 年 5 月 30 日以部颁文件的形式下发，办法中对专项资金的扶持重点、申报及审批、财务管理、考核监督等方面做出全面规定。该办法自 2006 年 5 月 30 日起施行。

该办法对发展专项资金扶持重点作了明确界定。指出，发展专项资金重点扶持潜力大、前景好的石油替代，建筑物供热、采暖和制冷，以及发电等可再生能源的开发利用。石油替代可再生能源开发利用，重点是扶持发展生物乙醇燃料、生物柴油等。生物乙醇燃料是指用甘蔗、木薯、甜高粱等制取的燃料乙醇。生物柴油是指用油料作物、油料林木果实、油料水生植物等为原料制取的液体燃料。可再生能源发电重点扶持风能、太阳能、海洋能等发电的推广应用。建筑物供热、采暖和制冷可再生能源开发利用，重点扶持太阳能、地热能等在建筑物中的推广应用。

按照该办法，发展专项资金用于资助以下活动：可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；偏远地区 and 海岛可再生能源独立电力系统建设；可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

该办法规定，发展专项资金通过无偿资助和贷款贴息对可再生能源的开发利用项目进行扶持。其中无偿资助方式主要用于盈利性弱、公益性强的项目。除标准制订等需由国家全额资助外，项目承担单位或者个人须提供与无偿资助资金等额以上的自有配套资金。贷款贴息方式主要用于列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目。在银行贷款到位、项目承担单位或者个人已支付利息的前提下，才可以安排贴息资金。贴息资金根据实际到位银行贷款、合同约定利息率以及实际支付利息数额确定，贴息年限为 1-3 年，年贴息率最高不超过 3%。

但是，在该办法中，并没有明确资金的额度，到 2006 年 9 月，国家财政部门也没有针对资金额度、项目申请程序、资金使用的具体规定发布更为明确的文件，目前国内已有研究机构和企业考虑申请专项资金支持可再生能源项目，但如何操作还在探讨。这些都需要国家财政部门的进一步明确。

作为该办法的配套文件，财政部和建设部又在 2006 年 9 月 4 日联合印发了《可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法》。

#### 1.4.4 《可再生能源产业发展指导目录》

我国《可再生能源产业发展指导目录》对于可再生能源产业从风能(风力发电，设备与装备制造)、太阳能(太阳能发电和热利用，设备与装备制造)、生物质能(生物质发电和生物燃料生产，设备 / 部件制造和原料生产)、地热能(地热发电和热利用，设备 / 装备制造)、海洋能(海洋能发电，设备与装备制造)、水能(水力发电，设备与装备制造)几个方面共具体列举了 88 个项目作为产业发展的指导目标。

#### 1.4.5 中央部委落实可再生能源法其它相关规定

除了上述针对可再生能源总体发展的配套文件、规定之外，国家发展改革委、财政部、建设部还形成里一些专门的文件，例如国家发展改革委与财政部联合下发的《促进风电产业发展实施意见》、《关于加强生物燃料乙醇项目建设

管理，促进产业健康发展的通知》、财政部等五个部委联合下发的《关于发展生物能源和生物化工财税扶持政策的实施意见》，财政部与建设部联合下发的《可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法》和《可再生能源建筑应用示范项目评审办法》，建设部与国家技术监督检验检疫总局联合颁布的《民用建筑太阳能热水系统安装技术规范》等。这些部门的规章和政策对推动一些可再生能源专项技术的发展发挥了重要的作用。

#### 1.4.6 可再生能源法的地方性法规

我国地方政府也正在根据《可再生能源法》的规定制定符合地方具体实际情况的地方性促进可再生能源发展的法规及规章，这些法规和规章也属于《可再生能源法》的配套法规的组成部分，并且可以弥补我国《可再生能源法》可操作性不强、针对性不强等不利于可再生能源发展的具体问题。例如上海市、云南省等正在积极起草《可再生能源发展条例》等地方性法规，上海市还颁布了能源政策白皮书，强调可再生能源的发展；海南省、深圳市、青岛市等还颁布了强制推广太阳能建筑应用的地方性法规。地方法规对当地可再生能源的发展起到了积极的作用。

### 1.5 可再生能源法产生的影响

尽管可再生能源法正式实施只有一年多的时间，一些专门的规章制度尚未建立，但是，它产生的影响十分巨大，具体表现在以下几个方面：

#### 1.5.1 可再生能源发展得到了广泛的重视

自 2003 年可再生能源法起草开始，我国社会各个方面对发展可再生能源的认识逐步明确，各级领导，中央领导，特别是党和国家领导人对发展可再生能源发展十分重视，胡锦涛、吴邦国和温家宝同志多次对可再生能源发展做出批示，胡锦涛同志专门为北京国际可再生能源大会题词、吴邦国同志出席我国企业与澳大利亚企业合作开发风电的签字仪式、温家宝同志亲自听取了国家能源领导小组关于《可再生能源中长期发展规划》的报告，原则上同意了报告的内容，指示有关部门尽快批准执行。据不完全统计，2003 年以来，全国省部级以上领导对发展可再生能源问题的批示、意见有 2000 多条，人大代表、政协委员、两院院士以及离退休的老干部等，关于发展可再生能源发展的提案、议案和建议有 300 多项。展示了全社会对发展可再生能源问题的重视程度。

### 1.5.2 可再生能源市场规模迅速扩大

2006年1月1日《可再生能源法》的实施，标志着我国可再生能源发展进入了一个新的历史阶段。2006年，各类可再生能源增长迅速，水力发电年装机容量首次突破1000万千瓦，累计装机总容量达到12500万千瓦，占技术可开发量的23%；风力发电2006年底吊装完成装机容量133.2万千瓦，比过去20年的总和还要多，与2005年同期相比，增长速度为270%；太阳能光伏发电生产能力达到创纪录的30万千瓦，比上年增长15万千瓦，超过世界生产能力的10%；太阳能热水器生产能力达到1800万平方米，比上年增长200多万平米，累计使用量接近1亿平方米；生物质能开发利用，也有较大发展，其中户用沼气池达到1900万多口，大中型沼气设施2000多处，沼气使用量超过90亿立方米。可再生能源年利用量总计为2亿t标准煤（不包括传统方式利用的生物质能），约占一次能源消费总量的8%，比2005年上升了0.5个百分点，其中水电为15000万吨标准煤，太阳能、风电、现代技术生物质能利用等提供5000万吨标准煤的能源，为2010年实现可再生能源占全国一次能源的比例10%的目标迈出了坚实的一步。

### 1.5.3 可再生能源投资投入明显增加

由于《可再生能源法》的实施，初步消除可再生能源投资的风险，各类投资主体纷纷增加了对可再生能源产业的投入。国内大型国有企业，包括国家电网公司、五大发电公司、三大石油集团、神华集团、长江电力以及一些升级的能源投资公司纷纷进入可再生能源市场，上海电气、东方汽轮机和哈尔滨电气等大型装备集团也开始介入可再生能源制造业；国际主要的风机制造企业或企业集团也开始进入我国的可再生能源市场；我国的一些民营企业也开始大规模进入可再生能源市场，目前太阳能产业基本上由民营资本所控制。同时，风险投资和民间资本开始介入可再生能源投资市场。到2006年底，大约有15家可再生能源公司（或一些大公司的可再生能源部门）分别在纽约、伦敦、香港、新加坡和国内等主要股票交易所上市，总市值超过了100亿美元。规模最大的是无锡尚德太阳能公司，市值最高时无锡尚德的市值总额高达50多亿美元。目前还有至少20多家企业等待和准备上市，预计到2007年底，可再生能源的上市企业有可能超过20家，市值可能突破200亿美元。

#### 1.5.4 可再生能源制造业发展开始快速起步

由于政策和市场两方面的共同拉动，投资，特别是民营资本和风险投资的介入，给可再生能源制造业注入了活力，装备制造业，特别是风电和太阳能制造业发展迅速，截至到 2006 年底，我国已有风电制造及相关零部件企业 100 多家，其中大型风机整机生产企业 36 家，国外独资企业 4 家、合资企业 3 家、国内企业 29 家，国产风机在国内的市场份额明显提高，2006 年完成吊装的风电装备中，国产设备比例已经超过 40%；年生产能力超过 100 兆瓦的太阳能光伏电池制造企业超过十家，其中进入世界十强的两家；太阳能热水器制造企业发展到 3000 多家，形成销售收入 10 亿人民币超过 10 家。同时吸引了国外大型装备制造集团的介入，美国通用电气、西班牙歌美飒、丹麦的维斯塔斯、德国的恩德和印度苏司兰等国外大型风电制造企业已经开始在国内设厂，我国可再生能源装备制造业开始形成。

#### 1.5.5 可再生能源发展形成了良好的国际影响

我国颁布《可再生能源法》及其对推动可再生能源发展取得的成绩，产生了良好的国际影响，特别是 2005 年底召开的“北京国际可再生能源大会”、2006 年在纽约召开的“世界可持续发展大会”、八国集团首脑会等国际高层会议，都高度评价了我国发展可再生能源的积极意义和作用。世界主要国家和国家集团，都把可再生能源列入与中国合作的重要内容；例如，欧盟自 2006 年起，可再生能源研发项目大多对我国开放，亚太六国清洁发展和气候变化合作伙伴计划将可再生能源列为主要内容；东盟与我国的合作框架协议也将发展可再生能源的合作放在重要位置。同时，发展可再生能源已经成为中国实质性减排温室气体的主要技术选择。我国政府已经批准的清洁发展机制项目中，70%以上是可再生能源。因此我国发展可再生能源对于维护能源供应安全、减排温室气体、保护全球环境产生了积极的影响。

## 2 水能

水能资源是我国最重要的可再生能源资源之一。根据 2003 年全国水能资源复查成果，全国水能资源技术可开发装机容量为 5.42 亿千瓦，年发电量 2.47 万亿千瓦时；经济可开发装机容量为 4 亿千瓦，年发电量 1.75 万亿千瓦时，按经济可开发年发电量重复使用 100 年计算，水能资源占我国常规能源剩余可采储量的 40%左右，仅次于煤炭。水能资源分布广泛，从地域上看主要分布在西

部地区，约 70%在西南地区，并主要集中在长江、金沙江、雅奢江、大渡河、乌江、红水河、澜沧江、黄河和怒江等大江大河的干流上，总装机容量约占全国经济可开发量的 60%，具有集中开发和规模外送的良好条件。

到 2006 年底，全国水电总装机容量达 1.25 亿千瓦，占全国总发电装机容量的 19%，年发电量为 3900 亿千瓦时，占全国总发电量的 13%。其中小水电约 4000 万千瓦，年发电量约 1400 亿千瓦时，担负着全国近二分之一国土面积、三分之一的县、四分之一人口的供电任务。全国已建成 653 个农村水电初级电气化县，并正在建设 400 个适应小康水平的以小水电为主的电气化县。我国水电勘测、设计、施工、安装和设备制造均达到国际水平，已形成完备的产业体系。

根据我国中长期能源和可再生能源规划，到 2020 年，我国水电装机容量将达到 3 亿千瓦，其中小水电 7500 万千瓦，开发量占水能可开发量的 75%，基本接近发达国际水平，2030 年前后，我国水电基本开发完毕，装机容量在 3.5 亿千瓦左右，发电量在 1.5 万亿千瓦时上下。若按人均 1 千瓦的电力需求计算，约占届时我国发电装机总容量的 23%左右，因此，水电始终在我国的能源供应中占据重要位置。

### 3 生物质能

生物质能利用是以农作物秸秆、畜禽粪便、林产废弃物、有机垃圾等农林废弃物和环境污染物为原料，通过生物质转化技术进行无害化和资源化处理，将植物蓄存的化学能与物质资源深度开发和循环利用；也可利用边际性土地、盐碱地和水面种植能源植物，以增加土地和水面对太阳辐射能量的吸收和储存。生物质的利用还可以带动农村经济，增加农民收入，促进农业的工业化、中小城镇建设、富余劳动力转移，以及缩小工农和城乡差别。生物质能产业直面我国“三农”、能源和环境三大主题，是新兴的朝阳产业。从宏观和战略角度看，生物质能原料生产与转化技术以及产品市场等都是可行的。但是，目前生物质能利用成本与产品价格尚难与化石能源竞争，随着技术的进步、生产成本的降低，以及化石能源价格的不断上升，生物质能将会充分得以发挥作用。

#### 3.1 资源条件

我国是一个农业大国，农业废弃物资源分布广泛，其中农作物秸秆每年产量为 7 亿吨，可作为能源用途的秸秆约 3 亿吨，可折合 1.5 亿吨标准煤；工业

有机废水和禽畜养殖场废水资源，理论上可以生产沼气近 800 亿立方米，相当于 5700 万吨标准煤；薪炭林和林业及木材加工废物的资源量相当 3 亿吨标准煤；目前，我国城市生活垃圾年产生量约 1.4 亿吨，预计 2020 年将达到 2.1 亿吨，如果将垃圾填埋回收气体或焚烧垃圾发电用于能源使用，每年可替代 1300 万吨标准煤；此外，一些油料和含糖或淀粉类作物还可用于制取液体燃料，主要有小桐子（麻疯树）、油菜籽、蓖麻、漆树、黄连木、甘薯、木薯和甜高粱等。预计到 2020 年，我国以农业油料作物、木本油料植物以及能源作物种植等生物质资源用于生产生物柴油和乙醇燃料的潜力可达 1 亿吨标准煤。初步估算，近期每年可利用生物质能源总量约为 5 亿吨标准煤。

### 3.2 产业发展特点

近几年生物质能企业在农业废弃物转换利用方面进行了广泛的研究，秸秆致密成型、生物质制取液体燃料、秸秆气化发电和供民用燃气，以及能源作物甜高粱品种选育和利用甜高粱茎秆生产乙醇技术等，都取得一定进展。随着我国社会的快速进步和发展，化石燃料中石油资源量和煤炭资源，在能源消耗中占 75% 以上，由此不可避免的带来了一系列环境问题。发展生物质能源对改善生态环境、解决缺能的边远贫困地区能源问题具有重要的现实意义。

随着农村经济的发展和农民收入的增加，农村生活用能中商品能源的比例正以较快的速度增长。在较为接近商品能源产区的农村地区或富裕的农村地区，商品能源(煤、液化气、电)已成为其主要的炊事和生活用能，以传统方式燃烧的秸秆首先成为被替代的对象，致使被弃田间地头的秸秆量逐年增加。许多地区废弃秸秆量已占总秸秆量的 60% 以上，既危害环境，又浪费资源。所以利用高效的生物质转换技术，将废弃的生物质资源转换为高品位的电能和可燃气，不仅可以提高农业产出，增加农民收入，减轻农民劳动强度，又可减少污染，促进生态的良性循环。

“十五”期间，我国政府将生物质能技术确定为国家后续能源重点发展内容，列入国家高科技发展计划(863 计划)。2005 年是“十五”计划实施的最后一年，许多生物质转换高技术成果相继完成，为企业发展提供了技术支持。其中，生物质气化发电技术建设了 4 兆瓦规模的研究示范工程；甜高粱茎秆制取乙醇燃料技术建设了年产 5000 吨乙醇规模的工业示范工程；纤维素废弃物制取乙醇燃料技术已进入年产 600 吨规模的中试阶段；生物质热裂解液化技术进入年产 300 吨粗油规模的中试阶段。目前这些项目均已通过科技部的验收，由我国独

立研发的，具有完全自主知识产权。此外，还开展了生物柴油、植物油、能源植物、生物质快速裂解等方面的探索性、创新性研究。“十一五”期间，生物质能技术又再度作为国家后续能源的重点发展内容，被列入 863 计划中。

### 3.3 产业发展现状

生物质能产业发展出现了一些新的特点，随着我国社会主义新农村建设的推进，生物质的综合利用项目也得到了广泛的推广。除生物质气化、气化发电、生物质致密成型等产业不断稳步发展外，生物质液体燃料的产业化进程也取得了突破性的进展。

#### 3.3.1 直接燃烧和发电

直接燃烧技术：我国年产农作物秸秆约 7 亿吨，除其中部分用于饲料，少量还田和废弃无用外，大部分以直接燃烧方式作为农村主要生活用能，年利用量约 1.2 亿吨标准煤。直接燃烧大致可分炉灶燃烧、锅炉燃烧、垃圾焚烧和致密成型燃料燃烧四种情况。随着原油和煤炭价格的不断上涨，以及社会主义新农村建设项目的实施，原本一直处于停滞状态的致密成型燃料生产企业，有逐步重新启动的趋势。致密成型燃料燃烧是把生物质固化成型后再采用传统的燃煤设备燃用，主要优点是将分散和疏松的生物燃料进行集中和加密，以便于储存和运输，使之成为便捷和可以清洁高效利用的能源。主要缺点是生产成本偏高。

发电技术：我国小型生物质燃烧发电也已商业化，南方地区的许多糖厂利用甘蔗渣发电。广东、广西两省共有小型发电机组 380 台，总装机容量达 80 万千瓦，云南省也有一些此类电厂。甘蔗渣电厂一般只在榨季运行。我国正在准备引进欧洲技术，建设秸秆、谷壳等生物质直接燃烧、生物质-煤混合燃烧发电技术的工业应用示范工程，目前已完成项目可行性研究工作。

2006 年底，全国生物质能发电累计装机容量达到 220 万千瓦，其中蔗渣热电联产为 170 万千瓦，秸秆和稻壳等农业废弃物、林业废弃物、工农业沼气、垃圾直接燃烧和填埋气发电合计 50 万千瓦。

生物质能发电主要分为直燃发电和气化发电。2006 年，生物质直燃发电，国家发展改革委和地方发展改革委总计核准了 39 个项目，合计装机容量为 128.4 万千瓦，投资预计为 100.3 亿元，截止到 2006 年底，投产 5.4 万千瓦。

生物质气化以及垃圾填埋气发电，2006 年投产 3 万千瓦，在建的有 9 万千瓦。

根据我国的国情，生物质能发电技术产业化的关键是要考虑农业生产体制、农村经济条件、交通运输状况与运输半径和生物质资源密度，并根据实际情况确定生物质直燃发电和气化发电工程的合理规模。同时，在技术方面，还存在直燃发电的炉体结渣、炉壁腐蚀和气化发电的燃气焦油问题。

### 3.3.2 生物质裂解与干馏

生物质热解技术的整套工艺采取类煤加工技术，将秸秆、树枝叶、野草、木屑、谷物皮核等生物质原料，在隔绝空气条件下热解干馏，得到可燃气、木炭、木焦油、木醋液产品。可燃气经过净化后，可达到城镇人工煤气标准，热值在 15 兆焦/立方米以上，是民用炊事燃气的理想气源，木炭的纯度、热值均高于煤焦。由大连市环境科学设计研究院研究开发的生物质热解技术，已成功应用于农村秸秆综合利用和炊事燃气的供应上，实践证明该技术具有良好的经济效益、环境效益和社会效益。

生物质热解液体产物呈棕黑色，粘度和燃料油近似，含氧量高，热稳定性不好，热值约为 17 兆焦/千克。目前，生物质裂解技术在国际上尚未达到工业化应用的水平。

我国的山东理工大学、广州能源所、沈阳农大、浙江大学、华东理工大学等在热解液化方面做了一系列的理论和实验研究工作，中试装置的建设已列入国家“十五”863 计划中。将来的研究工作主要集中在热解原料特性数据的搜集、检测，快速热解液化机理的研究，热解工艺过程的实验研究和液体产物处理等几个方面。

### 3.3.3 沼气开发利用

我国的沼气利用技术基本成熟，尤其是户用沼气，已经有几十年的发展历史。自 2003 年，农村户用沼气建设被列入国债项目，中央财政资金年投入规模超过 10 亿元，在政府政策的大力推动下，户用沼气已经形成了规模市场和产业；自 2000 年，畜禽场、食品加工、酒厂、城市污水处理厂等的大中型沼气工程也开始发展，到 2006 年底，全国已经建设农村户用沼气池 1870 万口，生活污水净化沼气池 14 万处，畜禽养殖场和工业废水沼气工程达到 2000 多处，年产沼气约 90 亿立方米，为近 8000 万农村人口提供了优质的生活燃料。同时，

随着沼气技术不断进步和完善，我国的户用沼气系统和零部件基本实现了标准化生产和专业化施工，大部分地区建立了沼气技术服务机构，具备了较强的技术服务能力。大中型沼气工程工艺技术成熟，已形成了专业化的设计和施工队伍，服务体系基本完备，具备了大规模发展的条件。近期的发展重点是继续扩大农村地区的户用沼气、特别是与农业生产结合的沼气技术的应用范围，在城镇发展以大型畜禽养殖场沼气工程和工业废水沼气工程为气源的集中供气。

### 3.3.4 生物质致密成型

生物质致密成型可将松散的秸秆、木屑及稻壳等废弃物经挤压成棒状或颗粒状燃料，还可进一步将棒状或颗粒状燃料加工成机制炭。

固化成型法与其它方法生产生物质能相比较，具有生产工艺、设备简单，易于操作，生产设备对各种原料的适应性强及固化成型的燃料便于贮运(可长时间存贮和长途运输)和易于实现产业化生产和大规模使用等特点。另外，对现有燃烧设备，包括锅炉、炉灶等，经简单改造即可使用。成型燃料使用起来方便，是将农业废弃的生物质转换成方便利用的高效环保的能源之一，深受各级政府和广大农民的重视与关注。

用于生物质成型的设备主要有螺旋挤压式、活塞冲压式和环模滚压式等几种主要类型。目前，国内生产的生物质成型机一般为螺旋挤压式。

我国采用的生物质固化成型燃料的形状主要有棒状、块状和颗粒状，加工方法均为传统生产方法，普遍存在着设备能耗过高、磨损严重和使用寿命短等问题，需要加强技术研发改进，提高能源利用效率。

### 3.3.5 生物质气化及发电

我国已开发出多种固定床和流化床小型气化炉，以秸秆、木屑、稻壳、树枝等为原料生产燃气，热值为 4~10 兆焦/立方米。目前用于木材和农副产品烘干的有 800 多台，村镇级秸秆气化集中供气系统近 600 处，年产生物质燃气 2000 万立方米。小型气化工艺需研究燃气净化、标准化系统以及与气化装置配套的微型燃气轮机和燃料电池。兆瓦级生物质气化发电系统已推广应用 20 多套。“十五”期间，国家 863 计划支持建设了 4 兆瓦规模生物质气化发电的示范工程。

中国科学院广州能源研究所开发了“生物质气化发电新技术”，继“九五”期间

分别在福建莆田建成了国内首个 1 兆瓦生物质谷壳气化发电系统、在海南三亚木材厂建成了以国内首个生物质木屑气化发电厂、在河北邯郸建成了以秸秆为燃料的气化发电厂示范工程后,最近又将为黑龙江农垦总局建设 20 套农业固体废弃物谷壳、稻草的生物质气化发电系统,总投资为 4000 多万元,年总发电量为 7500 万千瓦,年处理农业固体废弃物约 10 万吨。

### 3.3.6 生物液体燃料

#### 1) 燃料乙醇

采用含糖和淀粉的农作物,如甘蔗、玉米、小麦、高粱等原料通过发酵生产乙醇。该项技术已趋成熟并正在有规模应用。目前正在开发的技术有先将纤维素水解为糖后制取乙醇,和将木糖通过转基因酵母发酵然后生产乙醇。

在车用燃料行业推广使用乙醇汽油是我国政府实行的能源领域又一战略性举措,对于调整能源结构,开发石油替代资源,有效避免甲基叔丁基醚所导致的地下水资源污染,降低汽车一氧化碳和碳氢化合物等污染物的排放,有着深远意义。

我国生产燃料乙醇的原料丰富多样。南方地区的甘蔗、木薯,中部地区的甘薯等,资源丰富。海南、广东、广西等省区都富含甘蔗、木薯,如广西地处亚热带,盛产木薯,近年来产量稳定在年产 128 万吨上下,居全国第一位。中部地区以盛产的甘薯和粮食为原料生产乙醇,四川省、河南省、山东省属这类地区。如四川省年产薯类(甘薯、马铃薯)超过 400 余万吨,河南省年产粮食 4000 余万吨,都居全国首位。北方地区主要以玉米为主生产乙醇,如吉林省年产玉米 2600 余万吨,也居全国首位。近年来,在全国各地试种的杂交甜高粱,获得高糖高产品种,其茎秆产量每亩 4 吨以上,茎秆汁液锤度(Brix)18 以上,籽粒产量 600~800 斤以上,其茎秆汁液是生产乙醇的优质原料,内蒙古自治区呼和浩特和山东省已经进行了成功的尝试。2003 年,内蒙、黑龙江、辽宁和新疆等省区扩大了甜高粱种植面积,甜高粱茎秆产量可满足超过 5000 吨的乙醇的生产。“十五”期间,通过国家 863 计划的支持,已开发出利用甜高粱茎秆汁液、纤维素废弃物等生物质制取乙醇的技术,并完成了中试装置的建设和研究试验,建成年产 5000 吨乙醇规模的甜高粱茎秆制取乙醇燃工业示范工程,以及年产 600 吨规模的纤维素废弃物制取乙醇燃料技术中试设施。

#### 2) 生物柴油

生物柴油指把植物和动物油脂与甲醇或乙醇等低碳醇用酸性或碱性催化剂进行酯化反应，生成的以脂肪酸甲酯或乙酯为主要成分的新型清洁燃料。生物柴油有良好的环保性(含硫量低)，较好的发动机低温启动性(无添加剂时冷凝点达 $\sim 20^{\circ}\text{C}$ )，较好的安全性(闪点高)，良好的燃料性能(十六烷值高，燃烧性能优于普通柴油)，而且是一种可再生能源，具有广阔的发展前景。

目前，生物柴油的生产在技术上已经基本成熟，主要生产工艺分为化学法、生物酶法和超临界法。生物柴油生产的主要问题是成本高，制备成本的75%是原料成本。因此，采用廉价原料及提高转化率来降低成本，是生物柴油能否实用化的关键。生产生物柴油的原料，美国以大豆为主，德国和其他欧盟国家以油菜籽为主，而日本则以消耗食用油所产生的废油为主要原料。我国则应重点研究以可再生的含油能源植物为原料来制备生物柴油。

“十五”期间，国家提出要发展各种石油替代品，将发展生物液体燃料确定为国家产业发展的方向。生物柴油作为一种优质的生物液体燃料，它的发展将对我国能源战略安全、环境保护以及农业产业结构调整等方面起到重要的作用。科技部已将生物柴油技术发展列入国家863计划，研制完成了绿玉树乳汁榨取设备，进行了绿玉树乳汁成份和燃料特性的研究，绿玉树乳汁催化裂解研究有阶段性成果。

生物柴油产业化以民营企业为主，如海南正和生物能源公司、四川古杉油脂化工公司、福建卓越新能源发展公司等建成了1~2万吨/年生产装置，主要以餐饮业废油为原料，除生产生物柴油外，还生产一些高附加值的产品。利用餐饮业废油生产生物柴油，可以减少肮脏的、含过氧化类脂等致癌物质及其他污染物排入环境或重新进入食用油系统，对于大中城市的绿化、国家食品安全具有重要意义。

在科研开发方面，我国不仅重视生物柴油生产工艺技术的开发，而且也生物柴油的资源发展进行了深入地研究。这些研究单位有：中国林科院、中国农科院、中科院植物所、中科院水生植物所、中国科技大学、四川大学、中国石油大学、北京化工大学和中石化石油化工科学研究院等。研究的资源包括草本植物油，如菜子油、大豆油、棉籽油等；木本植物油，如黄连木油、乌桕籽油和绿玉树油等；水生油料植物油，如工程海藻油。所研究的加工方法包括常规的液碱催化酯交换、固体碱催化酯交换以及酶催化酯交换和超临界酯交换等。

国家林业局的资料显示，目前我国已查明的油料植物有1554种，其中种子

含油量在 40% 以上的就有 154 种。这些植物分布广，适应性强，可用作建立规模化生物质燃料油原料基地的乔灌木树种有 30 多种，如漆树科的黄连木，无患子科的文冠果，大戟科的续随子、麻疯树，山茱萸科的光皮树等，这就为我国发展林木生物质能源产业奠定了坚实的基础。

### 3) 存在问题

尽管我国具有发展非粮食生物液体燃料的技术基础和巨大资源潜力，但大规模生产应用生物液体燃料还面临如下几方面的问题：

(1) 准确可靠的原料资源尚不落实。受粮食资源不足的制约，目前以粮食为原料的生物燃料生产已不具备再扩大规模的资源条件。今后生物燃料乙醇生产应转为以甜高粱、木薯、红薯等为原料，特别是以适宜在盐碱地、荒地等劣质地和气候干旱地区种植的甜高粱。虽然我国有大量的盐碱地、荒地等劣质土地可种植甜高粱，有大量荒山、荒坡可以种植麻疯树和黄连木等油料植物，但目前缺乏对这些土地利用的合理评价和科学规划。

(2) 采收储运过程原始。生物质原料具有种类多样、生产分散、季节性强、收获期短的特点，而以其为原料进行加工转化的工业化生产过程则要求集中、规模、持续性的原料供应。同时生物质原料本身价值较低、体积密度小、单位面积质量产出低，导致集储成本高，直接关系后续加工转化的成本和竞争力。目前，生物质原料的采收、运输、储藏、预处理过程还相对比较原始，主要依赖人工处理，尚未使用科学合理的收集、运输装备以及储藏技术。

(3) 技术产业化基础薄弱。虽然我国已实现以粮食为原料的燃料乙醇的产业化生产，但以甜高粱等非粮食作物为原料生产燃料乙醇总体上尚处于技术试验阶段，要实现大规模生产，还需要在生产工艺和产业组织等方面做大量工作。以废动植物油生产生物柴油的技术较为成熟，但发展潜力有限。以油料植物为原料生产生物柴油的技术尚处于研究试验阶段，还需要经过工业性试验后才能开始大规模生产。对后备资源潜力大的纤维素生物质燃料乙醇和生物合成柴油技术还处于研究阶段，离工业化生产还有较大差距。

(4) 产品市场竞争力不强。由于受原料来源、生产技术和产业组织等多方面因素的影响，我国燃料乙醇生产成本比较高，在目前的技术和市场条件下，扩大燃料乙醇产量需要大量的资金补贴。以甜高粱和麻疯树等非粮食作物为原料的燃料乙醇和生物柴油生产技术才刚刚开始工业化试点，产业化程度还很低，近期在成本方面的竞争力还比较弱。原料成本高是生物质液体燃料产品市场竞

争力不强的主要因素。从原料到生产过程分析来看，原料成本是往往占到生物质能源产品成本的 60%以上。

### 3.4 发展展望

生物质能作为一种重要的可再生能源，其发展前景是非常广阔的。它能够优化能源结构、缓解能源压力、改善环境、促进经济社会可持续发展。在我国，尤其对解决边疆、偏远地区及一些少数民族地区用能问题，增加农民收入，提高农民生活水平，增加就业岗位等，都具有十分重要的意义。

我国的生物质能资源丰富，经济环境和发展水平对生物质能技术的发展处于比较有利的阶段。根据国内外发展状况与国家重大需求，重点发展生物质发电和生物质液体燃料。同时，针对我国人口多、耕地少的弱点，充分利用荒山荒地和退耕还林地，大力发展高产能源植物。

