

可再生能源法及相关政策汇编

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
2007年4月

目 录

1. 中华人民共和国可再生能源法.....	1
2. 可再生能源产业发展指导目录(国家发展改革委).....	7
3. 可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法(国家发展改革委).....	15
4. 可再生能源发电有关管理规定(国家发展改革委).....	19
5. 可再生能源发展专项资金管理暂行办法(财政部).....	23
6. 促进风电产业发展实施意见(国家发展改革委).....	28
7. 可再生能源电价附加收入调配暂行办法(国家发展改革委).....	32
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(国家发展改革委).....	36
9. 成品油市场管理办法(商务部).....	39
10. 中华人民共和国国家标准 变性燃料乙醇(GB 18350-2001).....	50
11. 中华人民共和国国家标准 车用乙醇汽油(GB 1835102004).....	79
12. 可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法(财政部).....	85
13. 可再生能源建筑应用示范项目评审办法(财政部).....	89
14. 国家发展改革委关于风电建设管理有关要求的通知.....	91
15. 风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法(国家发展改革委).....	93
16. 民用建筑太阳能热水系统应用技术规范(GB 50364-2005).....	96
17. 国家电网公司风电场接入电网技术规定（试行）.....	117
18. 《国家电网公司风电场接入系统设计内容深度规定(试行)》.....	124

中华人民共和国可再生能源法

(中华人民共和国第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议于 2005 年 2 月 28 日通过)

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 and 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、热力管网的企业不允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。

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
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	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
		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。	
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 海上风电机组: 技术研发
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
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	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	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
	等检测装置	测，以保证机组适应恶劣的自然环境。	
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
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
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	商业化

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
		阳热水器等。	
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
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	技术研发

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
		浆, 焊带等。	
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
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、储能可达百兆瓦时。	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、半导体发电机、热电子发电机和热光伏发电器。	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和发电	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	生物质气化供气和发电	利用农作物秸秆、林木质气化供气和发电	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
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

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
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
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			
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	技术改进

编号	项 目	说明和技术指标	发展状况
		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。	

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=Σ [(可再生能源发电价格—当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价)×电网购可再生能源电量+(公共可再生能源独立电力系统运行维护费用—当地省级电网平均销售电价)×公共可

再生能源独立电力系统售电量)+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。

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的生物质发电、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决处。

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。

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 and 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标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。

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,由国家发展改革委会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。

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等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。

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管理机构，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管理机构，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。

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）安全监管部门核发的《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资料。

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资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。

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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。

第二十五条 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。

第二十六条 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

第二十七条 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。

第二十八条 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。

中华人民共和国国家标准

变性燃料乙醇

(GB 18350—2001)

1 范围

本标准规定了变性燃料乙醇的定义、要求、试验方法、检验规则和标志、包装、运输、贮存要求。

本标准适用于以淀粉质、糖质为原料，经发酵、蒸馏制得乙醇，脱水后，再添加变性剂(车用无铅汽油)变性的燃料乙醇。它可以按规定的比例与汽油混合作为车用点燃式内燃机的燃料。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 190-1990 危险货物包装标志

GB 191-2000 包装储运图示标志

GB/T 394.2-1994 酒精通用试验方法

GB/T 601-1988 化学试剂滴定分析(容量分析)用标准溶液的制备

GB/T 602-1988 化学试剂杂质测定用标准溶液的制备

GB/T 603-1988 化学试剂实验方法中所用试剂及制品的制备

GB/T 611-1988 化学试剂密度测定通用方法

GB/T 683-1979 化学试剂甲醇

GB/T 6682-1992 分析实验室用水规格和试验方法

GB/T 8019-1987 车用汽油和航空燃料实际胶质测定法(喷射蒸发法)

GB/T 9722-1988 化学试剂气相色谱法通则

GB/T 9724-1988 化学试剂 pH 值测定通则

GB/T 9725-1988 化学试剂电位滴定法通则

GB 17930-1999 车用无铅汽油 GBJ16-1987 建筑防火设计规范

GB J 72-1984 石油库设计规范

SH/T 0604-2000 原油和石油产品密度测定法(U 形振动管法)

3 定义

本标准采用下列定义。

3.1 燃料乙醇

未加变性剂的、可作为燃料用的无水乙醇。

3.2 变性剂

添加到燃料乙醇中使其不能饮用，而适于作为车用点燃式内燃机燃料的无铅汽油。

3.3 变性燃料乙醇

加入变性剂后不适于饮用的燃料乙醇。

3.4 pHe 值

变性燃料乙醇中酸强度的度量。

4 要求

4.1 主要原料要求

4.1.1 燃料乙醇

燃料乙醇于 20℃ 时密度应在 $0.7918\text{g/cm}^3 \sim 0.7893\text{g/cm}^3$ 范围内。

4.1.2 变性剂

加入燃料乙醇的变性剂，应符合 GB 17930-1999 《车用无铅汽油》的要求，但不得加入含氧化合物。

4.2 技术要求

4.2.1 变性剂添加量

燃料乙醇与变性剂的体积混合比例应为 100：2~100：5，即变性剂在变性燃料乙醇中的体积百分含量为 1.96%（V/V）~4.76%（V/V）。

4.2.2 理化要求

变性燃料乙醇应符合表 1 要求。

表 1

项 目	指 标
外观	清澈透明，无肉眼可见悬浮物和沉淀物
乙醇，% (V/V) \geq	92.1
甲醇，% (V/V) \leq	0.5
实际胶质，mg/100mL \leq	5.0
水分，% (V/V) \leq	0.8
无机氯(Cl 计)，mg/L \leq	32
酸度(以乙酸计)，mg/L \leq	56
铜，mg/L \leq	0.08
pHe 值 ¹⁾	6.5~9.0

1) 2002 年 4 月 1 日前 pHe 值暂按 5.7~9.0 执行

注：应加入有效的金属腐蚀抑制剂，以满足车用乙醇汽油铜片腐蚀的要求。

5 试验方法

5.1 主要原料

5.1.1 燃料乙醇的密度

按照 GB/T 611-1988 中 5.1 密度瓶法或 SH/T 0604 数字密度计法测定其密度。在 20℃时，密度应在 0.7918g/cm³~0.7893g/cm³ 范围内。

5.2 变性燃料乙醇

5.2.1 外观

于室内（常温）环境温度下，取试样 50mL 于 100mL 比色管中，在亮光下进行目视观察，试样应清澈透明，无肉眼可见悬浮物和沉淀物等杂质。

5.2.2 乙醇

按附录 A 方法测定。

5.2.3 甲醇

按附录 A 方法测定。

5.2.4 实际胶质

按 GB/T 8019 方法测定。

5.2.5 水分

按附录 B 方法测定。

5.2.6 无机氯

按附录 C 方法测定。

5.2.7 酸度

按附录 D 方法测定。

5.2.8 铜

按附录 E 方法测定。

5.2.9 pH 值

按附录 F 方法测定。

6 检验规则

6.1 批量

产品按批验收。用罐、槽车包装的产品，以每一罐次、每一槽车为一批。如果不使用此定义，则批量的定义需经买卖双方协商确定。

6.2 采样

6.2.1 采样方法

6.2.1.1 使用特制的不锈钢采样器（示意图见图 1）。

6.2.1.2 槽车装产品从中间部位一次采样。罐装产品要从容器内液体的上、中、下三个部位采取样品，立式罐按体积的 2：3：2 比例、卧式罐按体积的 1：3：1 比例采样，然后混匀，装入玻璃瓶中。

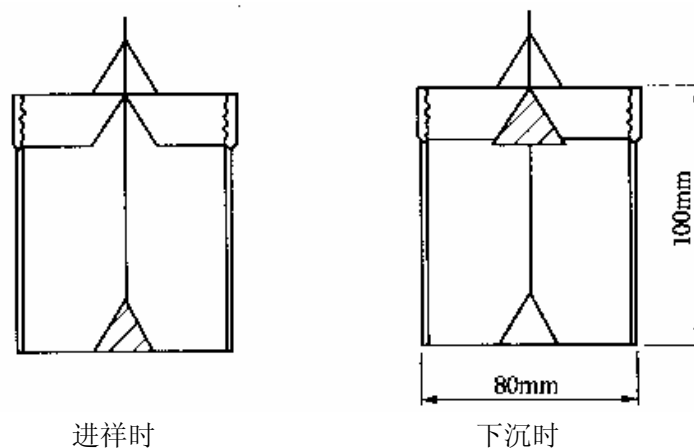


图 1 采样器

6.2.2 采样量

每批采取样品 2L，混匀，分装于两个 1 L 细口玻璃试剂瓶中，贴上标签，注明：产品名称、批号(罐、槽车号)、生产厂名、取样日期、地点、采样人。一

瓶送化验室检测，另一瓶封存保留一个月备核查。

6.3 检验分类

6.3.1 出厂检验

6.3.1.1 产品出厂前，应由生产厂的质量监督检验部门按本标准的规定进行检验，检验合格并签发质量合格检验报告的，方可出厂销售。

6.3.1.2 出厂检验项目：外观、乙醇、甲醇、水分、无机氯、酸度及 pH_e 值。

6.3.2 型式检验

6.3.2.1 型式检验项目：4.2.2 全部理化要求。

6.3.2.2 型式检验每半年进行一次，有下列情况之一者，亦应进行：

- a) 更换设备或主要原材料时；
- b) 长期停产再恢复生产时；
- c) 出厂检验结果与上一次型式检验有较大差异时；
- d) 国家质量监督检验机构进行抽检时。

6.4 判定规则

6.4.1 出厂检验结果，若有一项不符合本标准要求时，应从原采样批中重新抽取两倍量样品进行复验，以复验结果为准。若仍有一项指标不合格时，则判该批产品为不合格。

6.4.2 型式检验的判定规则同出厂检验。

7 标志、包装、运输、贮存

7.1 标志

7.1.1 装运的槽车或罐车上应标注：产品名称“变性燃料乙醇”、制造者名称和地址，并明确标注“不能饮用”的警示标识。

7.1.2 包装储运图示标志应符合 GB 190 和 GB 191 要求。

7.2 包装

7.2.1 应使用专用的槽车或罐车装运。包装前，应对所用容器进行严格地安全、洁净、无水和密封检查。

7.2.2 灌装后的槽车或罐车应加铅封。使用单位收货后，应先检查铅封是否完好，再进行产品数量与质量的检查。

7.3 运输

7.3.1 运输工具(包括槽车或罐车等)应洁净、无水。不得与易燃、易爆、有腐蚀性的物品混装混运。

7.3.2 在运输过程中应防止外界水的吸入。

7.3.3 运输车辆的排气管必须装有阻火器，还应配备灭火器材，具有防静电设施。

7.3.4 装卸时应轻装轻卸，防止剧烈震荡、撞击；还应远离热源和火种。

7.4 贮存

7.4.1 库区应符合 GB J16 建筑防火设计规范要求。同时应按 GB J72 石油库设计规范建立防火系统。

7.4.2 成品贮罐须安装有带干燥剂的呼吸阀，贮罐须有防雷电和静电的防护措施；露天罐应有喷淋水或其他冷却设施。

7.4.3 产品不得与易燃、易爆、有腐蚀性的物品混合存放。还应与贮存“食用酒精”库区分开。

7.4.4 在贮存区域应有醒目的“严禁火种”警示牌。

附录 A(标准的附录)

变性燃料乙醇中乙醇、甲醇含量的测定方法(气相色谱法)

A1 范围

A1.1 本方法适用于以气相色谱法测定变性燃料乙醇中的乙醇和甲醇含量。

A1.2 本方法测定范围：乙醇从 93%(m/m)至 97%(m/m)，甲醇从 0.1%(m/m)至 0.6%(m/m)。本方法还同时提供了这两种醇含量由质量百分含量%(m/m)转换成体积百分含量%(V/V)的公式。

A1.3 本方法可对乙醇和甲醇进行定性和定量的测定，但不能对变性燃料乙醇中的所有组分进行定性测定。

A1.4 使用本方法不能测定变性燃料乙醇中的水分含量。水分应按附录 B 测定后，对气相色谱法测得的醇含量结果加以校正。

A1.5 本方法不适于测定变性燃料乙醇中沸点高于 225℃的成分，或火焰离子化检测器检测信号弱的或无检测信号的成分(如：水)。

A2 方法提要

试样进入装有键合甲基硅酮的石英毛细管柱的色谱仪中，随着以氦气为载气的传送，使汽化的试样通过色谱柱，在色谱分配过程中试样中的各组分得以分离，从色谱柱中流出的组分被火焰离子化检测器检测，检测器所获得的信号通过电子数据接收系统进行处理。在完全相同条件下，与分析标样比较其保留时间对乙醇和甲醇进行定性，利用峰面积归一化法定量，测定出各组分的质量百分含量，然后再转化成体积百分含量。

A3 仪器和设备

A3.1 气相色谱仪

A3.1.1 应能在表 A1 所列的色谱条件下进行操作；

A3.1.2 具有热闪蒸进样器，能使样品实现线性分流(如 200: 1)；

A3.1.3 应能十分精确的控制载气，使柱流量及分流比具有良好的重现性；

A3.1.4 应能耐高压，自动调压与稳流，压力控制和计量装置应能达到毛细管柱所使用的线速度；

A3.1.5 连接有气体控制和电子设备的火焰离子化检测器(FID)，应对开口柱具有最佳的响应值；

A3.1.6 所使用的电子数据接收与处理系统应达到或超过以下最低要求：即至少能容纳分析 100 个峰；能利用校正因子计算归一化峰面积百分比；可根据各组分的保留时间对组分进行定性；能消除噪音；对于很快的峰(<1 s)有足够的采样率；对正负倾斜的基线能加以校正；能对窄峰和宽峰的灵敏度加以补偿；对于难分离的峰可根据需要进行垂直或切线切割。

A3.2 色谱柱

A3.2.1 采用内涂甲基硅酮的非极性键合(交联)开口毛细管柱，柱长 150m，内径 0.25 mm，涂膜厚度 1μm。

A3.2.2 或选用更好色谱分离效能和选择性的色谱柱。

A3.3 微量注射器：0.5μL、1μL。

A4 色谱条件

根据不同仪器，通过试验选择最佳的色谱操作条件，以使甲醇和乙醇能与其余组分峰获得完全分离为准。推荐的典型色谱操作条件见表 A1。

表 A1 推荐的典型色谱操作条件

柱温控制		
柱长	150m	150m
起始温度	35℃	60℃
初始柱温保持时间	20	15
程序升温速率	第一段程升 15℃/min 至 120℃ 第一段程升 30℃/min 至 250℃	一段程升 30℃/min 至 250℃
终结温度	250℃	
终结温度保持时间	25min	23min
进样器		
温度	300℃	
分流比	200: 1	
进样体积	0.1 μ L~0.5 μ L	
检测器		
类型	火焰离子化检测器	
温度	300℃	
燃气(氢气)	300mL/min	
助燃气(空气)	300mL/min	
补充气(氮气)	30mL/min	
载气		
类型	氦气	
平均线速度	20cm/s~24cm/s	

A5 试剂和材料

本试验方法中所用试剂，在未注明其他规格时,均为分析纯.

