

# 生物质电价政策研究报告

## 摘要

该研究报告针对近年来可再生能源电价附加政策的退坡机制启动以及生物质发电补贴缺口等行业焦点问题，明确了生物质发电的发展定位，系统分析了生物质发电产业的重要性和必要性，对生物质发电产业现状、经济性、存在问题、电价相关政策等进行了分析梳理，提出了推进产业发展的相关建议。主要观点和建议如下：

一、生物质发电属于环保和民生效应优先的低碳可再生能源清洁电力产业。生物质发电是推进农村能源革命、农业循环经济、绿色低碳发展、实现美丽中国的重要手段，在大气污染治理、城镇化建设、精准扶贫、三农问题、节能减排、绿色能源推广等方面发挥着重要的社会效益和环境效益。

二、生物质发电应作为农村和县域发展的重要基础设施。随着我国城镇化战略推进和农民现代生活方式的逐步确立，农村生活垃圾对农村环境的破坏日趋严重，严重危及生态环境安全和居民健康。在农村和乡镇，生物质发电是有效控制城乡垃圾污染的重要手段，应作为未来城乡基础设施的重要组成部分，为城镇化发展开创更广阔的空间。

三、生物质热电联产是因地制宜，就地利用农村资源，解决农村供暖，改善农村居民生活用能质量，有效替代燃煤等化石能源，缓解能源消耗与环境发展矛盾，实现农村能源转型发展的可行方式。

四、从可再生能源产业长期发展趋势分析，去补贴化是各类可再生能源发展的必然趋势，生物质发电也在积极探索降低成本和转型升级的可行性路径。近期来看，生物质燃料成本和未来随着排放标准的提高造成的环保成本的增长足以抵消技术进步带来的成本下降，就发电成本而言，生物质发电不具备成本大幅下降空间。

五、生物质发电产业在农村和城市承担着有机废弃物处理的重任，应将生物质发电的社会效益和环境效益的成本量化，客观反映生物质发电的真实成本，使生物质发电在电力市场的体现公平竞争力。

六、当前生物质发电项目电价附加补贴滞后发放给企业带来巨大压力。截至2017年，未列入可再生能源电价附加资金目录的补助资金和未发放补助资金共约143.64亿元。未纳入可再生能源电价附加资金支持目录的项目的总装机规模已达122.8万千瓦，约占生物质发电装机的8%。

七、保障生物质发电补助资金优先发放。明确生物质发电电价补贴政策的优先级高于其他可再生能源。借鉴《光伏扶贫电站管理办法》的激励政策模式，建立生物质发电项目专项电价补贴目录，明确生物质发电项目补贴的优先性。

八、生物质发电项目单位造价高，盈利能力较弱，投资回收期长，生物质发电产业在承担环保和民生重任的同时，还面临着电价补贴延缓发放的巨大压力。保障生物质电价政策的持续稳定，坚定树立绿色、环保、民生工程的产业形象，对推动生物质发电产业规范、健康可持续发展尤为重要。

九、研究新的生物质发电项目管理办法。明确生物质发电项目向热电联产方向发展的要求，确定优先享受可再生能源电价附加补贴资金项目应当满足的边界条件、补贴期限等内容，充分结合当前清洁供暖需求，提出生物质发电和项目的规划、建设及运营管理要求，为生物质发电产业未来发展指明方向。

## 1 研究背景

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，落实“中共中央国务院《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》、国务院《关于打赢蓝天保卫战三年行动计划》、中共中央国务院《乡村振兴战略规划（2018 - 2022年）》等政策要求，切实推动农村能源革命和北方地区冬季清洁取暖，针对生物质能源领域面临的焦点问题开展研究，以促进生物质发电产业清洁、高效、绿色、低碳、健康和可持续发展。

近年来，我国可再生能源持续快速发展，特别在可再生能源发电领域成绩显著。截止2017年底，可再生能源发电总装机容量已达6.5亿千瓦，约占全国电力装机的36.6%。可再生能源发电量约1.7万亿千瓦时，约占全国电力的26.5%。随着可再生能源电力装机规模急速增长，产业发展速度与市场消纳能力、政策支持体系不平衡的矛盾日益突出，特别是在风电和光伏发电领域，2013年至2017年的年均增长率分别为22%和129%，生物质发电(本报告中生物质发电主要针对农林生物质发电和生活垃圾焚烧发电及生物质热电联产展开论述。)装机容量近五年的年平均增长率仅为14%。