总体发展目标是：重点发展生物液体燃料技术、生物质发电技术、沼气技术和生物质颗粒燃料技术，到 2010 年，生物质发电技术基本成熟应用，推广应用总装机容量达 30 万千瓦，利用秸秆 2,400 万吨；生物柴油、合成柴油和甜高粱乙醇等液体燃料技术基本成熟，进入商业应用，年生产能力达 200 万吨以上；纤维素原料燃料乙醇和裂解液化技术完成中试研究，开始工业应用示范；至少 3 - 4 种能源植物达到基本定型水平，示范面积达 10 万公顷。到 2020 年，纤维素燃料原料乙醇和生物质裂解液化技术基本成熟，进入工业示范，年生产能力达 10 万吨以上；能源植物推广种植 500 万公顷以上，可生产 4,000 万吨各种生物质原料。

## 4 风力发电

### 4.1 资源特点及开发潜力

#### 4.1.1 风能资源储量丰富

现有风能资源储量是根据全国 900 多个陆地上气象站离地 10 米高度资料进行估算的。经初步估算，全国陆地上离地 10 米高度层上风能资源总储量约 32.26 亿千瓦，可开发和利用的陆地上风能储量有 2.53 亿千瓦。另外，近海可开发和利用的风能储量有 7.5 亿千瓦，共计约 10 亿千瓦。我国风能资源丰富，开发潜力巨大，必将成为未来能源结构中一个重要的组成部分。

#### 4.1.2 风能资源分布

我国风能资源丰富的地区主要分布在东南沿海及附近岛屿以及北部(东北、华北、西北)地区。另外,内陆也有个别风能丰富点,近海风能资源也非常丰富。

1) 沿海及其岛屿地区风能丰富带:沿海及其岛屿地区包括山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西和海南等省(市)沿海近 10 公里宽的地带,年风功率密度在 200 瓦 / 平方米以上,风功率密度线平行于海岸线。

2) 北部地区风能丰富带:北部地区风能丰富带包括东北三省、河北、内蒙古、甘肃、宁夏和新疆等省(自治区)近 200 公里宽的地带。风功率密度在 200 ~ 300 瓦 / 平方米以上,有的可达 500 瓦 / 平方米以上,如阿拉山口、达坂城、辉腾锡勒、锡林浩特的灰腾梁、承德围场等。

3) 内陆风能丰富区:在两个风能丰富带之外,风功率密度一般在 100 瓦 / 平方米以下,但是在一些地区由于湖泊和特殊地形的影响,风能资源也较丰富。

4) 近海风能丰富区:东部沿海水深 5 米到 20 米的海域面积辽阔,按照与陆上风能资源同样的方法估测,10 米高度可利用的风能资源约是陆上的 3 倍,即 7 亿多千瓦,而且距离电力负荷中心很近。随着近海风电场技术的发展成熟,经济上可行,将来必然会成为重要的可持续能源。

#### 4.1.3 风能资源季节分布与水能资源互补

风能资源丰富但季节分布不均匀,一般春、秋和冬季丰富,夏季贫乏。我国水能资源丰富,雨季在南方大致是 3 月到 6 月,或 4 月到 7 月,在这期间的降水量约占全年的 50% ~ 60%;在北方,不仅降水量小于南方,而且分布更不均匀。冬季是枯水季节,夏季为丰水季节,丰富的风能资源与水能资源季节分布刚好互补,大规模发展风力发电可以一定程度上弥补中国水电冬春两季枯水期发电电力和电量之不足。

#### 4.1.4 风能资源地理分布与电力负荷不匹配

沿海地区电力负荷大;但是风能资源丰富的陆地面积小,而北部地区风能资源很丰富,电力负荷却很小,给风电的经济开发带来困难。由于大多数风能资源丰富区,远离电力负荷中心,电网建设薄弱,大规模开发需要电网延伸的支撑。

## 4.2 发展现状

### 4.2.1 离网型风电

离网型风电的主要用户是电网未覆盖地区的牧民、渔民和农民，以户用风电机组解决家庭照明和收看电视的电源问题。随着生活水平的提高和更多家用电器的应用，对单机容量的要求增大，50 瓦机组已停止生产，100 瓦和 150 瓦机组的产量下降，200 瓦、300 瓦、500 瓦和 1000 瓦机组的产量逐年增加，占年产量的 80%。

目前约有 70 家单位从事离网风电产业相关的业务，其中大专院校、科研院所 35 家，生产企业 23 家，配套企业 12 家(含蓄电池、叶片、逆变控制器等)，年产量较大的企业有江苏神州风力发电有限公司、内蒙古龙信博风电设备制造有限公司(原内蒙古商都牧机厂)、内蒙古天力机械有限公司(原内蒙古动力机厂)、广州红鹰能源科技有限公司等。

2006 年当年，全国共生产 30 千瓦以下的机组 3 万多台，比 2005 年增长 34.4%，其中 200 瓦、300 瓦和 500 瓦的机组占全年总产量的 72.5%；平均单机容量 361 瓦，总产值 1 亿元左右，平均单位千瓦 7000 元左右，形成利税约 1000 万元。

经过 20 多年自主研发和制造，离网型风电机组的技术水平和产品质量有了很大提高，2005 年共出口 5884 台，创汇 283 万美元，占当年产量的 18%，产值的 27%，出口全球 24 个国家和地区，包括发展中国家如菲律宾、巴基斯坦和阿根廷等，以及发达国家如英国、美国和澳大利亚等。

### 4.2.2 并网风电场发展

我国并网风电场的发展分为三个阶段：

初期示范阶段(1986—1993 年)：此阶段主要是利用国外赠款及贷款，建设小型示范风电场，政府的扶持主要在资金方面，如投资风电场项目及风力发电机组的研制。

产业化建立阶段(1994—2003 年)：原电力部 1993 年底在汕头全国风电工作会议上提出风电产业化及风电场建设前期工作规范化，1994 年规定电网管理部门应允许风电场就近上网，并收购全部上网电量，上网电价按发电成本加还

本付息、合理利润的原则确定，高出电网平均电价部分，其价差采取均摊方式，由全网共同负担，电力公司统一收购处理。由于投资者利益得到保障，贷款建设风电场开始发展后来国家计委规定发电项目按照经营期核算平均上网电价，银行还款期延长到 15 年，风电项目增值税减半为 8.5%。但是随着电力体制向竞争性市场改革，风电由于成本高，政策不明确，发展缓慢。

规模化及国产化阶段(2003 年至今)：为了大规模商业化开发风电，国家发展改革委从 2003 年起推行风电特许权项目，每年一期，通过招标选择投资商和开发商，主要目的是扩大开发规模，提高国产设备制造能力，约束发电成本，降低电价。

### 4.2.3 风电特许权项目

为了推动风电产业的规模化发展，我国政府采取特许经营的形式批准了四期风电特许权项目，风电特许权项目概念的主要内容是：

(1)政府通过公开招标选择投资商，承诺最低上网电价者中标(2005 年改为电价权重占 40%)。

(2)风电特许权项目特许期为 25 年。

(3)省电网公司要按照与中标人签订的购电合同收购风电项目全部电量。

(4)风电与常规电源的电价差在省电网内分摊(2006 年起在全国分摊)。

(5)项目执行两段制电价政策。第一段电价执行期为风电场累计上网电量在等效满负荷小时数 30000 以内，执行中标人的投标电价。第二段电价执行当时电力市场中的平均上网电价。

经过四期风电特许权招标选择投资商，解决了 2002 年以前存在的阻碍风电发展一些主要问题，如明确风电不参与电力市场竞争，政府承诺固定电量内的固定电价，电网公司全部收购风电可供电量，风电与常规电源上网电价的差价在省电网内分摊，风电场与附近电网之间的输电线路及配套设施由电网企业投资建设，进场道路及项目准备工作由当地政府部门组织协调，为确保上述区别于当时普通项目的条件能够得以落实，相关省政府和省电网公司要与中标的投资商分别签订特许权协议和购电合同。上述主要原则已被后来颁布的《可再生能源法》采纳，成为法律条文。2006 年第四期又明确要求风电机组制造商与开发商捆绑投标，因此风电特许权项目在推动风电规模化发展和促进风电机组设

备国产化方面起了重要的作用。

2006年1月5日，国家发展改革委发布了“发改能源[2006]13号文件《可再生能源发电有关管理规定》”，明确：“发电企业应当积极投资建设可再生能源发电项目，并承担国家规定的可再生能源发电配额义务。发电配额指标及管理辦法另行规定。”为此国有发电企业为了占据资源，在风电特许权项目投标中承诺极低的上网电价赢得项目，以便储备发电配额。

2003年到2006年共有11个风电特许权项目招标，中标上网电价最高0.5190元/千瓦时，最低0.3820元/千瓦时。招标项目规模165万千瓦，中标项目规模合计245万千瓦。招标形成的价格与同一项目多个可行性研究测算价格平均值对比见附表1。

可行性研究测算价格只是按照成熟产品正常运行状况估计，由于现在的兆瓦级机组国产化部件仍然处于样机阶段，许多问题还需要在野外运行考核后发现和改进，如果将风电场实际运营时面临的风能资源评估误差、风电机组可利用率低和接入电网困难等风险考虑进去，可行性研究测算电价平均值的水平仍然偏低。

投标商的实际投标价格是各企业从本身的发展策略制定的，中标价格又是政府决策者综合考虑各种因素后的抉择。因此，目前特许权项目的实际结果是低价中标，并以此作为核定电价的依据，既不利于设备制造能力的形成，也不利于当地经济的发展。因此，建议在风电特许权项目投产两年以后，再统计这些项目的融资条件、投资额、年销售电量、机组可利用率等关键参数的实际值，对风电特许权项目的真实状况进行评估。

#### 4.2.4 风电装机统计

2006年，除港、澳、台外，全国新增风电机组1443台，装机容量133.2万千瓦。与2005年当年新增装机50万千瓦相比，2006年当年新增装机增长率为266%。到2006年底全国累计安装风电机组3307台，装机容量260万千瓦，风电场100个。分布在15个省(市、自治区)。与2005年累计装机126万千瓦相比，2006年累计装机增长率为106%（请见图1）。2006年风电上网电量估计约38.6亿千瓦时(按照前一年底累计装机和当年装机的50%，全国平均等效满负荷小时数为2000计算)，比2005年增加约22亿千瓦时。

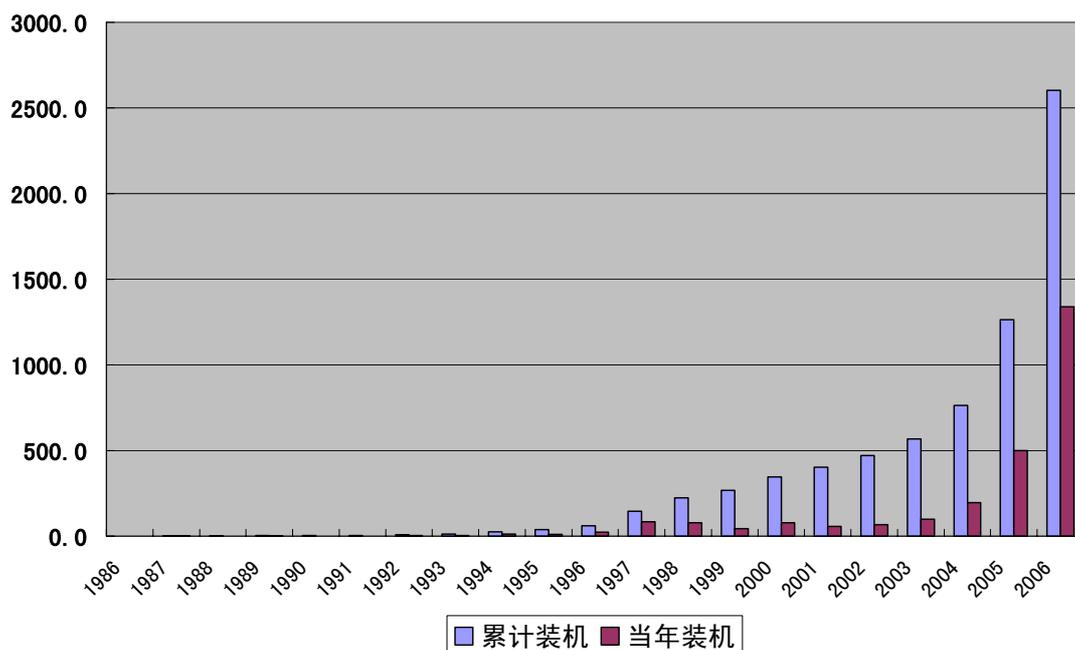


图1 我国风电装机容量增长情况 (单位:兆瓦)

2006年新增市场份额：国内制造商占45%，其中新疆金风公司的份额最大，占新增总装机的33%，国内产品份额的80%。外国制造商占55%，其中丹麦的维斯塔斯、西班牙的歌美飒、和美国通用电气三家的份额最大，占新增总装机的50%，外国制造商的90%以上。

2006年分省的风电装机格局没有发生大的变化，但是发展差距开始拉大，其中内蒙古装机超过50万千瓦，占全国的1/5，其次是河北、吉林、辽宁、广东和新疆，装机容量都超过了20万千瓦，装机容量超过10万千瓦的省份有2005年7个上升到2006年的11个，黑龙江、山东、甘肃和江苏跻身累计装机容量10万千瓦大省俱乐部。2006年分省累计风电装机见表1。

#### 4.2.5 风电设备制造

20世纪80年代作为国家科研课题，我国陆续研制过几种并网型风电机组，额定功率分别是18千瓦、30千瓦、55千瓦和200千瓦，由于研制周期长，赶不上市场对更大容量机组的需求，大部份样机得不到继续改进和完善的机会，未能转化成商品，如国家曾经拨款研制过两种型号的200千瓦样机，还未及商品化，市场上的主导产品已发展为600千瓦机组。在风电场建设的投资中机组设备约占70%，实现设备国产化、降低工程造价是风电大规模发展的需要，现

在采取引进国外成熟技术，经过消化吸收逐步提高国产化程度的路线，以期大型风电机组主要部件尽快在国内制造，价格可比同类型进口机组降低 10~20%。

2006 年国内风电市场创造了当年新增装机超过 130 万千瓦的新记录，其中金风公司的产品有 44.2 万千瓦，是 2005 年供货能力的三倍多，而且金风公司 1.2 兆瓦直驱型的样机于 2005 年 4 月完成吊装投入试运行，并请外国有关机构对其功率曲线进行检测，2006 年年底通过国家验收，在产品升级换代方面迈出了重要一步；另一个国内制造商运达公司的产品，虽然比前一年增长许多，但是总量很小；沈阳工大风能所承担的国家科技部 863 项目研究成果——1 兆瓦变桨双馈变速机组也于 2005 年 7 月投入试运行、2006 年 9 月 1.5 兆瓦的样机下线；东方汽轮机厂引进 1.5 兆瓦变桨双馈变速技术和哈尔滨哈飞威达公司引进 1 兆瓦半直驱技术，两公司分别将原装样机安装到国内风电场开始野外运行考核，标志着国产兆瓦级变桨变速技术取得进展。

表 1 2006 年分省累计风电装机(按装机容量排序，兆瓦)

No.	名称	2005 年	2006 年新增	2006 年报废	2006 年累计
1	内蒙古	166.0	343.15		509.2
2	河北	108.0	217.5		325.5
3	吉林	109.0	143.35		252.4
4	辽宁	127.0	104.8		231.8
5	广东	141.0	67.95		209.0
6	新疆	181.0	25.2		206.2
7	黑龙江	57.0	105.0		162.0
8	宁夏	113.0	46.5		159.5
9	山东	84.0	60.75		144.8
10	甘肃	52.0	75.55		127.6
11	江苏		111.0		111.0
12	福建	59.0	30.0		89.0
13	浙江	34.0	1.5 (1)	3	32.5
14	上海	24.0	0.0		24.0
15	海南	9.0	0.0		9.0
	全国(除香港、澳门和台湾省)	1264.0	1332.3	3	2593.3

2006 年有较大发展是大连华锐，2006 年完成 7.5 万千瓦，并形成了上百台的生产能力，2007 年有望成为我国风电设备供应的有力竞争者。2006 年外国

制造商占主要市场份额的局面还没有改变，在技术上变桨双馈变速型占绝大多数，外国制造商的兆瓦级机组当年安装了 73 万千瓦。从 750 千瓦到 2000 千瓦 (2 兆瓦) 机组的技术已经通过支付技术转让费购进全套制造技术、与国外公司合资生产、与国外设计公司联合开发等方式引进，加上自主研究试制的模式，新疆金风公司和浙江运达公司、西班牙歌美飒(天津)公司等批量生产兆瓦级以下的机组，金风公司、惠德公司、华创公司等生产出兆瓦级机组样机，华锐公司、东方汽轮机厂、南通航天万源安迅能公司、恩德(银川)公司、印度苏司兰(天津)公司都在 2006 年开始批量生产兆瓦级机组。主要的风电机组制造商情况见附表 2。

在风电设备研发方面，十五期间科技部安排了科技攻关或支撑项目，对引进的大型风电机组技术进行消化吸收，为提高国产化率提供科技支持，国家发展改革委也安排了产业化项目支持制造企业。1998 年-2000 年原国家计委和国家经贸委曾经采取向业主提供补贴或贴息贷款的方式，建立使用国产机组的示范风电场，规模约 8 万千瓦，为风电制造企业提供进行批量生产的机会，营造一个实现产业化的市场环境。

国内有关专业制造厂按照风电主机生产企业的要求，已经研制出风电机组的关键部件，如永济电机厂、兰州电机厂和株洲电机厂等的发电机、南京高精齿轮集团、重庆齿轮箱公司和杭州齿轮箱厂等的齿轮箱、中航(保定)惠腾公司、中复连众复合材料集团和上海玻璃钢研究院等的叶片，国际知名的叶片制造商丹麦 LM 公司、丹麦的维斯塔斯公司、西班牙歌美飒公司和印度苏司兰公司都独资在天津设厂生产叶片。600 千瓦和 750 千瓦机组的本地化率可以达到 90%，1.5 兆瓦机组的本地化率也达到了 70%。随着大型风电设备产业的形成，国家开始支持筹建风电机组产品的认证体系。

国内企业已基本掌握兆瓦级以下风电机组的制造技术，主要零部件国内能够自己制造，步入了生产风电机组的少数几个国家行列中，生产批量不断增加，并形成一定的市场竞争格局。1 兆瓦到 2 兆瓦容量的机组已经研制出多种样机，有的投入小批量生产，但是仍需要在野外运行考核，暴露问题，得到改进。自 2003 年开始，内资风电设备企业市场份额达到 15.3%，成功地打破了进口机组的垄断，有效地平抑了进口机组的价格，2006 当年市场份额又上升到 45%，为我国风电行业的发展做出了重大的贡献。同时，国产机组的不断发展，也为我国风电产业今后的大规模发展提供了有力的技术保障。

到 2007 年，我国风电装机规模预计要达到 400 万千瓦，目前由于国际市场供不应求，进口机组价格居高不下，为国产机组提供了难得的机遇，相关的企业应做好充分准备，抓住机会，迎接竞争。

风电产业发展过程中，技术的进步与成本的降低并行。成本的降低有一部分归结于更先进的生产技术,另一部分是由于“规模效益”。规模效益体现在以下几方面：

#### (1)单机容量的增加

现代风电机组正在日益向大容量发展。大容量机组不仅发电量更高，而且发电成本较低。同样规模的风电场，如果应用大容量机组，能够利用更高处的风能资源，还可以减少机组台数，相应的运输、安装、电缆连接等成本也降低了。

(2)产量的增加在原材料和其他价格因素相同的条件下，风电机组的产量每增加一倍，其价格将下降 10~15%。

(3)风电场项目规模的增加大规模风电场项目采购设备可以从制造商得到更高的折扣。100 台机组的价格可能比 10 台机组价格低 10~20%。风电场的基础设施成本可以在更大范围内分摊，降低了单位成本。另外，运行维护人员效率更高，吸引更低利率的贷款等，都使单位成本降低。

风电发展以项目为依托，以规模化开发带动产业化，以产业化促进风电技术水平和制造能力的迅速提高，从而降低风电建设成本，提高其经济效益和市场竞争能力。

### 4.2.6 投资风电的主要风险

投资风电也承载着一些风险，提醒投资商注意，这些风险主要有：

(1) 投资风电项目是否盈利，主要取决于电价水平。上网电价由政策决定的。2006 年初国家发展改革委发布的“特急发改价格[2006]7 号《发电价格和费用分摊办法》”文件规定：“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院主管部门按照招标形成的价格确定”。但是，在实际的执行过程中，招标电价和审批电价并行，风电特许权项目招标形成的上网电价过低，使得大多数项目不能盈利，但是，一些地方审批的项目价格高于国家特许权招标项目，是否盈利，投资商应该做出合理的判断。

(2)在设备完好和上网电价已经确定的条件下，风能资源是影响风电项目盈利的关键。目前的风能资源评估和风电机组微观选址技术还难以准确估算出未来 20 年寿命期内风电场的上网电量。往往实际风电项目销售电量小于项目建设之前可行性研究测算的数值。

(3)设备完好率的高低是企业效益高低的保障。风电机组在非常恶劣的气候条件和交变载荷工况下全天候运行，反映机组可靠性的实际可利用率低于制造商的承诺值，维修费用增加，可能得不到预期上网电量，售电收入减少。

(4)上网电量取决于电网接受能力。随着风电装机容量增长，电网条件的制约将更加严峻。虽然《可再生能源法》中规定了电网企业的义务：“电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。”又规定了电网企业的权利：“电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。”似乎经济上不受损失，但是从电网角度仍然存在多种问题，很难全部接受风电的上网电量。因此风电开发商应该认识到，在技术方面风电是一种间歇性电源，会降低电网负荷预测精度，从而影响电网的调度和运行方式，还影响电网的频率控制、电压调整、电网的潮流分布、电网的电能质量、电网的故障水平和稳定性和电网的运行成本等，要求电网企业全额收购风电的上网电量也是不现实的。在管理方面电网公司负责整个电力系统运行的安全性、可靠性和经济性，其中保证电网的安全性至关重要。为此，电网应该拥有对风电的调度权。为了保证电网的可靠性和电能质量，必要时需要风电场降低出力甚至退出运行。因此，如果风电场要求电网公司无条件地在任何时候都保证全额收购风电场发出的功率，则是不恰当的做法。在制订鼓励风电的政策时应当充分考虑电网企业的利益，促使电网公司主动支持风电发展。要求电网公司“无条件全额收购风电”实际上不可行，但是什么条件下不能收购风电，要在购售电合同中明确规定。

#### 4.2.7 风电发展中存在的隐患

对于风电特许权项目来说，分析起隐患是，以下四个边界条件和要求要同时满足和达到：(1)过低的中标上网电价(每千瓦时 0.382 到 0.519 元)；(2)这些亏损的项目总规模已达到 245 万千瓦；(3)采用的设备要求达到 70%国产化率；(4)时间期限，风电场要在三到四年内建成。不合理的低价必然影响风电设备和

工程质量，当地政府引进亏损项目更不利于地方经济发展。这种恶果要到 2008 年 6 月以后才能显现出来，届时 2003 年第一期风电特许权项目投产达到一年，实际上网电量、设备价格、运行维护费用和项目融资等数据可以和投标方案对比。

解决矛盾的途径是调整其中两个边界条件，规模 245 万千瓦和设备达到 70% 国产化率这两个条件应当保留，因为符合近期发展风电的目的，其他两个条件需要调整，即上网电价要使项目有合理回报，项目建成的时间应当根据国产化机组产品是否真正达到质量标准，运行可靠而定，最初批次的产品在野外运行时暴露出的问题妥善解决后再大量安装，不能强行要求在规定时限吊装完成，否则会发生只有装机容量，没有预期上网电量的虚假“成就”。

目前许多政府部门和发电集团只追求增加风电装机容量，连风能资源和能够利用的土地面积是否可行都不考虑，更何况机组质量是否可靠。风电场完成装机容量指标后，比预期少发电甚至不发电的现象不但可能发生，而且现实存在，例如 2005 年底统计的 126 万千瓦全国风电装机容量中，至少有 2.5 万千瓦因机组质量问题一度电都不发。因此国家的风电发展目标将以风电电量表示，例如 2010 年底装机 500 万千瓦，2010 年考核的指标应当是电网企业收购到 85 亿千瓦时的风电电量，由于与常规电源的价差要在全国分摊，这个数据是必须统计出来的。

### 4.3 发展思路

从 2006 年发展形势判断，2010 年风电装机 500 万千瓦的目标可以在 2008 年底，即提前两年完成，2020 年实现装机容量 3000 万千瓦的目标前景良好。风电的长期目标是，经过 10-15 年的准备，大约在 2020 年前后，使得风电能够与其他常规能源发电技术相竞争，成为火电、水电之后的第三大常规发电电源，至少达到装机容量 3000 万千瓦，积极创造条件实现 1 亿千瓦，占届时发电装机容量的 10%。2040 年或 2050 年实现 5 亿乃至 10 亿千瓦，在届时的发电装机和发电量中占据 20% 以上。为了实现这一战略目标，需要利用 5-10 年的时间，在 2010 至 2015 年期间，建立起具有国际竞争力的风电产业体系，为实现长期目标奠定技术和产业基础。为了达到这一目标，需要采取以下措施：

(1) 进一步明确我国发展风电的远期和近期目的。从战略上看，我国风电发展到 2020 年应达到装机容量 3000 万千瓦，2030 年达到 1 亿千瓦和 2050 年 5

亿千瓦。显然，风电要在能源供应和减排温室气体方面起显著作用是 2020 年以后，届时风电成本才可能“十分接近”常规电源。2020 年风电装机达到 3000 万千瓦只占当时全国总电力装机的 3%，风电电量只占 1.1%。因此 2020 年以前我国风电发展相当于“蓄势待发”的“蓄势”阶段，主要目标是：尽快培育出本国的风电设备制造产业，努力降低占风电项目投资 70% 的风电机组成本，拉动相对贫困而风能资源丰富地区的经济发展。

(2) 总结特许权风电场开发经验教训，在全国范围内开发几十个 10~30 万千瓦规模的大型风电场；推行固定电价方式的激励政策，促进中小型风电场的发展，培育稳定的风电市场。

(3) 风电设备制造企业抓住新增市场机遇，扩大现有产品生产批量的同时，继续引进国外先进技术，实现产品更新换代，满足市场对兆瓦级机组的需求，在积累实际经验的基础上，提高自主开发能力，降低机组生产成本。零部件和整机制造商不承担可再生能源发电配额的义务，只有确保产品质量的义务和获得合理利润的权利。

(4) 风电的发展与当地经济承受能力和电网容量相适应。在经济发达能源短缺的沿海地区加快风电发展；在资源丰富的西部地区，随着电网容量增长大规模开发风电。

(5) 规模开发与分散开发相结合。以规模化带动产业化，设想建立几个 100 万千瓦级超大型风电基地。因地制宜开发各地具有较好条件的中小型风电场。农村电网增强后可以考虑单机分散并网，如丹麦和德国目前的方式，德国虽然没有 10 万千瓦规模的风电场，但是风电装机已经超过 1800 万千瓦。分布式电源也是未来电力结构发展的一种趋势。

(6) 近海风能资源比陆上大，不但风速高，而且很少有静风期，能更有效地利用风电机组的发电容量。海水表面粗糙度低，海平面摩擦力小，风速随高度的变化小，不需要很高的塔架，可降低风电机组成本。近海风的湍流强度低，又没有复杂地形对气流的影响，作用在风电机组上的疲劳载荷减少，可延长使用寿命。一般估计风速比平原沿岸高 20%，发电量可增加 50%，在陆上设计寿命 20 年的风电机组在近海可达 25 年到 30 年。要认真研究国外开发近海风能的经验，开始资源勘测和示范工程准备，为今后大规模发展近海风电创造条件。

(7) 产业初期特别需要加大对研发的投入，千万不能为追求数量指标而放松

对质量的控制，时刻牢记风电是对未来 20 年野外恶劣条件的投资，能否有回报取决于今天是否一丝不苟，现在宁可少些宁可慢些但要好些，为的是可持续的真正的多和快的发展。

#### 4.4 发展展望

2006 当年，风电上网电量约 38 亿千瓦时，在 2006 年年底全国风电累计装机 260 万千瓦的基础上，“十一五”期间，预计 2007 年到 2010 年全国新增装机容量约 500 万千瓦，2010 年实际风电装机容量有可能突破 700 乃至 1000 万千瓦。国内的设备制造业已经初步建立起来，产品经过运行实践不断改进，质量提高，机型成熟，因此，2007 年开始每年平均新增装机 200 万千瓦，2010 年年底累计装机达到 800-1000 万千瓦，是有产业基础做保障的。按 2010 年年底全国风电累计装机 800 万千瓦估算，2010 当年风电上网电量应该达到 180 亿千瓦时，能源替代的效果将十分显著。

2011 年以后，设备制造业成长壮大，每年平均新增装机 250 万千瓦，2020 年年底累计装机有可能达到 5000 万千瓦。按 2020 年年底全国风电累计装机 5000 万千瓦估算，2020 当年风电上网电量应该达到 950 亿千瓦时。届时在全国电力产业中风电装机容量约占 5%，风电电量约占 2.1%。

2020 年以后随着化石燃料资源减少，成本增加，风电将有一定的市场竞争能力，会发展得更快。2030 年以后水能资源大部分也将开发完，近海风电进入大规模开发时期。风电以其良好的社会和环境效益，日渐成熟的技术，逐步降低的发电成本，必将成为本世纪我国重要的电源。

世界各国普遍看好我国的风电市场，认为中国有希望在 2020 年以后超过德国和美国成为世界最大的风电装机国和最大的风电设备供应国。世界风能理事会还预计，2020 年，我国的风电装机有可能达到 1.5 亿千瓦。总之，我国风能资源丰富，电力需求充足，有可能成为世界上最重要的风电市场之一。

## 5 太阳能光伏

太阳能光伏发电是目前成熟的技术，其应用的市场障碍主要是成本过高以及硅材料的短缺，目前光伏发电的成本仍在 4~6 元/千瓦小时左右，与商业化应用有相当的距离。我国太阳电池/组件年产量 2002 年以前长期徘徊在全球产量的 1% 左右，但是，自 2004 年，在国际光伏市场尤其是德国、日本市场的强大需

求的拉动下，我国光伏产业发展迅速。光伏电池的生产环节包括高纯度硅材料、硅锭、硅片、电池和组件生产能力分别达到生产能力分别为 25 兆瓦、580 兆瓦、500 兆瓦、1400 兆瓦和 1087 兆瓦，出现了跳跃式发展，2006 年达到世界份额的 10% 以上，仅次于日本、欧洲，据世界第三位。我国成为世界光伏产业发展最快的国家之一，为世界瞩目。同时，我国形成了一批具有国际竞争力和国际知名度的光伏电池生产企业。自 2006 年，一些光伏生产企业又鉴于光伏产业链的发展不平衡的局面，即上游环节（硅锭/片的生产）能力小，下游环节（组件的封装）能力大，造成国际市场多晶硅原料的紧缺和涨价，开始考虑投资硅材料的生产，有望在 2008 年前后形成一定规模的生产能力，估计 2010 年我国的光伏发电产品产量可能突破 1000 兆瓦，成为世界最大的太阳电池生产国。