A5.1 用于校正和定性用的标准样品

所有需测定的组分，都应以标准样品的保留时间进行定性，以标准样品进行定量的校正，标准样品的纯度应已知并不含有其他被分析的组分。

A5.1.1 乙醇：纯度至少为 99.5%。

A5.1.2 甲醇：纯度至少为 99.5%。

A5.1.3 正庚烷：纯度至少为 99.5%。

A5.2 载气：氦气的纯度不得低于 99.99%。应使用去除氧气系统和气体净化装置。

A5.3 检测器气体：氢气、空气和氮气。所用氢气和氮气的纯度应不低于 99.99%，空气应不含碳氢化合物。建议检测器气体也应使用气体净化装置：

A6 仪器的准备

A6.1 装柱和老化按生产厂或供应商指导的方法进行。柱老化后，将柱的出口和火焰离子化检测器的入口处相连，并检查整个系统的气密性，如发现渗漏，测定前应及时处理。

A6.2 在初始温度下运，调整载气流速，使其平均线速度达到 20 cm/s~24cm/s。如使用甲烷测定时，平均线速度可按式（A1）计算：

$$\bar{\mu} = \frac{L}{t_m} \dots\dots\dots(A1)$$

式中： $\bar{\mu}$ ——平均线速度，cm/s；

L——柱长，cm；

t_m ——甲烷的保留时间，s。

A6.3 调整气相色谱操作条件至表 A1 状态，并使整个系统完全达到平衡。

A6.4 线性

在测定样品前，应建立起气相色谱系统的线性状态。

A6.4.1 分流比取决于进样器的分流性能及试样的柱容量，对于一个特定柱来说，试样组分的容量与固定液相的量(装载和液膜厚)成正比，与柱温和组分沸点(蒸气压)之比成正比。由于过载峰的保留时间可能偏移，因此柱的过载可能导致某些组分峰分离度下降，对组分峰进行定量时就可能产生错误。在对柱容量进行估计和确定分流比时，应注意如出现前部偏斜(伸舌)峰型则表明柱容量过载，在实际分析过程中应尽量注意进样组分的体积，避免过载现象的发生。

A6.4.2 分流比决定了正确定量的测定参数和测量范围。本方法使用一个含有已知质量百分含量的乙醇、甲醇和适合于本方法沸点范围 10 至 20 个纯烃混合物，测定这些组分的质量百分含量，与已知质量浓度的相对误差不得超过±3%。

A6.4.3 注意检查火焰离子化检测器的线性，峰面积与配制的标准乙醇浓度的关系在测定范围内应成线性。如果不成线性，应提高分流比或降低检测器的灵敏度。

A7 定性和定量

A7.1 定性

以正庚烷为溶剂配制乙醇和甲醇标样，分别进样，测定其保留时间，或者用一个已知按比例混合的标样测定乙醇和甲醇的保留时间。

A7.2 校正

典型的乙醇和甲醇相对质量校正因子如表 A2。这些校正因子应按 CB/T 9722 方法由测定混合标样得到，这-标样中的乙醇和甲醇比例应与检测的试样基本相同，只是用正庚烷代替变性剂，典型的混合标样的组成约为：96%乙醇，0.1%甲醇和 3.9%的正庚烷。

表 A2 相关的物理常数

组分	典型的相对质量校正因子	20℃下的密度
甲醇	3.20	0.7896
乙醇	2.06	0.7876

1) 当正庚烷=1 时。

A8 操作步骤

A8.1 调整气相色谱仪各项参数至表 A1 所列状态。

A8.2 调整仪器灵敏度，使之可以检测组分至 0.002%(m/m)。

A8.3 采用手工或自动液体注射器，进样 0.1 μ L~0.5 μ L 至仪器的进样口中，分析获得色谱图(见图 A1)和各组分峰的数据。

注：应选择合适的重量注射器和进样量。特别需要注意的是：不恰当的分流比，不正确的进样操作以及超过毛细管柱负荷的进样量都会导致分析结果不准确。分析过程中应避免过载现象的发生，特别是乙醇峰的过载。

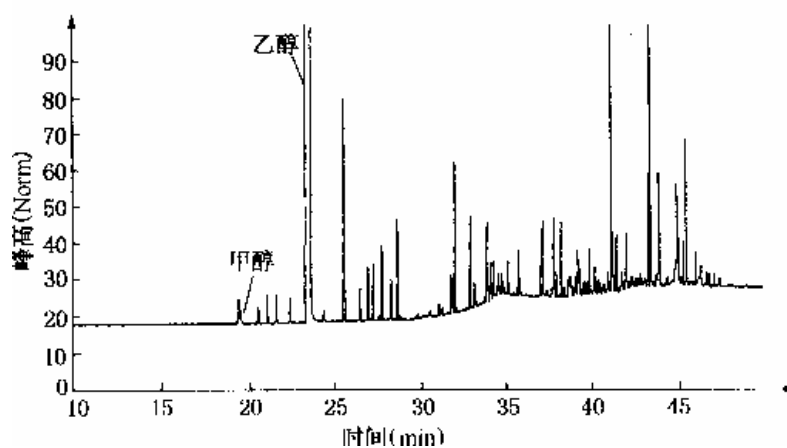


图 A1 典型样品色谱图

A8.4 如果甲醇与变性剂中第一个组分峰保留时间太近(或分离的不好)时，则一定要先选择好分离条件，拉大二者的保留时间(或彻底分开后)，使仪器易于辨认，再进行定性与定量，否则会误判。若乙醇峰的尾部出现了变性剂组分时，则应采用切线切割进行积分修正。

A8.5 按本标准附录 B 方法测定水分含量[% (m/m)], 然后对乙醇和甲醇含量加以校正。

A8.6 按 GB/T 611 或 SH/T 0604 测得变性燃料乙醇试样的密度, 以便扣除水分后, 换算成试样中乙醇和甲醇实际的体积百分含量。

A9 计算

A9.1 将定性的乙醇和甲醇峰面积乘以相应的相对质量校正因子, 所用的这些校正因子都是用相应的标准样品实际测得的, 对于未知组分的相对质量校正因子可以取 1.00。

各组分未进行水分校正前的质量百分含量, 按式(A2)计算:

$$RM_i = \frac{AR_i \times 100}{AR_t} \dots\dots\dots(A2)$$

式中: RM_i ——某一醇组分的相对质量百分含量(未进行水分校正前的), % (m/m);

AR_i ——以相应的质量校正因子校正后的某一醇组分的峰面积;

AR_t ——所有检出峰以它们相应的质量校正因子校正后的总面积。

A9.2 经水分校正后, 某一醇组分的质量百分含量, 按式(A3)计算:

$$M_i = \frac{RM_i \times (100 - X)}{100} \dots\dots\dots(A3)$$

式中: M_i ——水分校正后某一醇组分的质量百分含量, % (m/m);

RM_i ——由式(A2)计算所得的该醇组分的质量百分含量, % (m/m);

X ——水分含量, % (m/m)。

A9.3 某一醇组分质量百分含量转化成体积百分含量, 按式(A4)计算:

$$V_i = \frac{M_i \times \rho_s}{\rho_i} \dots\dots\dots(A4)$$

式中: V_i ——某一醇组分的体积百分含量, % (V/V);

M_i ——由式(A3)计算得到的该醇组分的质量百分含量, % (m/m);

ρ_s ——该醇组分在 20℃时的密度, g/cm³;

ρ_i ——测得的变性燃料乙醇试样的密度, g/cm³。

A10 精密度(95%置信水平)

A10.1 重复性: 在同一实验室, 同一分析者使用同一台仪器, 在相同操作参数下, 以标准和准确的操作, 重复测定同一试样所得的两个结果之差, 不应超过以下值(见表 A3)。

表 A3 重复性

组分	范围	再现性
甲醇	93~97	0.21
乙醇	0.01~0.6	$0.01172 \times \sqrt{\bar{X}}$

注: \bar{X} 为重复测定所得两个结果的平均值。

A10.2 再现性: 在不同实验室, 由不同分析者进行同样的测定时, 所得的两个独立测定结果之差, 不应超过以下值(见表 A4)。

表 A4 重复性

组分	范围	再现性
甲醇	93~97	0.53
乙醇	0.01~0.6	$0.01172 \times \sqrt{\bar{X}}$

注: \bar{X} 为不同实验室所得两个独立结果的平均值。

A11 报告

取两次重复测定结果的算术平均值, 作为试样的测定结果, 精确至 0.01% (V/V)。

附录 B(标准的附录)

变性燃料乙醇中水分含量的测定方法

(卡尔·费休滴定法)

B1 范围

B1.1 本方法适用于测定变性燃料乙醇中广范围的水分含量。通过选择合适的进样量、卡尔·费休试剂浓度和自动滴定仪, 最小可检出试样中水分含量至百万分之几。

B1.2 本方法采用无吡啶卡尔·费休试剂和自动滴定仪,通过电压(或电流)确定其滴定终点。

B2 方法提要

无吡啶卡尔·费休试剂[由碘、二氧化硫、甲醇和有机碱(如:咪唑)组成]能与存在于试样中任何形式的水(游离水或结晶水)进行定量反应。反应式如下:



其中: R'OH——醇类(如: 甲醇、乙二醇);

RN——有机碱(如: 咪唑)。

利用无吡啶卡尔·费休试剂标定已知含量的水,求得 1 mL 卡尔·费休试剂相当于水的毫克数(水当量),再用无吡啶卡尔·费休试剂滴定试样。本标准选用自动卡尔·费休滴定仪,滴定终点通过正负铂电极之间电压的突然减少(或电流的突然增加)予以确定。

注: 卡尔·费休试剂含几种有毒物质,如碘、二氧化硫、有机碱、甲醇等,所以试剂须在通风通风橱内量取,小心谨慎,防止吸入体内或与皮肤接触。

B3 仪器

B3.1 自动卡尔·费休滴定仪

B3.1.1 卡尔·费休滴定仪应选用样品进入滴定容器的瞬间就“启动滴定”,并能自动确定滴定终点。使用无吡啶卡尔·费休试剂,采用电压(或电流)终点法测定时,灵敏度应小于 0.01mg 水。

B3.1.2 滴定装置应密封并具有防湿的干燥设施。能自动监测环境中的水分并加以校正。

B3.1.3 滴定仪能自动供给试剂和排出废液,并具有自动搅拌装置。

B3.1.4 滴定容器中铂电极应保持清洁灵敏。

B3.1.5 以质量法进样时应配备与仪器相匹配的万分之一电子天平。

B3.2 微量注射器: 25 μ L、50 μ L。

B3.3 微量移液器或移液管: 1mL、2mL、5mL。

B4 试剂和溶液

本试验方法中所用试剂,在未注明其他规格时,均为分析纯。

B4.1 甲醇：符合 GB/T 683 要求，水分含量应小于 0.05%(m/m)。如试剂中水分含量大于 0.05%(m/m)时，应在甲醇 500mL 中加入 5A 分子筛约 50g，塞上瓶塞，放置过夜，吸取上层清液使用。

B4.2 无吡啶卡尔·费休试剂：水当量 3~5mgH₂O/mL。

B4.3 水标准液：使用符合 GB/T 6682-1992 中二级及以上规格水。也可以用普通蒸馏水经石英亚沸蒸馏水器再蒸馏制得。

B4.4 水-甲醇标准液(1mL 溶液含 10mg 水)：

用移液管准确吸取水标准液 1.00mL，注入到预先盛有约 50mL 甲醇溶剂的、充分干燥的 100mL 容量瓶中，用甲醇定容，混匀备用。

B5 操作步骤

B5.1 按自动卡尔·费休测定仪操作说明书安装与调试仪器：

B5.2 标定卡尔·费休试剂

B5.2.1 卡尔·费休试剂需要每日标定。

B5.2.2 可使用水标准液或水-甲醇标准液中的一种进行标定。

B5.2.3 吸取 25mL~50mL 甲醇或合适的其他溶剂加入到无水、洁净的滴定容器中，按照测定仪操作说明书进行溶剂的预滴定，直至滴定终点。

B5.2.4 按质量法称取水标准液或按体积法吸取水-甲醇标准液

a)按质量法称取水标准液

用微量注射器吸取约 20 μ L 水标准液，用滤纸揩去针头外部附着的水，放入与仪器配套的分析天平中称量，然后迅速打开进样口的塞子，将其注入到滴定容器中(注意：最后一滴水应吸回针管中，不要残留在针头外)，将微量注射器重新放回分析天平中称量，用减量法称得实际加入水标准液的质量，精确至 0.0001g，输入到仪器中，设定和启动用水标定时参数和程序进行自动滴定直至终点。卡尔·费休试剂的消耗量及水当量结果会自动显示或打印出来。

b)按体积法吸取水-甲醇标准液：

用移液管准确吸取水-甲醇标准液 2.00mL，迅速打开进样口的塞，将其注入到滴定容器中，设定和启动用水-甲醇标准液进行标定时参数和程序进行自动滴定直至终点。卡尔·费休试剂的消耗量及水当量结果会自动显示或打印出来。

B5.3 测定

根据试样中水分含量的大小,准确取样[一般水分含量在 0.5%(m/m)左右时,可取样 2.00mL;如水分含量在 0.2%(m/m)左右时,可取样 5.00mL]。同标定时一样,先量取 25 mL~50mL 甲醇或所选试剂注入滴定瓶中,按仪器操作说明书要求,启动样品测定程序,用卡尔·费休试剂滴定直至终点。消耗卡尔·费休的体积和试样的含水量会以%(m/m)自动显示与打印出来。

B6 计算

B6.1 卡尔·费休试剂的水当量(T),可按式(B1)和(B2)计算:

$$T = \frac{m_1}{V_1} \dots\dots\dots(B1)$$

$$T = \frac{V_2 \times c}{V_1} \dots\dots\dots(B2)$$

式中: T——卡尔·费休试剂的水当量, mgH₂O/mL;

m₁——注入滴定瓶中的水质量, mg;

c——每毫升水-甲醇标准液中所含水的质量, mg/mL。

V₂——注入滴定瓶中水-甲醇标准液的体积, mL;

V₁——标定时,消耗卡尔·费休试剂的体积, mL。

B6.2 试样中的水含量,可按式(B3)计算:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_0) \times T \times 0.001 \times 100}{V \times \rho_1} = \frac{(V_1 - V_0) \times T \times 0.001 \times 100}{m} \dots\dots\dots(B3)$$

式中: X₁——试样中的水分含量, % (m/m);

V₁——滴定试样时,消耗卡尔·费休试剂的体积, mL;

V₀——滴定试剂空白时,消耗卡尔·费休试剂的体积, mL;

T——卡尔·费休试剂的水当量, mgH₂O/mL;

V——取样量, mL;

ρ₁——试样的密度, g/cm³;

m——取样量, g。

B6.3 质量百分含量转换成体积百分含量时，按式（B4）计算：

$$X_2 = \frac{X_1 \times \rho_1}{\rho_2} \dots\dots\dots(B4)$$

式中：X₂——试样中的水分含量，%(V/V)；

X₁——试样中的水分含量，%(m/m)；

ρ₁——在 20℃时试样的密度，g/cm³；

ρ₂——在 20℃时水的密度 g/cm³；

B7 精密度(95%置信水平)

重复性：在同一实验室，同-分析者使用同-台仪器分析同一样品，重复测定所得两个结果之差不应超过 0.008%(V/V)。

再现性：在不同实验室，不同分析者对同一样品分析测得的两次结果之差不应超过 0.061%(V/V)。

B8 报告

取两次重复测定结果的算术平均值作为试样中水分含量，精确至 0.01%(V/V)。

附录 C(标准的附录)

变性燃料乙醇中氯离子含量的测定方法

第一法电位滴定法

C1 范围

C1.1 本方法适用于测定变性燃料乙醇中的氯离子含量。

C1.2 测量氯离子含量范围为 1 mg/L~100mg/L。

C2 方法提要

以玻璃电极为参比电极，银电极为指示电极，用硝酸银标准滴定溶液滴定变性燃料乙醇试样中的氯离子，按照电位的“突跃”点(用二级微商法)判定其滴定终点。根据硝酸银标准滴定溶液的消耗量，计算出试样中氯离子的含量。

C3 仪器和设备

C3.1 自动电位滴定仪(或酸度计): 精度为 2mV(或 0.02pH)。

C3.2 电极

银电极: 为指示电极;

玻璃电极: 为参比电极。

C3.3 磁力搅拌器: 备有磁力搅拌棒。

C3.4 微量滴定管: 5mL、10mL。

C4 试剂和溶液

本试验方法中所用试剂, 在未注明其他规格时, 均为分析纯; 所用水, 在未注明其他要求时, 均符合 GB/T 6682 二级及以上规格。

C4.1 硝酸溶液(1+3): 量取 1 体积浓硝酸与 3 体积水混匀。

C4.2 5%硝酸溶液: 量取 65%浓硝酸 7.7mL, 用水定容至 100mL。

C4.3 丙酮。

C4.4 氯化钠基准溶液 $[c(\text{NaCl})=0.01\text{mol/L}]$:称取基准试剂氯化钠(或经 500~600 °C灼烧至恒重的分析纯氯化钠)0.5844g, 精确至 0.0001 g, 先用少量水溶解, 再全部转移到 1000mL 容量瓶中, 用水定容。摇匀备用。