风电和光伏发电的并网装机容量约占可再生能源发电总装机容量的45%，而生物质发电并网装机容量仅占2%。可再生能源产业规模的快速增长使得可再生能源基金的压力剧增。2017年可再生能源基金缺口已超过1000亿。一方面由于可再生能源装机规模增长速度远超过可再生能源电价附加资金的支持能力，造成可再生能源基金缺口不断扩大。另一方面可再生能源发电产业的规模化发展，一定程度上促进了风电和光伏发电装备生产成本下降。为促进可再生能源产业可持续健康发展，风电光伏领域逐步引入可再生能源电价退坡机制，以降低可再生能源发电的补贴强度。风电和光伏发电领域电价政策的收紧，加速了相关产业装备制造成本的降低，推进了可再生能源电力平价上网的步伐。

在风电和光伏电价政策逐步收紧的形势下，生物质发电政策是否会受到影响，引起了行业、社会各界和相关主管部门的高度重视。同作为可再生能源，生物质发电的环保属性、民生属性、三农属性与风电、光伏等其它可再生能源存在着本质差别。生物质发电行业多为民营企业且农林生物质发电还存在高额的燃料收购成本，抗金融风险能力远不如以国有企业为主的风电、光伏产业。生物质发电产业发展所需的内外部因素较风电和光伏产业复杂得多，尤其是生物质发电承载着农村、城市环境治理，精准扶贫、农民收入、就业、清洁能源等当前全社会最为关注的环保和民生领域。鉴于生物质发电产业的特殊性，当前政策环境下，有必要对生物质发电产业发展的政策环境进行系统地梳理，厘清产业当前面临的形势和问题，保障生物质发电行业健康、稳定、可持续发展，为切实推进农村能源革命、北方地区清洁取暖、打赢蓝天保卫战、振兴乡村战略、建设美丽乡村和美丽中国提供更多政策支持。

## 2 生物质发电产业发展的重要性和必要性

自《可再生能源法》颁布实施以来，在激励政策支持下，生物质能发电产业发展成为可再生能源领域中即风能太阳能之后的第三大产业，生物质发电具有环境保护和普惠民生的天然属性，在大气污染治理、乡村振兴、解决“三农”问题、精准扶贫、城镇化建设、节能减排、绿色能源推广等方面发挥了重要作用，具有显著的社会和环境效益。生物质发电是推进农村能源革命、农业循环经济、绿色低碳发展、实现美丽乡村、建设美丽中国的重要支撑。

### 2.1 生物质发电是改善生态环境的刚性需求

清洁、低碳、环保、可再生是生物质能的天然属性，生物质发电（包括热电联产）是大气污染防治和有机废弃物处置的必然要求。长期以来我国经济社会的快速发展以牺牲环境效益为代价，治理改善生态环境已经刻不容缓。生物质的能源化利用是我国处理农林剩余物和城镇废弃物的重要手段，生物质发电与生态环境治理、特别是大气污染防治密切相关。我国乡村振兴和城镇化建设正面临农林废弃物的简单焚烧处置和城乡生活垃圾日益增长的双重环境压力。《大气污染防治行动计划》、《加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》的连续出台，充分显示了环境污染治理的重要性和国家顶层治理环境的坚定决心。在现有农林废弃物和城镇生活垃圾处置方式中，生物质发电是解决治理农村和城市生物质废弃物污染的最为直接有效的环保处理方式，同时实现了可再生能源清洁利用，为缓解城镇和乡村发展压力提供了重要保障支撑。据统计，2017年生物质发电替代约3200万吨标准煤，减排二氧化碳约7976万吨，二氧化硫240万吨，氮氧化物120万吨，对改善环境质量，打赢大气污染防治攻坚战发挥了积极的推动作用。

### 2.2 农林生物质发电是惠农兴农的民生工程

生物质资源主要分布于农村地区，生物质燃料的开发、收集、加工、利用，需要大量农民直接参与，可以显著增加农民就业和收入，实现工业反哺农业。生物质发电产业链长，从上游的燃料收集到中游的生产转化再到下游的能源生产应用，各个环节都与当地农民的生产生活紧密相关。以30MW农林生物质发电厂为例，年消耗农林废弃物27万吨，支付给农民的燃料款大约在6000万元左右。若以2017年底农林生物质发电累计装机容量计算，年消纳7000万吨农林剩余物，农林生物质发电行业每年支付给农户的燃料款约为150亿元左右，提供各类就业岗位300万个，带动3000多万农村劳动人口就业，增加大约70亿元的交通运输业收入，经济和社会效益显著。