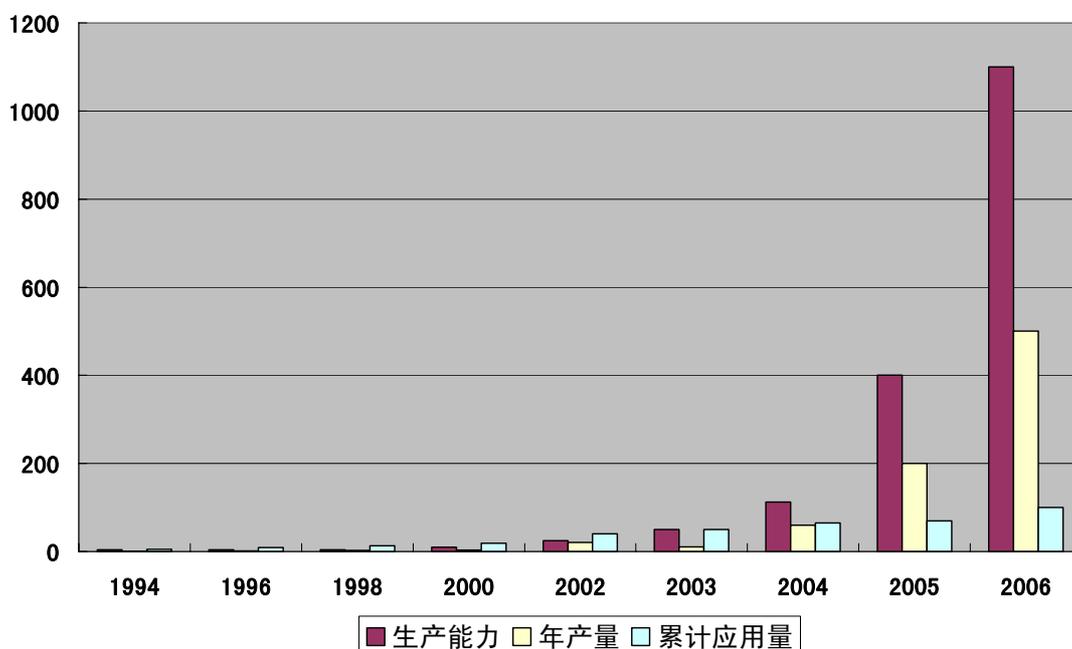


图 2 我国光伏电池的组件生产能力、年产量、累计市场应用量（单位：兆瓦）

相比于产业的快速发展，我国光伏市场则发展相当缓慢。准确把握我国光伏产业和市场的发展动态，对正确分析发展形势、研究发展战略和采取积极对策至关重要。

## 5.1 产业发展状况

进入本世纪以后，我国光伏产业进入快速发展期，特别是自 2004 年起，在世界市场强力启动的拉动下，以超常速度发展，形成了一个包括多晶硅原材料、硅锭/硅片、太阳能电池/组件、封装和光伏系统应用、专用材料、专用设

备制造,专用检测设备制造以及光伏系统平衡部件制造等较完整的光伏产业链。

### 5.1.1 太阳级多晶硅

在整个光伏产业链中,太阳级多晶硅原材料主要由原本为半导体工业生产超纯多晶硅的生产商提供。与光伏产业链其它环节相比,超纯多晶硅生产技术的复杂程度、经济投资规模、建设周期等都要大得多,因此对快速启动的光伏市场的响应速度也远比其它环节迟缓得多(约 3~4 年),这就造成了太阳级硅原材料自 2004 年起的短缺和紧张问题。根据最新估计,太阳级多晶硅的供不应求形势将持续到 2008 年底。

我国太阳级硅材料的技术和产业严重落后于国际水平,材料紧缺矛盾在我国尤显突出。例如,目前国际上太阳级硅材料价格约为 40 - 50 美元/千克,而我国达到 100 - 200 美元/千克。2005 年底以前我国只有峨嵋半导体厂一家多晶硅生产企业,年产能力 100 吨,实际产量几十吨,与经济规模在 2000 吨以上、技术先进的世界超纯多晶硅产业相比,规模小、技术落后;洛阳中硅利用我国自有技术建立了年产 300 吨多晶硅生产线,2005 年底开始投产,计划 2006 年生产 240 吨,某些关键技术尚在攻关之中,有待突破;四川新光硅业通过引进消化吸收建立 1260 吨西门子法多晶硅生产线已历时多年,可望于 2007 年中期投产,虽然技术比世界平均水平低(前者设计能耗为 300~350 千瓦时/千克,后者平均 120~170 千瓦时/千克),但它的成功投产有望成为我国千吨以上规模多晶硅产业突破的起点。

表 2 2004 - 2006 年我国多晶硅的生产与需求

	2004 年	2005 年	2006 年估计
半导体工业需求 ( 吨 )	910	1060	1300
光伏产业需求 ( 吨 )	585	1596	3080
总需求 ( 吨 )	1495	2656	4380
多晶硅产量 ( 吨 )( 供 PV 使用 )	57.5	80	340
多晶硅总缺额 ( 吨 )	1437.5	2576	4040
太阳级多晶硅缺额 ( 吨 )	527.5	1516	2740

注:( 太阳电池硅用量 2004、2005、2006 年分别光伏按照 1313、12、11 吨/兆瓦计算,2006 年晶硅电池产量预计 280 兆瓦 )。

表 3 我国多晶硅产业已建和在建的项目

	年生产能力 ( 吨 )	预期建成时间
四川峨嵋多晶硅生产示范线	100	1999 年底
四川峨嵋太阳能电池太阳能多晶硅项目	200	2006
洛阳中硅 300 吨项目	300	2005.12 投产
洛阳中硅 700 吨扩产项目	700	2007 年初
洛阳中硅二期扩建工程	2000	2008 年
四川新光硅业	1260	2007 年中
总计	4560	2007 - 2008

注：正在计划筹建中的项目未列入，如南玻集团的宜昌项目等。

我国目前许多企业正在积极筹划建立年产千吨以上的超纯多晶硅生产线，他们的成功与否决定于是否能获得可靠的生产技术。2005 年我国多晶硅的年产量为 120 吨，生产能力达到 400 吨（洛阳中硅 300 吨，四川峨嵋 100 吨），生产与需求存在巨大差距。表 2 给出了我国多晶硅的生产与需求，多晶硅基本上依赖进口。目前除新光硅业在建外，四川峨嵋和洛阳中硅正在积极扩产。根据各厂计划目标统计，2008 年我国多晶硅总生产能力可超过 4000 吨(表 3)，但这个目标的实现将是相当艰巨的。我国目前急待加强对太阳级硅材料研究开发以及太阳级硅材料产业的支持，尽快扭转我国太阳级硅材料极度短缺的局面。

### 5.1.2 晶体硅锭/硅片

自 2003 年起，我国太阳级晶硅锭/硅片产业发展迅速。2005 年我国太阳级晶硅锭总产量达到 2386 吨，其中单晶硅 2086 吨，多晶硅 300 吨；生产能力达到 5842 吨(单晶硅 4850 吨，多晶硅 992 吨)，如表 4 所示。晶龙集团单晶炉达到 300 台，产量达到 1126 吨，生产能力达到 1500-2250 吨，已经成为世界最大的太阳级直拉单晶硅生产商；保定天威英利拥有 23 台多晶硅铸造炉，2005 年生产太阳级多晶硅铸锭 260 吨。锦州华日、江苏顺大、常州天合、宁波晶元 2005 年分别生产了 400、100、60 和 40 吨太阳级单晶硅锭。江西赛维 LDK 公司计划购买 100 台大尺寸多晶硅浇注炉，计划于 2006 年底形成 100 兆瓦硅锭/硅片生产能力，将成为多晶硅生产的重要厂商之一。

表 4 2005 年我国太阳级晶体硅的产量和生产能力 ( 吨 )

厂商	材料类别	年生产能力 (吨)	生产量 (吨)
晶龙	单晶硅	2250	1126
锦州华日	单晶硅	800	400
保定天威英利	多晶硅	770	260
江苏顺大	单晶硅	350	100
常州天合	单晶硅	180	60
宁波晶元	多晶硅	90	40
精工绍兴太阳能	多晶硅	132	0
其它	单晶硅	1000	400
合计	5842(单晶硅 4850,多晶硅 992)		2386(单晶硅 2086,多晶硅 300)

作为光伏产业链的重要环节之一，我国太阳级晶硅锭/硅片产业近年来发展迅速，与太阳能电池制造业几乎同步发展。另一个特点是，我国的太阳级硅锭生产以单晶硅为主，多晶硅锭与单晶硅锭产量比接近 1：7，而世界接近 2：1。主要原因是国内单晶硅拉制的技术比较成熟，国产单晶炉已实现国产化，价格低廉；多晶硅浇铸炉依靠进口，价格昂贵。拉单晶投资少，建设周期短，资金回收快，成为多数企业之首选。

### 5.1.3 太阳能电池

自 2003 年起我国太阳能电池制造业以超常速度发展，年增长率达到 100% - 300%。2006 年我国共有 20 多家公司生产太阳能电池，共计生产太阳能电池 500 兆瓦，其中主要是晶硅电池，非晶硅电池约占 3%。如图 3 所示。无锡尚德为我国最大的太阳能电池生产厂家，2005 年生产了 82 兆瓦，占全国总产量的 56.3%，占全国晶硅电池产量的 61.7%。其次为宁波太阳能、深圳市拓日、广东铨欣（草坪灯电池）、上海泰阳、南京中电、天威英利和云南天达等，如表 5 所示。在短短的 2 - 3 年间，我国太阳能电池生产量占全球产品的比例由 2002 年的 1.07% 增加到 2005 年的 8%，2006 年超过了 10%，成为继日本和欧盟之后的第三大生产国。从表 5 还可看出，除原有厂家都在扩产外，另有许多企业在建立新的太阳能电池生产线，到 2006 年底已经形成 1645.5 兆瓦的生产能力（晶硅电池 1601 兆瓦，非晶硅 44.5 兆瓦）。

表 5 2005 年我国太阳能电池太阳电池的产量及 2006 年底我国预期的生产能力

公司名称	2005 年产量(MW)	2006 年底产能(MW)
无锡尚德	82	270
宁波太阳能	20	100
深圳拓日	9.6(晶硅 3,非晶硅 6.6)	68(晶硅 38,非晶硅 30)
广东铨欣照明(草坪灯用电池)	9	20
上海泰阳	7	25
南京中电	5	200
天威英利	3	60
云南天达	3	50
天津津能	2.1 ( 非晶硅 )	7.5 ( 非晶硅 )
深圳创益	2 ( 非晶硅 )	5 ( 非晶硅 )
深圳日月环	2 ( 非晶硅 )	2 ( 非晶硅 )
江苏林洋	1 ( 晶硅 )	100
其他	0	738
合计	145.7 (晶硅 133 , 非晶硅 12.7)	1645.5 (晶硅 1601 , 非晶硅 44.5)

#### 5.1.4 光伏组件

组件制造投资少、建设周期短、技术和资金门槛低、最接近市场，多数电池厂同时也生产光伏组件，也可单独建厂，是光伏产业链中发展最快的环节之一。据估计我国有 500 家以上的太阳电池组件封装线，主要厂家的产品都通过了 TÜV、UL 等国际认证。据最新统计，2005 年我国组件制造除了达到 284 兆瓦，生产能力达到 874 兆瓦，如表 6 所示。

表 6 2005 年太阳能电池太阳电池组件的封装能力

企业名称	产量 ( MW )	产能 ( MW )
无锡尚德	78	120
上海太阳能科技	45	100
保定天威英利	13	50
BP 佳阳	8	50
宁波太阳能	15	50
江苏林洋	6	50
常州天合	10	50
深圳拓日	4	10
云南天达	6	10
上海泰阳	5	10
天津京瓷	8	10
武汉日新	8	10
深圳先行	8	10
其它	70	344
合计	284	874

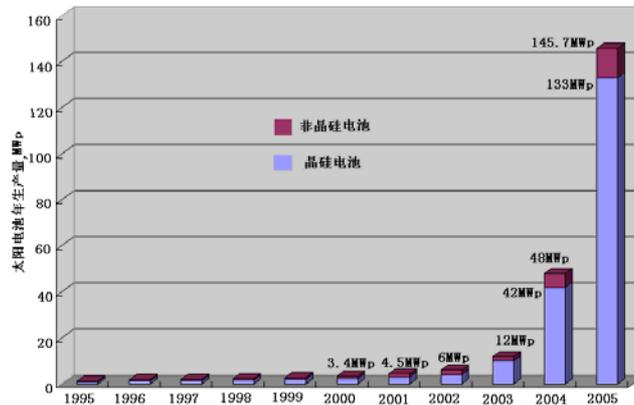


图 3 我国太阳能电池品种

### 5.1.5 相关产业发展

除上述产业链外我国光伏相关产业得到了全面、协调、快速、健康发展，如太阳能光伏发电系统及应用技术，光伏系统相关平衡部件（控制器、逆变器、蓄电池、配电系统，支架和电缆等）制造业，光伏产业设备制造业(如单晶炉、

清洗机、等离子刻蚀机、扩散炉、烘干炉、分选机、半自动丝网印刷机，层压机、激光划片机、电池分选机和组件测试仪等)以及专用材料制造业 ( EVA，铝浆、封装玻璃 ) 等。光伏相关产业已成为我国光伏产业的重要组成部分，并对光伏发电成本下降发挥了重要作用。

总之，在世界光伏市场推动下，我国光伏产业正沿着专业化、规模化、国际化方向发展。2005 年无锡尚德以 82 兆瓦的产量步入世界前 8 强，同年 12 月在纽约证交所上市，2006 年签订 60 亿美元的材料供货合同和并购日本 MSK 公司，使其成为我国光伏产业向国际化发展的重要标志。晶龙集团 2005 年太阳级直拉单晶硅产量达到 1126 吨，已经成为世界最大的太阳级晶硅生产商；宁波太阳能、保定天威英利、江苏天合、江苏林洋、南京中电等公司以其产品质量和规模引起国际关注。2006 年出现多家百兆瓦以上硅锭和电池制造厂家，规模化、专业化、国际化发展趋势更加明显。他们正在以国际化企业标准提升自身的发展模式和空间，显示我国光伏产业在快速健康发展的同时走向成熟。同时，光伏产业发展为我国营造了一支优秀的企业家队伍和光伏技术队伍，全方位地推动了我国光伏技术的发展。

光伏产业快速发展为解决就业人数提供了有效机遇。高增长的经济效益、高增长的就业机遇以及该产业为能源和社会所能提供的可持续发展战略意义引起各地地方政府的高度重视，许多地方政府都把发展光伏产业作为产业结构调整和产业方向战略定位的重要对象，如江苏、河北、湖北等省以及无锡、常州、保定、南通等市。

## 5.2 市场发展状况

在光伏市场应用方面，2002 - 2004 年，国家组织实施了“送电到乡”工程，中央和地方财政共安排 47 亿元的资金，在内蒙古、青海、新疆、四川、西藏和陕西等 12 个省 ( 市、区 ) 的 1065 个乡镇，建设了一批独立的光伏、风光互补、小水电等可再生能源电站，其中光伏电站占大部分，应用了 1.7 万 kW 的光伏电池，促进了国内光伏产业的兴起。但由于光伏发电价格高昂，与主要依赖于国际市场的蓬勃发展的光伏产业相比，国内光伏市场发展步伐稍缓，但一直处于稳步发展上升状态。特别是各地结合城镇建设，推广屋顶计划、路灯等太阳能发电产品的应用，使得我国光伏发电应用成上升趋势。到 2006 年，累计光

光伏发电容量为 8 万千瓦，其中 42% 为独立光伏发电系统，用于解决电网覆盖不到的偏远地区居民用电问题，此外，通信等工业领域和光伏消费品的市场份额也在增长。

考虑到经济成本和支持我国光伏产业持续发展的需要，我国的光伏发电采取了稳步发展的原则和策略。在今后 5~10 年内，我国光伏发电系统的应用一方面还将以采用户用光伏发电系统和建设小型光伏电站为主，来解决偏远地区无电村和无电户的供电问题，将建设光伏发电 20 万千瓦，为 200 万户偏远地区农牧民（即目前我国 1/3 的无电人口）提供最基本的生活用电；另一方面，借鉴发达国家发展屋顶系统的经验，在经济较发达、城市现代化水平较高的大中城市，在公益性建筑物和其他建筑物以及在道路、公园、车站等公共设施照明中推广使用光伏电源。此外，还将开展大型并网光伏系统的示范，为在光伏发电成本下降到一定水平时开展大型并网光伏系统的大规模应用作准备。到 2010 年和 2020 年，光伏系统的这 3 个方面的应用总量将达到约 40 万千瓦和 180 万千瓦。

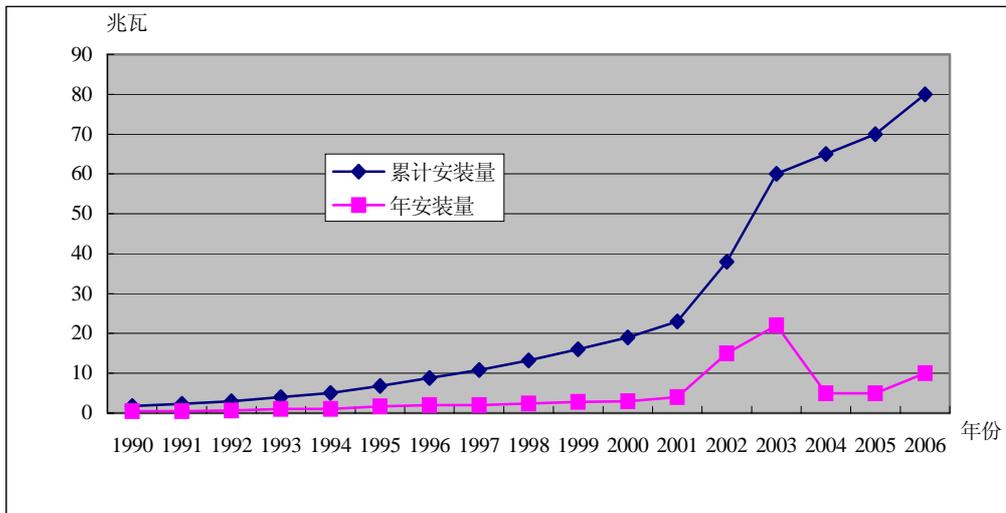


图 4 我国光伏市场发展趋势

图 4 表示 1990 年以来我国光伏市场的发展趋势。可以看出，我国光伏发电市场发展趋势是相当平缓的，年增长率大约为 17%，远小于世界同期 30%~40% 的年平均增长率。2005 年底我国各类光伏应用市场的份额如表 7 所示。在各类应用市场中，54% 是属于商业化的市场（通信工业应用和太阳能光伏产品），46% 属于政府支持的市场（农村电气化和并网光伏发电）。其中并网发电为

2MWp，市场份额为 3%，远低于世界水平(世界并网发电市场的份额约 60%，2005 年安装量的份额约为 75%)。

表 7 2005 年底我国光伏应用市场份额

市场分类	装机 ( MW ) )	市场份额 ( % )
农村电气化	30	43.0
通信和工业应用	28	40.0
太阳能光伏产品	10	14.0
并网发电	2	3.0
合计	70	100

### 5.3 存在问题

总体上看，除太阳级硅材料外，我国光伏产业链上下游协调发展，近年来产业链失衡状况有很大改善。光伏产业主链的发展也带动了相关产业的发展，但还存在下列问题：

- 1) 我国太阳级硅材料的技术和产业严重落后于国际水平,材料紧缺矛盾在我国尤显突出。我国目前急待加强对太阳级硅材料的研究开发以及太阳级硅材料产业的支持，尽快扭转我国太阳级硅材料极度短缺的局面。
- 2) 我国光伏市场发展严重滞后，不但远滞后于世界市场发展速度，而且远远落后于我国光伏产业的发展速度，致使 96% 以上光伏产品出口国外。光伏市场的严重滞后既与能源可持续发展不协调，而且对光伏产业的持续发展带来严重后果，值得关注和思考。

### 5.4 发展展望

光伏发电技术发展的战略目标为，2010 年前，主要以满足边远地区的无电居民的电力供应和城市屋顶系统光伏发电试点和示范，每年的安装量在几十兆瓦的水平，累计安装量可能达到 500 兆瓦。2020 年主要发展城市屋顶系统、大规模沙漠电站和其它形式的并网发电，每年的安装量可能在 100 兆瓦的水平上，2020 年累积形成 1500-2000 兆瓦的装机容量。2030 年之后开始大规模的发展，年安装量达到百万千瓦的水平，累计装机容量 1000 万千瓦，2050 年实现商业化的大规模发展，形成年装机容量 2000 万千瓦的能力，累计形成 5-6 亿千瓦的装机水平，在我国的电力供应中占据显著地位。相应的系统成本也将由现在的 8 美元/峰瓦，下降到 2020 年、2030 年和 2050 年的 4 美元/峰瓦、3

美元/峰瓦和 2 美元/峰瓦的水平上。

## 5.5 关键技术

光伏发电的研发应该集中在降低成本和提高效率的关键技术上，以下详细分析。

### 5.5.1 晶体硅电池技术

晶体硅电池仍然是光伏电池发展的主流，我国在这一领域的关键技术工作的重点是：

- 1) 廉价的太阳硅材料的制备：目前作为晶体硅原材料的主要是半导体材料的剩余产品，一是产量低，二是成本高。世界晶体硅太阳电池的产量已经超过 1800 兆瓦，原材料将是制约其产业发展的瓶颈。开发专门用于晶体硅太阳电池的硅材料，是生产高效和低成本太阳电池的基本条件。因此开发太阳硅制备技术成为各国研究的重点。
- 2) 超薄切割技术及其封装装备的开发：降低电池片厚度成为世界主要生产厂降低生产成本的首选，目前国际先进水平已经由传统的 200 毫米逐步下降到 100 毫米以下，而电池组件的效率和性能并没有降低。超薄切割技术及其封装装备是达到上述目标的根本条件。
- 3) 新一代晶体硅电池：研发新型电池结构，提高光电转换效率也是晶体硅电池发展的又一技术领域，包括多晶硅薄膜电池技术等，都有可能成为突破 1 美元成本极限的新技术和新产品。

### 5.5.2 薄膜电池技术

尽管 2002 年 BP 公司关闭了其碲化镉薄膜电池生产线，世界各国研究开发薄膜电池的兴趣仍十分浓厚。国际社会在薄膜电池的研究方面已经有了突破性的进展，其生产成本已经接近每峰瓦 1 美元，销售价格在每峰瓦 2 美元左右。其成本随着生产规模的扩大，有可能大幅度下降。估计到 2020 年或 2030 年，薄膜电池将有可能成为太阳电池的主导产品之一，其成本可以下降到每峰瓦 1 美元以下。目前国际社会的薄膜电池技术主要有两大系列，硅薄膜电池和非硅薄膜电池。而非硅薄膜电池中又以碲化镉和硒铟铜为主。其中碲化镉优势比较明显。碲化镉薄膜电池技术的电池效率已经达到 16%，组件效率超过 10%，年

产 100 兆瓦的生产线已经投产。硒铟铜技术的发展也有所突破。我国在这一领域应该关注的技术主要有：

- 1) 生产装备或工作母机的研究与开发：现有薄膜电池技术的原理和制备工艺都比较明确，关键在于将实验室的原理和工艺在工业规模上实现。这些需要的不仅仅是技术的研发，同时需要组织和协调能力的落实，尤其是资金的落实。
- 2) 探索新的薄膜电池技术：目前的薄膜电池技术仍然受到原材料来源的限制，不断探索新的薄膜电池材料和制备技术工艺是在太阳光伏电池方面有所突破的关键。

### 5.5.3 光伏发电应用技术

应用技术的研究和开发是刺激太阳电池技术发展的重要方面。从我国光伏发电市场的技术需求来看，户用系统技术基本成熟，小型独立电站技术也日趋完善，扩大市场的关键技术主要有屋顶系统和沙漠电站技术以及与之相配套的并网技术等：

- 1) 屋顶并网发电系统技术：屋顶系统是利用现有建筑的屋顶的有效面积，安装并网光伏发电系统，其规模一般在几个千瓦到几个兆瓦不等。屋顶并网发电是目前世界上最有可能实现商业化发展的光伏发电技术，我国应该跟踪这类技术的发展，并准备足够的试验空间，促进技术的发展与进步。
- 2) 沙漠电站发电系统技术：按照目前的太阳能电池制造技术水平，按每平方米太阳能电池组件能发出 100 瓦电力计，则 1 平方公里的平板式布置的太阳能电池组件阵列能发出 10 万千瓦的电力，由一个在 2 公里×10 公里即 20 平方公里土地面积内布置的太阳能电池阵列（电池面积按总土地面积的一半计算）组成的发电厂将达到 100 万千瓦的发电装机水平，其发电量也相当可观，按年满发 1400 小时计，相当于常规电源利用小时数的三分之一，发电量可达 14 亿千瓦时。研究大型、超大型沙漠电站技术和相应的应用示范应该是我国光伏发电技术的研发重点。
- 3) 光伏发电的高压和低压并网系统技术：并网光伏电站的联网可能发生在高压输电线路，也可能发生在低压线路，他们对电网稳定性的

影响，应该列入国家重点研究的领域。特别是超大型沙漠电站的长距离间歇输电技术研究、网络调度技术和多电源联合运行技术的研究和开发，以适应大规模光伏发电技术发展的需要。

- 4) 系统平衡技术与装备：主要是光伏电池系统并网的模块化大容量逆变器和相应的并网群控技术，以及高效、低成本、长寿命的储能技术与装备。

## 6 太阳能热利用

太阳能热利用主要包括太阳能热水器、太阳能热发电、太阳灶和太阳房等。目前形成产业规模的主要是太阳能热水器，本章主要介绍太阳能热水器产业的发展状况。

### 6.1 产业发展概况

到 2006 年，我国太阳能热水器保有量达到 10000 万平方米，年生产能力超过 2000 万平方米，比 2005 年增长 30%，生产量超过 1800 万平方米，比上年增长 20%，使用量和年产量均占世界总量的一半以上。太阳能热水器已基本实现了商业化，形成原材料加工、产品开发制造、工程设计和营销服务的产业体系，同时带动了玻璃、金属、保温材料和真空设备等相关行业的发展，成为一个产业规模迅速扩大的新兴产业，目前有 1300 多家有一定规模的太阳热水器生产企业。尤其是我国自主创新的真空管热管技术，技术水平居于世界领先地位，真空管热水器在我国得到广泛应用，年产量超过 1600 万平方米，占世界真空管热水器市场的 90%以上。同时真空管热水器以其优良的性能，出口亚洲、欧洲、非洲等几十个国家。2001-2006 年我国太阳能热水器的生产和使用情况见图 5 和表 7。

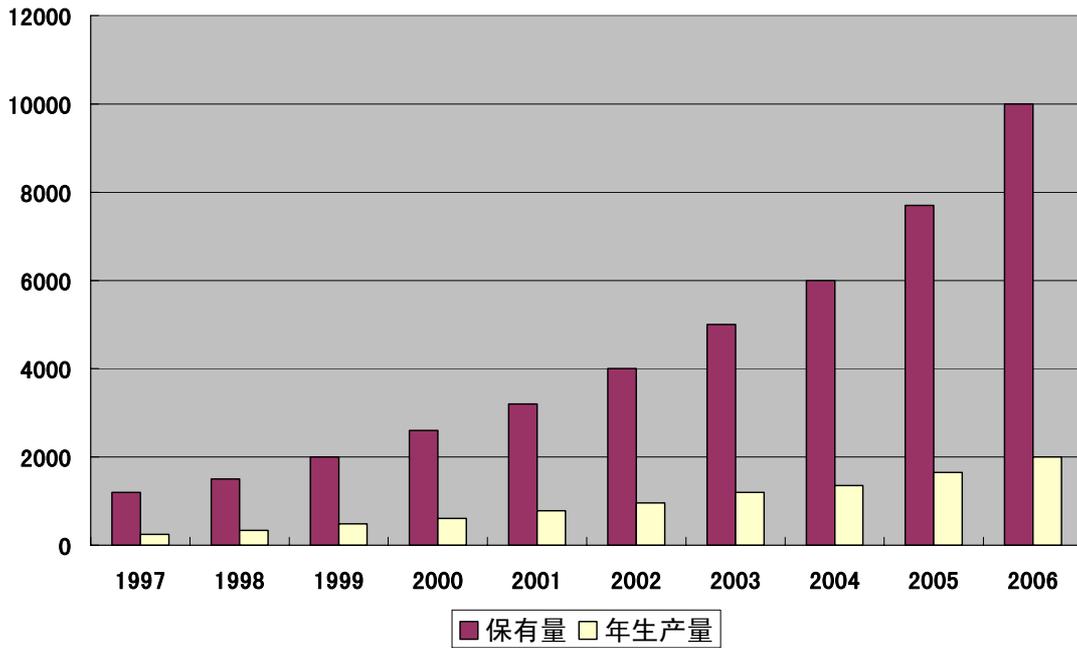


图 5 我国太阳能热水器生产规模和保有量 (单位：万平方米)

表 8 2001~2006 年太阳能热水器年产量和保有量表

年份	产量		比上年增	保有量		比上年增
	万 m <sup>2</sup>	MWth	长%	万 m <sup>2</sup>	MWth	长%
2001	820	5740	28	3200	2240	23
2002	1000	7000	22	4000	28000	25
2003	1200	8400	20	5000	35000	25
2004	1350	9450	12.5	6200	43400	24
2005	1800	10500	11.1	7700	53900	24
2006	2000	12600	20	10000	70000	30

到 2006 年，我国太阳能热水器产业的年产值达 200 多亿元，销售额达 300 多亿元，出口创汇 5000 万美元，全行业提供就业机会 100 多万个。并且已经

形成了玻璃原材料加工、全玻璃集热管和热水器的加工、市场营销服务、机械加工装备、零配件生产等配套的产业链。如：高硼硅玻璃年产量为 30 多万吨，其用于真空管 28 万吨；真空管镀膜生产线 1000 多条，生产能力为 2.5 亿支；机加、焊接、发泡等专用设备的专业化生产；一大批骨干企业进行技术改造，提高了企业装备水平和生产条件。

太阳能热水器产业的标准体系进一步完善，国家和地方都加强了产品质量检测和监督活动，认证工作也开始启动，在产品监督、质量控制、市场规范等方面有了可喜的进展。2005 年底，颁布实施的太阳能热水器标准共有 17 项，包括国家标准 16 项和行业标准 3 项；有两家国家级太阳能热水器产品检测中心通过了国家对实验室和检测中心的验收，可承担检测任务建立。2005 年国家质检总局对家用太阳能热水器产品质量进行了国家监督抽查，抽查了 61 批次，抽样合格率分别为 90.2%。2005 年太阳能热水器产品认证工作启动，至 2006 年底两批同 21 家太阳能热水器企业通过了产品质量认证。2005 年，太阳能热水器首次被国家质量监督检验检疫总局列入中国名牌产品目录，并评出了 7 个名牌产品；太阳能热水器首次列入国家免检产品目录，共有 12 家太阳能热水器生产企业的产品被授予国家免检资格。

## 6.2 市场发展状况

我国太阳能热水器总保有量占世界总保有量的 60.6%，2006 年当年安装量为世界的 75.8%，是全球生产和应用的第一大国。但是从人均占有量来看，我国还远远低于塞浦路斯、希腊、西班牙、以色列等太阳能热水器普及大国，甚至还落于德国、奥地利、日本等一些太阳能资源条件比我国差的国家。2004 年全球太阳能热水器的普及率为 38 平方米/千人。普及率最高的塞浦路斯可到达每千人 897 平方米，其次是以色列（745 平方米/千人）、奥地利（341 平方米/千人）、巴巴多斯岛（276 平方米/千人）、希腊（273 平方米/千人）、加拿大（242 平方米/千人）、澳大利亚（241 平方米/千人）、瑞士（193 平方米/千人）、土耳其（102 平方米/千人）、美国（97 平方米/千人）、德国（79 平方米/千人）等国家。我国 2004 年、2005 年和 2006 年太阳能热水器的普及率分别为 48 平方米/千人、57 平方米/千人和 69 平方米/千人，超过了全球平均水平，但远远落后于世界先进水平。（见图 6）。