C4.5 硝酸银标准滴定溶液 $[c(\text{AgNO}_3)=0.02\text{mol/L}]$

C4.5.1 配制: 称取硝酸银 3.40g, 精确至 0.01g, 先用少量水溶解, 再全部转移到 1000mL 容量瓶中, 用水定容。摇匀, 置于暗处(或贮存于棕色试剂瓶中)备用。

C4.5.2 标定

C4.5.2.1 吸取 0.01 mol/L 氯化钠基准溶液 10.0mL 于 50mL 烧杯中, 加入硝酸溶液(1+3)0.2mL 及丙酮 25 mL。将玻璃电极及银电极浸入溶液中, 放入磁力搅拌棒, 开启搅拌器搅拌。先从滴定管滴入所需量约 90%的硝酸银标准滴定溶液(V), 测量该溶液电位(E)。以后每滴加 1mL 测量一次电位。接近终点及终点以后, 每滴加 0.1mL 测量一次电位。继续滴定至电位改变不明显为止。每滴加一次硝酸银标准滴定溶液都要记录其体积和电位。

注: 每测量一个试样后, 均需用水冲洗玻璃电极和银电极, 并用浸有 5%硝酸溶液的棉球擦洗银电极。

C4.5.2.2 用二级微商法确定终点(可参照 GB/T 9725-1988 中 6.2.2)

a)根据滴定时所作的记录，按硝酸银标准滴定溶液的体积(V)和电位(V)，用列表法[见表(C1)]算出下列数值。

b)当一级微商最大、二级微商等于零时，即为滴定终点。

表 C1 标定时的典型示例

V mL	E mV	Δ E mV	Δ V _{b-a} mL	一级微商 (Δ E/Δ V)	二级微商
0.00	224				
4.00	287	63	4.00	16	22
4.50	306	19	0.50	38	2
4.60	310	4	0.10	40	40
4.70	318	8	0.10	80	20
4.80	328	10	0.10	100	100
4.90	348	20	0.10	200	1030
5.00	471	123	0.10	1230	-740
5.10	520	49	0.10	490	-370
5.20	532	12	0.10	120	

注

(1)一级微商：单位体积硝酸银标准滴定溶液引起的电位变化值，在数值上相当于 Δ E（相对应的电位变化值）与 Δ V_{b-a}（连续滴入硝酸银标准滴定溶液的体积增值）的比值。

(2)二级微商：在数值上相当于相邻的一级微商之差。

滴定至终点时消耗硝酸银标准滴定溶液的量(V₁)，按式(C1)计算：

$$V_1 = V_a + \frac{a}{a-b} \times \Delta V_{b-a} \quad \dots\dots\dots(C1)$$

式中：V₁——滴定至终点时，消耗硝酸银标准滴定溶液的体积，mL；

A——二级微商为零前的二级微商值；

b——二级微商为零后的二级微商值；

V_a——在 a 时，消耗硝酸银标准滴定溶液的体积，mL；

Δ V_{b-a}——a 与 b 之间所加硝酸银标准滴定溶液的体积，mL。

从表中找出一级微商最大值为 1230，则二级微商等于零时，滴定终点在 1030 与 -740 之间，所以，a=1030，b=-740，V_a=4.90mL，Δ V_{b-a}=0.10mL。按式(C1)计算：

$$\begin{aligned} V_1 &= V_a + \frac{a}{a-b} \times \Delta V_{b-a} = 4.90 + \frac{1030}{1030 + 740} \times 0.10 \\ &= 4.96(mL) \end{aligned}$$

即滴定终点时，消耗硝酸银标准滴定溶液量为 4.96mL。

C4.5.2.3 硝酸银标准滴定溶液的实际浓度，按式(C2)计算：

$$c_2 = \frac{10 \times c_1}{V_1} \dots\dots\dots(C2)$$

式中： c_2 ——硝酸银标准滴定溶液的实际浓度，mol/L；

10——标定时，吸取氯化钠基准溶液的体积，mL；

c_1 ——氯化钠基准溶液的浓度，mol/L；

V_1 ——滴定至终点时，消耗硝酸银标准滴定溶液的体积，mL。

C5 操作步骤

取试样 35.0mL 于 50mL 烧杯中，加入硝酸溶液(1+3)0.2mL，以下按标定时同样操作，求得滴定至终点时消耗硝酸银标准滴定溶液的体积。测定过程中，可根据试样中氯离子含量的多少适当调整硝酸银标准滴定溶液的浓度。

C6 计算

试样中氯离子的含量按式（C3）计算：

$$X = 0.03545 \times c_2 \times \frac{V_2}{V_3} \times 10^6 \dots\dots\dots(C3)$$

式中： X ——试样中氯离子含量，mg/L；

0.03545——与 1.00mL 硝酸银标准滴定溶液[c(AgNO₃)=1.000mol/L]相当的以克表示的氯离子的质量；

C_2 ——硝酸银标准滴定溶液的实际浓度，mol/L；

V_2 ——测定试样时，消耗硝酸银标准滴定溶液的体积，mL；

V_3 ——取试样的体积，mL；

C7 精密度(95%置信水平)

C7.1 重复性：在同-实验室，同一分析者使用同一台仪器分析同-样品，重复测定所得两个结果之差不应超过以下值。

氯离子含量，mg/L	允许差，mg/L
1.0~10.0	0.2
10.1~50.0	0.3
50.1~100	0.4

C8 报告

取两次重复测定结果的算术平均值,作为试样的测定结果,精确至 0.1mg/L。

第二法 硝酸汞滴定法

C9 范围

C9.1 本方法适用于测定变性燃料乙醇中的氯离子含量。

C9.2 氯离子含量的测量范围为 1 mg/L~100mg/L。

C10 方法提要

将试样在水浴上蒸干,用水浸泡溶出,调水溶液 pH 2.3~2.8,其中氯离子和汞离子反应,生成氯化汞。过量的汞离子与二苯卡巴腓(二苯偶氯碳酰肼)形成紫色络合物指示终点,可用汞盐滴定试样,测定其中的氯离子含量。指示剂中加溴酚蓝、二甲苯蓝-FF 混合液作背景色可提高指示剂的灵敏度。

C11 仪器

C11.1 微量滴定管: 5mL、10mL。

C11.2 瓷蒸发皿: 150mL。

C11.3 水浴。

C12 试剂和溶液

本试验方法中所用试剂,在未注明其他规格时,均为分析纯;所用水,在未注明其他要求时,均符合 GB/T 6682 二级及以上规格。

C12.1 氯化钠标准溶液(1mL 含 1mgCl⁻): 称取基准试剂氯化钠(或经 500℃~600℃灼烧至恒重的分析纯氯化钠)1.6490g,精确至 0.0001g。先用少量水溶解,再全部转移至 1000mL 容量瓶中,用水定容,摇匀备用。

C12.2 混合指示剂: 称取二苯卡巴腓(C₁₃H₁₂N₄O)0.5g、溴酚蓝(C₁₉H₁₀Br₄O₅S)0.05g、二甲苯蓝-FF(C₂₃H₂₇N₂N_aO₇S₂)0.12g,用 95%乙醇 100mL,溶解,贮存于棕色瓶中备用。

C12.3 硝酸溶液(1+65): 取 1 体积浓硝酸加 65 体积水。

C12.4 硝酸汞标准滴定溶液 I(1mL 相当于 0.5mgCl⁻)

C12.4.1 配制: 称取硝酸汞[Hg(NO₃)₂·H₂O]2.4g 或硝酸汞[Hg(NO₃)₂·1/2H₂O] 2.35g,用含有浓硝酸 0.5mL 的水溶液 10ml 溶解,并用水定容至 1000mL。放置过夜后

标定。

C12.4.2 标定：吸取氯化钠标准溶液(1mL 含 1mgCl⁻)5.00mL，用水溶解并定容至 100mL，按 C15.2 同样操作进行标定。

硝酸汞标准滴定溶液 I 对氯化物的滴定度 T₁，按式 (C4) 计算：

$$T_1 = \frac{1 \times 5.00}{V - V_0} \quad \dots\dots\dots(C4)$$

式中：T₁——硝酸汞标准滴定溶液 I 对氯化物的滴定度，mgCl⁻/mL；

1——氯化钠标准溶液的浓度，mg/mL；

5.00——吸取氯化钠标准溶液的体积，mL；

V——标定时，消耗硝酸汞标准滴定溶液 I 的体积，mL；

V₀——滴定空白时，消耗硝酸汞标准滴定溶液 I 的体积，mL。

C12.5 硝酸汞标准滴定溶液 II (1mL 相当于 0.25mgCl⁻)

吸取硝酸汞标准滴定溶液(1mL 相当于 0.5mgCl⁻)I，用水准确稀释制备 (T₂=1/2T₁)。

C13 操作步骤

C13.1 试样的处理

C13.1.1 吸取试样 100.0mL 于洁净的瓷蒸发皿中，置于沸水浴上蒸干。

C13.1.2 蒸干后的蒸发皿，先用水约 100mL 浸泡 20min 左右，把浸泡液小心地移入 250mL 容量瓶中，然后反复用水洗涤几次，以保证蒸发皿中的氯离子全部溶解并转移到该容量瓶中，用水定容，摇匀备用，即为试样溶液。

C13.2 测定

C13.2.1 吸取试样溶液 100.0mL 于 250mL 锥形瓶中，加混合指示剂 5 滴，逐滴加入硝酸溶液(1+65)调节试样溶液的酸度，直至溶液从紫色经绿色变为黄绿色，再过量加 1mL。

C13.2.2 在不断摇动下，用硝酸汞标准滴定溶液滴定，接近终点时(溶液颜色由黄绿变暗绿)应放慢滴定速度，当溶液颜色变为紫色时即为终点，记录消耗硝酸汞标准滴定溶液的体积(V₄)。

注：当试样溶液中氯化物含量大于 10mgCl⁻/L 时，直接使用硝酸汞标准滴定溶液(滴定度为 1mL 相当于 0.5mgCl⁻/L)I 和 10mL 滴定管滴定；当试样溶液中氯化物含量小于或等于

10 mgCl/L 时, 应使用硝酸汞标准溶液(滴定度为 1mL 相当于 0.25mgCl/L) II 和 5mL 微量滴定管滴定。

C13.3 另取 100.0mL 水,按上述操作做空白试验, 记录消耗硝酸汞标准滴定溶液的体积(V₃)。

C14 计算

试样中氯离子含量按式(C5)计算:

$$X = \frac{(V_4 - V_3) \times T}{V_2} \times \frac{250}{V_1} \times 1000 \quad \dots\dots\dots(C5)$$

式中: X——试样中氯离子的含量, mg/L;

V₄——测定时, 试样溶液消耗硝酸汞标准滴定溶液的体积, mL;

V₃——滴定空白试验时, 消耗硝酸汞标准滴定溶液的体积, mL;

T——硝酸汞标准滴定溶液对氯化物的滴定度(T₁ 或 T₂), mg/L;

V₂——吸取试样溶液的体积, mL;

250——试样蒸干后定容的体积, mL;

V₁——吸取试样的体积, mL。

C15 精密度

C15.1 重复性: 同一实验室, 同一分析者在相同操作条件下, 分析同一样品, 重复测定两个结果之差不应超过以下值。

氯离子含量, mg/L	允许差, mg/L
1.0~10.0	0.4
10.1~50.0	0.6
50.1~100	0.8

C16 报告

取两次重复测定结果的算术平均值, 作为试样的测定结果, 精确至 0.1 mg/L。

附录 D(标准的附录)

变性燃料乙醇酸度的测定方法

D1 范围

本方法适用于变性燃料乙醇酸度的测定。

D2 方法提要

根据酸碱中和反应原理，以酚酞作指示试剂，用氢氧化钠标准滴定溶液滴定试样至呈微红色，并保持 30s 不消退，即为终点。

D3 仪器

D3.1 具塞锥形瓶：250mL。

D3.2 移液管：0.5 mL、50mL。

D3.3 碱氏滴定管：5 mL。

D4 试剂和溶液

本试验方法中所用试剂，在未注明其他规格时，均为分析纯；所用水，在未注明其他要求时，均符合 GB/T 6682 三级规格。

D4.1 酚酞指示液(10g/L)：按 GB/T 603-1988 中 4.5.22 制备。

D4.2 无二氧化碳水：按 GB/T 603-1988 中 4.1.1 制备。

D4.3 氢氧化钠标准贮备溶液[c(NaOH)=0.1 mol/L]：按 GB/T 601 配备与标定。

D4.4 氢氧化钠标准滴定溶液[c(NaOH)=0.05 mol/L]：使用时，将 0.1 mol/L 氢氧化钠标准贮备溶液用无二氧化碳水准确稀释 2 倍。

D5 操作步骤

用移液管准确吸取试样 50.0mL 于 250mL 具塞锥形瓶中，加酚酞指示液 0.5 mL，用 0.05 mol/L 氢氧化钠标准滴定溶液滴定至微红色并保持 30s 内不褪色，记录消耗氢氧化钠标准滴定溶液的体积(V)。

D6 计算

试样的酸度按式(D1)计算：

$$X = \frac{V \times c \times 0.060}{50} \times 10^6 = V \times c \times 0.0012 \times 10^6 \quad \dots\dots\dots(D1)$$

式中：X——试样的酸度(以乙酸计)，mg/L；

V——滴定试样时消耗氢氧化钠标准滴定溶液体积，mL；

c——氢氧化钠标准滴定溶液的浓度，mol/L；

0.060——与 1.00mL 氢氧化钠标准溶液[c(NaOH)=1.000mol/L]相当的以克表示的乙酸的质量；

50——取样量，mL。

D7 精密度(95%置信水平)

D7.1 重复性：在同一实验室，同一分析者在相同操作条件下，分析同一样品，重复测定所得两个结果之差不应超过 2.4mg/L。

D7.2 再现性：在不同实验室，不同分析者对同一样品分析测得的两次结果之差不应超过 8.0mg/L。

D8 报告

取两次重复测定结果的算术平均值，作为试样的测定结果，精确至 0.1 mg/L。

附录 E(标准的附录)

变性燃料乙醇中铜含量的测定方法

(原子吸收石墨炉法)

E1 范围

E1.1 本方法适用于原子吸收光谱石墨炉法直接进样测定变性燃料乙醇中铜的含量。

E1.2 采用原子吸收石墨炉法，测定铜含量的范围为 0.005 mg/L~0.1 mg/L。

E2 方法提要

利用具有石墨炉装置的原子吸收光谱仪，直接将试样注入到石墨管中的平台上蒸发至干、灰化并原子化，记录原子化时铜原子在波长 324.7nm 处的吸光值，并与标准工作曲线相比较，即可测得铜含量。

E3 仪器和设备

E3.1 原子吸收光谱仪：在 324.7nm 波长使用，并具有背景校正功能。

E3.2 铜空心阴极灯：单元素灯较适合，但多元素灯也可以使用。

E3.3 石墨炉：能达到足够的温度，以使测定元素能原子化，并具有快速升温 and 快速冷却功能。

E3.4 石墨管：与石墨炉配套一致。为了避免吸收峰拖尾，推荐使用热解涂层石墨管。

E3.5 微量移液器：带有可更换吸头的微量吸液器，规格范围 $1\mu\text{L}\sim 100\mu\text{L}$ ，根据需要选用。推荐使用自动进样器。

E3.6 与原子吸收光谱仪相配套的计算机和微处理器控制装置：能自动校正背景，处理数据，绘制工作曲线等。

E3.7 实验室常用玻璃仪器。

E4 试剂和材料

本试验方法中所用试剂，在未注明其他规格时，均为分析纯；所用水，应符合 GB/T 6682 二级及以上规格。

E4.1 无水乙醇：

E4.2 铜标准贮备溶液 ($1.0\text{mL}=1.000\text{mgCu}$)：购买铜标准样品或按 GB/T 602-1988 中 4.59 配制。

注：铜标准贮备溶液不能用乙醇代替水作溶剂和稀释液，因为酸和醇会发生强烈反应。

E4.3 铜标准中间溶液 ($1.0\text{mL}=0.100\text{mg Cu}$)：吸取铜标准贮备溶液 2.50mL 于容量瓶中，用无水乙醇稀释定容至 25ml 。

E4.4 铜标准使用溶液 ($1.0\text{mL}=0.001\text{mg Cu}$)：吸取铜标准中间溶液 1.00mL ，用无水乙醇定容至 100mL 。该标准使用溶液需现用现配，用于测定时绘制标准工作曲线。

E4.5 硝酸溶液(1+1)：取 1 体积浓硝酸加到 1 体积水中。

E4.6 氩气：99.99%以上。

E5 操作步骤

E5.1 清洗玻璃仪器

将在绘制标准工作曲线、配制试样以及试验过程中用到的所有玻璃仪器，都要用硝酸溶液(1+1)浸泡过夜。然后，用本试验要求的水冲洗干净，备用。

E5.2 按仪器操作说明书和试样的性能调整、设置仪器的各项工作参数，调整仪器至最佳工作状态。

E5.3 绘制标准工作曲线

E5.3.1 分别吸取铜标准使用溶液 0mL、0.50mL、1.00mL、1.50mL、2.00mL 于 50mL 容量瓶中，用无水乙醇将其定容，铜含量分别为 0.00mg/L、0.010mg/L、0.020mg/L、0.030mg/L 和 0.040mg/L。

E5.3.2 按照通常的操作程序，设定合适的进样量和工作参数，将标准使用溶液注入石墨炉装置，仪器会自动记录吸光值、绘制标准工作曲线(或建立线性回归方程)，显示和打印测试结果：

E5.4 测定

在绘制标准工作曲线的同样条件下，以同样的进样量，将试样注入石墨炉装置，仪器会自动记录吸光值、绘制标准工作曲线(或建立线性回归方程)，显示和打印测试结果。对于铜含量较高的试样，可用无水乙醇适当稀释后再测定。

注：(1)注意设定干燥温度不要太高，以免试样沸腾飞溅，使准确度降低。

(2)配制标样或稀释试样时，尽量选用铜含量较低的无水乙醇作溶剂。

E6 计算

E6.1 查标准工作曲线(或通过线性回归方程计算)获得每个试样的铜含量(mg/L)。

E6.2 对于铜含量较高的试样，按式(E1)计算：

$$X = A \times n \quad \dots\dots\dots(E1)$$

式中：X——试样中的铜含量，mg/L

A——直接读取或查标准工作曲线(或通过线性回归方程计算)得到经稀释试样的铜含量，mg/L。

n——试样的稀释倍数。

E7 精密度

E7.1 重复性：在同一实验室，同一分析者使用同-台仪器和相同的操作条件，分析同一样品，重复测定所得两个结果之差，铜含量在 0.005mg/L~0.010mg/L 范围，不得超过平均值的 10%；铜含量在 0.011mg/L~0.100mg/L 范围，不应超过平均值的 5%。

E8 报告

取两次重复测定结果的算术平均值，作为试样的测定结果，精确至 0.001mg/L。

附录 F(标准的附录)

变性燃料乙醇 pHe 值的测定方法

F1 范围

F1.1 本方法适用于高浓度乙醇含量[70%(V/V)以上]的变性燃料乙醇(或燃料乙醇)酸强度的测定。

F1.2 醇溶液的 pHe 值与水溶液的 pH 值不能直接相比。

F1.3 pHe 值的测定取决于变性燃料乙醇的混合程度、搅拌速度及电极在溶液中的作用时间。

F2 方法提要

F2.1 将复合电极浸入被测溶液中,构成一原电池,其电动势与 pHe 值有关,通过酸度计的电动势,即可测定变性燃料乙醇的 pHe 值。

F2.2 活化复合电极,是保证测定准确性的一个必要步骤,因此应在每测定一个试样后,都要将电极浸入 pH=7 的标准缓冲溶液中,准备测定下一个试样。

F2.3 在整个分析过程中,由于溶剂会影响电极的读数,所以要求在 30s 记录 pHe 值的读数。

F3 仪器和设备

F3.1 酸度计: 选用一个适于测定变性燃料乙醇 pHe 的特种离子电极系统、具有较高电阻、并能进行温度补偿的酸度计(或 pH 计),精度为 0.01pH 单位。

F3.2 复合电极: 因为电极对测定结果有较大的影响,需选择精密度高,重现性好的(同一型号)电极。

F3.3 温度补偿器: 温度补偿器能自动校正电极随温度反应引起的斜率变化,但不改变试样 pHe 值随温度的变化。因此应保证试样的 $22^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 温度测定。

F3.4 磁力搅拌器: 任何磁力搅拌器均可使用,但磁力搅拌棒应带聚四氟乙烯塑料套(尺度约 19 mm~25mm)。

F3.5 玻璃烧杯或塑料杯: 100mL。

F3.6 秒表。

F4 试剂和溶液

本试验方法中所用试剂，在未注明其他规格时，均为分析纯；所用水，在未注明其他要求时，均符合 GB/T 6682 三级规格。

F4.1 无二氧化碳水：按 GB/T 603-1988 中 4.1.1 方法制备。

F4.2 标准缓冲溶液(pH=4)：直接购置标准缓冲剂，按使用说明书方法配制与标定。或按 GB/T 9724-1988 中 4.3 方法配制。

F4.3 标准缓冲溶液(pH=7)：直接购置标准缓冲剂，按使用说明书方法配制与标定。或按 GB/T 9724-1988 中 4.4 方法配制。

F4.4 盐酸溶液[c(HCl)=1mol/L]：按 GB/T 601 配制。

F4.5 氢氧化钠溶液[c(NaOH)=1mol/L]：按 GB/T 601 配制。

F4.6 硫酸溶液[c(1/2H₂SO₄)=1mol/L]：按 GB/T 601 配制。

F5 操作步骤

F5.1 电极的准备

F5.1.1 使用一个新电极前和每测定 10 个试样后，或发现电极被油渍污染时，均须对电极进行清洗活化。清洗活化复合电极时，应依次用 1mol/L 氢氧化钠溶液和 1mol/L 硫酸溶液(或 1mol/L 盐酸溶液)浸泡几次，每次 30s。浸泡后取出电极，在其他容器中用水冲洗，用滤纸吸干电极外附着的水。然后把电极浸泡在 pH 为 7 的标准缓冲溶液中。

F5.2 校正

F5.2.1 打开酸度计，按照制造商提供的使用说明书连接电极和温度补偿器，并按要求进行预热和温度补偿一定时间，使标准缓冲溶液和电极均衡受热。当使用手动进行温度补偿时，应调整仪器的温度补偿器，使其与测定试样的温度相一致。

F5.2.2 取 pH 等于 7 的标准缓冲溶液 50mL 于 100mL 烧杯中，插入电极，连接自动温度补偿器，放入一颗磁力搅拌棒，同时开启搅拌，调整酸度计，使其 pH 值定位于在该温度下的标准 pH 值(查制造商提供的温度校正表或 GB/T 9724-1988 中 4.6)，取出电极，在其他容器中用水冲洗，用滤纸吸干电极外附着的水。

F5.2.3 取 pH 等于 4 的标准缓冲溶液 50mL 于 100mL 烧杯中，插入活化的复合电极，连接温度补偿器，同时开启搅拌，调整酸度计，使其 pH 值定位于该温度下的标准 pH 值(同 F5.2.2)。取出电极，在其他容器中用水冲洗干净，用滤纸吸干电极外附着的水。

F5.2.4 校正后，酸度计的斜率应在 95%~100% 范围内，否则电极就需重新清洗活化或更换。取出电极，在其他容器中用水冲洗干净，用滤纸吸干电极外附着的水。把电极再放回 pH 等于 7 的标准缓冲溶液中浸泡。

F5.3 测定

F5.3.1 吸取试样 50mL 于 100mL 烧杯中，放入磁力搅拌棒，把烧杯置于磁力搅拌器上，开启搅拌，调整搅拌速度使之产生 6mm~8mm 深的小漩涡。插入温度补偿器，确保试样温度在 $22^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 测定。

F5.3.2 从 pH 等于 7 标准缓冲溶液中取出电极，在其他容器中用水冲洗干净。再用滤纸吸干电极外附着的水。

F5.3.3 将电极插入试样中，同时开始计时，在 $30\text{s} \pm 1\text{s}$ 时迅速读取 pHe 值。从酸度计上读取的 pHe 值就是试样的 pHe 值。

注：测定时应在 $30\text{s} \pm 1\text{s}$ 读数。因为 30s 后，由于玻璃电极脱水作用，会使读数慢慢变化。如果在较低 pHe 值的试样 ($\text{pHe} < 5$) 中浸泡 30s，读数未升高或在一些缓冲能力低溶液中重复性不好，该电极就需清洗活化。

F5.3.4 从试样中取出电极，在其他容器中用水冲洗干净，用滤纸吸干电极外附着的水。将其放回 pH 等于 7 的标准缓冲溶液中再活化，待其读数落到 7.05 以下(但浸入其中的时间至少 20s)。待 5min 后，如果 pH 值仍为 7.05 以上，应重新校正。

F5.3.5 测定 10 个试样后，按 F5.1.1 所述，重新清洗活化电极一次。

F6 精密度 (95%置信水平)

F6.1 重复性：在同一实验室，同一分析者使用同一台仪器分析同一样品，重复测定所得两个结果之差不应超过 0.29pHe。

F6.2 再现性：在不同实验室，不同分析者对同一样品分析测得的两次结果之差不应超过 0.52pHe。

F7 报告

取两次重复测定结果的算术平均值，作为试样的测定结果，精确至 0.01pHe。

中华人民共和国国家标准

车用乙醇汽油

(GB 18351—2004)

1 范围

本标准规定了在不添加含氧化合物的液体烃类中加入一定量变性燃料乙醇及改善使用性能的添加剂后，组成的车用乙醇汽油的技术条件。

本标准适用于作车用点燃式内燃机的燃料。

2 规范性引用标准

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 256 汽油诱导期测定法

GB/T 259 石油产品水溶性酸及碱测定法

GB/T 380 石油产品硫含量测定法(燃灯法)

GB/T 503 汽油辛烷值测定法(马达法)

GB/T 511 石油产品和添加剂机械杂质测定法(质量法)

GB/T 1792 馏分燃料中硫醇硫测定法(电位滴定法)

GB/T 4756 石油液体手工取样法(GB/T4756-1998, eqv ISO 3170: 1988)

GB/T 5096 石油产品铜片腐蚀试验法

GB/T 5487 汽油辛烷值测定法(研究法)

GB/T 6536 石油产品蒸馏测定法

GB/T 8017 石油产品蒸气压测定法(雷德法)

GB/T 8018 汽油氧化安定性测定法(诱导期法)

GB/T 8019 车用汽油和航空燃料实际胶质测定法(喷射蒸发法)(GB/T

8019-1987, neq ISO 6246: 1981)

GB/T 8020 汽油铅含量测定法(原子吸收光谱法)

GB/T 11132 液体石油产品烃类测定法(荧光指示剂吸附法)

GB/T 11140 石油产品硫含量测定法(X 射线光谱法)

GB/T 17040 石油产品硫含量测定法(能量色散 X 射线荧光光谱法)

GB 17930 车用无铅汽油

GB 18350 变性燃料乙醇

SH 0164 石油产品包装、贮运及交货验收规则

SH/T 0174 芳烃和轻质石油产品硫醇定性试验法(博业试验法)(SH/T 0174-1992, eqv ISO 5275: 1979)

SH/T 0246 轻质石油产品中水含量测定法(电量法)

SH/T 0253 轻质石油产品中总硫含量测定法(电量法)

SH/T 0663 汽油中某些醇类和醚类测定法(气相色谱法)

SH/T 0689 轻质烃及发动机燃料和其他油品的总硫含量测定法(紫外荧光法)

SH/T 0693 汽油中芳烃含量测定法(气相色谱法)

SH/T 0711 汽油中锰含量测定法(原子吸收光谱法)

SH/T 0712 汽油中铁含量测定法(原子吸收光谱法)

SH/T 0713 车用汽油和航空汽油中苯和甲苯含量的测定(气相色谱法)

SH/T 0741 汽油中烃类组成测定法(多维气相色谱法)

SH/T 0742 汽油中硫含量测定法(能量色散 X 射线荧光光谱法)

3 牌号

车用乙醇汽油按研究法辛烷值分为 90 号、93 号、95 号和 97 号四个牌号。

4 术语和定义

本标准采用下列术语和定义。

4.1 抗爆指数

研究法辛烷值和马达法辛烷值之和的二分之一。

4.2 乙醇汽油

在不添加含氧化合物的液体烃类中加入一定量变性燃料乙醇后用作点燃式内燃机的燃料, 加入量(体积分数)为 10.0%, 称为 E10。

4.3 变性燃料乙醇

加入变性剂后不能饮用，只作燃料用的乙醇。

5 技术要求

5.1 本标准包括的产品只允许加入符合 GB 18350 的变性燃料乙醇，加入量(体积分数)为 10.0%±0.5%。现场快速测定法见附录 A。

5.2 本标准的其他技术要求见表 1。

表 1 车用乙醇汽油技术要求

项目	质量指标				试验方法
	90 号	93 号	95 号	97 号	
抗爆性:					
研究法辛烷值(RON)	不小于	90	93	95	GB/T 5487 GB/T 503
抗爆指数(RON+MON)/2	不小于	85	88	90	
铅含量 ^a /(g/L)	不大于	0.005			GB/T 8020
馏程					GB/T 6536
10%蒸发温度/°C	不高于	70			
50%蒸发温度/°C	不高于	120			
90%蒸发温度/°C	不高于	190			
终馏点/°C	不高于	205			
残留量(体积分数)/%	不大于	2			
蒸气压/kPa					GB/T 8017
从 9 月 16 日至 3 月 15 日	不大于	88			
从 3 月 16 日至 9 月 15 日	不大于	74			
实际胶质/(mg/100mL)	不大于	5			GB/T 8019
诱导期 ^b /min	不小于	480			GB/T 8018
硫含量 ^c (质量分数)/%	不大于	0.08			GB/T 380 GB/T 11140 GB/T 17040 SH/T 0253 SH/T 0689 SH/T 0742
硫醇(需满足下列要求之一):					SH/T 0174 GB/T 1792
博士试验		通过			
硫醇硫含量(质量分数)/%	不大于	0.001			
铜片腐蚀(50°C,3h)/级	不大于	1			GB/T 5096
水溶性酸或碱		无			GB/T 259
机械杂质		无			目测 ^d
水分(质量分数)/%	不大于	0.20			SH/T 0246
乙醇含量(体积分数)/%		10.0±2.0			SH/T 0663
其他含氧化合物(质量分数)/%	不大于	0.1 ^e			SH/T 0663
苯含量 ^f (体积分数)/%	不大于	2.5			SH/T 0693 SH/T 0713
烃含量 ^g (体积分数)/%	不大于	40			GB/T 11132 SH/T 0741
烯烃含量 ^g (体积分数)/%	不大于	35			GB/T 11132 SH/T 0741
锰含量 ^h /(g/L)	不大于	0.018			SH/T 0711

铁含量 ⁱ /(g/L)	不大于	0.010	SH/T 0712
-------------------------	-----	-------	-----------

a.本标准规定了铅含量最大限值，但不允许故意加铅。

b.诱导期允许用 GB/T 256 方法测定，仲裁试验以 GB/T 8018 方法测定结果为准；

c.硫含量允许用 GB/T 11140、GB/T 17040、SH/T 0253、SH/T 0689、SH/T 0742 方法测定，仲裁试验以 GB/T 380 方法测定结果为准。

d.将试样注入 100mL 玻璃量筒中观察，应当透明，没有悬浮和沉降的机械杂质及分层。在有异议时，以 GB/T 511 方法测定结果为准。

e.不得人为加入甲醇。

f.苯含量允许用 SH/T 0713 测定，仲裁试验以 SH/T 0693 方法测定结果为准；

g.芳烃含量和烯烃含量允许用 SH/T 0741 测定，仲裁试验以 GB/T 11132 方法测定结果为准。

h.锰含量是指汽油中以甲基环戊二烯三羰基锰(MMT)形式存在的总锰含量。含锰汽油在储存、运输和取样时应避光。

i.铁不得人为加入。

6 标志、包装、运输、贮存

标志、包装、运输、贮存及交货验收按 SH 0164 进行。符合本标准的车用乙醇汽油在运输、贮存过程中必须使用专用的管道、容器和机泵。这些储罐、泵、管线、计量器的密封件和材质必须适应乙醇汽油的要求；在储存运输过程中，要保证整个系统干净和不含水。如果发生相分离，分出的水相必须送往专门的废水处理厂进行处理。凡向用户销售符合本标准的车用乙醇汽油所使用的加油机泵和容器都应标明下列标志：“E10 乙醇汽油 90 号”、“E10 乙醇汽油 93 号”、“E10 乙醇汽油 95 号”或者“E10 乙醇汽油 97 号”，并应标志在汽车驾驶员易看见的地方。