目前，我国正处于经济、社会快速发展阶段，城乡居民对洗浴热水的需求增长迅猛。在农村地区和中小城市，太阳能热水器已经成为提高人民生活质量，

全面建设小康的重要技术手段。随着传统能源价格的不断上涨、生活热水需求的大幅提高、全社会环保意识的增强，特别是太阳能热水器产品的升级换代以及太阳能热水器与建筑结合技术的日益完善和发展，太阳能热水器将继续保持快速增长的发展势头，在包括大中型城市在内的更广阔的市场上发挥更重要的作用。

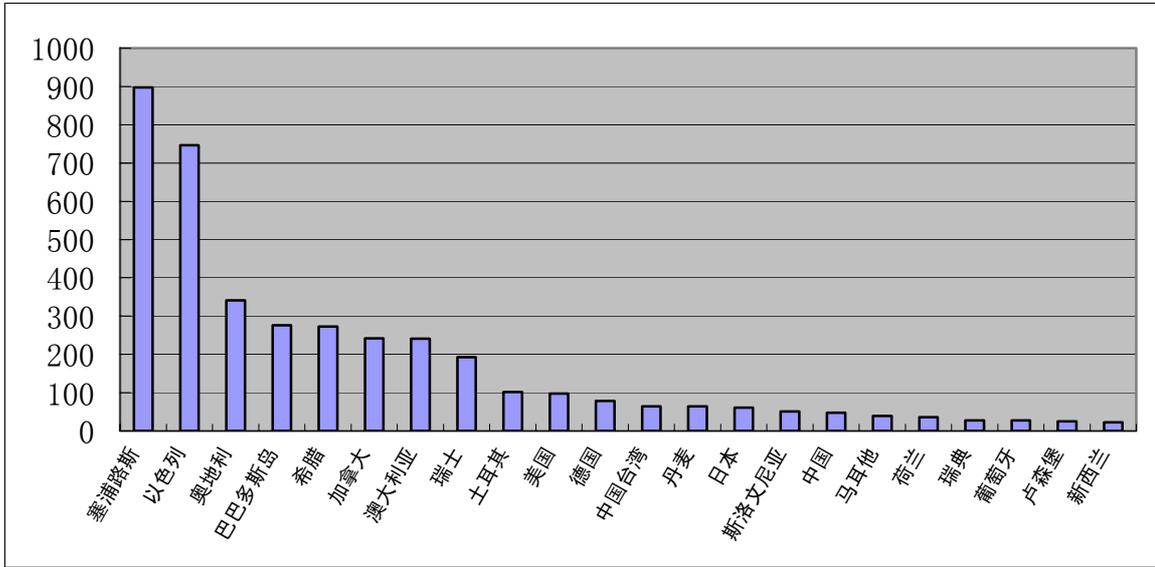


图 6 世界各国人均太阳能使用量比较 (单位：平方米/1000 人)

### 6.3 存在问题

目前我国太阳能热水器产业发展中存在的主要问题是：

#### 1) 政府重视不够，研发投入不足：

与全球普遍存在的问题一样，低估和忽视太阳能热水系统的现象在我国也普遍存在。国家科技部在上世纪 90 年代就开始放弃对太阳能热水系统技术研发的支持，到目前为止国家尚未出台任何促进太阳能热水器发展的政策措施。

#### 2) 普及率不高，发展潜力巨大

虽然我国拥有全球最大的太阳能热水器生产能力，也是全球最大的太阳能热水器应用市场，但我国太阳能热水器的普及率并不高，远远落后于塞浦路斯、以色列、希腊和奥地利等国家。根据我国的可再生能源发展规划，2010 年和 2020 年太阳能热水器安装量将达到 1.5 亿平方米和 3 亿平方米，每千人拥有量为 109 平方米和 203 平方米。按照这个规划，我国 2020 年太阳能热水器的普

及率仅相当于奥地利 2000 年的水平。这也表明我国太阳能热水器的发展潜力还很大。

### 3) 产品单一，急需加速产品更新换代的步伐

目前，我国的太阳能热水器产品绝大多数是紧凑直插式产品，是一次循环系统、非承压的。通过多年的努力，我国的太阳能热水器产品质量可靠，性能稳定，能够满足用户的一般需求。紧凑式系统的最大问题是水箱只能和集热器一起放置在屋顶上，不易实现与建筑外观的融合，经常对建筑景观和城市景观造成不好的影响。分体式系统在近年的太阳能热水系统在城市中的应用有明显的优势。一次循环系统的缺点是易产生水垢，堵塞管路，同时污染水体，天长日久，水体很难满足标准要求。其他国家，即使是同样采用自然循环的希腊、以色列和韩国等国家，也和欧美等发达国家一样以二次循环系统为主。开发二次循环系统是当务之急，也是未来的发展方向。承压系统的最大好处是洗浴时热水水压大，舒适度好。另外，分体太阳能热水系统水箱的放置位置如低于集热器，系统必须承压才能保证系统的循环。承压系统对水箱、管路、材料、工艺等方面都提出更高的要求。我国的主流太阳能热水器产品是适合我国国情的产品，实现了其他国家还没有实现的商业化运行。但是，也必须承认的是，与二次循环、承压系统相比，我国的主流产品结构简单、技术含量低。随着我国人民生活水平的提高，太阳能热水器产品从中小城市进入大中城市，用户对热水供应质量的要求越来越高，经济承受力也越来越强，分体承压二次循环产品必将进入我国的市场，并占有越来越多的市场份额。

### 4) 忽视平板型太阳能热水器的研发和应用：

真空管型太阳能热水器和平板型太阳能热水器是应用最为广泛的两大产品，真空管型太阳能热水器是我国的主流产品，而平板型太阳能热水器则是除中国以外的其他国家的主流产品。两种产品从产品性能和技术指标上各有特点和优势，只要产品设计得当均能满足不同气候地区用户的需求。

近年来，我国真空管型太阳能热水器的市场份额不断增加，2005 年达到了 90% 以上。我国平板太阳能热水器多为自然循环系统，仅分布在广东、云南、广西等不结冰地区，市场份额则不断下降。平板太阳能热水器市场份额大幅下降的原因，主要是在产品研发和产业化生产方面的投入少，产品品种单一，适用地区有限，一些产品的性能和质量不能令人满意。

国内一些企业和用户由此形成了“与真空管型太阳能热水器相比，平板型太

太阳能热水器的产品性能较差，平板型太阳能热水器仅适用于南方不结冰地区，不适用于北方结冰地区”的错误观念。对国际市场和平板型太阳能热水系统产品的缺乏了解是形成该错误观念的主要原因。国际和国内的实践都表明，只要系统设计得当，平板型太阳能热水器和真空管型太阳能热水系统一样，能够适用于任何气候类型地区，包括结冰地区。

平板型太阳能集热器是最适用于承压和二次循环的太阳能热水器，同时在与建筑结合的方面，具有易与建筑立面结合、便于安装运行和维护、寿命长等优势，大力推广使用平板型太阳能热水器是我们缩小于国际先进水平差距的一条重要途径。随着居民生活水平的提高和洗浴舒适度要求的提高，开发、生产高品质的太阳能热水系统产品已成为今后的发展方面。

在未来的太阳能热水器市场上，平板型太阳能热水系统和真空管太阳能热水系统有着同样的机会和挑战，关键是要大力宣传平板太阳能热水器的技术优势及其在国际太阳能利用的地位，加速产品的研发步伐，开发出适用于结冰地区的高性能平板型太阳能热水系统，改进产品性能，提高产品质量。

## 6.4 发展展望

太阳能热水技术、太阳房、太阳灶等太阳能热利用技术是物美价廉的可再生能源利用技术，在城镇推广普及太阳能热水器，能替代燃气热水器和电热水器，大幅度减少天然气和电力等常规能源消耗；在农村推广应用太阳能热水器、太阳房、太阳灶等技术，不仅可以大幅度减少农村能源消耗，同时还可以改善农村用能水平，提高农民生活质量。因此，各级政府和各有关部门要进一步提高对发展太阳能热利用重要性的认识，把太阳能热利用与城市发展规划、中小城镇建设、社会主义新农村建设结合起来，将推广普及太阳能热利用技术提高到能源替代、提高城乡人民生活质量和水平的战略高度，采取有效措施，积极支持太阳能热利用技术和产业的健康快速发展。

随着居民生活水平的提高和洗浴舒适度要求的提高，开发、生产高品质的太阳能热水系统产品已成为今后的发展方面。在未来的太阳能热水器市场上，平板型太阳能热水系统和真空管太阳能热水系统有着同样的机会和挑战，关键是要大力宣传平板太阳能热水器的技术优势及其在国际太阳能利用的地位，加速产品的研发步伐，开发出适用于结冰地区的高性能平板型太阳能热水系统，改进产品性能，提高产品质量。

为此，国家应该提倡城乡热水供应优先使用太阳能热利用技术，在西部地区提倡使用太阳灶，北方采暖地区提倡建设太阳房，并大力支持太阳能采暖和制冷的技术试验和示范。要求到2010年太阳能热水器使用量达到1.5亿平方米、2020年50%的家庭使用太阳能供应热水，太阳能热水器使用量达到5亿平方米，并积极推广一定数量的太阳灶、太阳房，培育发展太阳能采暖和制冷技术和产业，2030前后达到每人1平方米的太阳能利用普及率，使我国太阳能热利用总量和平均水平都进入世界前列，实现大幅度的能源替代。

## 7 其它可再生能源技术

除了风能、生物质能和太阳能之外，地热、海洋能也是开发潜力很大、具有利用价值的新能源和可再生能源，并且在一定程度上得到开发和利用，在一些不同的场合发挥着作用。

### 7.1 地热能

地热能利用可分为发电利用和直接利用两个方面。发电的地热流体要求温度较高，一般要求150℃甚至200℃以上才比较经济。我国高温地热资源地区分布有限，主要集中在西藏、云南的横断山脉一线，已经进行了资源勘探和开发的地区，主要集中在西藏的羊八井和云南的腾冲。目前全国地热装机总量为32.08兆瓦，其中88%都集中在西藏，羊八井是我国目前唯一的具有一定规模的地热电站，并且由于地热发电对资源要求条件高，1993-2003年，我国没有建设新的地热电站。2004年，装机48.8兆瓦的滇西腾冲地区地热电站一期开始建设，建成后，将成为我国大陆建造的第2座具有一定生产规模的地热电站。

地热直接利用要求的热水温度相对较低，中低温地热资源都可以加以利用，如采暖、温室种植、洗浴、治疗等。我国的地热资源以中低温为主，遍布全国各处。在中低温地热的直接利用方面，我国从上世纪90年代开始，逐步加大了开发力度，地热热利用以年均10%的速度增长，尤其北方地区加大了以地热供热（采暖和生活用水）为主的开发力度。2005年地热供暖面积达3000万平方米，并为约60万户居民提供生活热水。

地源热泵的应用，是地热直接利用领域中的一项重要的技术革新，作为分布式热源得到市场的青睐。热泵可以利用遍布的低温地热作为热源，也可将目前我国北方地区大量被排放的30~40℃地热尾水再次利用，扩大采暖面积。作

为一种新兴能源型产业，我国地热热泵的应用在 2000 年之后在大中城市的逐渐兴起。随着能源趋紧的形势，热泵产业越来越受到社会各界的关注，市场上出现了很多产品及品牌，在办公楼、宾馆、住宅等领域热泵都有应用，并且以年超过 10% 的速度在上升。地源热泵也将是我国今后地热应用的重点领域，已经在建筑节能方面开始发挥积极作用。

## 7.2 海洋能

海洋能主要包括潮汐能、波浪能、海流能等。我国已经建设了 8 座潮汐电站，近期正在探讨新的潮汐发电方式，进行技术研究和示范。此外，近些年来我国波浪能开发利用技术发展较快。自“七五”开始，我国在波浪能转换效率、波浪能稳定输出和波浪能装置建造技术上都有了显著的提高。2004 年，我国研制的波浪能独立发电系统，在实验室成功地将平均功率 8 千瓦、波动值为 8 千瓦的不稳定的液压能转换为稳定的电能。2005 年，又成功地实现了把不稳定的波浪能转化为稳定电能。截至 2005 年底，我国已拥有 100 千瓦、20 千瓦岸式振荡水柱波能装置各一座、700 余个 1 千瓦以下装置。

## 8 国际可再生能源发展现状与展望

### 8.1 国际可再生能源整体取得快速发展

进入 21 世纪，由于石油价格的剧烈波动，中东局势动荡不安，以及俄罗斯与其周边国家关系时好时坏，对世界能源供应安全带来了冲击。国际社会对气候变化问题的认识开始趋于一致，世界许多国家把发展可再生能源作为缓解能源供应矛盾、应对气候变化的重要措施。可再生能源在世界范围内得到迅速发展，一些可再生能源技术的市场应用和产业，如光伏发电、风电等年增长速度都在 20% 以上（见图 7），可再生能源已成为实现能源多样化、应付气候变化和实现可持续发展的重要替代能源，尤其是近两年来，随着国际石油价格大的波动以及《京都议定书》的生效，可再生能源发展得到世界许多国家的广泛关注，成为国际能源领域的热点。到 2006 年底，全球可再生能源发电装机突破了 2 亿千瓦，其中小水电约 8000 万千瓦、风电 7500 万千瓦、生物质发电约 5000 万千瓦、地热发电 1000 万千瓦，以及太阳能发电 700 多万千瓦，世界风电 2006 年当年装机容量接近 1500 万千瓦，成为继火电、水电和核电之后的第四大主要发电电源，太阳能光伏发电年均增长速度超过了 60%，生产能力接近 200 万千瓦；生物液体燃料年产量约 3500 万吨，其中巴西和美国各占 1400 万吨，其余

国家约 700 万吨 ( 中国 100 万吨、欧洲 300 万吨、日本 200 万吨 , 其他国家和地区约 100 万吨 ), 其中燃料乙醇的年生产量已经超过了 3000 万吨 , 在石油替代方面开始显现作用。

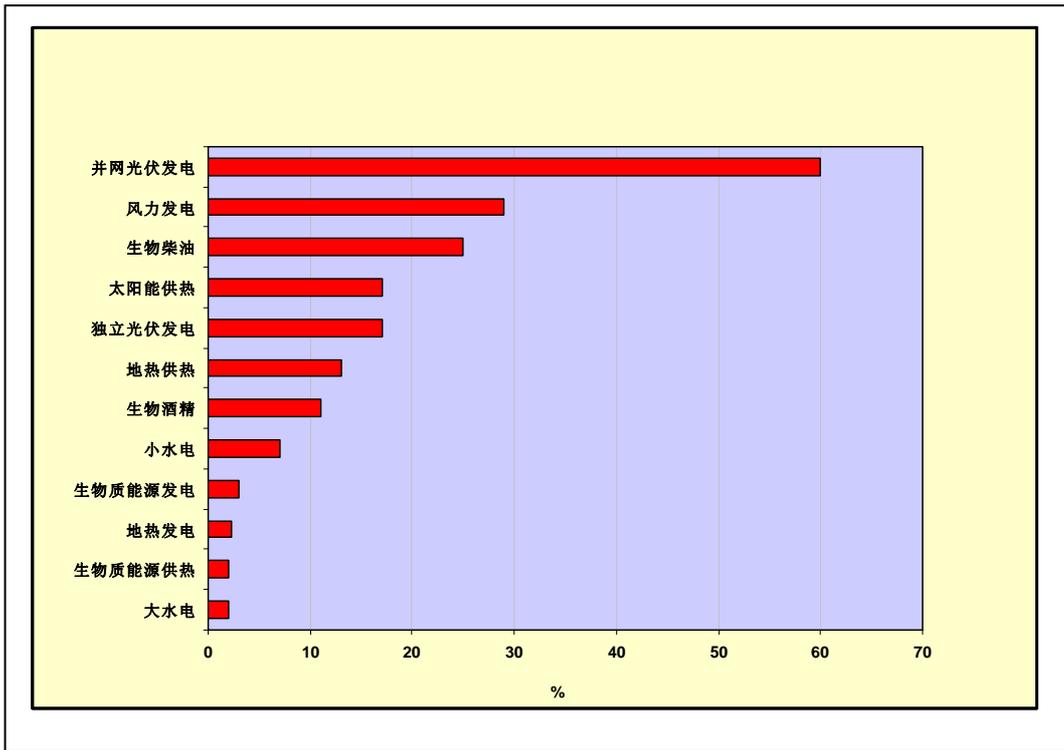


图 7 世界各类可再生能源技术增长速度比较 ( 单位 : % )

生物液体燃料，从目前可再生能源的资源状况和技术发展水平看，今后发展较快的可再生能源除水能外，主要是生物质能、风能和太阳能。生物质能仍是最重要的可再生能源之一，主要利用方式是发电、供热和生产液体燃料。风电技术已基本成熟，经济性已接近常规能源，在今后相当长时间内将会保持较快发展。太阳能发展的主要方向是光伏发电和热利用，光伏发电的主要市场是发达国家的并网发电和发展中国家偏远地区的独立供电。太阳能热利用的发展方向是太阳能一体化建筑，并以常规能源为补充手段，实现全天候供热，提高太阳能供热的可靠性，在此基础上进一步向太阳能供暖和制冷的方向发展。总体来看，最近 20 多年来，大多数可再生能源技术发展很快，产业规模、经济性和市场化程度逐年提高，预计在 2010 - 2020 年间，大多数可再生能源技术可具有市场竞争力，在 2020 年以后将会有更快的发展，并逐步成为主导能源。

## 8.2 政府扶植是可再生能源产业和市场发展的推动力

尽管可再生能源技术应用在世界范围内发展迅速，但是，政府扶植是可再生能源市场存在和发展的根本原因。从目前的成本和价格水平来看，风电成本大体上在 5-10 美分/千瓦时、生物质发电成本为 8-12 美分/千瓦时，是燃煤发电成本两倍左右；光伏发电成本大体上在 30-50 美分/千瓦时，是燃煤发电成本的 5-10 倍左右、生物液体燃料的成本大体上折合每桶 50-70 美元。因此，可再生能源的开发利用需要政府政策的支持。

为了支持可再生能源发展，在 1997 年，欧盟就颁布了可再生能源发展白皮书，制定了 2010 年可再生能源要占欧盟总能源消耗的 12%，2050 年可再生能源在整个欧盟国家的能源构成中要达到 50% 的宏伟目标。2001 年欧盟部长理事会提出了关于使用可再生能源发电指令的共同立场，要求欧盟国家到 2010 年，可再生能源在其全部能源消耗中占 12%，在其电量消耗中可再生能源的比例达到 22.1% 的总量控制目标，欧盟成员国根据该指令，制定了本国的发展目标，如英国和德国都承诺 2010 年和 2020 年可再生能源的比例将分别达到 10% 和 20%；西班牙表示，2010 年其可再生能源发电的比例就可以达到 29% 以上；丹麦制定了名为“21 世纪的能源”的能源行动计划，2030 年前，可再生能源在整个国家能源构成中的比例将每年增加 1%；北欧部分国家提出了利用风力发电和生物质发电逐步替代核电的战略目标。

日本自 1993 年开始实施“新阳光计划”，以加速光伏电池、燃料电池、氢能及地热能等的开发利用，1997 年又宣布了 7 万太阳能光伏屋顶计划，目标是到

2010 年安装 760 万千瓦的太阳能电池。在目标计划的支持下，日本的太阳能光伏技术在 90 年代得到了长足的发展，目前日本是世界上光伏发电技术和市场最快的国家。

美国能源部提出了逐步提高绿色电力的发展计划，制定了风电、太阳能发电和生物质能发电的技术发展路线图，希望通过风电、太阳能发电、生物质能发电等来提高绿色能源的比例，其中光伏发电预计到 2020 年将占美国发电装机增量的 15%左右，累计安装量达到 2000 万千瓦，保持美国在光伏发电技术开发、制造水平等方面的世界领先地位。

巴西政府早在 70 年代就开始实施生物液体发展计划，发展以甘蔗为主要原料的乙醇燃料，强制要求石油公司必须供应混合或纯乙醇汽车燃料。经过 30 多年的努力，巴西成为生物液体燃料大国。年生产乙醇燃料 1500 多万吨，不仅为上千万辆汽车和数百万辆摩托车提供燃料，还向国外出口上百万吨。

目前世界上有 50 多个国家分别出台了不同的政策，扶持可再生能源发展，因此，可再生能源市场的繁荣是政府支持的结果。

### 8.3 国际可再生能源政策新趋势

由于各个方面的重视，可再生能源产业和技术的发展出现了新的形势，近年来的重要变化是：

1) 美国重新高度关注可再生能源，2005 年布什总统提出了未来利用风电提供全美国 20%的电力供应以及 2012 年生物液体燃料比 2005 年增长一倍、2030 年生物液体燃料将占美国车用燃料的 30%以上的战略目标。加州、宾夕法尼亚等州政府开始大力提倡发展风电、太阳能发电，加大投资力度支持可再生能源技术开发和应用。

2) 欧洲重新修订了 1997 年以来的可再生能源发展目标，提出了一些新的战略发展方向、目标和口号，提出 2020 年可再生能源在一次能源中的比例达到 20%以上，并分门别类的规定了不同可再生能源技术的发展指标。在 2006 年提前完成了原定 4000 万千瓦风电装机的基础上，提出了风电到 2010 年、2020 年和 2030 年分别提供 1880 亿千瓦时、5230 亿千瓦时和 9650 亿千瓦时的发电量，占届时发电量的比例分别达到 5.5%、13.4% 和 22.5%的战略目标。

3) 可再生能源不再是少数国家的游戏，开始逐步为大多数国家所接受，目

前已经有 50 多个国家制定了法律、法规或行动计划，明确支持可再生能源的发展，以风电为例，2000 年装机容量超过 100 万千瓦的国家只有 5 个，2006 年已经达到 12 个，不仅发达国家发展迅速，发展中国家也积极跟进，印度和我国也跻身世界风电大国之列，其中印度位居世界第五位，我国 2006 年新增装机容量位居世界第五位。

4) 可再生能源呈现了规模化发展的趋势。2006 年风电当年装机容量接近 1500 万千瓦，首次超过水电，累计装机容量达到 7500 万千瓦，开始成为主要的发电电源之一；太阳能发电当年增长 200 万千瓦，累计安装容量达到 700 万千瓦，生物液体燃料生产总量已经达到 3500 万吨，生物质发电近 5000 万千瓦，均呈现了规模化发展趋势，开始从补充能源向替代能源过渡。

## 8.4 国际可再生能源技术发展方向

随着规模化发展局面的形成，可再生能源技术的发展也呈现了明显的变化趋势：

1) 风电朝着大型化、规模化的方向发展。2000 年以前，风电平均单机规模小于 1 兆瓦，目前开始向数兆瓦的风机趋势发展，2005 年风电装机的平均单机容量接近 2 兆瓦，1.5-3 兆瓦的风机成为主力机型，世界风机制造商已经开发出了 4-5 兆瓦的风机，并且开始商业化试验，在今后 2-3 年内陆续投放市场，同时正在着手开发 10 兆瓦及以上新型发电机组的研制。同时风电场开发从陆地走向海洋，德国、英国、丹麦以及荷兰未来风电的发展主要依赖海上风电场的建设。因此海上风电装备的研发和制造开始成为风机制造商们角逐的重点之一。

2) 太阳能发电从边远地区走向城市，改变了过去以发展独立的供电系统为主的局面，开始向并网方向发展，2006 年德国安装了大约 90 万千瓦的太阳能发电，主要是并网的屋顶系统和规模化的大型电站。日本、西班牙、以及美国（德州和宾州）等光伏发电发展迅速的国家，均以并网发电为主。欧洲、日本和美国都把太阳能发电，特别是光伏发电作为未来主要的替代能源，估计在 2030 年前后可以发挥重要作用。

3) 生物液体燃料技术的发展方向开始从以粮食作物为原料向以非粮作物以及农林废弃物为原料转移。目前，世界生物液体燃料主要是以甘蔗（巴西等）和玉米（美国、中国等）等为原料，但是，由于大量以粮食为原料的生物液体

燃料的生产，造成了粮食价格上涨，开始危机粮食供应安全，在不与人争粮和  
不与粮争地的原则下，以非粮作物以及农林废弃物为原料生产生物液体燃料，  
成为下一代生物液体燃料发展的主攻方向，美国和欧洲都开始大量投入，研究  
以纤维素和木质素等为原料生产生物液体燃料的技术路线和工业实践，估计在  
10-15 年内有重大突破，从而逐步替代以粮食为原料的生物液体燃料生产的技  
术路线。

4 ) 从关注高技术向实用化方向发展。尤其是在欧美，在大力发展风电、太  
阳能发电的基础上，开始关注科技含量相对较低，成本较为低廉的太阳能热利  
用、地热利用以及分布式能源等。欧盟提出了未来每人 1 个平方米的太阳能、  
东欧国家提出了用风机在冬天向家庭供暖的设想。

5 ) 大力发展储能技术。由于可再生能源最大的缺点是其不稳定性，克服其  
不稳定的主要技术措施是储能，欧洲和美国以及日本在储能技术方面研究较  
多，其中尤以可再生能源制氢作为储能技术手段为重点。

## 8.5 可再生能源成为国际能源投资热点

由于技术、产业的发展得到了政策的支持，全球范围内的可再生能源投资  
活动活跃，其基本特征是：

1 ) 政府和国际金融组织的投入增加。德国复兴开发银行、欧洲银行、世界  
银行以及全球环境基金，每年支持可再生能源发展的扶持资金接近 10 亿美元，  
拉动了商业银行和私营资本的投入增加，汇丰银行、荷兰农业银行开始关注可  
再生能源投资活动。2006 年可再生能源的投资总量已经由 2000 年的每年不足  
100 亿欧元，上升到 500 亿欧元。

2 ) 跨国公司开始实质性介入可再生能源产业。美国通用电器( GE )继 2003  
年购买了安然公司的风电产业之后，2005 年又将世界第三大光伏电池制造商  
AstroPower 纳入旗下，西门子、ABB，以及壳牌石油、英国石油等大型跨国公  
司，开始高调进入可再生能源装备制造业，其中 GE 和西门子已经成为风电装  
备的主要供应商。

3 ) 风险投资和民间资本开始介入可再生能源投资市场。到 2006 年底，大  
约有 100 多家可再生能源公司( 或一些大公司的可再生能源部门 )分别在纽约、  
伦敦、法兰克福、香港、新加坡和东京等主要股票交易所上市( 或一些大公司  
的可再生能源部门 )的市值超过了 5000 亿美元。主要有：Suntech( 中国无锡

尚德)、Suzlon(印度苏司兰)、REC(挪威)和Q-cells(德国),IPOs等。其中Suzlon、REC和Suntech三家公司上市后市值都超过了50亿美元。

## 9 我国可再生能源发展展望

### 9.1 发展前景分析

我国可再生能源资源丰富。太阳能较丰富的区域占国土面积的三分之二以上,年辐射量超过60万焦耳/平方厘米,每年地表吸收的太阳能大约相当于1.7万亿吨标准煤的能量;风能资源量约为32亿千瓦,初步估算可开发利用的风能资源约10亿千瓦,按德国、西班牙、丹麦等风电发展迅速的国家的经验进行类比分析,我国可供开发的风能资源量可能超过30亿千瓦;海洋能资源技术上可利用的资源量估计约为4~5亿千瓦;地热资源的远景储量为1353亿吨标准煤,探明储量为31.6亿吨标准煤;现有生物质能源包括秸秆、薪柴、有机垃圾和工业有机废物等,资源总量达7亿吨标准煤,通过品种改良和扩大种植,生物能的资源量可以在此水平再翻一番。因此,我国具有大规模开发可再生能源的资源条件和技术潜力,可以为未来社会和经济提供足够的能源保障,开发利用可再生能源大有可为。

根据我国中长期能源规划研究,2020年之前,我国基本上可以依赖常规能源满足国民经济发展和人民生活水平提高的能源需要,2020年,在我国能源需求总量超过30亿吨标准煤之后,可再生能源的战略地位将日益突出,届时需要可再生能源提供数亿吨乃至十多亿吨标准煤当量的能源。因此,我国发展可再生能源的战略目的将是:最大限度地提高能源供给能力,改善能源结构,实现能源多样化,切实保障能源供应的安全。

第一步,首先在2020年达到可再生能源发电装机3.6亿千瓦,约占全国发电装机总容量的35%左右。要实现这样的目标,需要加快开发有市场竞争优势的水电、太阳能热利用和地热等可再生能源,要使大多数资源得到合理利用,到2020年达到较高的利用水平,并大力推进风力发电、生物质发电、太阳能发电。具体的发展目标是:到2010年,小水电、风力发电、生物质发电、地热发电和太阳能发电装机容量总计达到约1.91亿千瓦,约占全国发电装机总容量的30%左右,其中水电1.8亿千瓦,风力发电500万千瓦,生物质发电550万千瓦,太阳能发电50万千瓦;到2020年,可再生能源发电装机容量达到3.6亿千瓦,约占全国总发电装机容量的35%,其中水电3亿千瓦、风力发电

3000 万千瓦、生物质发电 3000 万千瓦，太阳能发电达到 200 万千瓦。同时，大力发展可再生能源供热、生物液体燃料等，争取到 2020 年可再生能源供应能力达到 5.4 亿吨标准煤。

第二步，大幅度提高可再生能源在整个能源消费中的比例，参照发达国家的经验，在 2050 年实现可再生能源满足能源需求的 30 到 40% 的战略目标。实现这样的目标需要：风力发电在 30 年后发电装机可能超过核电，成为第三大发电电源，2050 年后可能超过水电，成为第二大主力发电电源，形成 3 到 5 亿千瓦的装机能力。2020 年和 2030 年期间，我国水电资源将基本开发得到，届时可以形成 3-3.5 亿千瓦的装机水平。太阳能热水器 2050 年达到 10 亿平方米以上，替代 6000 亿千瓦时的电量，替代高峰电力 4 亿千瓦，2040 年太阳能发电装机将超过 2 亿千瓦。同时，我国还必须开发利用相当规模的生物质能、海洋能、地热能等其他形式的可再生能源，满足 2050 年的能源结构优化和能源需求的总量目标。

我国可再生能源发展经过了三十多年的努力，有了今天的发展局面，然而，可再生能源的发展仍然任重道远，需要继续做出锲而不舍的努力。可再生能源与常规能源的最大区别在于，它可以把存在于自然界的能源，通过机械装备制造业生产出来的装备，将能源直接从自然界中生产出来。由于可再生能源的发展依赖于装备制造业的发展，因此，可再生能源技术的发展，可能又是新一轮的能源领域的国际竞争，它就像上世纪人们千方百计地寻找煤炭、石油和天然气一样，谁掌握了可再生能源的装备技术，谁就拥有了开发利用可再生能源的主动权。但是可再生能源装备制造技术的发展依赖于一个国家装备制造业的总体水平。可以说，可再生能源的发展是以现代制造技术为基础的新型产业，它首先在世界制造业的大国，如美国、日本和欧洲一些国家特别是德国等率先发展，然后逐步在印度、巴西、中国等一些具有制造业基础的大国发展。

尽管我国的改革开放已近 30 年，装备制造业有了一定的基础，但是与欧美日等国的差距还十分明显，在可再生能源领域的差距也很大，主要表现在：研发力量薄弱，没有掌握独立自主的风力发电设备设计和制造技术，风机的生产主要依赖生产许可证等技术转让或依赖进口；光伏发电缺乏创新能力，光伏电池生产的关键设备和原材料依赖进口，尚未掌握纤维素大规模生产生物液体燃料的关键技术。企业跟风盲目发展。由于《可再生能源法》的出台，许多企业认为这是商机，不看市场，盲目发展。目前投资风力发电制造业的企业总数超过 30 家，是世界其他国家风力发电机制造企业总数的 3 倍左右，光伏电池生