7 取样

取样按 CB/T 4756 进行，取 4L 作为检验和留样用。

附录 A(资料性附录)

车用乙醇汽油中变性燃料乙醇含量测定法(现场快速法)

A1 范围

本标准规定了在现场快速测定车用乙醇汽油中变性燃料乙醇含量的方法。

本方法适用寸：变性燃料乙醇含量(体积分数)在 20%以下的车用乙醇汽油。

A2 方法概要

将规定体积的试样和蒸馏水置于具塞量筒中混合均匀，然后静置 20min，混合物将分成油-水两相，记录水相体积。通过水相体积-变性燃料乙醇含量关系图，得出变性燃料乙醇含量。

A3 仪器

A3.1 具塞量筒：100mL，分度为 1.0mL。

A3.2 移液管：10mL。

A3.3 水浴：35~40℃。

A4 材料

蒸馏水。

A5 试验步骤

A5.1 用 100mL 具塞量筒量取 100mL 试样，精确至 0.5mL。

A5.2 用 10mL 移液管量取 10mL 蒸馏水，加入具塞量筒中。

A5.3 将具塞量筒上下颠倒 20 次(约 0.5min)，使其混合均匀。然后将混合物静置 20min，使其分成界面清晰的油-水两相。

注：1.危险(警示)—试样为易燃易爆品，应远离热源和明火。试样蒸汽有毒，应特别小心尽量避免吸入。容器要密封，使用时保持通风。

2.因试样在摇动过程中会产生挥发性气体，因此在混合均匀后应松动具塞量筒的瓶塞，使气体挥发，以防其弹出。

3.如果室温较低，混合物分层时间可能较长，可将其置于 35~40℃水浴中，再进行测定。

A5.4 记录水相体积，精确至 0.5mL。

A6 计算

在水相体积-变性燃料乙醇含量关系图 A1 中,由水相体积查出对应的变性燃料乙醇含量,以体积分数(体积分数%)表示。精确至 0.1%。

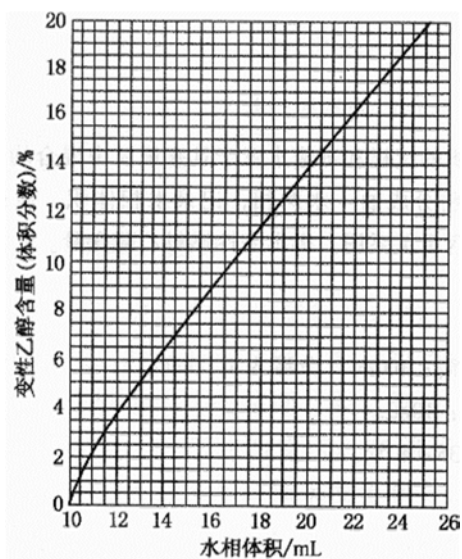


图 A1 水相体积-变性燃料乙醇含量关系图

A7 报告

取重复测定两个结果的算术平均值作为试样的变性燃料乙醇含量,以体积分数(%)表示,精确至 0.1%。

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源热泵技术供热制冷；

（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报报告》，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过程中，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。

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。

国家发展改革委关于风电建设管理有关要求的通知

发改能源〔2005〕1204号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、副省级省会城市、新疆生产建设兵团发展改革委、物价局：

为了促进风电产业的健康发展，加快风电设备制造国产化步伐，不断提高我国风电规划、设计、管理和设备制造能力，逐步建立我国风电技术体系，更好地适应我国风电大规模发展的需要，现将风电项目建设管理的有关要求通知如下：

一、风能资源是重要的能源资源。各省（区、市）要按照合理开发和有效利用风能资源的原则，结合能源资源特点和经济社会发展状况，制定本省（区、市）的风电发展规划，明确发展目标、风电场址和有关要求，以指导风电的建设和管理，促进风电的健康有序发展。

二、根据《国务院关于投资体制改革的决定》（国发〔2004〕200号）的有关规定，总装机容量5万千瓦及以上风电项目由我委核准，其余项目由各省（区、市）发展改革委核准。有关核准程序和条件按《企业投资项目核准暂行办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第19号）执行。

三、风电场建设的核准要以风电发展规划为基础，核准的内容主要是风电场规模、场址条件和风电设备国产化率。风电场建设规模要与电力系统、风能资源状况等有关条件相协调；风电场址距电网相对较近，易于送出；风电设备国产化率要达到70%以上，不满足一设备国产化率要求的风电场不允许建设，进口设备海关要照章纳税。

四、风电上网电价由国务院价格主管部门根据各地的实际情况，按照成本加收益的原则分地区测算确定，并向社会公布。风电特许权建设项目的电价通过招标方式确定，但是，不得高于国务院价格主管部门规定的上网电价水平。

请各省（区、市）发展改革委、物价局按照上述要求，认真做好风电建设的

管理和监督工作，加强风电建设的规划工作和前期工作，高度重视风电设备制造的国产化，将风电建设、产业和市场培育、人才培养有机地结合起来，努力降低风电建设成本，提高风电运行和管理水平，增强风电的市场竞争力，促进我国风电产业的更快更好发展。

风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法

发改能源〔2005〕1511号

第一章 总 则

第一条 为贯彻实施《中华人民共和国可再生能源法》，支持风电发展，规范和加快风电场开发建设，促进经济社会可持续发展，依据国家有关法律法規，结合风电场建设的特点，制定本办法。

第二条 本办法适用于规划建设的风电场工程项目。

第二章 建设用地

第三条 风电场工程建设用地应本着节约和集约利用土地的原则，尽量使用未利用土地，少占或不占耕地，并尽量避免省级以上政府部门依法批准的需要特殊保护的区域。

第四条 风电场工程建设用地按实际占用土地面积计算和征地。其中，非封闭管理的风电场中的风电机组用地，按照基础实际占用面积征地；风电场其它永久设施用地按照实际占地面积征地；建设施工期临时用地依法按规定办理。

第五条 风电场工程建设用地预审工作由省级国土资源管理部门负责。

第六条 建设用地单位在申请核准前要取得用地预审批准文件。用地预审申请需提交下列材料：

- 1、建设用地预审申请表；
- 2、预审申请报告内容包括：拟建设项目基本情况、拟选址情况、拟用地总规模和拟用地类型等，对占用耕地的建设项目，需提出补充耕地初步方案；
- 3、项目预可行性研究报告。

第七条 项目建设单位申报核准项目时，必须附省级国土资源管理部门预审意

见；没有预审意见或预审未通过的，不得核准建设项目。

第八条 风电场项目经核准后，项目建设单位应依法申请使用土地，涉及农用地和集体土地的，应依法办理农用地转用和土地征收手续。

第三章 环境保护

第九条 风电场工程建设项目实行环境影响评价制度。风电场建设的环境影响评价由所在地省级环境保护行政主管部门负责审批。凡涉及国家级自然保护区的风电场工程建设项目，省级环境保护行政主管部门在审批前，应征求国家环境保护行政主管部门的意见。

第十条 加强环境影响评价工作，认真编制环境影响报告表。风电规划、预可行性研究报告和可行性研究报告都要编制环境影响评价篇章，对风电建设的环境问题、拟采取措施和效果进行分析和评价。

第十一条 建设单位在项目申请核准前要取得项目环境影响评价批准文件。项目环境影响评价报告应委托有相应资质的单位编制，并提交“风电场工程建设项目环境影响报告表”。

第十二条 项目建设单位申报核准项目时，必须附省级环境保护行政主管部门审批意见；没有审批意见或审批未通过的，不得核准建设项目。

第十三条 风电场工程经核准后，项目建设单位要按照环境影响报告表及其审批意见的要求，加强环境保护设计，落实环境保护措施。按规定程序申请环境保护设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

第四章 其它

第十四条 各省（区、市）风电场工程规划报告由各省（区、市）发展改革委负责组织有关单位编制，应当在规划编制过程中组织进行环境影响评价，编写该规划有关环境影响的篇章或者说明。省级国土资源管理部门负责对风电场规划用地的合理性进行审核，并做好与本地区土地利用总体规划的衔接工作；省级环境保护行政主管部门负责对规划的环境问题进行审核。

第五章 附则

第十五条 建设用地预审按照《建设项目用地预审管理办法》（国土资源部令第27号）执行。建设用地预审申请表、建设用地预审申请报告和风电场工程建设项目环境影响报告表格式见附件一～附件三。

第十六条本办法由国家发展改革委、国土资源部和国家环保总局负责解释。自发布之日起执行

第十六条 本办法由国家发展改革委、国土资源部和国家环保总局负责解释。自发布之日起执行。

中华人民共和国国家标准

民用建筑太阳能热水系统应用技术规范

GB50364—2005

1 总 则

1.1 为使民用建筑太阳能热水系统安全可靠、性能稳定、与建筑和周围环境协调统一，规范太阳能热水系统的设计、安装和工程验收，保证工程质量，制定本规范。

1.2 本规范适用于城镇中使用太阳能热水系统的新建、扩建和改建的民用建筑，以及改造既有建筑上已安装的太阳能热水系统和在既有建筑上增设太阳能热水系统。

1.3 太阳能热水系统设计应纳入建筑工程设计，统一规划、同步设计、同步施工，与建筑工程同时投入使用。

1.4 改造既有建筑上安装的太阳能热水系统和在既有建筑上增设太阳能热水系统应由具有相应资质的单位进行。

1.5 民用建筑应用太阳能热水系统除应符合本规范外，尚应符合国家有关标准的规定。

2 术 语

2.1 建筑平台 terrace

供使用者或居住者进行室外活动的上人屋面或由建筑底层地面伸出室外的部分。

2.2 变形缝 deformation joint

为防止建筑物在外界因素作用下，结构内部产生附加变形和压力，导致建筑物开裂、碰撞甚至破坏而预留的构造缝，包括伸缩缝、沉降缝和抗震缝。

2.3 日照标准 insolation standards

根据建筑物所处的气候区，城市大小和建筑物的使用性质决定的，在规定的日照标准日（冬至日或大寒日）有效日照时间范围内，以底层窗台面为计算起点的建筑外窗获得的日照时间。

2.4 平屋面 plane roof

坡度小于 10° 的建筑屋面。

2.5 坡屋面 sloping roof

坡度大于等于 10° 且小于 75° 的建筑屋面。

2.6 管道井 pipe shaft

建筑物中用于布置竖向设备管线的竖向井道。

2.7 太阳能热水系统 solar water heating system

将太阳能转换成热能以加热水的装置。通常包括太阳能集热器、贮水箱、泵、连接管道、支架、控制系统和必要时配合使用的辅助能源。

2.8 太阳能集热器 solar collector

吸收太阳辐射并将产生的热能传递到传热工质的装置。

2.9 贮热水箱 heat storage tank

太阳能热水系统中储存热水的装置，简称贮水箱。

2.10 集中供热水系统 collective hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和集中的贮水箱供给一幢或几幢建筑物所需热水的系统。

2.11 集中-分散供热水系统 collectice-individual hot water supply system

采用集中的太阳能集热器和分散的贮水箱供给一幢建筑物所需热水的系统。

2.12 分散供热水系统 individual hot water supply system

采用分散的太阳能集热器和分散的贮水箱供给各个用户所需热水的小型系统。

2.13 太阳能直接系统 solar direct system

在太阳能集热器中直接加热水给用户的太阳能热水系统。

2.14 太阳能间接系统 solar indirect system

在太阳能集热器中加热某种传热工质，再使该传热工质通过换热器加热水给

用户的太阳能热水系统。

2.15 真空管集热器 evacuated tube collector

采用透明管（通常为玻璃管）并在管壁与吸热体之间有真空空间的太阳能集热器。

2.16 平板型集热器 flat plate collector

吸热体表面基本为平板形状的非聚光型太阳能集热器。

2.17 集热器总面积 gross collector area

整个集热器的最大投影面积，不包括那些固定和连接传热工质管道的组成部分。

2.18 集热器倾角 tilt angle of collector

太阳能集热器与水平面的夹角。

2.19 自然循环系统 natural circulation system

仅利用传热工质内部的密度变化来实现集热器与贮水箱之间或集热器与换热器之间进行循环的太阳能热水系统。

2.20 强制循环系统 forced circulation system

利用泵迫使传热工质通过集热器（或换热器）进行循环的太阳能热水系统。

2.21 直流式系统 series-connected system

传热工质一次流过集热器加热后，进入贮水箱或用热水处的非循环太阳能热水系统。

2.22 太阳能保证率 solar fraction

系统中由太阳能部分提供的热量除以系统总负荷。

2.23 太阳辐照量 solar irradiation

接收到太阳辐射能的面密度。

3 基本规定

3.1 太阳能热水系统设计和建筑设计应适应使用者的生活规律，综合日照和管理等要求，创造安全、卫生、方便、舒适的生活环境。

3.2 太阳能热水系统设计应根据用户使用、施工安装和维护等要求确定。

3.3 太阳能热水系统类型的选择，应根据建筑物类型、使用要求、安装条件等因素综合确定。

3.4 在既有建筑上增设或改造已安装的太阳能热水系统，必须经建筑结构安全复核，并应满足建筑结构及其它的安全性要求。

3.5 建筑物上安装太阳能热水系统，不得降低相邻建筑的日照标准。

3.6 太阳能热水系统宜配置辅助能源加热设备。

3.7 安装在建筑物上的太阳能集热器应规则有序、排列整齐。太阳能热水系统配备的输水管和电器、电缆线应与建筑物其他管线统筹安排、同步设计、同步施工，安全、隐蔽、集中布置，便于安装维护。

3.8 太阳能热水系统应安装分户计量装置。

3.9 安装太阳能热水系统建筑的主体结构，应符合建筑施工质量验收标准的规定。

4 太阳能热水系统设计

4.1 一般规定

4.1.1 太阳能热水系统设计应纳入建筑给水排水设计，并应符合国家现行的有关设计规范要求。

4.1.2 太阳能热水系统应根据建筑物的使用功能、地理位置、气候条件和安装条件等综合因素，选择其类型、色泽和安装位置，应与建筑物整体及周围环境相协调。

4.1.3 太阳能集热器的规格宜与建筑模数相协调。

4.1.4 安装在建筑屋面、阳台、墙面和其它部位的太阳能集热器、支架及连接管线应与建筑功能和建筑造型一并设计。

4.1.5 太阳能热水系统应满足安全、适用、经济、美观的要求，并应便于安装、清洁、维护和局部更换。

4.2 系统分类与选择

4.2.1 太阳能热水系统按供热水范围可分为下列三种系统：

- 1) 集中供热水系统；
- 2) 集中-分散供热水系统；
- 3) 分散供热水系统。

4.2.2 太阳能热水系统按系统运行方式可分为下列三种系统：

- 1) 自然循环系统；

- 2) 强制循环系统;
- 3) 直流式系统。

4.2.3 太阳能热水系统按生活热水与集热器内传热工质的关系可分为下列二种系统:

- 1) 直接系统;
- 2) 间接系统。

4.2.4 太阳能热水系统按辅助能源设备安装位置可分为下列二种系统:

- 1) 内置加热系统;
- 2) 外置加热系统。

4.2.5 太阳能热水系统按辅助能源启动方式可分为下列三种系统:

- 1) 全日自动启动系统;
- 2) 定时自动启动系统;
- 3) 按需手动启动系统。

4.2.6 太阳能热水系统的类型应根据建筑物的类型及使用要求按表 4.2.6 进行选择。

表 4.2.6 太阳能热水系统设计选用表

建 筑 物 类 型			居住建筑			公共建筑		
			低层	多层	高层	宾馆 医院	游泳 馆	公共 浴室
太 阳 能 热 水 系 统 类 型	集热与供 热水范围	集中供热热水系统	●	●	●	●	●	●
		集中—分散供热热水系统	●	●	—	—	—	—
		分散供热热水系统	●	—	—	—	—	—
	系统运行 方式	自然循环系统	●	●	—	●	●	●
		强制循环系统	●	●	●	●	●	●
		直流式系统	—	●	●	●	●	●
	集热器内 传热工质	直接系统	●	●	●	●	—	●
		间接系统	●	●	●	●	●	●
	辅助能源 安装位置	内置加热系统	●	●	—	—	—	—
		外置加热系统	—	●	●	●	●	●
	辅助能源 启动方式	全日自动启动系统	●	●	●	●	—	—
		定时自动启动系统	●	●	●	—	●	●
		按需手动启动系统	●	—	—	—	●	●

4.3 技术要求

4.3.1 太阳能热水系统的热性能应满足相关太阳能产品国家标准和设计的要求，

系统中集热器、贮水箱、支架等主要部件的正常使用寿命不应少于 10 年。

4.3.2 太阳能热水系统应安全可靠，内置加热系统必须带有保证使用安全的装置，并应有防冻、防结露、防过热、防雷、抗雹、抗风、抗震等技术措施。

4.3.3 根据建筑物使用特点、热水用量、能源供应、维护管理及卫生防菌等因素选择辅助能源加热设备种类，并应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 中有关规定。

4.3.4 系统供水水温、水压和水质应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 中有关规定和要求。

4.3.5 太阳能热水系统应符合下列要求：

- 1) 集中供热水系统宜设置热水回水管道，热水供应系统应保证干管和立管中的热水循环；
- 2) 集中-分散供热水系统应设置热水回水管道，热水供应系统应保证干管、立管和支管中的热水循环；
- 3) 分散供热水系统可根据用户的具体要求设置热水回水管道。

4.4 系统设计

4.4.1 系统设计应遵循节水节能、经济实用、安全简便、便于计量的原则，根据建筑形式、辅助能源种类和热水需求等条件，宜按本规范表 4.2.6 选择太阳能热水系统。

4.4.2 系统集热器总面积计算应符合下列规定：

- 1) 直接系统集热器总面积可根据用户的每日用水量和用水温度确定，按下式计算：

$$A_c = \frac{Q_w C_w (t_{end} - t_i) f}{J T \eta_{cd} (1 - \eta L)} \quad (4.4.2-1)$$

式中 A_c ——直接系统集热器总面积， m^2 ；

Q_w ——日均用水量， kg ；

C_w ——水的定压比热容， $kJ / (kg \cdot ^\circ C)$ ；

t_{end} ——贮水箱内水的设计温度， $^\circ C$ ；

t_i ——水的初始温度, °C;

J_T ——当地集热器采光面上的年平均日太阳辐照量,
kJ/m²;

f ——太阳能保证率, %;

根据系统使用期内的太阳辐照、系统经济性及用户要求等因素综合考虑后确定, 宜为 30%~80%;

η_{cd} ——集热器的年平均集热效率;

根据经验取值宜为 0.25~0.50, 具体取值应根据集热器产品的实际测试结果而定;

η_L ——贮水箱和管路的热损失率;

根据经验取值宜为 0.20~0.30。

2) 间接系统集热器总面积可按下式计算:

$$A_{IN} = A_C \cdot \left(1 + \frac{F_R U_L \cdot A_C}{U_{hx} \cdot A_{hx}} \right) \quad (4.4.2-2)$$

式中 A_{IN} ——间接系统集热器总面积, m²

$FRUL$ ——集热器总热损系数, W/(m²·°C);

对平板型集热器, $FRUL$ 宜取 4~6 W/(m²·°C);

对真空管集热器, $FRUL$ 宜取 1~2 W/(m²·°C);

具体数值应根据集热器产品的实际测试结果而定;

U_{hx} ——换热器传热系数, W/(m²·°C);

A_{hx} ——换热器换热面积, m²。

4.4.3 集热器倾角应与当地纬度一致; 如系统侧重在夏季使用, 其倾角宜为当地纬度减 10°; 如系统侧重在冬季使用, 其倾角宜为当地纬度加 10°; 全玻璃真空管东西向水平放置的集热器倾角可适当减少。主要城市纬度表见附录 A。

4.4.4 集热器总面积有下列情况, 可按补偿方式确定, 但补偿面积不得超过本规范第 4.4.2 条计算结果的一倍:

- 1) 集热器朝向受条件限制, 南偏东、南偏西或向东、向西时;
- 2) 集热器在坡屋面上受条件限制, 倾角与本规范第 4.4.3 条规定偏差较大时。

4.4.5 当按本规范第 4.4.2 条计算得到系统集热器总面积，在建筑围护结构表面不够安装时，可按围护结构表面最大容许安装面积确定系统集热器总面积。

4.4.6 贮水箱容积的确定应符合下列要求：

- 1) 集中供热水系统的贮水箱容积应根据日用热水小时变化曲线及太阳能集热系统的供热能力和运行规律，以及常规能源辅助加热装置的工作制度、加热特性和自动温度控制装置等因素按积分曲线计算确定；
- 2) 间接系统太阳能集热器产生的热媒用作容积式水加热器或加热水箱时，贮水箱的贮热量应符合表 4.4.6 的要求。

表 4.4.6 贮水箱的贮热量

加热设备	以蒸汽或 95℃ 以上高温水为热媒		以 ≤95℃ 高温水为热媒	
	公共建筑	居住建筑	公共建筑	居住建筑
容积式水加热器或加热水箱	≥30min Q _h	≥45min Q _h	≥60min Q _h	≥90min Q _h

注:Q_h 为设计小时耗热量 (W)。

4.4.7 太阳能集热器设置在平屋面上，应符合下列要求：

- 1) 对朝向为正南、南偏东或南偏西不大于 30° 的建筑，集热器可朝南设置，或与建筑同向设置；
- 2) 对朝南偏东或南偏西大于 30° 的建筑，集热器宜朝南设置或南偏东、南偏西小于 30° 设置；
- 3) 对受条件限制，集热器不能朝南设置的建筑，集热器可朝南偏东、南偏西或朝东、朝西设置；
- 4) 水平放置的集热器可不受朝向的限制；
- 5) 集热器应便于拆装移动；
- 6) 集热器与遮光物或集热器前后排间的最小距离可按下式计算：

$$D = H \times ctg\alpha_s \quad (4.4.7)$$

式中 D ——集热器与遮光物或集热器前后排间的最小距离，m；

H ——遮光物最高点与集热器最低点的垂直距离，m；

α_s ——太阳高度角，度；

对季节性使用的系统，宜取当地春秋分正午 12 时的

太阳高度角；

对全年性使用的系统，宜取当地冬至日正午 12 时的

太阳高度角。

7) 集热器可通过并联、串联和串并联等方式连接成集热器组，并应符合下列要求：

(1) 对自然循环系统，集热器组中集热器的连接宜采用并联。平板型集热器的每排并联数目不宜超过 16 个。

(2) 全玻璃真空管东西向放置的集热器，在同一斜面上多层布置时，串联的集热器不宜超过 3 个（每个集热器联箱长度不大于 2m）。

(3) 对自然循环系统，每个系统全部集热器的数目不宜超过 24 个。大面积自然循环系统，可分成若干个子系统，每个子系统中并联集热器数目不宜超过 24 个。

8) 集热器之间的连接应使每个集热器的传热介质流入路径与回流路径的长度相同。

9) 在平屋面上宜设置集热器检修通道。

4.4.8 太阳能集热器设置在坡屋面上，应符合下列要求：

1) 集热器可设置在南向、南偏东、南偏西或朝东、朝西建筑坡屋面上；

2) 坡屋面上的集热器应采用顺坡嵌入设置或顺坡架空设置；

3) 做为屋面板的集热器应安装在建筑承重结构上；

4) 做为屋面板的集热器所构成的建筑坡屋面在刚度、强度、热工、锚固、防护功能上应按建筑围护结构设计。

4.4.9 太阳能集热器设置在阳台上，应符合下列要求：

1) 对朝南、南偏东、南偏西或朝东、朝西的阳台，集热器可设置在阳台栏板上或构成阳台栏板；

2) 低纬度地区设置在阳台栏板上的集热器和构成阳台栏板的集热器应有适当的倾角；

3) 构成阳台栏板的集热器，在刚度、强度、高度、锚固和防护功能上应满足建筑设计要求。

4.4.10 太阳能集热器设置在墙面上，应符合下列要求：

- 1) 在高纬度地区，集热器可设置在建筑的朝南、南偏东、南偏西或朝东、朝西的墙面上，或直接构成建筑墙面；
- 2) 在低纬度地区，集热器可设置在建筑南偏东、南偏西或朝东、朝西墙面上，或直接构成建筑墙面；
- 3) 构成建筑墙面的集热器，其刚度、强度、热工、锚固、防护功能应满足建筑围护结构设计要求。

4.4.11 嵌入建筑屋面、阳台、墙面或建筑其他部位的太阳能集热器，应满足建筑围护结构的承载、保温、隔热、隔声、防水、防护等功能。

4.4.12 架空在建筑屋面和附着在阳台或墙面上的太阳能集热器，应具有相应的承载能力、刚度、稳定性和相对于主体结构的位移能力。

4.4.13 安装在建筑上或直接构成建筑围护结构的太阳能集热器，应有防止热水渗漏的安全保障设施。

4.4.14 选择太阳能集热器的耐压要求应与系统的工作压力相匹配。

4.4.15 在使用平板型集热器的自然循环系统中，贮水箱的下循环管应比集热器的上循环管高 0.3m 以上。

4.4.16 系统的循环管路和取热水管路设计应符合下列要求：

- 1) 集热器循环管路应有 0.3%~0.5%的坡度；
- 2) 在自然循环系统中，应使循环管路朝贮水箱方向有向上坡度，不允许有反坡；
- 3) 在有水回流的防冻系统中，管路的坡度应使系统中的水自动回流，不应积存；
- 4) 在循环管路中，易发生气塞的位置应设有吸气阀；当用防冻液作为传热工质时，宜使用手动排气阀。需要排空和防冻回流的系统应设有吸气阀；在系统各回路及系统要防冻排空部分的管路的最低点及易积存的位置应设有排空阀，以保证系统排空；
- 5) 在强迫循环系统的管路上，宜设有防止传热工质夜间倒流散热的单向阀；
- 6) 间接系统的循环管路上应设膨胀箱。闭式间接系统的循环管路上同时还应设有压力安全阀和压力表，不应设有单向阀和其他可关闭的阀门；

- 7) 当集热器阵列为多排或多层集热器组并联时,每排或每层集热器组的进出口管道,应设辅助阀门;
- 8) 在自然循环和强迫循环系统中宜采用顶水法获取热水。浮球阀可直接安装在贮水箱中,也可安装在小补水箱中;
- 9) 设在贮水箱中的浮球阀应采用金属或耐温高于 100℃ 的其他材质浮球,浮球阀的口径应能满足取水流量的要求;
- 10) 直流式系统应采用落水法取热水;
- 11) 各种取热水管路系统应按 1.0m/s 的设计流速选取管径。

4.4.17 系统计量宜按照现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 中有关规定执行,并应按具体工程设置冷、热水表。

4.4.18 系统控制应符合下列要求:

- 1) 强制循环系统宜采用温差控制;
- 2) 直流式系统宜采用定温控制;
- 3) 直流式系统的温控器应有水满自锁功能。
- 4) 集热器用传感器应能承受集热器的最高空晒温度,精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$;贮水箱用传感器应能承受 100℃,精度为 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 。

4.4.19 太阳能集热器支架的刚度、强度、防腐蚀性能应满足安全要求,并应与建筑牢固连接。

4.4.20 太阳能热水系统使用的金属管道、配件、贮水箱及其他过水设备材质,应与建筑给水管道材质相容。

4.4.21 太阳能热水系统采用的泵、阀应采取减振和隔声措施。

5 规划和建筑设计

5.1 一般规定

5.1.1 应用太阳能热水系统的民用建筑规划设计,应综合考虑场地条件、建筑功能、周围环境等因素;在确定建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境时,应结合建设地点的地理、气候条件,满足太阳能热水系统设计和安装的技术要求。

5.1.2 应用太阳能热水系统的民用建筑,太阳能热水系统类型的选择,应根据建筑物的使用功能、热水供应方式、集热器安装位置和系统运行方式等因素,经综合技术经济比较确定。

5.1.3 太阳能集热器安装在建筑屋面、阳台、墙面或建筑其他部位，不得影响该部位的建筑功能，并应与建筑协调一致，保持建筑统一和谐的外观。

5.1.4 建筑设计应为太阳能热水系统的安装、使用、维护、保养等提供必要的条件。

5.1.5 太阳能热水系统的管线不得穿越其他用户室内空间。

5.2 规划设计

5.2.1 安装太阳能热水系统的建筑单体或建筑群体，主要朝向宜为南向。

5.2.2 建筑体型和空间组合应与太阳能热水系统紧密结合，并为接收较多的太阳能创造条件。

5.2.3 建筑物周围的环境景观与绿化种植，应避免对投射到太阳能集热器上的阳光造成遮挡。

5.3 建筑设计

5.3.1 太阳能热水系统的建筑设计应合理确定太阳能热水系统各组成部分在建筑中的位置，并应满足所在部位的防水、排水和系统检修的要求。

5.3.2 建筑的体型和空间组合应避免安装太阳能集热器部位受建筑自身及周围设施和绿化树木的遮挡，并应满足太阳能集热器有不少于 4h 日照时数的要求。

5.3.3 在安装太阳能集热器的建筑部位，应设置防止太阳能集热器损坏后，部件坠落伤人的安全防护设施。

5.3.4 直接以太阳能集热器构成围护结构时，太阳能集热器除与建筑整体有机结合，并与建筑周围环境相协调外，还应满足所在部位的建筑防护功能要求。

5.3.5 太阳能集热器不应跨越建筑变形缝设置。

5.3.6 设置太阳能集热器的平屋面应符合下列要求：

- 1) 太阳能集热器支架应与屋面预埋件固定牢固，并在地脚螺栓周围作密封处理；
- 2) 在屋面防水层上放置集热器时，屋面防水层应包到基座上部，并在基座下部增设附加防水层；
- 3) 集热器周围屋面、检修通道、屋面出入口和集热器之间的人行通道上部应铺设保护层；
- 4) 太阳能集热器与贮水箱相连的管线需穿屋面时，应在屋面预埋防水套

管，并对其与屋面相接处进行防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

5.3.7 设置太阳能集热器的坡屋面应符合下列要求：

- 1) 屋面的坡度宜结合太阳能集热器接受阳光的最佳倾角即当地纬度 $\pm 10^\circ$ 来确定；
- 2) 坡屋面上的集热器宜采用顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置；
- 3) 设置在坡屋面的太阳能集热器的支架应与埋设在屋面板上的预埋件牢固连接，并采取防水构造措施；
- 4) 太阳能集热器与坡屋面结合处雨水的排放应通畅；
- 5) 顺坡镶嵌在坡屋面上的太阳能集热器与周围屋面材料连接部位应做好防水构造处理；
- 6) 太阳能集热器顺坡镶嵌在坡屋面上，不得降低屋面整体的保温、隔热、防水等功能；
- 7) 顺坡架空在坡屋面上的太阳能集热器与屋面间空隙不宜大于 100mm；
- 8) 坡屋面上太阳能集热器与贮水箱相连的管线需穿过坡屋面时，应预埋相应的防水套管，并在屋面防水层施工前埋设完毕。