产能力已经接近世界产能的 50%左右，生物液体燃料的生产也是遍地开花，在成本居高不下，市场需求不足的情况下，要求政府进一步出台新的激励政策的呼声很高。然而，可再生能源技术发展不能一蹴而就，需要循序渐进的发展。欧洲、美国通过近三十年的努力，使得风电从 1970 年代的每千瓦时接近 1 美元，价降到目前 5-10 美分，根据欧洲风能协会估计，还需要 10-15 年，即到 2015 年或 2020 年，风电才有可能与常规电力相竞争。太阳能光伏发电的成本虽然由原来接近 3 美元/千瓦时，下降到目前的 30-50 美分/千瓦时，但是仍然是常规发电技术成本的 10 倍左右，根据美国能源部太阳能发电技术路线图的数据，只有到 2050 年，光伏发电的成本才有可能降到 7 美分/千瓦时左右，方可与常规发电技术相竞争。生物液体燃料需要石油维持在每桶 60 美元的价格水平时才有竞争力，实现这样的目标，最短的时间也需要 10 到 20 年的努力。我国可再生能源潜力巨大，但是发展任重道远，不可能一蹴而就，需要循序渐进发展方式，需要持之以恒的长期和艰苦努力。需要政府、专家和企业家乃至整个社会的共同努力。

## 9.2 形势和任务

开发利用可再生能源是一项长期的历史任务，在当前加快建设资源节约型、环境友好型社会的形势下，我国今后十五年可再生能源发展的主要任务是：

(1) 提高可再生能源比重，促进能源结构调整。目前，我国已是世界第二大能源生产国和消费国，随着经济的发展和人民生活水平的提高，能源需求还将持续增长，能源生产和供应的压力很大。我国石油、天然气资源贫乏，单纯依靠化石能源难以实现经济、社会和环境的协调发展。水电、生物质能、风电和太阳能资源潜力大，技术已经成熟或接近成熟，具有大规模开发利用的良好前景。加快发展水电、生物质能、风电和太阳能，增加可再生能源供应，降低煤炭在能源消费中的比重，是我国可再生能源发展的首要任务。

(2) 解决无电人口的供电问题，改善农村生产、生活用能条件。解决无电人口的用电问题关系到全面建设小康社会目标的实现，关系到边疆稳定、民族团结和人民生活的改善。无电人口地处偏远地区，常规能源资源缺乏，人口分散，许多地区不适合采用常规方式建设能源基础设施，采用可再生能源技术是解决这些无电人口供电问题的最有效手段。农村人口众多，生活用能方式落后，影响农村居民生活水平的提高，生活燃料大量利用薪柴还严重破坏生态。在农村就地利用可再生能源资源，可以实现多能互补，显著改善农村居民的生产、

生活条件，对农村小康社会建设将起到积极的推动作用。因此，解决无电人口用电问题和改善农村生活用能条件是近期可再生能源发展的重要任务。

(3) 清洁利用有机废弃物，推进循环经济发展。在农作物生产及粮食加工、林业生产和木材加工、畜禽养殖、工业生产、城市生活污水、垃圾处理等过程中，会产生大量有机废弃物。如果这些废弃物不能得到合理利用和妥善处理，将会成为环境污染源，对自然生态、大气环境和人体健康造成危害。利用可再生能源技术，将这些有机废弃物转换为电力、燃气、固体成型燃料等清洁能源，既是保护环境的重要措施，也是充分利用废弃物、变废为宝的重要手段，符合发展循环经济的要求。因此，充分利用各种有机废弃物，推进循环经济发展也是可再生能源发展的重要任务之一。

(4) 规模化建设带动可再生能源新技术的产业化发展。目前，除了水电、太阳能热利用、沼气等少数可再生能源技术，大部分可再生能源产业基础仍很薄弱，还不具备直接参与市场竞争的能力，因此，现阶段可再生能源发展的一项重要任务就是提高技术水平和建立完善的产业体系。在 2010 年前，在加快可再生能源技术发展，扩大可再生能源开发利用的同时，重点完善支持可再生能源发展的政策体系和机构能力建设，初步建立适应可再生能源规模化发展的产业基础。从 2010 到 2020 年期间，要建立起完备的可再生能源产业体系，大幅降低可再生能源开发利用成本，为大规模开发利用打好基础。2020 年以后，要使可再生能源技术具有明显的市场竞争力，使可再生能源成为重要能源。

我国可再生能源发展的总目标是：提高可再生能源在能源消费中的比例，解决农村无电人口用电问题和农村生活燃料短缺问题，发展循环经济，促进生态环境保护，积极推进可再生能源新技术的产业化发展。具体发展目标为：

(1) 充分利用水电、沼气、太阳能热利用和地热能等技术成熟、经济性好的可再生能源，积极推进风力发电、生物质发电、太阳能发电的商业化和产业化发展，逐步提高优质清洁的可再生能源在能源结构中的比例，到 2010 年达到 10%，到 2020 年达到 16% 左右。

(2) 因地制宜利用可再生能源解决偏远地区无电人口的供电问题和农村生活燃料短缺问题，并使生态环境得到有效保护。按循环经济模式推行有机废弃物的能源化利用，基本消除有机废弃物造成的环境污染问题。

(3) 积极推进我国可再生能源新技术的产业化发展，建立可再生能源技术创新体系，形成较完善的可再生能源产业体系。到 2010 年，基本实现以国

内制造设备为主的装备能力。到 2020 年，形成以自有知识产权为主的国内可再生能源装备能力。

### 9.3 优先发展重点领域

根据各类可再生能源的资源潜力、技术状况和市场需求情况，国家提出 2010 年和 2020 年可再生能源发展重点领域如下。

#### 9.3.1 水电

水电是我国可再生能源发展的重要领域。考虑到资源分布特点、开发利用条件、经济发展水平和电力市场需求等因素，今后水电建设的重点是金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、黄河、乌江和怒江等重点流域，同时，在水能资源丰富地区，结合农村电气化县建设和实施“以电代燃料”需要，加快开发小水电资源。2010 年前开工建设金沙江溪洛渡、向家坝，雅砻江锦屏一级、二级、官地，大渡河大岗山、猴子岩，澜沧江景洪、糯扎渡、古水，黄河拉西瓦，乌江思林、沙沱，怒江亚碧罗、赛格等一批装机容量 100 万千瓦以上大型水电站；2020 年前再开工建设金沙江乌东德、白鹤滩，雅砻江两河口、杨房沟，大渡河双江口、丹巴，澜沧江黄登、苗尾，黄河黑山峡，怒江马吉水电站等一批装机容量 100 万千瓦以上大型水电站，经济可开发水能资源的开发率达到 70%。开展西藏自治区东部“三江”上游和雅鲁藏布江水能资源的勘查和开发利用规划，做好水电开发的战略接替准备工作。

根据上述水电建设重点和项目安排，到 2010 年，全国水电装机容量达到 1.8 亿千瓦，其中大中型水电 1.3 亿千瓦，小水电 5000 万千瓦；到 2020 年，全国水电装机容量达到 3 亿千瓦，其中大中型水电 2.25 亿千瓦，小水电 7500 万千瓦。

#### 9.3.2 生物质能

根据目前我国经济和社会发展的需要和生物质能利用技术状况，生物质能利用重点是生物质发电、沼气、生物质固体成型燃料和生物质液体燃料。

##### 1、生物质发电

生物质发电包括农林生物质发电、垃圾发电和沼气发电，建设重点和规划目标为：

(1) 在粮食主产区建设以秸秆为燃料的发电厂，或将已有燃煤小火电机组改造为燃用秸秆的发电机组。在大中型农产品加工企业、部分林区和灌木集中分布区、木材加工厂，建设以稻壳、蔗渣、灌木林和木材加工剩余物为原料的生物质发电厂。到 2010 年，农林生物质发电总装机容量达到 200 万千瓦，到 2020 年达到 2200 万千瓦。在宜林荒山、荒地开展能源林建设，为农林生物质发电提供燃料。

(2) 在经济较发达、土地资源稀缺地区建设垃圾焚烧发电厂，重点地区为直辖市、省级城市、沿海城市、旅游风景名胜城市、各主要江河、湖泊附近地级市。到 2010 年，垃圾焚烧发电达到 50 万千瓦，到 2020 年达到 200 万千瓦以上。积极推广垃圾卫生填埋技术，在大中型垃圾填埋场建设沼气回收和发电装置，到 2010 年，垃圾填埋气发电总装机容量达到 20 万千瓦，到 2020 年达到 100 万千瓦。

(3) 在规模化畜禽养殖场、工业废水处理和城市污水处理厂建设沼气工程，合理配套安装沼气发电设施。到 2010 年，建成规模化畜禽养殖场沼气工程 4700 座、工业有机废水沼气工程 1600 座，年产沼气约 39 亿立方米，沼气发电达到 80 万千瓦。到 2020 年，建成大型畜禽养殖场沼气工程 10000 座、工业有机废水沼气工程 6000 座，年产沼气约 135 亿立方米，沼气发电达到 300 万千瓦。

## 2、生物质固体成型燃料

生物质固体成型燃料是指通过专用设备将生物质压缩成型的燃料，储存、运输、使用方便，清洁环保，燃烧效率高，既可作为农村居民的炊事和取暖燃料，也可作为城市分散供热的燃料。生物质固体成型燃料的发展目标和建设重点为：

(1) 2010 年前，结合解决农村基本能源需要和改变农村用能方式，开展 500 个生物质固体成型燃料应用示范点建设。在示范点建设生物质固体成型燃料加工厂，就近为当地农村居民提供燃料，富余量出售给城镇居民和工业用户。到 2010 年，全国生物质固体成型燃料年利用量达到 100 万吨。

(2) 到 2020 年，使生物质固体成型燃料成为普遍使用的一种优质燃料。生物质固体成型燃料的生产包括两种方式：一种是分散方式，就是在广大农村地区采用分散的小型化加工方式，就近利用农作物秸秆，主要用于解决农民自身用能需要，剩余量可作为商品燃料出售，增加农民收入；另一种是集中方式，在有条件的地区，建设大型生物质固体成型燃料加工厂，实行规模化生产，为

大工业用户或城乡居民提供生物质商品燃料。全国生物质固体成型燃料年用量达到 5000 万吨。

### 3、生物质燃气

充分利用沼气和农林废弃物气化技术提高农村地区生活用能的燃气比例，并把生物质气化技术作为解决农村废弃物和工业生产废弃物环境治理的重要措施。

在农村地区主要推广户用沼气、特别是与农业生产结合的沼气技术；在中小城镇发展以大型畜禽养殖场沼气工程和工业废水沼气工程为气源的集中供气。到 2010 年，约 4000 万户（约 1.6 亿人）农村居民生活燃料主要使用沼气，年沼气利用量约 152 亿立方米。到 2020 年，约 8000 万户（约 3 亿人）农村居民生活燃气主要使用沼气，年沼气利用量约 308 亿立方米。

### 4、生物质液体燃料

生物质液体燃料是重要的石油替代产品，主要包括燃料乙醇和生物柴油。根据我国土地资源和农业生产的特点，合理选育和科学种植能源植物，建设规模化原料供应基地和大型生物质液体燃料加工企业。发展以甜高粱茎秆、甘蔗和木薯等为原料的燃料乙醇技术；发展以麻疯树、油桐、黄连木、棉籽等油料作物为原料的生物柴油生产技术，逐步建立餐饮等行业的废油回收体系。在 2010 年前，重点建设以非粮食生物质为原料的燃料乙醇试点项目和以能源作物为原料的生物柴油试点项目。到 2020 年，燃料乙醇的年生产能力达到 1000 万吨，生物柴油的年生产能力达到 200 万吨，总计年替代约 1000 万吨成品油。

## 9.3.3 风电

通过大规模的风电开发和建设，促进风电技术进步和产业发展，实现风电设备制造国产化，大幅降低风电成本，尽快使风电具有市场竞争力。在经济发达的沿海地区，发挥其经济优势，在“三北”地区发挥其资源优势，建设大型和特大型风电场，在其他地区，因地制宜地发展中小型风电场，充分利用各地的风能资源。主要发展目标和建设重点如下：

（1）到 2010 年，全国风电总装机容量达到 500 万千瓦。重点在东部沿海和“三北”（西北、华北北部和东北）地区，建设 30 个左右 10 万千瓦等级的大型风电项目，形成江苏、河北、内蒙古三个 100 万千瓦风电基地。

(2) 到 2020 年，全国风电总装机容量达到 3000 万千瓦。在广东、福建、江苏、山东、河北、内蒙古、辽宁和吉林等具备规模化发展条件的地区，进行集中连片开发，建成若干个总装机容量 200 万千瓦以上的风电大省。建成新疆达坂城、甘肃玉门、苏沪沿海、内蒙古辉腾锡勒、河北张北和吉林白城等 6 个百万千瓦级大型风电基地，并建成 50 万千瓦海上风电。

### 9.3.4 太阳能

#### 1、太阳能发电

发挥太阳能光伏发电适宜分散供电的优势，在偏远地区推广使用户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，解决无电人口的供电问题。在城市的建筑物和公共设施配套安装太阳能光伏发电装置，扩大城市可再生能源的利用量，并为太阳能光伏发电提供必要的市场规模。为促进我国太阳能发电技术的发展，做好太阳能技术的战略储备，建设若干个太阳能光伏发电示范电站和太阳热发电示范电站。建设重点和规划目标如下：

(1) 采用户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，解决偏远地区无电村和无电户的供电问题，重点地区是西藏、青海、内蒙古、新疆、宁夏、甘肃、云南等省（区、市）。到 2010 年，共建设太阳能光伏发电约 10 万千瓦，满足约 100 万户偏远地区农牧民生活用电。在“十二五”期间，再增加太阳能光伏发电总容量 10 万千瓦，解决约 100 万户偏远地区农牧民生活用电问题。

(2) 在经济较发达、现代化水平较高的大中城市，建设与建筑物一体化的屋顶太阳能并网光伏发电设施，首先在公益性建筑物上应用，然后逐渐推广到其它建筑物，同时在道路、公园、车站等公共设施照明中推广使用光伏电源。到 2010 年，建成 1 万个屋顶光伏发电项目，总容量 5 万千瓦。到 2020 年，建成 20 万个屋顶光伏发电项目，总容量 100 万千瓦。

(3) 建设较大规模的太阳能光伏电站和太阳热发电电站。到 2010 年，建成 2 座太阳能光伏示范电站，总容量 2 万千瓦。到 2020 年，太阳能光伏电站总容量达到 20 万千瓦，太阳热发电总容量达到 20 万千瓦。

综合考虑以上三个领域的应用，到 2010 年，太阳能光伏发电总容量达到 30 万千瓦，其中偏远农村地区应用 15 万千瓦，建筑物和公共设施应用 10 万千瓦，大型并网光伏电站达到 2 万千瓦，其他商业应用达到 3 万千瓦。到 2020 年，光伏发电总容量达到 180 万千瓦，其中偏远农村地区光伏发电容量 30 万

千瓦，建筑物和公共设施应用 100 万千瓦，并网光伏电站 20 万千瓦，太阳热发电电站 20 万千瓦，其他商业应用达到 10 万千瓦。

## 2、太阳能热利用

在城市推广普及太阳能一体化建筑、太阳能集中供热水工程，并建设太阳能采暖和制冷示范工程。在农村和小城镇推广户用太阳能热水器、太阳房和太阳灶。到 2010 年，全国太阳能热水器总集热面积达到 1.5 亿平方米，加上其它太阳能热利用，年替代能源量达到 2000 万吨标准煤。到 2020 年，全国太阳能热水器总集热面积达到约 3 亿平方米，加上其它太阳能热利用，年替代能源量达到 4000 万吨标准煤。

### 9.3.5 其它可再生能源

积极推进地热能和海洋能的开发利用。合理利用地热资源，推广满足环境保护和水资源保护要求的地热供暖、供热水和地源热泵技术。在具有高温地热资源的地区发展地热发电，并研究开发深层地热发电技术。在浙江、福建和广东等地发展潮汐发电，并研究利用波浪能等其它海洋能发电技术。到 2010 年，地热能年利用量达到 400 万吨标准煤，到 2020 年，地热能年利用量达到 1200 万吨标准煤。到 2020 年，建成潮汐电站 10 万千瓦。

### 9.3.6 农村可再生能源利用

在农村地区开发利用可再生能源，解决广大农村居民生活用能问题，改善农村生产和生活条件，保护生态环境和巩固生态建设成果，有效提高农民收入，促进农村经济和社会更快发展。发展重点是：

(1) 解决农村无电地区的用电问题。在电网延伸供电不经济的地区，发挥当地资源优势，利用小水电、太阳能光伏发电和风力发电等可再生能源技术，为农村无电人口提供基本电力供应。在小水电资源丰富地区，优先开发建设小水电站（包括微水电），总计为约 150 万户居民供电。在缺乏小水电资源的地区，因地制宜建设独立的小型太阳能光伏电站、风光互补电站，推广使用小风电、户用光伏发电、风光互补发电系统，总计为约 200 万户居民供电。到 2015 年，通过扩大电网覆盖面和建设可再生能源独立发电系统，解决我国全部无电人口的用电问题。

(2) 改善农村生活用能条件。推广“以电代燃料”户用沼气、生物质颗粒

燃料、太阳能热水器等可再生能源技术，为农村地区提供清洁的生活能源，改善农村生活条件，提高农民生活质量。到 2010 年，使用清洁可再生能源的农户普及率达到 30%，农村户用沼气达到 3950 万户，太阳能热水器使用量达到 3000 万平方米。到 2020 年，使用清洁可再生能源的农户普及率达到 70% 以上，农村户用沼气达到 8000 万户，太阳能热水器使用量达到 1 亿平方米。

(3) 开展绿色能源示范县建设。在可再生能源资源丰富地区，坚持因地制宜，灵活多样的原则，充分利用各种可再生能源，积极推进绿色能源示范县建设。绿色能源县的可再生能源利用量要超过能源消费总量的 50%，各种生物质废弃物得到妥善处理 and 合理利用。到 2010 年，建成 50 个绿色能源示范县。到 2020 年，绿色能源县普及到 500 个。

## 9.4 保障措施和建议

为了确保规划目标的实现，将采取下列措施支持可再生能源的发展：

(1) 提高全社会的认识。可再生能源是重要的战略替代能源，对增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境有重要作用，是建设资源节约型、环境友好型社会和实现可持续发展的重要战略措施。全社会都要从战略和全局高度认识可再生能源的重要作用，国务院各有关部门和各级政府都要全面落实《可再生能源法》，制定相关配套法规和政策，制定可再生能源发展专项规划，明确发展目标，将可再生能源开发利用作为建设资源节约型、环境友好型社会的考核指标。

(2) 建立持续稳定的市场。根据可再生能源发展目标要求，按照政府引导、政策支持和市场推动相结合的原则，通过优惠的价格政策和强制性的市场份额政策，以及政府投资、政府特许等措施，培育持续稳定增长的可再生能源市场，促进可再生能源的开发利用、技术进步和产业发展，确保可再生能源中长期发展规划目标的实现。

对非水电可再生能源发电规定强制性市场份额目标：到 2010 年和 2020 年，大电网覆盖地区非水电可再生能源发电在电网总发电量中的比例分别达到 1% 和 3% 以上；权益发电装机总容量超过 500 万千瓦的投资者，所拥有的非水电可再生能源发电装机总容量应分别达到其权益发电装机总容量的 5% 和 10% 以上。

(3) 改善市场环境条件。国家电网企业和石油销售企业要按照《可再生能

源法》的要求，承担收购可再生能源电力和生物质液体燃料的义务。国务院能源主管部门负责组织制定各类可再生能源电力的并网运行管理规定，对经政府核准建设的可再生能源发电项目，电网企业要负责建设配套电力送出工程。电力调度机构要根据可再生能源发电的规律，合理安排电力生产及运行调度，不得造成可再生能源资源浪费。在国家指定的生物质液体燃料销售区域内，所有经营交通燃料的石油销售企业均应销售掺入规定比例生物质液体燃料的汽油或柴油产品。

国务院建筑主管部门牵头制定建筑物太阳能利用的国家标准，修改完善相关建筑标准、工程规范和城市建设管理规定，为太阳能在建筑物上应用创造条件。

(4) 制定电价和费用分摊政策。国务院价格主管部门根据各类可再生能源发电的技术特点和不同地区的情况，按照有利于可再生能源发展和经济合理的原则，制定可再生能源发电项目的上网电价，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整；实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照招标确定的价格执行，并根据市场情况进行合理调整。电网企业收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中在全社会分摊。

(5) 加大财政投入和税收优惠力度。中央财政根据《可再生能源法》的要求，设立可再生能源发展专项资金，根据可再生能源发展需要和国家财力状况确定资金规模。各级地方财政也要按照《可再生能源法》的要求，结合本地区实际，安排必要的财政资金支持可再生能源发展。国家运用税收政策对水能、生物质能、风能、太阳能、地热能和海洋能等可再生能源的开发利用予以支持，对可再生能源技术研发、设备制造等给予适当的企业所得税优惠。

(6) 加快技术进步及产业发展。建立国家可再生能源研究开发中心，整合现有资源，完善技术和产业服务体系，加快人才培养，全面提高可再生能源技术创新能力和服务水平，促进可再生能源技术进步和产业发展。将可再生能源的科学研究、技术开发及产业化纳入国家各类科技发展规划，在高技术产业化和重大装备扶持项目中安排可再生能源专项，支持国内研究机构和企业可在可再生能源核心技术方面提高创新能力，在引进国外先进技术基础上，加强消化吸收和再创造，尽快形成自主创新能力。力争到 2010 年基本形成可再生能源技术和产业体系，形成以国内制造设备为主的装备能力。到 2020 年，建立起完

善的可再生能源技术和产业体系，形成以自有知识产权为主的可再生能源装备能力，满足可再生能源大规模开发利用的需要。

可再生能源的发展不能一蹴而就，必须持之以恒，政府和企业都要有耐心和毅力，把发展可再生能源作为一件长治久安的能源发展大计，需要做到：

- 1) 全面发展，分类指导。从长远的目标考虑，各种可再生能源都需要发展。但是由于可再生能源技术种类、发展和成本水平有很大差异，需要在全面发展的同时，做出分类指导：对技术成熟，市场发展条件好的技术，例如太阳能热水器技术，尽快出台强制应用措施，全面推广；对接近商业化发展的风力发电技术，2015年之前，重点抓好产业化建设，为此后的大规模发展奠定基础；太阳能发电，要适度发展，重点放在技术研发上面，以必要的市场规模，促进技术进步与发展；生物液体燃料在开放市场的同时，重点攻克纤维素生产液体燃料的技术和工艺路线。
- 2) 重视研发，夯实基础。技术研发和创新是可再生能源发展的关键，加强机构能力建设和人员培训，是落实可再生能源战略目标的重要步骤。为此，急需采取一些必要的措施：其一，在主要综合大学、重要的工程技术院校和高等技工学校等开设可再生能源技术课程和设立中短期专业技能培训计划，迅速培养一批高水平的可再生能源专家，建立一支能战斗的工程技术人员队伍；其二，整合现有可再生能源研究队伍，组建国家可再生能源中心，围绕实现2020年及其以后可再生能源发展的战略目标，组织研究国家可再生能源发展的技术路线和战略措施，组织研究重大、重要和关键技术，在关键领域形成有战斗力的研发队伍；此外，成立中国可再生能源企业协会，协助各级政府，团结可再生能源企业，提高企业素质和技术水平。总之要重视研发、重视队伍建设，夯实可再生能源发展的研发基础。
- 3) 循序渐进、持之以恒。世界发展可再生能源比较成功的国家，都编制了相关技术发展的国家路线图，根据路线图，循序渐进、持之以恒的发展。我国是世界制造业大国，有掌握大规模生产可再生能源装备的工业基础，并拥有世界上最大的能源市场，或最大的潜在市场，有能力成为世界上最重要的可再生能源技术研发、装备制造和应用的國家。因此，要吸取国际先进经验，编制国家的可再生能源

发展技术路线图，依据我国从世界制造业大国向创造大国发展的战略，在可再生能源领域实施技术和体制创新，依据市场和装备制造业两个优势，按照既定的目标，脚踏实地、循序渐进、持之以恒，逐步发展可再生能源开发利用的大国。

- 4) 集中力量，统一部署。国务院能源主管部门，对全国的可再生能源的开发和利用实施统一的管理，可以做到，统筹规划、统一部署，利用有限的人力和物力，提高可再生能源开发的总体效率。但是目前的形势是：价格由国务院价格主管部门制定，专项资金由国务院财政主管部门制定，研发计划由国务院科技主管部门制定，国务院能源主管部门的协调职能就大大弱化，形同虚设，因此造成了不同职能部门之间各自为政、力量分散、甚至形成利益冲突，使得本来就薄弱的扶持政策不能发挥应有的作用。因此应该由国家能源主管部门统一协调可再生能源发展中的政策问题，集中力量，统一部署

#### 主要参考文献

- 1) 欧洲风能协会，2030年欧洲风电发展展望，2007
- 2) 欧洲太阳能热利用联盟，欧洲的太阳能热利用行动计划，2007
- 3) 欧盟委员会：光伏发电技术发展展望，2007
- 4) 欧洲生物质协会：生物质能发展行动计划，2007
- 5) Eric Martinot, Global Renewable Energy Outlook, 2005, 2006
- 6) 李俊峰、时璟丽、高虎等，风力发电上网电价政策研究，能源研究所研究报告，2006
- 7) 王仲颖等，我国可再生能源和新能源高新技术产业化研究，2005
- 8) 史立山、李俊峰、王仲颖等，中国可再生能源发展概览，2004，2005，2006
- 9) 李俊峰、王仲颖、时璟丽，可再生能源法解读，中国化工出版社，2005
- 10) 李俊峰、时璟丽，我国可再生能源技术的现状与发展，《中国电力》2006（特刊）
- 11) 李俊峰、时璟丽，国际可再生能源发展大趋势，《中国科技成果》2005年第13期
- 12) 李俊峰、时璟丽，国内外可再生能源政策综述与进一步促进我国可再生能源发展的建议，《可再生能源》，2006年第1期
- 13) 中华全国工商业联合会新能源商会，中国新能源产业发展报告（2006）

附表 1 风电特许权项目中标电价与平均值的比较(元 / 千瓦时)

项目	招标规模 (兆瓦)	中标规模 (兆瓦)	可研上网电量 (等效满负 荷小时数)	可研电价 平均值	中标 电价	中标与可研 电价平均值 差别	中标与最低投 标电价差别	最低投标 电价	最高投标电价
2003 如东 1 期	100	100	2180	0.6374	0.4365	-0.2009	0	0.4365	0.7191
2003 惠来	100	100	1990	0.5740	0.5013	-0.0727	0	0.5013	0.7179
2004 如东 2 期	100	150	2273	0.5425	0.5190	-0.0235	0	0.5190	0.5660
2004 辉腾锡勒	100	100	2588	0.4091	0.3820	-0.0271	0	0.3820	0.4260
2004 通榆	100	2×200	2309	0.5093	0.5090	-0.0003	0	0.5090	0.5096
2005 东台 (大丰)	200	2×200	2126	0.5042	0.4877	-0.0165	0.0277	0.4600	0.5460

2005 安西	100	100	2358	0.514	0.4616	-0.0524	0	0.4616	0.5560
2005 即墨	150	100	1686	0.7261	0.6000	-0.1260	-0.126	0.7261	0.7261
2006 巴音	200	200	2383	0.5143	0.4656	-0.0487	0.009	0.4566	0.5550
2006 单晶河	200	200	2369	0.5361	0.5006	-0.0355	0	0.5006	0.6010
2006 灰腾梁	300	2x300	2726	0.4803	0.4200	-0.0603	0.0142	0.4058	0.5651

附表 2 主要的风电机组制造商情况

制造商	机型	机型代号	技术来源	机组成熟性
北京北重汽轮电机有限责任公司(国企)	80/D8-2000-80	φ80-P2000-VV	英国 EU 集团 DeWind 许可证生产	国外批量生产，国内样机试制
保定惠德风电工程有限公司(国企)	55/FLI000	φ55-P1000-SR	德国 FUhrlander 许可证生产	国外批量生产，国内样机生产
东方汽轮机厂(国企)	FD70B/1500 千瓦	φ70-P1500-VV	德国 REpower 许可证生产	国外批量生产，国内样机生产
	FD77B/1500	φ77-P1500-VV	德国 REpower 许可证生产	国外批量生产，国内样机生产
恩德(银川)风电设备制造有限公司(合资)	S70/1500 千瓦	φ70-P1500-VV	德国 REpower 许可证生产	国外批量生产，国内样机试制
歌美飒风电(天津)有限公司(西班牙独资)	G52-850 千瓦	φ52-P850-VV	西班牙 Gamesa	国外批量生产，国内样机生产
	G58-850 千瓦	φ58-P850-VV	西班牙 Gamesa	国外批量生产，国内样机生产
广东明阳风电技术有限公司(民营)	83/MYI . 5se	φ83-P1500-VV	明阳与德国 Aerodyn 设计公司联合开发	样机试制
华锐风电科技有限公司 (国企)	70/FLI500	φ70-P1500-VV	德国 FUhrlander 许可证生产	国外批量生产，国内样机生产
	77/FLI500	φ77-P1500-VV	德国 FUhrfinder 许可证生产	国外批量生产，国内样机生产
湖南湘电风能有限公司	Z72-2000KW	φ72-2000-DD	日本原弘产公司拥有荷兰 Lagerway 技术	国外批量生产，国内样机试制

(合资)			与湘电合资	
南通航天万源安迅能风电设备制造有限公司(合资)	AW77/1500	φ77-P1500-VV	西班牙 Acciona 与航天万源合资	批量生产
上海电气风电设备有限公司(国企)	SEC64—1250	φ64-1250-VV	英国 EU 集团 DeWind 许可证生产	国外批量生产，国内样机试制
	SEC82-2000KW	φ82-2000-VV	上海电气与德国 Aerodyn 设计公司联合开发	设计
苏司兰能源(天津)有限公司(印度独资)	S64/1250kW	φ64-1250-VF	印度 Suzlon	批量生产
新疆金风科技股份有限公司(股份制)	金风 50/750	φ50-P750-SR	德国 REpower 许可证生产	批量生产
	金风 70/1500	φ70-P1500-DD	金风与德国 Vensys 公司联合开发	国外批量生产，国内样机生产
	金风 77/1500	φ77-P1500-DD	金风与德国 Vensys 公司联合开发	国外批量生产，国内样机生产
浙江运达风力发电工程有限(国企)	WD49/750	φ49-P750-SR	德国 REpower 许可证生产	批量生产
	WD54/800	φ54-P800-AS	运达公司开发	样机试制
	WD77/1500	φ77-P1500-VV	运达公司开发	设计

机型代号参数：φ风轮直径—P 额定功率—AS 主动失速—DD 直接驱动—SR 失速调节—VV 变桨变速—VF 变桨定速

## 10 附件：可再生能源法及其配套政策文件

### 10.1 中华人民共和国可再生能源法

( 2005 年 2 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议通过 )

#### 目 录

- 第一章 总则
- 第二章 资源调查与发展规划
- 第三章 产业指导与技术支持
- 第四章 推广与应用
- 第五章 价格管理与费用分摊
- 第六章 经济激励与监督措施
- 第七章 法律责任
- 第八章 附则

#### 第一章 总 则

第一条 为了促进可再生能源的开发利用，增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境，实现经济社会的可持续发展，制定本法。

第二条 本法所称可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

水力发电对本法的适用，由国务院能源主管部门规定，报国务院批准。

通过低效率炉灶直接燃烧方式利用秸秆、薪柴、粪便等，不适用本法。

第三条 本法适用于中华人民共和国领域和管辖的其他海域。

第四条 国家将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展。

国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用，依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。

第五条 国务院能源主管部门对全国可再生能源的开发利用实施统一管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门负责本行政区域内可再生能源

开发利用的管理工作。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

## 第二章 资源调查与发展规划

第六条 国务院能源主管部门负责组织和协调全国可再生能源资源的调查，并会同国务院有关部门组织制定资源调查的技术规范。

国务院有关部门在各自的职责范围内负责相关可再生能源资源的调查，调查结果报国务院能源主管部门汇总。

可再生能源资源的调查结果应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

第七条 国务院能源主管部门根据全国能源需求与可再生能源资源实际状况，制定全国可再生能源开发利用中长期总量目标，报国务院批准后执行，并予公布。

国务院能源主管部门根据前款规定的总量目标和省、自治区、直辖市经济发展与可再生能源资源实际状况，会同省、自治区、直辖市人民政府确定各行政区域可再生能源开发利用中长期目标，并予公布。

第八条 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用中长期总量目标，会同国务院有关部门，编制全国可再生能源开发利用规划，报国务院批准后实施。

省、自治区、直辖市人民政府管理能源工作的部门根据本行政区域可再生能源开发利用中长期目标，会同本级人民政府有关部门编制本行政区域可再生能源开发利用规划，报本级人民政府批准后实施。

经批准的规划应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

经批准的规划需要修改的，须经原批准机关批准。

第九条 编制可再生能源开发利用规划，应当征求有关单位、专家和公众的意见，进行科学论证。

## 第三章 产业指导与技术支持

第十条 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用规划，制定、公布可再生能源产业发展指导目录。

第十一条 国务院标准化行政主管部门应当制定、公布国家可再生能源电力的并网技术标准和其他需要在全国范围内统一技术要求的有关可再生能源技术

和产品的国家标准。

对前款规定的国家标准中未作规定的技术要求，国务院有关部门可以制定相关的行业标准，并报国务院标准化行政主管部门备案。

第十二条 国家将可再生能源开发利用的科学研究和产业化发展列为科技发展与高技术产业发展的优先领域，纳入国家科技发展规划和高技术产业发展规划，并安排资金支持可再生能源开发利用的科学研究、应用示范和产业化发展，促进可再生能源开发利用的技术进步，降低可再生能源产品的生产成本，提高产品质量。

国务院教育行政部门应当将可再生能源知识和技术纳入普通教育、职业教育课程。

#### 第四章 推广与应用

第十三条 国家鼓励和支持可再生能源并网发电。

建设可再生能源并网发电项目，应当依照法律和国务院的规定取得行政许可或者报送备案。

建设应当取得行政许可的可再生能源并网发电项目，有多人申请同一项目许可的，应当依法通过招标确定被许可人。

第十四条 电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。

第十五条 国家扶持在电网未覆盖的地区建设可再生能源独立电力系统，为当地生产和生活提供电力服务。

第十六条 国家鼓励清洁、高效地开发利用生物质燃料，鼓励发展能源作物。

利用生物质资源生产的燃气和热力，符合城市燃气管网、热力管网的入网技术标准的，经营燃气管网、热力管网的企业应当接收其入网。

国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系。

第十七条 国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统。

国务院建设行政主管部门会同国务院有关部门制定太阳能利用系统与建筑结合的技术经济政策和技术规范。

房地产开发企业应当根据前款规定的技术规范，在建筑物的设计和施工中，为太阳能利用提供必备条件。

对已建成的建筑物，住户可以在不影响其质量与安全的前提下安装符合技术规范和产品标准的太阳能利用系统；但是，当事人另有约定的除外。

第十八条 国家鼓励和支持农村地区的可再生能源开发利用。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门会同有关部门，根据当地经济社会发展、生态保护和卫生综合治理需要等实际情况，制定农村地区可再生能源发展规划，因地制宜地推广应用沼气等生物质资源转化、户用太阳能、小型风能、小型水能等技术。

县级以上人民政府应当对农村地区的可再生能源利用项目提供财政支持。

## 第五章 价格管理与费用分摊

第十九条 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。

依照本法第十三条第三款规定实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；但是，不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

第二十条 电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中分摊。具体办法由国务院价格主管部门制定。

第二十一条 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

第二十二条 国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统的销售电价，执行同一地区分类销售电价，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，依照本法第二十条规定的办法分摊。

第二十三条 进入城市管网的可再生能源热力和燃气的价格，按照有利于促

进可再生能源开发利用和经济合理的原则，根据价格管理权限确定。

## 第六章 经济激励与监督措施

第二十四条 国家财政设立可再生能源发展专项资金，用于支持以下活动：

- (一) 可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；
- (二) 农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；
- (三) 偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设；
- (四) 可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
- (五) 促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

第二十五条 对列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款。

第二十六条 国家对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。具体办法由国务院规定。

第二十七条 电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料，并接受电力监管机构的检查和监督。

电力监管机构进行检查时，应当依照规定的程序进行，并为被检查单位保守商业秘密和其他秘密。

## 第七章 法律责任

第二十八条 国务院能源主管部门和县级以上地方人民政府管理能源工作的部门和其他有关部门在可再生能源开发利用监督管理工作中，违反本法规定，有下列行为之一的，由本级人民政府或者上级人民政府有关部门责令改正，对负有责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- (一) 不依法作出行政许可决定的；
- (二) 发现违法行为不予查处的；
- (三) 有不依法履行监督管理职责的其他行为的。

第二十九条 违反本法第十四条规定，电网企业未全额收购可再生能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国家电力监

管机构责令限期改正；拒不改正的，处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

第三十条 违反本法第十六条第二款规定，经营燃气管网、热力管网的企业不准许符合入网技术标准的燃气、热力入网，造成燃气、热力生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以燃气、热力生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

第三十一条 违反本法第十六条第三款规定，石油销售企业未按照规定将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系，造成生物液体燃料生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国务院能源主管部门或者省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以生物液体燃料生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

## 第八章 附则

第三十二条 本法中下列用语的含义：

(一) 生物质能，是指利用自然界的植物、粪便以及城乡有机废物转化成的能源。

(二) 可再生能源独立电力系统，是指不与电网连接的单独运行的可再生能源电力系统。

(三) 能源作物，是指经专门种植，用以提供能源原料的草本和木本植物。

(四) 生物液体燃料，是指利用生物质资源生产的甲醇、乙醇和生物柴油等液体燃料。

第三十三条 本法自2006年1月1日起施行。

## 10.2 可再生能源产业发展指导目录

发改能源 ( 2005 ) 2517 号

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
一、风能			
风力发电			
1	离网型风力发电	用于为电网不能覆盖的居民供电，包括独立户用系统和集中村落电站两种发供电形式。	基本商业化
2	并网型风力发电	用于为电网供电，包括陆地和近海并网风力发电，既可以单机并网发电，也可以由多台机组建成风电场并网发电。	陆地并网风力发电：商业化初期 近海并网风力发电：技术研发
设备/装备制造			
3	风能资源评估分析软件	用于对区域风能资源进行技术和经济性评估以正确地选择风电场场址，主要功能包括：测风数据的处理和统计分析、风况图的生成、风资源评估、风力发电机组和风电场年发电量测算等。	技术研发或引进
4	风电场设计和优化软件	用于进行风电场优化设计（即风力发电机组微观选址和排列方案的设计和优化），主要功能包括：确定风力发电机组尾流影响并调整风电机组之间的分布距离，对风电机组和风电场的噪声进行分析和预测，排除不符合技术、地质和环境要求的地段，对风力发电机组选址进行自动优化，对设计过程结果提供可视化界面，进行技术经济分析等。	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
5	风电场集中和远程监控系统	用于集中和远程监控风电机组和风电场的运行，主要功能包括：通过运用现代信息和通讯技术，实时收集、分析并报告各风电场的风力状况和机组、风电场运行状况监测数据，自动或根据管理人员反馈的指令对风电机组和风电场运行进行效率优化和安全保障控制。	技术研发
6	风电场建设和维护专用装备	用于陆地和近海风电机组的运输、现场吊装和维护。	技术研发
7	离网型风力发电系统	用于独立户用系统和集中村落电站，包括风力独立发电和风光互补发电，保证系统安全、经济、连续可靠供电。	基本商业化
8	并网型风力发电机组	用于并网风力发电，包括陆地和近海风力发电机组。近海风电机组需适应海洋地质、水文条件和气候环境条件。	陆地风电机组：商业化初期
9	风力发电机组总体设计软件	用于对风力发电机组进行结构动力学建模与分析、极限载荷与疲劳载荷计算、风力发电机组动态性能仿真等整机设计工作。	技术研发或引进
10	风力机叶片	用于配套 1000 千瓦（含）以上的大型风力发电机组。	技术研发
11	风力机叶片设计软件	用于进行大容量风力机叶片的气动外形及施工工艺设计。	技术研发
12	风力机叶片材料	用于制造高强度轻质大容量叶片，包括玻璃纤维增强复合材料(GRP)和碳纤维增强塑料。	技术研发
13	风力机轮毂	用于配套 1000 千瓦（含）以上风力发电机组。	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
14	风力机传动系统	用于配套 1000 千瓦 ( 含 ) 以上风力发电机组。	技术研发
15	风力机偏航系统	用于配套 1000 千瓦 ( 含 ) 以上风力发电机组。	技术研发
16	风力机制动系统/机械刹车	用于配套 1000 千瓦 ( 含 ) 以上风力发电机组。	技术研发
17	风力发电用发电机	用于配套 1000 千瓦 ( 含 ) 以上风力发电机组，包括双馈型发电机和永磁发电机。	商业化初期 ,技术研发( 永磁型 )
18	风电机组运行控制系统及变流器	用于配套 1000 千瓦 ( 含 ) 以上风力发电机组，包括：离网风力发电控制器；失速型风电机组控制器；变速恒频风电机组控制系统及变流器。	技术研发
19	风电机组安全保障系统	用于确保在出现极端的气候环境、系统故障和电网故障等紧急情况时的风电机组安全，同时记录机组的状态。	技术研发
20	风电机组电磁兼容、雷电冲击等检测装置	用于风电机组的电磁兼容性能和雷电冲击防护能力等性能的检测，以保证机组适应恶劣的自然环境。	技术研发
21	风电接入系统设计及电网稳定性分析软件	用于大型风电场接入系统设计和对电网稳定性进行评价。	技术研发
22	风电场发电量预测及电网调度匹配软件	用于实时监测和收集风电场各台风电机组运行状况及发电量，分析和预测风电场第 2 天及后一周的出力变化情况，为电网企业制定调度计划服务，促进大规模风电场的开发和运行。	技术开发
23	风电场平稳过渡及支持控制系统	用于大型风电场在接入电网事故条件下，自身平稳过渡并对电网提供支持	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
二、太阳能			
太阳能发电和热利用			
24	离网型太阳能光伏发电	用于为电网不能覆盖地区的居民供电，包括独立户用系统和集中村落电站两种形式。	基本商业化
25	并网型太阳能光伏发电	用于为电网供电，包括建筑集成太阳能光伏发电。	技术研发、项目示范
26	太阳能光热发电	用于为电网供电或为电网不能覆盖地区的居民供电。包括塔式太阳能光热发电系统、槽式太阳能光热发电系统、盘式太阳能光热发电系统和点聚焦太阳能光热直接发电系统。	技术开发
27	工业用光伏电源	用于为分散的气象台站、地震台站、公路道班、广播电视、卫星地面站、水文观测、太阳能航标、公路铁路信号及太阳能阴极保护系统等提供电力。	商业化
28	太阳能照明系统	包括：太阳能路灯，庭院灯，草坪灯，太阳能广告牌，太阳能LED城市景观灯等。	商业化
29	太阳能交通工具	包括：太阳能汽车、太阳能电动自行车、太阳能游艇、太阳能飞船、太阳能充电站等。	技术研发、项目示范
30	太阳能光伏海水淡化系统	用于为缺乏淡水的偏远海岛居民提供淡水。	技术研发、项目示范
31	光伏水泵	用于为我国西部严重干旱和偏僻地区分散人口提供饮用水、为建设和改良草场以及沙漠植树造林提供用水。	商业化

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
32	太阳能户用热水器	用于为居民提供生活热水，包括平板式太阳热水器、真空管式太阳热水器等。	商业化
33	太阳能集中供热系统	用于为居民或工商业提供热水或供暖，包括太阳能集中供热水系统和太阳能集中采暖系统。	技术研发、推广应用
34	太阳能空调系统	用于（通过太阳能集热器和吸收式制冷机）实现热冷转换从而提供制冷和空调服务。	技术研发、示范项目
35	零能耗太阳能综合建筑	通过在建筑结构（屋顶和外墙）中集成太阳能集热器（实现太阳能采暖系统和空调系统）和太阳能光伏电池来满足建筑的所有能源需求。	技术研发
设备/装备制造			
36	离网型太阳能光伏发电系统	用于独立户用系统和集中村落电站。	商业化
37	并网型太阳能光伏发电系统	用于为电网供电，包括建筑集成太阳能光伏发电系统。	技术研发、项目示范
38	太阳能光热发电系统	包括：塔式太阳能光热发电系统、槽式太阳能光热发电系统、盘式太阳能光热发电系统和点聚焦太阳光热直接发电系统。	技术开发
39	晶硅太阳能电池	包括：单晶硅太阳能电池和多晶硅太阳能电池。	商业化、技术改进
40	薄膜太阳能电池	包括：多结非晶硅薄膜太阳能电池、多晶硅薄膜太阳能电池、化合物薄膜太阳能电池。	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
41	其它新型太阳能电池	包括：柔性衬底太阳能电池、聚光太阳能电池、HIT 异质结太阳能电池、有机太阳能电池、纳米非晶硅太阳能电池、机械叠层太阳能电池、薄膜非晶硅/微晶硅叠层太阳能电池等。	技术研发
42	建筑用太阳电池组件	用于建筑集成太阳能光伏发电系统，包括：半透光型光伏组件，可以与建筑构件互换的光伏组件，光伏玻璃幕墙，光伏遮阳板等。	技术研发
43	太阳能电池及组件制造装备	用于制造太阳能电池及组件，包括：太阳级硅投炉料制造成套装备，多晶硅铸锭炉，多线切割机，剖锭机，硅片抛光设备，硅片清洗机，扩散设备，PECVD 镀膜设备，丝网印刷设备，烘干烧结设备，划片机，自动焊接机，组件层压机等等。	技术研发或引进
44	太阳能电池测试设备	包括：太阳能电池分选设备，太阳模拟仪，高压绝缘测试设备等。	技术研发
45	太阳能电池生产用辅助材料	包括：低铁钢化玻璃，EVA，太阳电池背面封装复合膜，银浆铝浆，焊带等。	技术研发
46	光伏发电系统用充放电控制器	用于智能化控制蓄电池充放电过程。	技术研发
47	光伏发电系统用直流 / 交流逆变器	用于包括离网型和并网型直流/交流逆变器，后者需具有并网逆变、最大功率跟踪、防孤岛效应保护等功能	技术研发
48	户用光伏和风/光互补控制/逆变一体机	用于配套容量在 1 千瓦以下的户用光伏、风/光互补发电系统。	技术研发
49	( 专用 ) 蓄电池	用于独立光伏发电和风力发电系统，应具有很强的耐过充过放性能，低的自放电率和长的使用寿命。	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
50	氧化还原液流储能电池	用于独立光伏发电和风力发电系统；功率在几十到几百千瓦、储能达百兆瓦时。	技术开发、项目示范
51	光伏硅材料	用于生产太阳能电池用晶体硅。	技术开发或引进
52	光伏发电系统用集中和远程监控系统	用于采集、传输太阳辐射和环境参数及光伏发电系统的运行数据并实现集中或远程监控。	技术研发
53	太阳能光热发电用反射镜	用于配套各种太阳能光热发电系统。	技术研发
54	光热发电反射镜自动跟踪装置	用于配套各种太阳能光热发电系统，以自动跟踪太阳光辐射，调整反射镜角度，从而最大化获取太阳能。	技术研发
55	光热发电集能器	用于配套各种太阳能光热发电系统，以吸收来自反射镜的太阳辐射能，也称“太阳锅炉”，要求体积小，换能效率高。	技术研发
56	光热发电蓄热装置	用于配套各种太阳能光热发电系统，通过贮存集能器所吸收的热能以保证光热发电相对稳定。	技术研发
57	光热直接发电装置	用于配套太阳能光热直接发电系统，包括碱金属热电转换器、半导体发电器、热电子发电器和热光伏发电器。	技术研发
58	太阳能光热系统建筑应用设计、优化和测评软件	用于建筑上适用我国不同地区、不同光照条件下应用太阳能光热系统制冷、采暖的优化设计、模拟；对建筑中使用的太阳能光热系统进行检测和评价。	技术研发和推广应用
三、生物质能			
生物质发电和生物燃料生产			

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
59	大中型沼气工程供气 and 发电	包括大型畜禽场、养殖小区、工业有机废水和城市污水工程	商业化、推广应用
60	生物质直接燃烧发电	利用农作物秸秆、林木质直接燃烧发电	技术改进、项目示范
61	生物质气化供气 and 发电	利用农作物秸秆、林木质气化供气 and 发电	技术研发、推广应用
62	城市固体垃圾发电	用于清洁处理和资源化利用城市固体垃圾，包括燃烧发电和填埋场沼气发电。	基本商业化
63	生物液体燃料	利用非粮食作物和林木质生物质为原料生产液体燃料。	技术研发
64	生物质固化成型燃料	将农作物秸秆，林木质制成固体成型燃料代替煤炭。	项目示范
设备/部件制造和原料生产			
65	生物质直燃锅炉	用于配套生物质直接燃烧发电系统，技术性能和规格需适用于生物质的直接燃烧。	技术改进
66	生物质燃气内燃机	用于配套生物质气化发电，技术性能和规格需适用于生物质气化发电系统。	技术研发
67	生物质气化焦油催化裂解装置	用于将生物质在气化过程中所产生的焦油裂解为可利用的一次性气体。	技术研发
68	生物液体燃料生产成套装备	用于生产上述各类生物液体燃料	技术研发、项目示范

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
69	能源植物种植	用于为各种生物燃料生产提供非粮食生物质原料，包括甜高粱、木薯、麻疯树、甘蔗等。	项目示范、推广应用
70	能源植物选育	用于选育培养适合荒山荒滩、沙地、盐碱地种植、稳产高产、对生态环境安全无害的能源作物。	技术研发，项目示范
71	高效、宽温域沼气菌种选育	用于沼气工程提高产气率及沼气池在较低温度条件下的使用。	技术研发
四、地热能			
地热发电和热利用			
72	地热发电	包括：地热蒸汽发电系统、双循环地热发电系统和闪蒸地热发电系统（后两者适用于中低温地热资源）。	技术研发
73	地热供暖	包括单循环直接供暖和双循环间接供暖。	项目示范、推广应用
74	地源热泵供暖和/或空调	包括地下水源、河湖水源、海水源、污水源（包括城市污水、工业污水、医院污水）和土壤热泵系统。	项目示范
75	地下热能储存系统	储存包括太阳能、建筑物空调释冷量或释热量等在内的能量	技术研发
设备/装备制造			
76	地热井专用钻探设备	用于钻探地热井，需适应地热井特有的地质结构环境、高温和腐蚀性水文环境及成井工艺要求。	技术研发
77	地热井泵	用于配套地热供暖和地源热泵系统，需适应地热井特有的高温和腐蚀性。	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
78	水源热泵机组	适应地下水或海水水质及温度	技术研发、项目示范
79	地热能系统设计、优化和测评软件	用于建筑上适用我国不同地区、不同类型地热能系统进行检测和评价	技术研发和推广应用
80	水的热源利用	利用水的温差对建筑物进行制冷和供热，包括利用地下水、城市污水处理厂处理水等水源。	项目示范、推广应用
五、海洋能			
海洋能发电			
81	海洋能发电	包括：潮汐发电、波浪能发电、海洋温差发电和海流能发电。	技术研发、项目示范
设备/装备制造			
82	海洋能发电成套装备	包括：波浪能发电成套装备、海洋温差发电成套装备、海流能发电成套装备。	技术研发
六、水能			
水力发电			
83	并网水电站	符合流域开发规划要求，满足环保要求的各种类型水电站。	商业化
84	离网小型水电站	用于就地开发、就近供电，解决边远地区用电和用能问题。	商业化
设备/装备制造			

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
85	水轮机型谱编制	用于水轮机的制造和选型，提高水轮机效率和质量，降低造价，规范设备市场。	技术研发
86	水电自动化技术	用于水电运行的自动化管理，提高运行水平，降低运行成本。	技术改进
87	大型高效水轮发电机组	用于提高水轮发电机组单机容量、运行水平和运行效率。	技术研发
88	小水电一体化技术	用于 1000 千瓦以下小型水电站，实现油、水、气等辅助设备系统的控制与主机一体化，以及调速、励磁、保护、测量等监控一体化，提高可靠性，降低设备造价。	技术改进

## 10.3 可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法

发改价格(2006)7号

### 第一章 总 则

第一条 为促进可再生能源发电产业的发展,依据《中华人民共和国可再生能源法》和《价格法》,特制定本办法。

第二条 本办法的适用范围为:风力发电、生物质发电(包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电)、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。

水力发电价格暂按现行规定执行。

第三条 中华人民共和国境内的可再生能源发电项目,2006年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的,执行本办法;2005年12月31日前获得政府主管部门批准或核准建设的,仍执行现行有关规定。

第四条 可再生能源发电价格和费用分摊标准本着促进发展、提高效率、规范管理、公平负担的原则制定。

第五条 可再生能源发电价格实行政府定价和政府指导价两种形式。政府指导价即通过招标确定的中标价格。

可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分,在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

### 第二章 电价制定

第六条 风力发电项目的上网电价实行政府指导价,电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。

第七条 生物质发电项目上网电价实行政府定价的,由国务院价格主管部门分地区制定标杆电价,电价标准由各省(自治区、直辖市)2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。

补贴电价标准为每千瓦时0.25元。发电项目自投产之日起,15年内享受补贴电价;运行满15年后,取消补贴电价。

自2010年起,每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减2%。

发电消耗热量中常规能源超过 20%的混燃发电项目，视同常规能源发电项目，执行当地燃煤电厂的标杆电价，不享受补贴电价。

第八条 通过招标确定投资人的生物质发电项目，上网电价实行政府指导价，即按中标确定的价格执行，但不得高于所在地区的标杆电价。

第九条 太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目上网电价实行政府定价，其电价标准由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。

第十条 公共可再生能源独立电力系统，对用户的销售电价执行当地省级电网的分类销售电价。

第十一条 鼓励电力用户自愿购买可再生能源电量，电价按可再生能源发电价格加上电网平均输配电价执行。

### 第三章 费用支付和分摊

第十二条 可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

第十三条 可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户(包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户)收取。地县自供电网、西藏地区以及从事农业生产的电力用户暂时免收。

第十四条 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计收，全国实行统一标准。

第十五条 可再生能源电价附加计算公式为：

可再生能源电价附加=可再生能源电价附加总额 / 全国加价销售电量

可再生能源电价附加总额= $\sum[(\text{可再生能源发电价格} - \text{当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价}) \times \text{电网购可再生能源电量} + (\text{公共可再生能源独立电力系统运行维护费用} - \text{当地省级电网平均销售电价} \times \text{公共可再生能源独立电力系统售电量}) + \text{可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用}]$

其中：

(1)全国加价销售电量=规划期内全国省级及以上电网企业售电总量 - 农业生产用电量 - 西藏电网售电量。

(2)电网购可再生能源电量=规划的可再生能源发电量 - 厂用电量。

(3)公共可再生能源独立电力系统运行维护费用=公共可再生能源独立电力系统经营成本×(1+增值税率)。

(4)可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用，是指专为可再生能源发电项目接入电网系统而发生的工程投资和运行维护费用，以政府有关部门批准的设计文件为依据。在国家未明确输配电成本前，暂将接入费用纳入可再生能源电价附加中计算。

第十六条 按照省级电网企业加价销售电量占全国电网加价销售电量的比例，确定各省级电网企业应分摊的可再生能源电价附加额。计算公式为：

各省级电网企业应分摊的电价附加额：全国可再生能源电价附加总额×省级电网企业服务范围内的加价售电量 / 全国加价销售电量

第十七条 可再生能源电价附加计入电网企业销售电价，由电网企业收取，单独记账，专款专用。所涉及的税收优惠政策，按国务院规定的具体办法执行。

第十八条 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门根据可再生能源发展的实际情况适时调整，调整周期不少于一年。

第十九条 各省级电网企业实际支付的补贴电费以及发生的可再生能源发电项目接网费用，与其应分摊的可再生能源电价附加额的差额，在全国范围内实行统一调配。具体管理办法由国家电力监管部门根据本办法制定，报国务院价格主管部门核批。

#### 第四章 附 则

第二十条 可再生能源发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存可再生能源发电上网交易电量、价格和金额等有关资料，并接受价格主管部门、电力监管机构及审计部门的检查和监督。

第二十一条 不执行本办法的有关规定，对企业和国家利益造成损失的，由国务院价格主管部门、电力监管机构及审计部门进行审查，并追究主要责任人的责任。

第二十二条 本办法自 2006 年 1 月 1 日起执行。

第二十三条 本办法由国家发展和改革委员会负责解释。

## 10.4 可再生能源发电有关管理规定

发改能源 ( 2006 ) 13 号

### 第一章 总 则

第一条 为了促进可再生能源发电产业的发展，依据《中华人民共和国可再生能源法》和《中华人民共和国电力法》，特制定本规定。

第二条 本规定所称的可再生能源发电包括：水力发电、风力发电、生物质发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、太阳能发电、地热能发电以及海洋能发电等。

第三条 依照法律和国务院规定取得行政许可的可再生能源并网发电项目和电网尚未覆盖地区的可再生能源独立发电项目适用本规定。

第四条 可再生能源发电项目实行中央和地方分级管理。

国家发展和改革委员会负责全国可再生能源发电项目的规划、政策制定和需国家核准或审批项目的管理。省级人民政府能源主管部门负责本辖区内属地方权限范围内的可再生能源发电项目的管理工作。

可再生能源发电规划应纳入同级电力规划。

### 第二章 项目管理

第五条 可再生能源开发利用要坚持按规划建设的原则。可再生能源发电规划的制定要充分考虑资源特点、市场需求和生态环境保护等因素，要注重发挥资源优势 and 规模效益。项目建设要符合省级以上发展规划和建设布局的总体要求，做到合理有序开发。

第六条 主要河流上建设的水电项目和 25 万千瓦及以上水电项目，5 万千瓦及以上风力发电项目，由国家发展和改革委员会核准或审批。其他项目由省级人民政府投资主管部门核准或审批，并报国家发展和改革委员会备案。需要国家政策和资金支持生物质发电、地热能发电、海洋能发电和太阳能发电项目向国家发展和改革委员会申报。

第七条 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。

实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；电网企业收购和销售非水电可再生能源电量增加的费用在全国范围内由电力用户分摊，具体办法另行制定。

第八条 国家发展和改革委员会负责制定可再生能源发电统计管理办法。省级人民政府能源主管部门负责可再生能源发电的统计管理和汇总，并于每年2月10日前上报国家发展和改革委员会。

第九条 国家电力监管委员会负责可再生能源发电企业的运营监管工作，协调发电企业和电网企业的关系，对可再生能源发电、上网和结算进行监管。

### 第三章 电网企业责任

第十条 省级（含）以上电网企业应根据省级（含）以上人民政府制定的可再生能源发电中长期规划，制定可再生能源发电配套电网设施建设规划，并纳入国家和省级电网发展规划，报省级人民政府与国家发展和改革委员会批准后实施。

第十一条 电网企业应当根据规划要求，积极开展电网设计和研究论证工作，根据可再生能源发电项目建设进度和需要，进行电网建设与改造，确保可再生能源发电全额上网。

第十二条 可再生能源并网发电项目的接入系统，由电网企业建设和管理。

对直接接入输电网的水力发电、风力发电、生物质发电等大中型可再生能源发电项目，其接入系统由电网企业投资，产权分界点为电站（场）升压站外第一杆（架）。

对直接接入配电网的太阳能发电、沼气发电等小型可再生能源发电项目，其接入系统原则上由电网企业投资建设。发电企业（个人）经与电网企业协商，也可以投资建设。

第十三条 电网企业负责对其所收购的可再生能源电量进行计量、统计，省级电网企业应于每年1月20日前汇总报送省级人民政府能源主管部门，并抄报国家发展和改革委员会。

### 第四章 发电企业责任

第十四条 发电企业应当积极投资建设可再生能源发电项目，并承担国家规定的可再生能源发电配额义务。发电配额指标及管理办法另行规定。

大型发电企业应当优先投资可再生能源发电项目。

第十五条 可再生能源发电项目建设、运行和管理应符合国家和电力行业的有关法律法规、技术标准和规程规范，注重节约用地，满足环保、安全等要求。

第十六条 发电企业应按国家可再生能源发电项目管理的有关规定，认真做好设计、用地、水资源、环保等有关前期准备工作，依法取得行政许可，未经许可不得擅自开工建设。

获得行政许可的项目，应在规定的期限内开工和建成发电。未经原项目许可部门同意，不得对项目进行转让、拍卖或变更投资方。

第十七条 可再生能源发电项目建设，应当严格执行国家基本建设项目管理的有关规定，落实环境保护、生态建设、水土保持等措施，加强施工管理，确保工程质量。

第十八条 发电企业应该安装合格的发电计量系统，并在每年的1月15日前将上年度的装机容量、发电量及上网电量上报省级人民政府能源主管部门。

## 第五章 附 则

第十九条 电网企业和发电企业发生争议，可以根据事由向国家发展和改革委员会或国家电力监管委员会申请调解，不接受调解的，可以通过民事诉讼裁处。

第二十条 不执行本规定造成企业和国家损失的，由国家发展和改革委员会或省级人民政府委托的审计事务所进行审查核定损失，按照核定的损失额赔偿损失。有关罚款办法另行制定。

第二十一条 本规定自发布之日起执行。

第二十二条 本规定由国家发展和改革委员会负责解释。

## 10.5 可再生能源发展专项资金管理暂行办法

财建(2006)237号

### 第一章 总 则

第一条 为了加强对可再生能源发展专项资金的管理，提高资金使用效益，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国预算法》等相关法律、法规，制定本办法。

第二条 本办法所称“可再生能源”是指《中华人民共和国可再生能源法》规定的风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

本办法所称“可再生能源发展专项资金”(以下简称发展专项资金)是指由国务院财政部门依法设立的，用于支持可再生能源开发利用的专项资金。

发展专项资金通过中央财政预算安排。

第三条 发展专项资金用于资助以下活动：

- (一) 可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；
- (二) 农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；
- (三) 偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设；
- (四) 可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
- (五) 促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

第四条 发展专项资金安排应遵循的原则：

- (一) 突出重点、兼顾一般；
- (二) 鼓励竞争、择优扶持；
- (三) 公开、公平、公正。

### 第二章 扶持重点

第五条 发展专项资金重点扶持潜力大、前景好的石油替代，建筑物供热、采暖和制冷，以及发电等可再生能源的开发利用。

第六条 石油替代可再生能源开发利用，重点是扶持发展生物乙醇燃料、生物柴油等。

生物乙醇燃料是指用甘蔗、木薯、甜高粱等制取的燃料乙醇。

生物柴油是指用油料作物、油料林木果实、油料水生植物等为原料制取的液体燃料。

第七条 建筑物供热、采暖和制冷可再生能源开发利用，重点扶持太阳能、地热能等在建筑物中的推广应用。

第八条 可再生能源发电重点扶持风能、太阳能、海洋能等发电的推广应用。

第九条 国务院财政部门根据全国可再生能源开发利用规划确定的其他扶持重点。

### 第三章 申报及审批

第十条 根据国民经济和社会发展的需要以及全国可再生能源开发利用规划，国务院可再生能源归口管理部门（以下简称国务院归口管理部门）负责会同国务院财政部门组织专家编制、发布年度专项资金申报指南。