5.3.8 设置太阳能集热器的阳台应符合下列要求：

- 1) 设置在阳台栏板上的太阳能集热器支架应与阳台栏板上的预埋件牢固连接；
- 2) 由太阳能集热器构成的阳台栏板，应满足其刚度、强度及防护功能要求。

5.3.9 设置太阳能集热器的墙面应符合下列要求：

- 1) 低纬度地区设置在墙面上的太阳能集热器宜有适当的倾角；
- 2) 设置太阳能集热器的外墙除应满足集热器荷载外，还对安装部位可能造成的墙体变形、裂缝等不利因素采取必要的技术措施；
- 3) 设置在墙面的集热器支架应与墙面上的预埋件连接牢固，必要时在预埋件处增设混凝土构造柱，并应满足防腐要求；
- 4) 设置在墙面的集热器与贮水箱相连的管线需穿过墙面时，应在墙面预埋防水套管。穿墙管线不宜设在结构柱处；
- 5) 太阳能集热器镶嵌在墙面时，墙面装饰材料的色彩、分格宜与集热器协

调一致。

5.3.10 贮水箱的设置应符合下列要求：

- 1) 贮水箱宜布置在室内；
- 2) 设置贮水箱的位置应具有相应的排水、防水措施；
- 3) 贮水箱上方及周围应有安装、检修空间，净空不宜小于 600mm。

5.4 结构设计

5.4.1 建筑的主体结构或结构构件，应能够承受太阳能热水系统传递的荷载和作用。

5.4.2 太阳能热水系统的结构设计应为太阳能热水系统安装埋设预埋件或其他连接件。连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

5.4.3 安装在屋面、阳台、墙面的太阳能集热器与建筑主体结构通过预埋件连接，预埋件应在主体结构施工时埋入，预埋件的位置应准确；当没有条件采用预埋件连接时，应采用其他可靠的连接措施，并通过试验确定其承载力。

5.4.4 轻质填充墙不应作为太阳能集热器的支承结构。

5.4.5 太阳能热水系统与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

- 1) 锚栓产品应有出厂合格证；
- 2) 碳素钢锚栓应经过防腐处理；
- 3) 应进行承载力现场试验，必要时进行极限拉拔试验；
- 4) 每个连接节点不应少于 2 个锚栓；
- 5) 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10 mm；
- 6) 不宜在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；
- 7) 锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%。

5.4.6 太阳能热水系统结构设计应计算下列作用效应：

- 1) 非抗震设计时，应计算重力荷载和风荷载效应；
- 2) 抗震设计时，应计算重力荷载，风荷载和地震作用效应。

5.5 给水排水设计

5.5.1 太阳能热水系统的给水排水设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 的规定。

5.5.2 太阳能集热器面积应根据热水用量、建筑允许的安装面积、当地的气象条件、供水水温等因素综合确定。

5.5.3 太阳能热水系统的给水应对超过有关标准的原水作水质软化处理。

5.5.4 当使用生活饮用水箱作为给集热器的一次水补水时，生活饮用水水箱的位置应满足集热器一次水补水所需水压的要求。

5.5.5 热水设计水温的选择，应充分考虑太阳能热水系统的特殊性，宜按现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 中推荐温度中选用下限温度。

5.5.6 太阳能热水系统的设备、管道及附件的设置应按现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 中有关规定执行。

5.5.7 太阳能热水系统的管线应有组织布置，做到安全、隐蔽、易于检修。新建工程竖向管线宜布置在竖向管道井中，在既有建筑上增设太阳能热水系统或改造太阳能热水系统应做到走向合理，不影响建筑使用功能及外观。

5.5.8 在太阳能集热器附近宜设置用于清洁集热器的给水点。

5.6 电气设计

5.6.1 太阳能热水系统的电气设计应满足太阳能热水系统用电负荷和运行安全要求。

5.6.2 太阳能热水系统中所使用的电器设备应有剩余电流保护、接地和断电等安全措施。

5.6.3 系统应设专用供电回路，内置加热系统回路应设置剩余电流动作保护装置，保护动作电流值不得超过 30mA。

5.6.4 太阳能热水系统电器控制线路应穿管暗敷，或在管道井中敷设。

6 太阳能热水系统安装

6.1 一般规定

6.1.1 太阳能热水系统的安装应符合设计要求。

6.1.2 太阳能热水系统的安装应单独编制施工组织设计，并应包括与主体结构施工、设备安装、装饰装修的协调配合方案及安全措施等内容。

6.1.3 太阳能热水系统安装前应具备下列条件：

- 1) 设计文件齐备，且已审查通过；
- 2) 施工组织设计及施工方案已经批准；

- 3) 施工场地符合施工组织设计要求;
- 4) 现场水、电、场地、道路等条件能满足正常施工需要;
- 5) 预留基座、孔洞、预埋件和设施符合设计图纸, 并已验收合格;
- 6) 既有建筑经结构复核或法定检测机构同意安装太阳能热水系统的鉴定文件。

6.1.4 进场安装的太阳能热水系统产品、配件、材料及其性能、色彩等应符合设计要求, 且有产品合格证。

6.1.5 太阳能热水系统安装不应损坏建筑物的结构; 不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力; 不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

6.1.6 安装太阳能热水系统时, 应对已完成土建工程的部位采取保护措施。

6.1.7 太阳能热水系统在安装过程中, 产品和物件的存放、搬运、吊装不应碰撞和损坏; 半成品应妥善保护。

6.1.8 分散供热水系统的安装不得影响其他住户的使用功能要求。

6.1.9 太阳能热水系统安装应由专业队伍或经过培训并考核合格的人员完成。

6.2 基座

6.2.1 太阳能热水系统基座应与建筑主体结构连接牢固。

6.2.2 预埋件与基座之间的空隙, 应采用细石混凝土填捣密实。

6.2.3 在屋面结构层上现场施工的基座完工后, 应做防水处理, 并符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的要求。

6.2.4 采用预制的集热器支架基座应摆放平稳、整齐, 并与建筑连接牢固, 且不得破坏屋面防水层。

6.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件, 在太阳能热水系统安装前应涂防腐涂料, 并妥善保护。

6.3 支架

6.3.1 太阳能热水系统的支架及其材料应符合设计要求。钢结构支架的焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的要求。

6.3.2 支架应按设计要求安装在主体结构上, 位置准确, 与主体结构固定牢靠。

6.3.3 根据现场条件, 支架应采取抗风措施。

6.3.4 支承太阳能热水系统的钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

6.3.5 钢结构支架焊接完毕，应做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224 的要求。

6.4 集热器

6.4.1 集热器安装倾角和定位应符合设计要求，安装倾角误差为 $\pm 3^\circ$ 。集热器应与建筑主体结构或集热器支架牢靠固定，防止滑脱。

6.4.2 集热器与集热器之间的连接应按照设计规定的连接方式连接，且密封可靠，无泄漏，无扭曲变形。

6.4.3 集热器之间的连接件，应便于拆卸和更换。

6.4.4 集热器连接完毕，应进行检漏试验，检漏试验应符合设计要求与本规范第 6.9 节的规定。

6.4.5 集热器之间连接管的保温应在检漏合格后进行。保温材料及其厚度应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》GB 50185 的要求。

6.5 贮水箱

6.5.1 贮水箱应与底座固定牢靠。

6.5.2 用于制作贮水箱的材质、规格应符合设计要求。

6.5.3 钢板焊接的贮水箱，水箱内外壁均应按设计要求做防腐处理，内壁防腐材料应卫生、无毒，且应能承受所贮存热水的最高温度。

6.5.4 贮水箱的内箱应作接地处理，接地应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的要求。

6.5.5 贮水箱应进行检漏试验，试验方法应符合设计要求和本规范第 6.9 节的规定。

6.5.6 贮水箱保温应在检漏试验合格后进行。水箱保温应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》GB 50185 的要求。

6.6 管路

6.6.1 太阳能热水系统的管路安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求。

6.6.2 水泵应按照厂家规定的方式安装，并应符合现行国家标准《压缩机、风机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 的要求。水泵周围应留有检修空间，并

应做好接地保护。

6.6.3 安装在室外的水泵，应有妥当的防雨保护措施。严寒地区和寒冷的地区必须采取防冻措施。

6.6.4 电磁阀应水平安装，阀前加装细网过滤器，阀后加装调压作用明显的截止阀。

6.6.5 水泵、电磁阀、阀门的安装方向应正确，不得反装，并应便于更换。

6.6.6 承压管路和设备应做水压试验；非承压管路和设备应做灌水试验。试验方法应符合设计要求和本规范第 6.9 节的规定。

6.6.7 管路保温应在水压试验合格后进行，保温应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》GB 50185 的要求。

6.7 辅助能源加热设备

6.7.1 直接加热的电热管的安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关要求。

6.7.2 供热锅炉及辅助设备的安装应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求。

6.8 电气与自动控制系统

6.8.1 电缆线路施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168 的规定。

6.8.2 其它电气设施的安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303 的相关规定。

6.8.3 所有电气设备和与电气设备相连接的金属部件应作接地处理。电气接地装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的规定。

6.8.4 传感器的接线应牢固可靠，接触良好。接线盒与套管之间的传感器屏蔽线应做二次防护处理，两端应作防水处理。

6.9 水压试验与冲洗

6.9.1 太阳能热水系统安装完毕后，在设备和管道保温之前，应进行水压试验。

6.9.2 各种承压管路系统和设备应做水压试验，试验压力应符合设计要求。非承压管路系统和设备应做灌水试验。当设计未注明时，水压试验和灌水试验，应按

现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242 的相关要求进行。

6.9.3 当环境温度低于 0℃ 进行水压试验时，应采取可靠的防冻措施。

6.9.4 系统水压试验合格后，应对系统进行冲洗直至排出的水不浑浊为止。

6.10 系统调试

6.10.1 系统安装完毕投入使用前，必须进行系统调试。具备使用条件时，系统调试应在竣工验收阶段进行；不具备使用条件时，经建设单位同意，可延期进行。

6.10.2 系统调试应包括设备单机或部件调试和系统联动调试。

6.10.3 设备单机或部件调试应包括水泵、阀门、电磁阀、电气及自动控制设备、监控显示设备、辅助能源加热设备等调试。调试应包括下列内容：

- 1) 检查水泵安装方向。在设计负荷下连续运转 2h，水泵应工作正常，无渗漏，无异常震动和声响，电机电流和功率不超过额定值，温度在正常范围内；
- 2) 检查电磁阀安装方向。手动通断电试验时，电磁阀应开启正常，动作灵活，密封严密；
- 3) 温度、温差、水位、光照控制、时钟控制等仪表应显示正常、动作准确；
- 4) 电气控制系统应达到设计要求的功能，控制动作准确可靠；
- 5) 剩余电流保护装置动作应准确可靠；
- 6) 防冻系统装置、超压保护装置、过热保护装置等应工作正常；
- 7) 各种阀门应开启灵活，密封严密；
- 8) 辅助能源加热设备应达到设计要求，工作正常。

6.10.4 设备单机或部件调试完成后，应进行系统联动调试。系统主要联动调试，应包括下列内容：

- 1) 调整水泵控制阀门；
- 2) 调整电磁阀控制阀门，电磁阀的阀前阀后压力应处在设计要求的压力范围内；
- 3) 温度、温差、水位、光照、时间等控制仪的控制区间或控制点应符合设计要求；
- 4) 调整各个分支回路的调节阀门，各回路流量应平衡；

5) 调试辅助能源加热系统应与太阳能加热系统相匹配。

6.10.5 系统联动调试完成后，系统应连续运行 72h，设备及主要部件的联动必须协调，动作正确，无异常现象。

7 太阳能热水系统验收

7.1 一般规定

7.1.1 太阳能热水系统验收应根据其施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。

7.1.2 太阳能热水系统验收前，应在安装施工中完成下列隐蔽工程的现场验收：

- 1) 预埋件或后置锚栓连接件；
- 2) 基座、支架、集热器四周与主体结构的连接节点；
- 3) 基座、支架、集热器四周与主体结构之间的封堵；
- 4) 系统的防雷、接地连接节点。

7.1.3 太阳能热水系统验收前，应将工程现场清理干净。

7.1.4 分项工程验收应由监理工程师（或建设单位项目技术负责人）组织施工单位项目专业技术（质量）负责人等进行验收。

7.1.5 太阳能热水系统完工后，施工单位应自行组织有关人员进行检验评定，并向建设单位提交竣工验收申请报告。

7.1.6 建设单位收到工程竣工验收申请报告后，应由建设单位（项目）负责人组织设计、施工、监理等单位（项目）负责人联合进行竣工验收。

7.1.7 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

7.2 分项工程验收

7.2.1 分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行。

7.2.2 对影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。这些工序包括以下部分：

- 1) 在屋面太阳能热水系统施工前，进行屋面防水工程的验收；
- 2) 在贮水箱就位前，进行贮水箱承重和固定基座的验收；
- 3) 在太阳能集热器支架就位前，进行支架承重和固定基座的验收；
- 4) 在建筑管道井封口前，进行预留管路的验收；
- 5) 太阳能热水系统电气预留管线的验收；

- 6) 在贮水箱进行保温前, 进行贮水箱检漏的验收;
- 7) 在系统管路保温前, 进行管路水压试验;
- 8) 在隐蔽工程隐蔽前, 进行施工质量验收。

7.2.3 从太阳能热水系统取出的热水应符合现行标准《城市供水水质标准》JG/T 206 的规定。

7.2.4 系统调试合格后, 应进行性能检验。

7.3 竣工验收

7.3.1 工程移交用户前, 应进行竣工验收。竣工验收应在分项工程验收或检验合格后进行。

7.3.2 竣工验收应提交下列资料:

- 1) 设计变更证明文件和竣工图;
- 2) 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料;
- 3) 屋面防水检漏记录;
- 4) 隐蔽工程验收记录和中间验收记录;
- 5) 系统水压试验记录;
- 6) 系统水质检验记录;
- 7) 系统调试和试运行记录;
- 8) 系统热性能检验记录;

8 工程使用维护说明书。

国家电网公司风电场接入电网技术规定 (试行)

国家电网发展[2006]779 号

1 范围

本规定提出了风电场接入电网的技术要求。

本规定适用于国家电网公司经营区域内通过 110(66)千伏及以上电压等级与电网连接的新建或扩建风电场。

对于通过其他电压等级与电网连接的风电场，也可参照本规定。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规定的引用而成为本规定的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本规定；凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规定。

GB 12326-2000	电能质量电压波动和闪变
CB/T 14549-1993	电能质量公用电网谐波
GB/T 12325-2003	电能质量供电电压允许偏差
GB/T 15945-1995	电能质量电力系统频率允许偏差
DL 755-2001	电力系统安全稳定导则
SD 325-1989	电力系统电压和无功技术导则
国务院令 第 115 号	电网调度管理条例(1993)

3 电网接纳风电能力

(1)风电场宜以分散方式接入系统。在风电场接入系统设计之前，要根据地区风电发展规划，对该地区电网接纳风电能力进行专题研究，使风电开发与电网建设协调发展。

(2)在研究电网接纳风电的能力时，必须考虑下列影响因素：

- 电网规模
- 电网中不同类型电源的比例及其调节特性
- 负荷水平及其变化特性
- 风电场的地域分布、可预测性与可控制性

(3)在进行风电场可行性研究和接入系统设计时，应充分考虑电网接纳风电能力专题研究的结论。为便于运行管理和控制，简化系统接线，风电场到系统第一落点送出线路可不必满足“N-1”要求。

4 风电场有功功率

(1)基本要求

在下列特定情况下，风电场应根据电力调度部门的指令来控制其输出的有功功率。

- 电网故障或特殊运行方式下要求降低风电场有功功率，以防止输电线路发生过载，确保电力系统稳定性。
- 当电网频率过高时，如果常规调频电厂容量不足，可降低风电场有功功率。

(2)最大功率变化率

最大功率变化率包括 1min 功率变化率和 10min 功率变化率，具体限值可参照表 1，也可根据风电场所接入系统的电网状况、风力发电机组运行特性及其技术性能指标等，由电网运营企业和风电场开发运营企业共同确定。

表 1 风电场最大功率变化率推荐值

风电场装机容量 (MW)	10min 最大变化量 (MW)	1min 最大变化量 (MW)
<30	20	6
30-150	装机容量/1.5	装机容量/5
>150	100	30