第十一条 申请使用发展专项资金的单位或者个人，根据国家年度专项资金申报指南，向所在地可再生能源归口管理部门（以下简称地方归口管理部门）和地方财政部门分别进行申报。

可再生能源开发利用的科学技术研究项目，需要申请国家资金扶持的，通过“863”、“973”等国家科技计划（基金）渠道申请；农村沼气等农业领域的可再生能源开发利用项目，现已有资金渠道的，通过现行渠道申请支持。上述两类项目，不得在发展专项资金中重复申请。

第十二条 地方归口管理部门负责会同同级地方财政部门逐级向国务院归口管理部门和国务院财政部门进行申报。

第十三条 国务院归口管理部门会同国务院财政部门，根据申报情况，委托相关机构对申报材料进行评估或者组织专家进行评审。

对使用发展专项资金进行重点支持的项目，凡符合招标条件的，须实行公开招标。招标工作由国务院归口管理部门会同国务院财政部门参照国家招投标管理的有关规定组织实施。

第十四条 根据专家评审意见、招标结果，国务院归口管理部门负责提出资金安排建议，报送国务院财政部门审批。

国务院财政部门根据可再生能源发展规划和发展专项资金年度预算安排额度审

核、批复资金预算。

第十五条 各级财政部门按照规定程序办理发展专项资金划拨手续，及时、足额将专项资金拨付给项目承担单位或者个人。

第十六条 在执行过程中因特殊原因需要变更或者撤销的，项目承担单位或者个人按照申报程序报批。

#### 第四章 财务管理

第十七条 发展专项资金的使用方式包括：无偿资助和贷款贴息。

##### （一）无偿资助方式。

无偿资助方式主要用于盈利性弱、公益性强的项目。除标准制订等需由国家全额资助外，项目承担单位或者个人须提供与无偿资助资金等额以上的自有配套资金。

##### （二）贷款贴息方式。

贷款贴息方式主要用于列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目。在银行贷款到位、项目承担单位或者个人已支付利息的前提下，才可以安排贴息资金。

贴息资金根据实际到位银行贷款、合同约定利息率以及实际支付利息数额确定，贴息年限为 1-3 年，年贴息率最高不超过 3%。

第十八条 项目承担单位或者个人获得国家拨付的发展专项资金后，应当按国家有关规定进行财务处理。

第十九条 获得无偿资助的单位和个人，在以下范围内开支发展专项资金：

##### （一）人工费。

人工费是指直接从事项目工作人员的工资性费用。

项目工作人员所在单位有财政事业费拨款的，人工费由所在单位按照国家有关规定从事业费中足额支付给项目工作人员，并不得在项目经费中重复列支。

##### （二）设备费。

设备费是指购置项目实施所必需的专用设备、仪器等的费用。

设备费已由其他资金安排购置或者现有设备仪器能够满足项目工作需要的，不得在项目经费中重复列支。

##### （三）能源材料费。

能源材料费是指项目实施过程中直接耗用的原材料、燃料及动力、低值易耗品等支出。

(四) 租赁费。

租赁费是指租赁项目实施所必需的场地、设备、仪器等的费用。

(五) 鉴定验收费。

鉴定验收费是指项目实施过程中所必需的试验、鉴定、验收费用。

(六) 项目实施过程中其他必要的费用支出。

以上各项费用，国家有开支标准的，按照国家有关规定执行。

## 第五章 考核与监督

第二十条 国务院财政部门 and 国务院归口管理部门对发展专项资金的使用情况进行不定期检查。

第二十一条 项目承担单位或者个人按照国家有关规定将发展专项资金具体执行情况逐级上报国务院归口管理部门。

国务院归口管理部门对发展专项资金使用情况进行审核，编报年度发展专项资金决算，并在每年3月底前将上年度决算报国务院财政部门审批。

第二十二条 发展专项资金专款专用，任何单位或者个人不得截留、挪用。

对以虚报、冒领等手段骗取、截留、挪用发展专项资金的，除按国家有关规定给予行政处罚外，必须将已经拨付的发展专项资金全额收回上缴中央财政。

## 第六章 附 则

第二十三条 国务院归口管理部门依据本办法会同国务院财政部门制定有关具体管理办法。

第二十四条 本办法由国务院财政部门负责解释。

第二十五条 本办法自2006年5月30日起施行。

## 10.6 促进风电产业发展实施意见

发改能源（2006）2535号

风电是重要的可再生能源。加快风电发展，对于增加清洁能源供应、保护环境、实现可持续发展具有重要意义。近年来，我国风电技术逐渐成熟，建设步伐加快，产业规模逐步扩大，风电已成为能源发展的重要领域。但我国风电发展尚处于起步阶段，存在风能资源评价和规划工作滞后、风电产业体系不健全、技术创新能力不强、关键技术和装备依赖进口、风电场盲目建设等问题。按照《可再生能源法》的要求，中央财政将安排专项资金支持风能资源评价、规划编制、风电产业化体系建设等基础性工作。现研究制定了“十一五”时期促进风电产业发展的实施意见。

### 一、主要任务和目标

#### （一）主要任务

初步建立比较完善的风电产业化体系，为大规模发展风电打好基础。培育技术先进、具有自主知识产权和品牌的风电装备能力，建立具有技术研发、检测认证、试验测试等功能的技术及产业服务体系。加强风能资源评价和规划工作，建立满足长期可持续开发需要的风电项目储备，同时做好配套电网建设，实现风电资源有序开发利用。

#### （二）主要目标

到“十一五”期末，完成约5000万千瓦的风能资源详细测量、评价和建设规划；建立国家风电设备标准、检测认证体系和用于整机及关键零部件试验测试的公共技术平台；培育风电机组整机制造企业和关键零部件配套生产企业，逐步形成自主创新能力，研发生产具有自主知识产权和品牌的风力发电设备。风电总装机容量达到500万千瓦。

### 二、基本思路和原则

#### （一）基本思路

把风电作为可再生能源发展的重点，有序推进，规范发展。采取分两步走发展战略：第一步通过政策扶持，市场拉动，做好风能资源评价和规划工作，建立比较完善的风电产业化体系，提高风电设备自主化水平，实现风电自主化建设，为大规模发展风电打好基础；第二步以市场为主导，实现风电的大规模发展，提高风电在电力供应

中的比重，使风电成为重要的电力来源，并形成新的经济增长点。

## (二)基本原则

1、资源评价和规划先行。摸清风能资源；在风能资源详查的基础上，制定风电发展和电网配套建设规划，实现风能资源的有序开发利用。

2、坚持自主化建设。建立比较完善的风电产业化体系，培育具有自主知识产权和品牌的风电制造产业，实现风电自主化建设。

3、立足大规模发展。积极创造条件，着眼大规模开发利用，把风电作为增加清洁能源供应、保护环境的重要途径。

4、政策扶持和市场主导相结合。在风电发展初期，按照公共财政原则，支持风电产业体系建设，培育风电市场，为实现风电自我发展创造条件。

## 三、主要工作和安排

### (一)开展风能资源详查和评价工作

风能资源评价是发展风电的前提，对风电场选址、风电机组设计、电网规划与建设，以及风能资源管理都十分重要；为了进一步摸清我国风能资源及其分布，做好风电建设前期工作和项目储备，在现有风能资源普查工作的基础上，进一步开展全国风能资源详查和评价工作。主要工作内容包括：

1、根据已有的风能资源普查资料，在风能资源丰富区域内，选择部分具备条件的区域建立风能资源专业观测网。

2、利用风能资源数值模拟方法建立中尺度风能资源分布图谱(水平分辨率 1×1 千米，垂直分辨率 10 米)，提出详细的风能资源评价报告，建立全国风能资源数据库。

3、综合考虑各区域内风能资源、电网、气候、气象灾害、地质条件和交通等因素，完成风电场风能资源测量与评价工作，建立全国风电场工程项目数据库，以满足风电场宏观选址、工程规划和建设的需要。

以上工作由各省(自治区、直辖市)发展改革委、财政厅(局)会同气象局，提出拟开展风能资源测量与风电场工程评估的项目选址、资金预算及工作方案，委托中国气象局会同中国水电工程顾问集团公司汇总，并提出具体工作方案，由国家发展改革委和财政部审定后下达。

### (二)建立国家风电设备标准、检测认证体系

为保证风电产品质量，促进风电技术进步，保障风电产业健康发展和开拓国际市

场，要建立符合我国自然环境和资源条件的风电设备标准、检测和认证体系，并积极准备建立强制性认证制度。

工作内容包括：

1、综合考虑我国台风、沙尘、气温等气候特征及电网条件，制订我国的风电技术标准。

2、装备检测设备和专业软件，加强人员培训，提高我国风电设备检测和认证能力，形成与国际接轨的风电设备检测和认证体系。

3、以具备进行多种试验条件的风电场为依托，建立风电机组测试检测中心，为风电设备检测、认证和风电设备制造企业进行试验测试提供技术条件。

以上工作由国家标准委提出我国风电标准框架和标准研究制定的工作方案，由国家发展改革委同国家标准委下达标准编制任务。中国计量科学院鉴衡认证中心根据国家认监委的要求，提出国家风电设备检测和认证技术能力建设方案，由国家发展改革委、财政部审定后核准。

### (三)支持风电技术开发能力建设

为了加强风电技术研发能力，促进我国风电技术进步和产业化发展，支持风电技术开发能力建设。拟以技术开发能力较强的研究机构和企业为依托，建立国家风电机组整机及零部件技术研究开发中心，重点支持风电机组的整机及主要零部件的技术研发和试验设施建设。由各省(自治区、直辖市)发展改革委、财政厅，中国科学院、教育部、中国机械工业联合会等单位推荐，由国家发展改革委、财政部组织专家评审后择优选定。

### (四)支持风电设备产业化

为了加快我国风电装备制造业技术进步，提高产业化水平，支持风电机组整机及零部件制造企业采取自主创新、技术引进再创新、开放式自主创新等方式，形成拥有自主知识产权的风电装备能力，培育自主品牌。将择优培育若干风电机组整机制造企业和零部件制造企业，重点给拥有自主知识产权和品牌的兆瓦级以上风电企业的新产品研发、工艺改进和试验示范以适当资金补助。具体办法由财政部、国家发展改革委另行制定。

### (五)支持开展适应风电发展的电网规划和技术研究

风电的大规模建设要求具备与之配套的电网条件。做好相应的电网建设规划以及与风电特性相适应的电网运行技术研究，是风电发展不可缺少的基础性工作。为了满足风电大规模建设的需要，电网企业要开展与风电发展相适应的电网建设规划和与风

电特性相适应的风电接入电网技术研究和试验。由国家电网公司和南方电网公司组织有关单位开展风电配套电网规划和风电并网技术研究试验工作。

#### (六)加强风电场建设管理，有序开发利用风能资源

加强风电场建设管理，是确保风能资源合理、有序开发利用，防止盲目建设，实现风电健康发展的重要保障。要在开展风能资源详评的基础上，统筹考虑风能资源、电网、气象灾害、地质条件和交通状况，做好本地区风电发展规划工作，并按照国家风电发展规划和风能资源开发管理的有关规定，对风能资源开发和项目建设实行严格管理，做到科学有序发展，防止“一哄而起”、盲目建设。

促进风电产业发展工作是一项系统工程，各有关部门、各地区要按照本实施意见的要求，统一思想，加强领导，协同配合，扎实工作，把促进风电产业发展作为调整能源结构、保障能源安全、保护环境、应对气候变化的大事来抓，以实现我国风电产业的可持续发展。

## 10.7 可再生能源电价附加收入调配暂行办法

发改价格(2007)44号

第一条 为促进可再生能源发电产业的发展,保证可再生能源电价附加的合理分配,根据《中华人民共和国可再生能源法》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格[2006]7号),制定本办法。

第二条 本办法所称可再生能源发电是指风力发电、生物质能发电(包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电)、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。

本办法所称可再生能源附加是指为扶持可再生能源发展而在全中国销售电量上均摊的加价标准。

第三条 本办法适用于2006年1月1日之后核准的可再生能源发电项目(含接网工程)及公共可再生能源独立电力系统。

第四条 可再生能源电价附加调配遵循权责明确、管理规范、公开透明、操作简便的原则。

第五条 可再生能源电价附加标准、收取范围由国务院价格主管部门统一核定,并根据可再生能源发展的实际情况适时进行调整。可再生能源电价附加调配、平衡由国务院价格主管部门会同国务院电力监管机构监管。

第六条 可再生能源电价附加由省级电网企业(东北电网公司和华北电网公司视同省级电网企业,西藏自治区除外)按照国务院价格主管部门统一核定的标准和范围随电费向终端用户收取并归集,单独记账,专款专用。

第七条 省级电网企业应收取的可再生能源电价附加按以下公式计算,并作为电价附加调配的依据:

电价附加金额=电价附加×加价销售电量

加价销售电量=省级电网企业售电总量-农业生产电量

第八条 省级电网企业将收取的可再生能源电价附加计入本企业收入,首先用于支付本省(区、市)可再生能源电价补贴,差额部分进行配额交易、全国平衡。

第九条 可再生能源电价补贴包括可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分,以及可再生能源发电项目接网

费用等。其中：

(一)可再生能源发电项目补贴额： $(\text{可再生能源上网电价}-\text{当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价})\times\text{可再生能源发电上网电量}$

(二)公共可再生能源独立电力系统补贴额= $\text{公共可再生能源独立电力系统运行维护费用}-\text{当地省级电网平均销售电价}\times\text{公共可再生能源独立电力系统售电量}$

$\text{公共可再生能源独立电力系统运行维护费用}=\text{公共可再生能源独立电力系统经营成本}\times(1+\text{增值税率})$

(三)可再生能源发电项目接网费用是指专为可再生能源发电项目上网而发生的输变电投资和运行维护费用。接网费用标准按线路长度制定：50公里以内为每千瓦时1分钱，50-100公里为每千瓦时2分钱，100公里及以上为每千瓦时3分钱。

第十条 对风力、太阳能、地热能、海洋能发电企业和不掺烧其他燃料的生物质能发电企业，省级电网企业按其实际上网电量及国务院价格主管部门核准的上网电价与发电企业结算电费；对掺烧其他燃料的生物质能发电企业，省级电网企业按国务院价格主管部门核准的上网电量和上网电价与发电企业结算电费；可再生能源发电项目接网工程，按可再生能源发电企业上网电量和规定的接网费用标准给予补贴；公共可再生能源独立电力系统，按省级价格主管部门核定的补贴标准给予补贴。

第十一条 电网企业按照与发电企业购售电合同规定的时间，按月结算电费和补贴。

第十二条 省级电网企业收取的可再生能源电价附加，扣除本省电网企业可再生能源发电项目接网费用后，计入省级电网企业当期购电成本，并列应付可再生能源购电费。

第十三条 省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额小于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，差额部分作为可再生能源电价附加配额对外出售。省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额大于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，余额用于购买可再生能源电价附加配额。

第十四条 每月20日前，可再生能源发电企业、省级电网企业和公共可再生能源独立电力系统经营企业要分别向所在地省级价格主管部门和电力监管机构(所在省未设立电力监管机构的，报所在区域电力监管机构)报送上一月度可再生能源上网电量、上网电价和电费结算情况，省级电网企业要同时上报可再生能源电价附加收支情况和配额交易情况。各省级价格主管部门、区域电力监管机构统计汇总后，于每月底前分别报送国务院价格主管部门和国务院电力监管机构。

第十五条 国务院价格主管部门统计审核各省级电网企业上一月度可再生能源

电价附加余缺后，对收取的可再生能源电价附加不足以支付本省可再生能源电价附加补贴的省级电网企业，按照短缺资金金额颁发同额度的可再生能源电价附加配额证，同时制定和下达配额交易方案。为方便交易，可以对每个电网企业在本省资金总额度内开具多张电价附加配额证。

各省级电网企业可再生能源电价附加金额的余缺逐期滚存。可再生能源附加总额不足时，按收取额占应付额的比例开具电价附加配额证，累计不足部分在次年电价附加中解决。

第十六条 电价附加配额交易每月进行一次，省级电网企业根据配额交易方案，在配额交易方案下达后 10 日内完成配额交易，在配额交易完成后 5 日内结清补贴。持有可再生能源电价附加配额证的省级电网企业向其他省级电网企业出售配额证，出售收入计入电网企业销售收入。

第十七条 可再生能源发电企业与省级电网企业应当参照国家电监会等部门颁发的《并网调度协议(示范文本)》和《购售电合同(示范文本)》，及时签署并网调度协议和购售电合同。省级电网企业应当依法按批准的可再生能源上网电价，全额收购其服务范围内可再生能源并网发电项目的上网电量。

第十八条 省级电网企业、可再生能源发电企业及公共可再生能源独立电力系统经营企业，必须真实、完整地记载和保存可再生能源发电上网交易电量、价格、电费结算情况、接网费用以及公共可再生能源独立电力系统实际运行成本费用等资料，不得虚报可再生能源电量及独立电力系统运行维护费，并接受政府价格主管部门和电力监管机构的监督检查。

第十九条 对违反本办法第十条、第十七条规定，不执行政府定价的价格违法行为，由政府价格主管部门、电力监管机构依法进行监督检查，并由政府价格主管部门依法没收违法所得，可以并处罚款。

第二十条 对违反本办法第十一条、第十四条、第十六条、第十八条规定，提供虚假可再生能源发电量、公共可再生能源独立电力系统运行维护费及售电量的，由政府价格主管部门、电力监管机构在各自职责范围内，依据《价格法》、《可再生能源法》、《电力监管条例》、《价格违法行为行政处罚规定》等法律法规，责令改正，给予警告；逾期不改正的，可处以罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，给予纪律处分。

第二十一条 自备电厂负担可再生能源加价义务及加价收入调配办法另行规定。

第二十二条 本办法由国家发展和改革委员会负责解释。

第二十三条 本办法自下发之日起实施。

## 10.8 国家发展改革委、财政部关于加强生物燃料乙醇项目建设管理， 促进产业健康发展的通知

发改工业 [2006] 2842 号

各省、自治区、直辖市，计划单列市发展改革委、经贸委（经委），财政厅（局）：

我国以生物燃料乙醇为代表的生物能源发展已开展 5 年，作为“十五”十大重点工程之一，生物燃料乙醇产业发展取得了阶段性成果。截止今年一季度，在有关方面的共同努力下，黑龙江、吉林、辽宁、河南、安徽 5 省及湖北、河北、山东、江苏部分地区已基本实现车用乙醇汽油替代普通无铅汽油，圆满实现了“十五”期间推广生物乙醇汽油的既定目标。我国已成为世界上继巴西、美国之后第三大生物燃料乙醇生产国和应用国。

近年来，随着国际原油价格的持续攀升和资源的日渐趋紧，石油供给压力空前增大，生物质产业的经济性和环保意义日渐显现，产业发展的内在动力不断增强，积极稳步全面推进和发展生物能源产业的条件和时机日趋成熟。同时，由于全球燃料乙醇需求不断扩大，造成我国乙醇供应趋紧，价格上涨。今年以来，各地积极要求发展生物燃料乙醇产业，建设燃料乙醇项目的热情空前高涨，一些地区存在着产业过热倾向和盲目发展势头。目前，以生物燃料乙醇或非粮生物液体燃料等名目提出的意向建设生产能力已超过千万吨，生物燃料乙醇产业正处在一个关键的发展时期。为加强生物燃料乙醇项目建设管理，促进产业健康发展，现将有关事项通知如下：

### 一、按照系统工程的要求统筹规划

发展生物燃料乙醇作为国家的一项战略性举措，政策性强，难度大，与市场发育关系紧密，涉及原料供应、乙醇生产、乙醇与组分油混配、储运和流通及相关配套政策、标准、法规的制定等各个方面，业务跨多个部门，是一项复杂的系统工程。因此，必须按照系统工程的思路，制定总体规划与实施方案。

从国家战略意义出发，根据可持续发展的内在要求，认真分析本地区的基础和优势，找准产业定位。结合土地资源状况，研究分析原料供需总量和区域分布，围绕产业经济性和目标市场，因地制宜确定产业发展的指导思想、发展目标、项目布局原则和乙醇汽油的混配、储运、销售和使用实施方案，以及配套政策、法规工作等。从战略上统一筹划并正确引导生物燃料乙醇产业发展，特别注意市场是否落实，避免盲

目发展。

## 二、严格市场准入标准与政策

“十一五”总体思路是积极培育石油替代市场，促进产业发展；根据市场发育情况，扩大发展规模；确定合理布局，严格市场准入；依托主导力量，提高发展质量；稳定政策支持，加强市场监管。其基本原则：

(一) 因地制宜，非粮为主。重点支持以薯类、甜高粱及纤维资源等非粮原料产业发展；

(二) 能源替代，能化并举。生物能源与生物化工相结合，长产业链，高附加值，提高资源开发利用水平，加快石油基向生物基产业的转型；

(三) 自主创新，节能降耗。努力提高产业经济性和竞争力，促进纤维素乙醇产业化；

(四) 清洁生产，循环经济。通过“吃干榨尽”综合利用，减少废物排放；

(五) 合理布局，留有余地。燃料乙醇生产规模要留有一定富余能力，保障市场供应。已有部分地市推广的省份率先改为全省封闭；

(六) 统一规划，业主招标。通过公平竞争，择优选拔投资主体，防止一哄而上；

(七) 政策支持，市场推动。强化地方政府立法，依法行政。同时，积极发挥市场优化资源配置的基础作用，促进产业健康发展。

## 三、严格项目建设管理与核准

“十一五”期间，国家继续实行生物燃料乙醇“定点生产，定向流通，市场开放，公平竞争”相关政策。生物燃料乙醇项目实行核准制，其建设项目必须经国家投资主管部门商财政部门核准。在国务院批准实施《生物燃料乙醇及车用乙醇汽油“十一五”发展专项规划》前，除按规定程序核准启动广西木薯乙醇一期工程试点外，任何地区无论是以非粮原料还是其它原料的燃料乙醇项目核准和建设一律要报国家审定。非粮示范也要按照有关规定执行。凡违规审批和擅自开工建设的，不得享受燃料乙醇财政税收优惠政策，造成的经济损失将依据相关规定追究有关单位的责任。非定点企业生产和供应燃料乙醇的，以及燃料乙醇定点企业未经国家批准，擅自扩大生产规模，擅自购买定点外企业乙醇的行为，一律不给予财政补贴，有关职能部门将依据相关规定予以处罚。银行部门审批贷款要充分考虑市场是否落实的风险。

#### 四、强化组织领导和完善工作体系

为保证燃料乙醇试点推广工作的顺利实施，根据国务院领导批示精神和要求，“十五”期间，中央和试点地区均成立了组织领导机构，确保了试点工作稳步推进。这是集中力量办大事的成功经验，也是今后生物燃料乙醇产业发展应积极借鉴的。国家发展改革委将会同财政部继续发挥体制优势，进一步调整和完善现有组织领导机构，增加相关部门为领导小组成员单位。各地区可根据本省实际与条件，建立相应的组织机构，以加强产业发展的领导与协调。

请各级发展改革部门和财政厅局按照通知精神，结合本地区实际，认真做好生物能源产业发展工作。目前，试点评估业已完成，生物燃料乙醇“十一五”发展专项规划正在抓紧编制，国家发展改革委、财政部将适时召开工作会议，加快推进。

## 10.9 成品油市场管理办法

商务部令 2006 年第 23 号

### 第一章 总则

第一条 为加强成品油市场监督管理，规范成品油经营行为，维护成品油市场秩序，保护成品油经营者和消费者的合法权益，根据《国务院对确需保留的行政审批项目设定行政许可的决定》( 国务院令 第 412 号 ) 和有关法律、行政法规，制定本办法。

第二条 在中华人民共和国境内从事成品油批发、零售、仓储经营活动，应当遵守有关法律法规和本办法。

第三条 国家对成品油经营实行许可制度。

商务部负责起草成品油市场管理的法律法规，拟定部门规章并组织实施，依法对全国成品油市场进行监督管理。

省、自治区、直辖市及计划单列市人民政府商务主管部门( 以下简称省级人民政府商务主管部门 ) 负责制定本辖区内加油站和仓储行业发展规划，组织协调本辖区内成品油经营活动的监督管理。

第四条 本办法所称成品油是指汽油、煤油、柴油及其他符合国家产品质量标准、具有相同用途的乙醇汽油和生物柴油等替代燃料。

### 第二章 成品油经营许可的申请与受理

第五条 申请从事成品油批发、仓储经营资格的企业，应当向所在地省级人民政府商务主管部门提出申请，省级人民政府商务主管部门审查后，将初步审查意见及申请材料上报商务部，由商务部决定是否给予成品油批发、仓储经营许可。

第六条 申请从事成品油零售经营资格的企业，应当向所在地市级( 设区的市，下同 ) 人民政府商务主管部门提出申请。地市级人民政府商务主管部门审查后，将初步审查意见及申请材料报省级人民政府商务主管部门。由省级人民政府商务主管部门决定是否给予成品油零售经营许可。

第七条 申请成品油批发经营资格的企业，应当具备下列条件：

( 一 ) 具有长期、稳定的成品油供应渠道：

1. 拥有符合国家产业政策、原油一次加工能力 100 万吨以上、符合国家产品质量标准的汽油和柴油年生产量在 50 万吨以上的炼油企业，或者

2.具有成品油进口经营资格的进口企业，或者

3.与具有成品油批发经营资格且成品油年经营量在 20 万吨以上的企业签订 1 年以上的与其经营规模相适应的成品油供油协议，或者

4.与成品油年进口量在 10 万吨以上的进口企业签订 1 年以上的与其经营规模相适应的成品油供油协议；

(二)申请主体应具有中国企业法人资格，且注册资本不低于 3000 万元人民币；

(三)申请主体是中国企业法人分支机构的，其法人应具有成品油批发经营资格；

(四)拥有库容不低于 10000 立方米的成品油油库，油库建设符合城乡规划、油库布局规划；并通过国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门的验收；

(五)拥有接卸成品油的输送管道或铁路专用线或公路运输车辆或 1 万吨以上的成品油水运码头等设施。

第八条 申请成品油零售经营资格的企业，应当具备下列条件：

(一)符合当地加油站行业发展规划和相关技术规范要求；

(二)具有长期、稳定的成品油供应渠道，与具有成品油批发经营资格的企业签订 3 年以上的与其经营规模相适应的成品油供油协议；

(三)加油站的设计、施工符合相应的国家标准，并通过国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门的验收；

(四)具有成品油检验、计量、储运、消防、安全生产等专业技术人员；

(五)从事船用成品油供应经营的水上加油站(船)和岸基加油站(点)，除符合上述规定外，还应当符合港口、水上交通安全和防止水域污染等有关规定；

(六)面向农村、只销售柴油的加油点，省级人民政府商务主管部门可根据本办法规定具体的设立条件。

第九条 申请成品油仓储经营资格的企业，应当具备下列条件：

(一)拥有库容不低于 10000 立方米的成品油油库，油库建设符合城乡规划、油库布局规划；并通过国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门的验收；

(二)申请主体应具有中国企业法人资格，且注册资本不低于 1000 万元人民币；

(三)拥有接卸成品油的输送管道或铁路专用线或公路运输车辆或 1 万吨以上的成品油水运码头等设施；

(四) 申请主体是中国企业法人分支机构的,其法人应具有成品油仓储经营资格。

第十条 设立外商投资成品油经营企业,应当遵守本办法及国家有关政策、外商投资法律、法规、规章的规定。

同一外国投资者在中国境内从事成品油零售经营超过 30 座及以上加油站的(含投资建设加油站、控股和租赁站),销售来自多个供应商的不同种类和品牌的成品油的,不允许外方控股。

第十一条 申请成品油经营资格的企业,应当提交下列文件:

(一) 申请文件;

(二) 油库、加油站(点)及其配套设施的产权证明文件;国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门核发的油库、加油站(点)及其他设施的批准证书及验收合格文件;

(三) 工商部门核发的《企业法人营业执照》或《企业名称预先核准通知书》;

(四) 安全监管部門核发的《危险化学品经营许可证》;

(五) 外商投资企业还应提交《中华人民共和国外商投资企业批准证书》;

(六) 审核机关要求的其他文件。

第十二条 申请成品油批发经营资格的企业,除提交本办法第十一条规定的文件外,还应当提供具有长期、稳定成品油供应渠道的法律文件及相关材料。

第十三条 申请从事成品油零售经营资格的企业,除提交本办法第十一条规定的文件外,还应当提交具有长期、稳定成品油供应渠道的法律文件及相关材料以及省级人民政府商务主管部门核发的加油站(点)规划确认文件。

通过招标、拍卖、挂牌方式取得加油站(点)土地使用权的,还应提供省级人民政府商务主管部门同意申请人投标或竞买的预核准文件及国土资源部门核发的国有土地使用权拍卖(招标、挂牌)《成交确认书》。

水上加油站(船)还需提供水域监管部门签署的《加油船经营条件审核意见书》。

第十四条 申请从事成品油仓储经营资格的企业,除提交本办法第十一条规定的文件外,还应当提交省级人民政府商务主管部门核发的油库规划确认文件。

通过招标、拍卖、挂牌方式取得油库土地使用权的,还应提供省级人民政府商务主管部门出具的同意申请人投标或竞买的预核准文件及国土资源部门核发的国有土地使用权拍卖(招标、挂牌)《成交确认书》。

第十五条 商务主管部门应当在办公场所公示成品油经营许可申请的条件、程

序、期限以及需提交的材料目录和申请书规范文本。

第十六条 接受申请的商务主管部门认为申请材料不齐全或者不符合规定的，应当在收到申请之日起5个工作日内一次告知申请人所需补正的全部内容。逾期不告知的，自收到申请材料之日起即为受理。

第十七条 商务主管部门在申请人申请材料齐全、符合法定形式，或者申请人按照要求提交全部补正申请材料时，应当受理成品油经营许可申请。

商务主管部门受理成品油经营许可申请，应当出具加盖本行政机关专用印章和注明日期的书面凭证。

不受理成品油经营许可申请，应当出具加盖本行政机关专用印章、说明不受理理由和注明日期的书面凭证，并告知申请人享有依法申请行政复议或者提起行政诉讼的权利。

第十八条 受理申请的商务主管部门应当对申请人提交的材料认真审核，提出处理意见。需报上级商务主管部门审核的，将初步审查意见及申请材料报上级商务主管部门。

### 第三章 成品油经营许可审查的程序与期限

第十九条 省级人民政府商务主管部门收到成品油批发、仓储经营资格申请后，应当在20个工作日内完成审查，并将初步审查意见及申请材料上报商务部。

商务部自收到省级人民政府商务主管部门上报的材料之日起，20个工作日内完成审核。对符合本办法第七条规定条件的，应当给予成品油批发经营许可，并颁发《成品油批发经营批准证书》；对符合本办法第九条规定条件的，应当给予成品油仓储经营许可，并颁发《成品油仓储经营批准证书》；对不符合条件的，将不予许可的决定及理由书面通知申请人。

第二十条 地市级人民政府商务主管部门收到成品油零售经营资格申请后，应当在20个工作日内完成审查，并将初步审查意见及申请材料上报省级人民政府商务主管部门。

省级人民政府商务主管部门自收到地市级人民政府商务主管部门上报的材料之日起，20个工作日内完成审核。对符合本办法第八条规定条件的，应当给予成品油零售经营许可，并颁发《成品油零售经营批准证书》；对不符合条件的，将不予许可的决定及理由书面通知申请人。

第二十一条 成品油批发、仓储经营企业进行新建、迁建、扩建油库等仓储设施，

须符合城乡规划、油库布局规划，在取得省级人民政府商务主管部门核发的油库规划确认文件，并办理相关部门验收手续后，报商务部备案。

成品油零售经营企业迁建、扩建加油站（点）等设施，须符合城乡规划、加油站行业发展规划，在取得省级人民政府商务主管部门核发的加油站（点）规划确认文件，并办理相关部门验收手续后，报省级人民政府商务主管部门备案。

第二十二條 采取国有土地使用权招标、拍卖、挂牌等方式确定经营单位的新建加油站项目，招标方、拍卖委托人等单位应取得所在地省级人民政府商务主管部门关于招标、拍卖标的物的规划确认文件，方可组织招标、拍卖活动；投标申请人和竞买人应当经省级人民政府商务主管部门同意并取得预核准文件后，方可参加投标、竞买。

第二十三條 外商投资企业设立、增加经营范围或外商并购境内企业涉及成品油经营业务的，应当向省级人民政府商务主管部门提出申请，省级人民政府商务主管部门应当自收到全部申请文件之日起1个月内完成审查，并将初步审查意见及申请材料上报商务部，商务部在收到全部申请文件之日起3个月内作出是否批准的决定。

外商投资企业经商务部核准设立、并购或增加经营范围后，按本办法有关规定申请成品油经营资格。

第二十四條 省级人民政府商务主管部门应当将成品油零售经营企业的批复文件，于10个工作日内报商务部备案，同时将成品油零售经营企业基本情况纳入成品油市场管理信息系统企业数据库。

第二十五條 对申请人提出的成品油经营许可申请，接受申请的商务主管部门认为需要举行听证的，应当向社会公告并举行听证。

第二十六條 成品油经营企业设立经营成品油的分支机构，应按照本办法规定，另行办理申请手续。

#### 第四章 成品油经营批准证书的颁发与变更

第二十七條 成品油经营批准证书由商务部统一印制。《成品油批发经营批准证书》、《成品油仓储经营批准证书》由商务部颁发；《成品油零售经营批准证书》由省级人民政府商务主管部门颁发。

第二十八條 成品油批发、仓储经营企业要求变更《成品油批发经营批准证书》或《成品油仓储经营批准证书》事项的，向省级人民政府商务主管部门提出申请。省级人民政府商务主管部门初审合格后，报请商务部审核。对具备继续从事成品油批发或仓储经营条件的，由商务部换发变更的《成品油批发经营批准证书》或《成品油仓

储经营批准证书》。

成品油零售经营企业要求变更《成品油零售经营批准证书》事项的，向地市级人民政府商务主管部门提出申请，经地市级人民政府商务主管部门初审合格后，报省级人民政府商务主管部门审核。对具备继续从事成品油零售经营条件的，由省级人民政府商务主管部门换发变更的《成品油零售经营批准证书》。

第二十九条 成品油经营企业要求变更成品油经营批准证书有关事项的，应向申请部门提交下列文件：

经营单位投资主体未发生变化的，属企业名称变更的，应当提供工商行政管理部门出具的《企业名称预先核准通知书》或船舶管理部门的船舶名称变更证明；属法定代表人变更的，应附任职证明和新的法定代表人身份证明；不涉及油库和加油站迁移的经营地址变更，应提供经营场所合法使用权证明。

经营单位投资主体发生变化的，原经营单位应办理相应经营资格的注销手续，新经营单位应重新申办成品油经营资格。

## 第五章 监督管理

第三十条 各级人民政府商务主管部门应当加强对本辖区成品油市场的监督检查，及时对成品油经营企业的违法违规行为进行查处。

第三十一条 省级人民政府商务主管部门应当依据本办法，每年组织有关部门对从事成品油经营的企业进行成品油经营资格年度检查，并将检查结果报商务部。

年度检查中不合格的成品油经营企业，商务部及省级人民政府商务主管部门应当责令其限期整改；经整改仍不合格的企业，由发证机关撤销其成品油经营资格。

第三十二条 成品油经营企业年度检查的主要内容是：

- (一) 成品油供油协议的签订、执行情况；
- (二) 上年度企业成品油经营状况；
- (三) 成品油经营企业及其基础设施是否符合本办法及有关技术规范要求；
- (四) 质量、计量、消防、安全、环保等方面情况。

第三十三条 成品油经营企业歇业或终止经营的，应当到发证机关办理经营资格暂停或注销手续。成品油批发和仓储企业停歇业不应超过 18 个月，成品油零售经营企业停歇业不应超过 6 个月。无故不办理停歇业手续或停歇业超过规定期限的，由发证机关撤销其成品油经营许可，注销成品油经营批准证书，并通知有关部门。

对因城市规划调整、道路拓宽等原因需拆迁的成品油零售企业，经企业所在地省级人民政府商务主管部门同意，可适当延长歇业时间。

第三十四条 各级人民政府商务主管部门实施成品油经营许可及市场监督管理，不得收取费用。

第三十五条 商务部和省级人民政府商务主管部门应当将取得成品油经营资格的企业名单以及变更、撤销情况进行公示。

第三十六条 成品油经营批准证书不得伪造、涂改，不得买卖、出租、转借或者以任何其他形式转让。

已变更或注销的成品油经营批准证书应交回发证机关，其他任何单位和个人不得私自收存。

第三十七条 成品油专项用户的专项用油，应当按照国家规定的用量、用项及供应范围使用，不得对系统外销售。

第三十八条 成品油经营企业应当依法经营，禁止下列行为：

- (一) 无证无照、证照不符或超范围经营；
- (二) 加油站不使用加油机等计量器具加油或不按照规定使用税控装置；
- (三) 使用未经检定或超过检定周期或不符合防爆要求的加油机，擅自改动加油机或利用其他手段克扣油量；
- (四) 掺杂掺假、以假充真、以次充好；
- (五) 销售国家明令淘汰或质量不合格的成品油；
- (六) 经营走私或非法炼制的成品油；
- (七) 违反国家价格法律、法规，哄抬油价或低价倾销；
- (八) 国家法律法规禁止的其他经营行为。

第三十九条 成品油零售企业应当从具有成品油批发经营资格的企业购进成品油。

成品油零售企业不得为不具有成品油批发经营资格的企业代销成品油。

成品油仓储企业为其他单位代储成品油，应当验证成品油的合法来源及委托人的合法证明。

成品油批发企业不得向不具有成品油经营资格的企业销售用于经营用途的成品油。

第四十条 有下列情况之一的，作出成品油经营许可决定的商务主管部门或者上

一级商务主管部门，根据利害关系人的请求或依据职权，应当撤销成品油经营许可决定：

- (一) 对不具备资格或者不符合法定条件的申请人作出准予许可决定的；
- (二) 超越法定职权作出准予许可决定的；
- (三) 成品油经营企业不再具备本办法第七条、第八条、第九条相应规定条件的；
- (四) 未参加或未通过年检的；
- (五) 以欺骗、贿赂等不正当手段取得经营许可的；
- (六) 隐瞒有关情况、提供虚假材料或者拒绝提供反映其经营活动真实材料的；
- (七) 依法应当撤销行政许可的其他情形。

## 第六章 法律责任

第四十一条 商务主管部门及其工作人员违反本办法规定，有下列情形之一的，由其上级行政机关或监察机关责令改正；情节严重的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员给予行政处分：

- (一) 对符合法定条件的申请不予受理的；
- (二) 未向申请人说明不予受理申请或者不予许可理由的；
- (三) 对不符合条件的申请者予以许可或者超越法定职权作出许可的；
- (四) 对符合法定条件的申请者不予批准或无正当理由不在法定期限内作出批准决定的；
- (五) 不依法履行监督职责或监督不力，造成严重后果的。

第四十二条 商务主管部门在实施成品油经营许可过程中，擅自收费的，由其上级行政机关或监察机关责令退还非法收取的费用，并对主管人员和直接责任人员给予行政处分。

第四十三条 成品油经营企业有下列行为之一的，法律、法规有具体规定的，从其规定；如法律、法规未做规定的，由所在地县级以上人民政府商务主管部门视情节依法给予警告、责令停业整顿、处违法所得3倍以下或30000元以下罚款处罚：

- (一) 涂改、倒卖、出租、出借或者以其他形式非法转让成品油经营批准证书的；
- (二) 成品油专项用户违反规定，擅自将专项用油对系统外销售的；
- (三) 违反本办法规定的条件和程序，未经许可擅自新建、迁建和扩建加油站或

油库的；

(四) 采取掺杂掺假、以假充真、以次充好或者以不合格产品冒充合格产品等手段销售成品油，或者销售国家明令淘汰并禁止销售的成品油的；

(五) 销售走私成品油的；

(六) 擅自改动加油机或利用其他手段克扣油量的；

(七) 成品油批发企业向不具有成品油经营资格的企业销售用于经营用途成品油的；

(八) 成品油零售企业从不具有成品油批发经营资格的企业购进成品油的；

(九) 超越经营范围进行经营活动的；

(十) 违反有关技术规范要求的；

(十一) 法律、法规、规章规定的其他违法行为。

第四十四条 企业申请从事成品油经营有下列行为之一的，商务主管部门应当作出不予受理或者不予许可的决定，并给予警告；申请人在一年内不得为同一事项再次申请成品油经营许可。

(一) 隐瞒真实情况的；

(二) 提供虚假材料的；

(三) 违反有关政策和申请程序，情节严重的。

第四十五条 已取得省级以上商务主管部门颁发的成品油经营批准证书但尚不符合本办法第七条、第八条、第九条规定条件的企业，成品油批发和仓储企业应于本办法公布实施之日起 18 个月内、成品油零售企业应于 6 个月内进行整改；对于期满尚不符合条件的成品油经营企业，由行政许可机关撤销成品油经营许可，注销成品油经营批准证书。

## 第七章 附则

第四十六条 本办法颁布前，原有经依法批准的、符合国家政策的炼油企业按本办法规定申领《成品油批发经营批准证书》。

第四十七条 本办法由商务部负责解释。

第四十八条 本办法自 2007 年 1 月 1 日起施行，《成品油市场管理暂行办法》同时废止。

## 10.10 商务部原油市场管理办法

商务部令 2006 年第 24 号

### 第一章 总则

第一条 为加强原油市场监督管理，规范原油经营行为，维护原油市场秩序，保护原油经营企业和消费者的合法权益，根据《国务院对确需保留的行政审批项目设定行政许可的决定》（国务院令 412 号）和有关法律、行政法规，制定本办法。

第二条 在中华人民共和国境内从事原油经营活动的，应当遵守有关法律法规和本办法。

本办法所称原油经营企业是指从事原油销售和仓储活动的企业。

第三条 国家对原油经营活动实行许可制度。

商务部负责起草原油市场管理的法律法规，拟定部门规章并组织实施，依法对全国原油市场进行监督管理。各级人民政府商务主管部门依据本办法和相关法律法规负责组织协调本辖区内原油经营活动的监督管理。

第四条 本办法所称原油是指在中华人民共和国领域及管辖海域开采生产的原油和进口原油。

### 第二章 原油经营许可的申请与受理

第五条 申请原油销售、仓储经营资格的企业，应当向所在地省级人民政府商务主管部门提出申请，省级人民政府商务主管部门审查后，将初步审查意见及申请材料上报商务部，由商务部决定是否给予原油销售、仓储许可。

第六条 申请原油销售资格的企业，应当具备下列条件：

- （一）申请主体应具有中国企业法人资格，注册资本不低于 1 亿元人民币；
- （二）具有长期、稳定的原油供应渠道：
  - 1、经国务院批准取得《石油采矿许可证》并有实际产量的原油开采企业，或者
  - 2、具有原油进口经营资格且年进口量在 50 万吨以上的进口企业，或者
  - 3、与符合本款 1、2 项要求的企业签订 1 年以上的与经营规模相适应的原油供应协议；
- （三）具有长期、稳定、合法的原油销售渠道；

(四) 拥有库容不低于 20 万立方米的原油油库，油库建设符合当地城乡规划、油库布局规划；并通过国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门的验收。

第七条 申请原油仓储资格的企业，应当具备下列条件：

(一) 申请主体应具有中国企业法人资格，注册资本不低于 5000 万元人民币；

(二) 拥有库容不低于 50 万立方米的原油油库，油库建设符合当地城乡规划、油库布局规划；并通过国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门的验收；

(三) 具备接卸原油的输送管道或铁路专用线或不低于 5 万吨的原油水运码头等设施。

第八条 设立外商投资原油经营企业，应当遵守本办法及国家有关政策、外商投资法律、法规、规章的规定。

第九条 申请原油销售资格的企业，应当报送下列文件：

(一) 申请文件；

(二) 长期、稳定原油供应渠道的法律文件及相关材料；

(三) 长期、稳定、合法原油销售渠道的法律文件及相关材料；

(四) 原油油库及其配套设施的产权证明文件；国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门核发的油库及其他设施的批准证书及验收合格文件；

(五) 工商部门核发的《企业法人营业执照》或《企业名称预先核准通知书》；

(六) 安全监管部門核发的《危险化学品经营许可证》；

(七) 外商投资企业还应提供《中华人民共和国外商投资企业批准证书》；

(八) 审核机关要求的其他文件。

第十条 申请原油仓储资格的企业，应当报送下列文件：

(一) 申请文件；

(二) 原油油库及其配套设施的产权证明文件；国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等部门核发的油库及其他设施的批准证书及验收合格文件；

(三) 接卸原油的输送管道或铁路专用线或不低于 5 万吨的原油水运码头等设施的产权证明文件；

- (四) 工商部门核发的《企业法人营业执照》或《企业名称预先核准通知书》;
- (五) 安全监管部門核发的《危险化学品经营许可证》;
- (六) 外商投资企业还应提供《中华人民共和国外商投资企业批准证书》;
- (七) 审核机关要求的其他文件。

第十一条 省级以上商务主管部门应当在办公场所公示原油销售、仓储许可申请的条件、程序、期限以及需提交的材料目录和申请书规范文本。

第十二条 接受申请的省级人民政府商务主管部门认为申请材料不齐全或者不符合规定的,应当在收到申请之日起5个工作日内一次告知申请人所需补正的全部内容。逾期不告知的,自收到申请材料之日起即为受理。

第十三条 省级人民政府商务主管部门在申请人材料齐全、符合规定形式,以及申请人按照要求提交全部补正申请材料时,应当受理申请。

省级人民政府商务主管部门受理许可申请,应当出具加盖本行政机关专用印章和注明日期的书面凭证。不受理许可申请,应当出具加盖本行政机关专用印章、说明不受理理由和注明日期的书面凭证,并告知申请人享有依法申请行政复议或者提出行政诉讼的权利。

### 第三章 原油销售、仓储许可审查的程序与期限

第十四条 省级人民政府商务主管部门在收到申请人上报的原油销售、仓储经营资格申请后,应当在20个工作日内完成审查,并将初步审查意见和申请材料上报商务部。

第十五条 商务部自收到省级人民政府商务主管部门上报的企业原油经营资格申请材料之日起,20个工作日内完成审核。对符合本办法第六条规定条件的,应当给予原油销售许可,并颁发《原油销售经营批准证书》;对符合本办法第七条规定条件的,应当给予原油仓储许可,并颁发《原油仓储经营批准证书》。对不符合条件的,将不予许可的决定及理由书面通知申请人,并告知申请人享有依法申请行政复议或提出行政诉讼的权利。

企业凭商务部核发的《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》到工商行政管理、税务部门办理登记手续。

第十六条 原油经营企业新建、迁建、扩建仓储设施的,须在办理国土资源、规划建设、安全监管、公安消防、环境保护、气象、质检等验收手续后,报商务部备案。

第十七条 外商投资企业设立、变更经营范围或外商并购境内企业涉及原油经营业务的，应当向省级人民政府商务主管部门提出申请，省级人民政府商务主管部门应当自收到全部申请文件之日起 1 个月内完成审查，并将初步审查意见及申请材料上报商务部，商务部在收到全部申请文件之日起 3 个月内作出是否批准的决定。

#### 第四章 原油销售、仓储批准证书的颁发与变更

第十八条 《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》由商务部统一负责印制、颁发。

第十九条 原油经营企业要求变更《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》事项的，应向省级人民政府商务主管部门提出申请。省级人民政府商务主管部门应当进行初审，并将初审意见及申请材料报商务部。

具备继续从事原油经营条件的，由商务部换发变更的《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》。

第二十条 原油经营企业要求变更《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》事项的，应提交下列文件：

(一) 企业名称变更的，应当提供工商行政管理部门出具的《企业名称预先核准通知书》；

(二) 法定代表人变更的，应附任职证明和新的法定代表人身份证明；

(三) 不涉及储运设施迁移的经营地址变更，应提供经营场所合法使用权证明；

(四) 经营单位投资主体发生变化的，原有经营单位应办理相应经营资格注销手续，新的经营单位应重新申办相应资格。

#### 第五章 监督管理

第二十一条 各级人民政府商务主管部门应当加强对本辖区原油市场的监督检查，对原油经营企业的违法违规行为进行查处。

第二十二条 省级人民政府商务主管部门应当依据本办法，每年组织对具有原油经营资格的企业进行检查，并将检查结果报商务部。

年度检查中不合格的原油经营企业，商务部应当责令其限期整改；经整改仍不合格的，撤销其原油经营资格。

第二十三条 原油销售企业年度检查的主要内容是：

- (一) 企业上年度原油经营状况；
- (二) 原油供油及销售协议的签订、执行情况；
- (三) 原油销售企业及其配套设施是否符合本办法及有关技术规范要求；
- (四) 企业消防、安全、环保等方面情况。

第二十四条 原油仓储企业年度检查的主要内容是：

- (一) 企业上年度原油仓储经营状况；
- (二) 原油仓储企业及其配套设施是否符合本办法及有关技术规范要求；
- (三) 企业消防、安全、环保等方面情况。

第二十五条 原油经营企业歇业或终止经营的，应当到商务部办理原油经营资格暂停或注销手续。原油经营企业的停歇业不应超过 18 个月。无故不办理停歇业手续或停歇业超过 18 个月的，由商务部撤销其原油经营许可，注销《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》，并通知有关部门。

第二十六条 各级商务主管部门实施原油经营许可及市场监督管理，不得收取费用。

第二十七条 商务部应当将取得原油经营许可的企业名单和变更、撤销情况进行公示。

第二十八条 《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》不得伪造、涂改、买卖、出租、转借或者以任何其他形式转让。已变更或注销的《原油销售经营批准证书》、《原油仓储经营批准证书》应当交回商务部，其他任何单位和个人不得私自收存。

第二十九条 原油经营企业应当依法经营，禁止下列行为：

- (一) 无证无照、证照不符或超范围经营；
- (二) 掺杂掺假、以假充真、以次充好；
- (三) 销售、仓储非法渠道获得的原油；
- (四) 向未经国家批准的炼油企业、销售企业销售原油或为其提供仓储服务；
- (五) 违反价格法律法规，哄抬油价或低价倾销；
- (六) 国家法律法规禁止的其他经营行为。

第三十条 有下列情况之一的，商务部应当撤销原油经营许可：

- (一) 对不具备资格或者不符合法定条件的申请人作出准予许可决定的；

- (二) 超越法定职权作出准予许可决定的；
- (三) 违反法定程序作出准予许可决定的；
- (四) 原油销售企业不再具备本办法第六条规定条件的；
- (五) 原油仓储企业不再具备本办法第七条规定条件的；
- (六) 未参加或未通过年度检查的；
- (七) 被许可人以欺骗、贿赂等不正当手段取得经营许可的；
- (八) 隐瞒有关情况、提供虚假材料或者拒绝提供反映其经营活动真实材料的；
- (九) 依法应当撤销行政许可的其他情形。

## 第六章 法律责任

第三十一条 商务主管部门及其工作人员违反本办法规定，有下列情形之一的，由其上级行政机关或监察机关责令改正；情节严重的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员给予行政处分：

- (一) 对符合法定条件的申请不予受理的；
- (二) 未向申请人说明不受理申请或者不予许可理由的；
- (三) 对不符合条件的申请者予以许可或者超越法定职权作出许可的；
- (四) 对符合法定条件的申请者不予批准或无正当理由不在法定期限内作出批准决定的；
- (五) 不依法履行监督职责或监督不力，造成严重后果的。

第三十二条 商务主管部门在实施原油经营许可过程中，擅自收费的，由其上级行政机关或监察机关责令退还非法收取的费用，并对主管人员和直接责任人员给予行政处分。

第三十三条 原油经营企业有下列行为之一的，法律、法规有具体规定的，从其规定；法律、法规未做规定的，由商务部视情节依法给予警告、责令限期改正、处违法所得3倍以下或30000元以下罚款处罚：

- (一) 涂改、倒卖、出租、出借或者以其他形式非法转让原油经营批准证书的；
- (二) 违反本办法规定的条件和程序，擅自新建、迁建和扩建原油油库的；
- (三) 采取掺杂掺假、以假充真、以次充好等手段销售原油的；
- (四) 销售或仓储非法渠道获得原油的；

- (五) 向未经国家批准的炼油企业、销售企业销售原油或为其提供仓储服务的；
- (六) 违反国家价格法律、法规销售原油的；
- (七) 法律、法规规定的其他违法行为。

第三十四条 企业申请从事原油经营资格有下列行为之一的，商务部应当作出不予受理或者不予许可的决定，并给予警告；申请人在一年内不得再次申请原油经营许可。

- (一) 隐瞒真实情况的；
- (二) 提供虚假材料的；
- (三) 违反有关政策和申请程序，情节严重的。

## 第七章 附则

第三十五条 在中华人民共和国境内从事中外合作开采陆上或海上石油资源的外国合同者，应遵守《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》和《中华人民共和国对外合作开采海洋石油资源条例》的有关规定。

本办法颁布以前，原有经依法批准的、符合国家政策的原油生产企业按本办法规定申领《原油销售经营批准证书》。

第三十六条 本办法由商务部负责解释。

第三十七条 本办法自 2007 年 1 月 1 日起施行。

## 10.11 可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法

财建〔2006〕460号

第一条 为促进可再生能源在建筑领域中的应用,提高建筑能效,保护生态环境,节约化石类能源消耗,制定本办法。

第二条 本办法所称“可再生能源建筑应用”是指利用太阳能、浅层地能、污水余热、风能、生物质能等对建筑进行采暖制冷、热水供应、供电照明和炊事用能等。

本办法所称“可再生能源建筑应用专项资金”(以下简称专项资金)是指中央财政安排的专项用于支持可再生能源建筑应用的资金。

第三条 专项资金使用原则:政府公共财政引导,企业投资为主体;有利于促进可再生能源与建筑一体化及相关产业的发展;有利于可再生能源建筑应用的推广机制形成;有利于促进建筑能效的提高;有利于进一步增强全民的节能意识。

第四条 专项资金支持的重点领域:

- (一) 与建筑一体化的太阳能供应生活热水、供热制冷、光电转换、照明;
- (二) 利用土壤源热泵和浅层地下水热泵技术供热制冷;
- (三) 地表水丰富地区利用淡水源热泵技术供热制冷;
- (四) 沿海地区利用海水源热泵技术供热制冷;
- (五) 利用污水源热泵技术供热制冷;
- (六) 其他经批准的支持领域。

第五条 专项资金使用范围:

- (一) 示范项目的补助;
- (二) 示范项目综合能效检测、标识,技术规范标准的验证及完善等;
- (三) 可再生能源建筑应用共性关键技术的集成及示范推广;
- (四) 示范项目专家咨询、评审、监督管理等支出;
- (五) 财政部批准的与可再生能源建筑应用相关的其他支出。

第六条 各地财政部门会同同级建设部门,按照财政部、建设部发布的年度可再生能源建筑应用专项资金申报要求,按照公开、公平、公正的原则组织项目申报,并逐级联合上报至财政部和建设部。

第七条 建设部对各地申报的材料进行登记、造册,建立项目库,统一管理。

第八条 申报示范项目必须符合以下条件：

- (一) 项目所在地区具备较好的可再生能源资源利用条件；
- (二) 项目所在城市已制定“十一五”可再生能源建筑应用计划和实施方案；
- (三) 申报示范工程项目所在城市提供相应的政策及财政支持，其中北方地区优先考虑已经开展供热体制改革的城市所申报的示范项目；
- (四) 申报示范项目单位应具有独立法人资格（主要包括开发商、业主等）；
- (五) 示范项目应完成有关立项审批手续，建设资金已落实；
- (六) 申报项目单位和依托的技术支持单位具有承担项目必要的实力及良好的资信；
- (七) 申报示范项目应编制《可再生能源建筑应用示范项目实施方案报告》（以下简称《实施方案》）和填报《可再生能源建筑应用示范项目申请报告》，其中《实施方案》应由具有资格的机构完成，其主要内容包括：

1. 工程概况；
2. 可再生能源建筑应用专项技术方案研究；
3. 技术经济可行性分析及详实的增量成本计算书；
4. 经济效益、社会效益分析；
5. 项目示范推广性分析；
6. 其他节约资源措施及后评估保障措施；
7. 工程立项审批文件的复印件。

第九条 示范项目审批

(一) 财政部、建设部制定《可再生能源建筑应用示范项目评审办法》。

(二) 财政部、建设部根据年度专项资金预算，从项目库中选取一定比例的项目，组织专家评审示范项目，对确定的示范项目的申请资金进行核准，经财政部、建设部确定后在网站上进行公示，公示期十日。公示期间对示范项目署名提出异议的，经调查情况属实，取消示范项目资格。

第十条 财政部和建设部根据推进可再生能源建筑应用的需要，对可再生能源建筑应用共性关键技术集成及示范推广，能效检测、标识，技术规范标准验证及完善等项目，组织相关单位编写项目建议书，通过专家评审确定项目和项目承担单位。

项目建议书内容主要包括建议项目名称，主要研究目标、内容和方法、主要产出、考核评价指标、完成时间、经费需求等。

第十一条 建设部相关机构承担可再生能源建筑应用项目的日常监督管理工作。项目执行单位应在项目进行中，根据项目进度，分阶段逐级上报项目进展情况。项目进展报告应包括项目实施情况和项目资金使用情况。

#### 第十二条 评估验收

示范项目完成后，城市的建设行政主管部门会同财政部门委托国家可再生能源建筑应用检测机构对示范工程项目进行检测，同时根据检测报告和其他相关资料组织专家进行验收评估。检测结果和验收评估报告应逐级上报建设部、财政部。

可再生能源建筑应用共性关键技术集成及示范推广，能效检测、标识，技术规范标准验证及完善等项目完成后，建设部、财政部组织专家根据项目考核评价指标进行验收评估。

#### 第十三条 专项资金以无偿补助形式给予支持。

(一) 财政部、建设部根据增量成本、技术先进程度、市场价格波动等因素，确定每年的不同示范技术类型的单位建筑面积补贴额度。

(二) 利用两种以上可再生能源技术的项目，补贴标准按照项目具体情况审核确定。

(三) 财政部、建设部综合考虑不同气候区域及技术应用水平差别等，在补贴额度中给予上下 10% 的浮动。

(四) 对可再生能源建筑应用共性关键技术集成及示范推广，能效检测、标识，技术规范标准验证及完善等项目，根据经批准的项目经费金额给予全额补助。

(五) 其他财政部批准的与可再生能源建筑应用相关的项目补贴方式依照相关规定执行。

#### 第十四条 专项资金拨付

(一) 财政部根据批准的示范项目，将项目补贴总额预算的 50% 下达到地方财政部门。当地建设主管部门对可再生能源建筑应用示范项目的施工图设计进行专项审查，达到《实施方案》要求的，出具审核同意意见，地方财政部门根据地方建设主管部门出具的审核意见，将补贴拨付给项目承担单位；达不到《实施方案》要求的，责令示范项目申请单位重新修改施工图设计后，另行组织审查。

(二) 示范项目完成后，财政部根据示范项目验收评估报告，达到示范效果的，通过地方财政部门将项目剩余补贴拨付给项目承担单位。

(三) 专项资金实行国库集中支付改革后，资金拨付按照国库集中支付制度有关规定执行。

第十五条 建设部负责编制年度可再生能源建筑应用项目评审、监管及检测费用预算，经财政部核批后，按照预算资金管理的有关要求管理和使用。

第十六条 财政部和建设部对专项资金的使用情况进行监督检查。

第十七条 专项资金应专款专用，任何单位或个人不得截留、挪用。有下列情形之一的，财政部门可以暂缓或停止拨付资金，并依法进行处理：

- (一) 提供虚假情况，骗取专项资金的；
- (二) 转移、侵占或挪用专项资金的；
- (三) 未按要求完成项目进度或未按规定建设实施的；
- (四) 未通过检测、验收评估的；
- (五) 不符合国家其他相关规定的。

第十八条 地方财政、建设部门可根据本办法制定实施细则。

第十九条 本办法由财政部、建设部负责解释。

第二十条 本办法自印发之日起施行。

## 10.12 可再生能源建筑应用示范项目评审办法

财建[2006]459号

第一条 为提高可再生能源建筑应用示范项目(以下简称项目)管理的科学性、公正性,规范项目评审工作,根据《可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法》(财建[2006]460号,以下简称管理办法),制定本办法。

第二条 建设部对各地申报的材料进行登记、造册,建立项目库,统一管理。

第三条 由财政部、建设部对项目申报材料进行初步筛选,列入项目库。对有下列情况之一的,不予列入:

- 1.项目所采用的技术、设备不具备安全性;
- 2.提供资料与实际情况不符;
- 3.不符合所在区域的建筑节能标准;
- 4.申报手续不完备,申请报告编写不符合规定;
- 5.已获得国家可再生能源建筑应用相关的资金支持;
- 6.利用可再生能源实行集中供热、供冷但未实行按用热(冷)量计量收费的项目和城市;
- 7.不符合管理办法有关规定。

第四条 财政部和建设部联合组织专家,从项目库中选取一定比例的项目,组织专家进行集中评审,并对项目示范增投资提出审核意见。

项目主要依据可再生能源建筑应用示范项目申请报告进行评分,详见《可再生能源建筑应用示范项目评分表》(附1)(略),评审内容如下:

- 1.技术先进,是指可再生能源应用技术的先进性;
- 2.适用可行,包括实施单位和技术支持单位、运行维护、施工工艺、产品设备、风险;
- 3.经济合理,包括增量成本,常规能源替代量、费效比(增量成本/节能效益);
- 4.示范推广,包括项目的区域代表性、建筑类型代表性、其他资源节约措施、后评估保障措施。

第五条 可再生能源建筑应用示范项目评审专家的组成。

(一)由建设部、财政部共同选择可再生能源建筑应用、建筑节能、财务、项目

管理等方面的专家组成项目专家库；

(二) 财政部、建设部从专家库中抽取专家组成专家评审组。每个专家评审组一般不少于7人，评审组应包含建筑、土木工程、建筑设备、工程造价等方面的专家，并指定一名专家组长；

(三) 评审专家应具有对国家和项目负责的态度，具有良好的职业道德，坚持原则，独立、客观、公正地对项目进行评审，评审专家应具有高级专业技术职务；

(四) 评审专家如与申报项目存在利益关系或其他可能影响公正性的关系的，应当申请回避。

第六条 财政部、建设部对评审合格的项目进行确定后进行公示，公示期十日，如有重大问题，经查实取消示范资格。

第七条 本办法由财政部、建设部负责解释。

第八条 本办法自印发之日起执行。