在风电场并网以及风速增长过程中，风电场功率变化率应当满足此要求。这也适用于风电场的正常停机，但可以接受因风速降低而引起的超出最大变化率的情况。

(3)事故解列

在紧急事故情况下，电力调度部门有权临时将风电场解列。一旦事故处理完毕，应立即恢复风电场的并网运行。

5 风电场无功功率

(1)当风电机组运行在不同的输出功率时，风电机组的可控功率因数变化范围应在 $-0.95\sim+0.95$ 之间。

(2)风电场无功功率的调节范围和响应速度，应满足风电场并网点电压调节的要求。原则上风电场升压变电站高压侧功率因数按 1.0 配置，运行过程中可按 $-0.98\sim+0.98$ 控制。

(3)风电场的无功电源包括风力发电机组和风电场的无功补偿装置。首先应当充分利用风力发电机组的无功容量及其调节能力，如果仅靠风力发电机组的无功容量不能满足系统电压调节需要，则需要考虑在风电场加装无功补偿装置。风电场无功补偿装置可采用分组投切的电容器或电抗器组，必要时采用可以连续调节的静止无功补偿器或其他更为先进的无功补偿装置。

6 风电场运行电压

(1)当风电场并网点的电压偏差在 $-10\%\sim+10\%$ 之间时，风电场应能正常运行。

(2)当风电场并网点电压偏差超过 $+10\%$ 时，风电场的运行状态由风电场所选用风力发电机组的性能确定。

(3)当风电场并网点电压低于额定电压 90%时，风电场应具有一定的低电压维持能力(低电压维持能力是指风电场在电压发生降低时能够维持并网运行的能力)。

7 风电场电压调节

风电场参与电压调节的方式包括调节风电场的无功功率和调整风电场升压变电站主变压器的变比(当低压侧装有无功补偿装置时)。

风电场无功功率应当能够在其容量范围内进行自动调节，使风电场变电站高压侧母线电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的 10%，一般应控制在额定电压的 $-3\%\sim7\%$ 。

风电场变电站的主变压器宜采用有载调压变压器，分接头切换可手动控制或自动控制，根据电力调度部门的指令进行调整。

8 风电场运行频率

风电场可以在下列所示电网频率偏离下运行：

表 2 频率偏离下的风电场运行

电网频率范围	要 求
低于 49Hz	根据风电场发电机组允许运行的最低频率而定。
49Hz-49.5Hz	每次频率低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10 分钟。
49.5Hz-50.2Hz	连续运行。
50.2Hz-51Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，要求至少能运行 2 分钟；并且当频率高于 50.2Hz 时，没有其他的风力发电机组启动。
高于 51Hz	风电场机组逐步退出运行或根据电力调度部门的指令限功率运行。

9 电能质量指标

基于下列指标来评价风电场对电压质量的影响：电压偏差、电压变动、闪变和谐波。

(1)电压偏差

风电场接入电力系统后，应使公共连接点的电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的 10%，一般应控制在额定电压的-3%~+7%。限值也可由电网运营企业和风电场开发运营企业根据电网特点、风电场位置及规模等共同确定。

(2)电压变动

风电场在公共连接点引起的电压变动 $d(\%)$ 应当满足表 3 的要求。

表 3 电压变动限值

$r, h-1$	$D, (\%)$
$r \leq 1$	3
$1 < r \leq 10$	2.5
$10 < r \leq 100$	1.5
$100 < r \leq 1000$	1

注：(i)r 表示电压变动频度，指单位时间内电压变动的次数(电压由大到小或由小到大各算一次变动)。同一方向的若干次变动，如间隔时间小于 30ms，则算一次变动。

(3)闪变

风电场所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB 12326-2000 的要

求，其中风电场引起的长时间闪变值 P_{lt} 和短时间闪变值凡按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或者按照与电网运营企业协商的方法进行分配。

(4)谐波

当风电场采用带电力电子变换器的风力发电机组时，需要对风电场注入系统的谐波电流作出限制。

风电场所在的公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求，其中风电场向电网注入的谐波电流允许值按照风电场装机容量与公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配，或者按照与电网运营企业协商的方法进行分配。

10 风电机组模型和参数

(1)风电场应及时提供风电机组，电力汇集系统、控制系统的模型和参数，作为风电场接入系统设计的基础。

(2)风电场应跟踪风电场各个元件模型和参数变化情况，并及时将最新情况反馈给电网运营企业。

11 风电场通信与信号

(1)基本要求

风电场与电力调度部门之间的通信方式、传输通道和信息传输由双方协商一致后作出规定，包括提供遥测和遥信信号的种类，提供信号的方式和实时性要求等。

(2)正常运行信号

在正常运行情况下，风电场向电力调度部门提供的信号至少应当包括：

- 风电场升压变电站高压侧母线电压
- 每条高压出线的有功功率，无功功率、电流
- 高压断路器和隔离开关的位置信号

根据电力调度部门的需要，风电场还应提供如下信息：

- 风电场的风速和风向
- 风电场实际运行机组数量和型号

(3)故障信息记录与传输

在风电场变电站需要安装故障录波仪,记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况。该记录装置应该包括必要数量的通道,并配备至电力调度部门的数据传输通道。

(4)功率预报

风电场应当研究并积累风电场输出功率的日变化及小时变化规律,逐步实现风电场输出功率预报,并不断提高预报精度。

- 在电力调度部门制定日运行方式时,风电场应提供该日 24 小时的输出功率预报值(小时变化曲线)。
- 在运行过程中,风电场应提供未来 1-2 小时内风电场的输出功率预报值。

12 风电场接入电网测试

(1)基本要求

a)风电场接入电网的测试点为风电场并网点,必须由具备相应资质的单位或部门进行,并在测试前将测试方案报所接入电网管理部门备案。

b)当接入同一并网点的风电场装机容量超过 50MW 时,需要提供测试报告;如果新增装机容量超过 50MW,则需要重新提交测试报告。

c)风电场应当在并网运行后 6 个月内向电力调度部门提供有关风电场运行特性的测试报告。

(2)测试内容

测试应按照国家或有关行业对风力发电机组运行制定的相关标准或规定进行,并必须包含以下内容:

- a)最大功率变化率
- b)电压偏差
- c)电压变动
- d)闪变
- e)谐波

附则

(1)本规定由国家电网公司组织中国电力科学研究院研究起草。

(2)本规定自发布之日起执行。

(3)本规定由国家电网公司负责解释。

《国家电网公司风电场接入系统设计内容深度规定 (试行)》

国家电网发展[2006]779 号

总 则

(1)为促进风力资源的开发利用，推进风电与电网的协调发展，保证电网和风电场的安全稳定运行，特制定本规定。

(2)本规定适用于国家电网公司经营区域内通过 110(66)千伏及以上电压等级与电网连接的新建和扩建风电场接入系统设计。对于通过其它电压等级与电网连接的风电场接入系统设计可参照执行。

(3)风电场开发项目必须符合“中华人民共和国可再生能源法”。须在列入国家风电发展规划的前提下开展接入系统设计工作。风电场接入系统设计一般在项目核准前进行，作为风电场送出工程可行性研究的基础。

(4)对于风能资源丰富、风电场开发规模和容量比重较大的地区，应在完成电网接纳风电能力研究的基础上开展新建和扩建风电场的接入系统设计工作，电网接纳风电能力研究及相应的评审意见是开展风电场接入系统设计工作的依据。接入系统方案应满足《风电场接入电网技术规定》要求，与电网总体规划相协调。

(5)风电场接入系统设计的主要内容包括系统一次部分和系统二次部分。一次部分明确风电场在电力系统中的地位和作用，研究接入系统方案(包括出线电压等级、出线方向，回路数和导线截面等)，确定风电场升压站无功补偿方案，提出对风电场升压变电站电气主结线及有关电气设备参数的要求。二次部分提出系统继电保护，安全稳定控制装置、调度自动化子站设备，电能计量装置及电能远方终端、通信系统的接入系统方案。

(6)风电场接入系统设计应注意远近结合、由近及远地进行多方案技术经济论证，并提出推荐方案。当负荷预测、电源和电网规划的不确定性对风电场接入

系统方案影响较大时，应作敏感性分析。

第一章 风电场接入系统设计(一次部分)

1 重任务依据和主要原则

- 1.1 任务依据。
- 1.2 设计范围。
- 1.3 主管部门对该风电场建设的有关批复意见。
- 1.4 设计水平年、远景水平年及过渡水平年，并对风电场最终规模进行展望。
- 1.5 设计的主要内容及委托方对设计重大原则问题的意见、设计内容的特殊要求。
- 1.6 本次设计的思路和研究重点。

2 电力系统现状及风电场概述

2.1 与设计风电场有关的电力系统现状，包括：

- (1)系统装机规模及电源结构、负荷水平及负荷特性等。
- (2)110(66)千伏及以上电压等级的电网情况。
- (3)省级或地区电网(必要时含近区电网)与周边电网的送、受电情况。
- (4)电网主要运行指标，如发电利用小时、调峰状况等。

2.2 设计风电场概述，包括：

设计风电场的主要特征，包括所在位置、国家批复的本期建设规模、规划容量、年发电量、年利用小时、机组运行特性等。对于扩建风电场，还应说明现有风电场概况，扩建条件等。

3 电网发展规划

3.1 介绍相关地区电网发展规划的负荷预测结果和情况。根据经济发展形势和用电负荷增长情况，提出本次接入系统设计的负荷水平。

3.2 概述相关地区电力资源的分布与特点、电源建设规划、电源结构及发展变化趋势等，列出规划研究期内新增电源的建设进度和机组退役计划。

3.3 阐述和分析设计水平年和展望年(包括设计风电场投产前)电网发展规划

情况

4 风电场在系统中的地位和作用

4.1 电力电量平衡计算应包含以下内容:

(1)列出相关地区各水平年的平衡结果表(或列入附录)。

必要时列出逐年的电力电量平衡表,并根据风电场的运行特性,按季或月进行电力电量平衡分析。

(2)在电量平衡计算中需考虑风电场的发电量,在电力平衡计算中应按典型方式考虑风电场的出力。

(3)分析电源建设空间,当需要计入风电场的出力时宜按可用容量计算。

4.2 分析设计风电场送电方向及电力电量消纳范围,说明电场在系统中的地位和作用。提出设计风电场规划容量、本期建设规模,装机方案与建设进度分析意见。

5 接入系统方案

5.1 说明设计风电场本期工程投产前有关系统的网络概况。

5.2 根据电力平衡分析结果,确定设计风电场至送电地区的功率交换情况。

5.3 根据各运行方式下功率交换分析结果、系统电压系列情况、原有网络特点、负荷分布情况和风电场规模、分期投产容量,阐述方案拟定的思路。

5.4 提出设计风电场接入系统的电压等级和接入系统比较方案。进行必要的电气计算和技术经济综合比较,提出推荐方案,包括出线电压等级、出线方向、回路数、导线截面及线路长度。

5.5 对于推荐方案进行必要的电气计算:

(1)潮流计算。当风电场的容量较大时,还应分析典型方式风电场出力变化引起的线路功率和节点电压的波动,避免出现线路功率或节点电压越限。

(2)调相调压计算。确定风电场升压站无功补偿方案和风电场升压变压器调压方式。计算风电场投产年电网的短路电流水平,提出无功补偿分组容量,在系统需要时,宜选用无功控制更为灵活的补偿装置。

(3)稳定计算。校验相关运行方式的电网稳定水平。

(4)提出风电场投产后有关电网 10 年左右的短路电流水平,以对新建及更换

的断路器提出要求。

6 对风电场升压站电气主接线及有关电气设备参数的要求

6.1 根据风电场规划容量、分期建设情况、供电范围、近区负荷情况、出线电压等级和出线回路数、电网安全运行对风电场的要求,通过技术经济分析比较,对风电场升压变电站电气主接线提出要求。对风电机组特性提出要求。

6.2 对风电场升压变电站主要电气设备参数的要求,按《风电场接入电网技术规定》确定。

7 专题研究

7.1 对风电场并网运行可能引起的电压稳定问题,同步完成专题研究。

7.2 根据需要,对风电场并网运行可能引起的频率偏差,闪变、谐波等电能质量问题,适时开展专题研究。

8 结论及建议

8.1 主要结论及推荐意见。

8.2 存在问题及下一步工作的建议。

主要附图

(1)现有电网地理接线图。

(2)风电场建成后的电网地理接线图(应标示与设计风电场相关地区电网的连接方式,主干线走向与长度)。

(3)风电场接入系统方案比较图。

(4)推荐方案典型运行方式潮流图。

第二章 风电场接入系统设计(二次部分)

1 任务依据和主要原则

1.1 任务依据。

1.2 设计范围。

1.3 设计水平年、远景水平年及过渡水平年。

1.4 风电场概述。

1.5 概述风电场接入系统方案。

2 系统继电保护

2.1 简述与风电场相关的系统继电保护现状及存在的问题。

2.2 分析一次系统对继电保护配置的特殊要求，论述系统继电保护配置原则。提出相关线路保护，风电场升压站母线保护、断路器失灵保护及故障录波器的配置方案，对于风电场以一回 220/1.10 千伏接入系统时，宜在电场侧装设距离保护(定值伸进升压站变压器)，在线路故障时切除故障不重合。

2.3 概述相关的电网保护及故障信息管理系统配置情况，提出设计电场子站配置原则。

2.4 提出保护及故障录波器对通信通道的技术要求。

2.5 提出对 CT、直流电源等的技术要求。

3 安全稳定控制装置

3.1 根据需要装设切机执行装置(不考虑冗余配置)，根据系统要求执行切机命令，完成切机。

3.2 风电场规模较大时，在电场升压站装设一套功角测量装置以观察动态特性。

3.3 提出切机执行装置和功角测量装置对通信通道的技术要求，包括传输时延、带宽、接口方式等。

3.4 提出对 CT、直流电源等的技术要求。

4 调度自动化子站设备

4.1 简述与风电场相关的调度端系统、调度数据网络等的现状及存在的问题。

4.2 提出风电场升压站远动终端的配置方案，远动终端进行信息采集并向有关调度传送下列远动信息：风电场总有功功率和总无功功率；220/110 千伏线路有功功率、电流和母线电压；线路、母线保护的動作信号；远动信息传输宜采用专线或数据网方式。

4.3 根据相关调度端调度数据网络总体方案要求，分析风电场在网络中的作用和地位，提出调度数据网络接入设备配置要求、网络接入方案和通道配置要求。

5 电能计量装置及电能量远方终端

5.1 简述与风电场相关的电能量计量(费)系统现状及存在的问题。

5.2 根据相关电网电能量计量(费)系统的建设要求,提出风电场计费、考核关口计量点设置原则,明确关口电能计量装置(主要包括:计量用 CT、PT,电能表、专用计量屏柜等)和电能量远方终端配置方案,提出电能量信息传送及通道配置要求。

6 系统通信

6.1 简述电场接入系统方案。提出相关调度端的调度关系和调度通信要求。

6.2 简述与风电场相关的通信传输网络的现状及存在的问题,相关的已立项或在建通信项目情况等。

6.3 根据各相关的电网通信规划,分析风电场在通信各网络中的地位和作用,分析各业务应用系统(包括保护、安全自动装置、调度自动化、电量计费)对通道数量和技术的要求。

6.4 根据需求分析,提出风电场通信系统建设方案,包括光缆建设方案、光通信电路建设方案、组网方案、载波通道建设方案、微波通道建设方案等。

6.5 提出推荐通信方案的通道数量、通道组织和话路分配。

6.6 提出通信机房、电源等的设计原则。

7 投资估算

列出继电保护、安全稳定控制装置、调度自动化子站设备、电能计量装置及电能量远方终端、通信等系统二次部分设备清单和投资估算。

风电场侧投资需单独列出。

8 结论及建议

对电力系统二次部分提出结论性意见及建议。

主要附图

(1)现有电网地理接线图。

(2)风电场建成后的电网地理接线图(应标示与风电场相关地区电网的连接方式,主干线走向与长度)。

- (3)风电场接入系统方案图。
- (4)推荐方案典型运行方式潮流图。
- (5)稳定计算摇摆曲线图。
- (6)与设计电场相关的微波、光纤通信现状图。(说明路由，规模及主设备配置)
- (7)风电场至各级调度端调度通道组织图及通道配置图(表)(主用及备用通道)

附则

- 1.1 本规定由国家电网公司组织中国电力工程顾问集团公司研究起草。
- 1.2 本规定自发布之日起执行。
- 1.3 本规定由国家电网公司负责解释。