生物质发电产业为解决“三农”问题提供全方位支持，为农村环境治理提供了最佳解决途径，为农村劳动力创造就业机会，为北方地区农村居民提供清洁供暖，带动农村相关产业和第三产业的发展，繁荣县域经济具有重要的推动作用，是切实的惠农兴农工程。

### 2.3 生物质发电是城乡基础设施的重要组成部分

在城镇化建设过程中生物质发电逐步成为城乡基础设施建设的重要组成部分。近年来，随着我国城镇化战略推进，城镇常住人口已超过乡村人口，并呈逐年上升态势，城镇生活垃圾和各类有机废弃物产生量显著增加，同时我国农村经济社会也在快速发展，城镇化进程的加快和农民现代生活方式的逐步确立，农村生活垃圾、畜禽粪便和农林废弃物对农村环境的破坏日趋严重。据2017年2月，环境保护部、财政部联合印发的《全国农村环境综合整治“十三五”规

划》显示，我国仍有40%的建制村垃圾收集处理设施缺失，村镇垃圾污染“脏乱差”问题依然突出，不仅占用大量宝贵的农业用地，极易滋生病菌，对地下水、土壤甚至大气造成污染，严重危及生态环境安全和居民健康。2017年垃圾焚烧发电年处理垃圾达1亿吨，在城市基础设施建设中，生物质发电是实现垃圾无害化、减量化和能源化利用的最有效方式，是控制城乡有机废弃物扩散污染的重要措施，是未来城乡基础设施建设的重要组成部分。

#### 2.4 农林生物质发电是乡村振兴、精准扶贫的重要手段

习近平总书记在中央扶贫开发工作会议所作的重要讲话中明确指出，要坚持精准扶贫、精准脱贫，重在提高脱贫攻坚成效。为实现我国“十三五”期间近6000万农村贫困人口脱贫、到2020年全面建成小康社会的奋斗目标，选择大力发展生物质能源、实现绿色产业精准扶贫。在国家产业政策大力支持下，生物质能源产业在发展实践中已被证明可承担精准扶贫重大责任与使命。

生物质能源产业具有技术密集型和劳动密集型相结合的特点，历经两个“五年计划”的发展，现已成长为具有明显发展优势的战略性新兴产业。目前，我国现已投产运营近300家农林生物质发电厂，帮助了约20万户农民家庭脱贫致富。“十三五”期间，各级政府明确要求生物质能源产业，特别是农林生物质发电企业要更进一步对接县域精准扶贫工作，以产业助力国家扶贫战略，成为打赢扶贫攻坚战的有力之举。

农林生物质发电在助力精准扶贫的同时，由于其涉及领域广、产业链长，横跨了农业种植、加工、装备制造、交通运输、电力服务、农村能源革命、清洁能源供给等多个行业和领域，是乡村振兴发展战略中，跨领域融合发展的重要载体之一，是促进三农问题有效解决的重要途径。因此，农林生物质发电是推进乡村振兴的重要举措，是县域实现精准扶贫的主要抓手，是社会主义新农村建设的重要内容。农林生物质发电的收益直接惠及当地农户百姓，为农民搭建起了通往实现“小康社会”的桥梁。

#### 2.5 生物质发电是推动农村能源革命的重要抓手

生物质发电是推动农村地区能源生产和消费革命的重要方式。生物质发电在实现生物质资源就地收集利用的同时，改善了当地农村居民的生活用能方式，为农村居民提供稳定、清洁、低碳、可再生的电力和热力。在我国农村，以散煤为主的化石能源的应用较为普遍，秸秆、薪柴等非商品化能源的低效利用也较为常见。生物质发电和供热可以在消费侧直接替代散煤等传统化石能源，因地制宜的利用农村生物质资源，对推动乡村生产生活用能方式具有革命性影响，为农村居民步入小康生活提供稳定价廉的清洁可再生能源。

#### 2.6 生物质发电是县域燃煤清洁替代的最佳选择

与其他可再生能源相比，生物质发电的优势在于，在消费侧直接替代燃煤，是县域和广大农村地区推进燃煤替代的最佳选择。近中期，以煤炭等化石能源为主的能源结构仍是制约我国未来发展空间的巨大挑战。《中美气候变化联合声明》提出，到2030年，我国碳排放达到峰值，非化石能源在一次能源中的消费比重将达到20%，即到2030年中国的碳排放强度较2005年下降60%~65%。在风电、光伏产业发展受各种因素制约下，生物质能利用展现出更好的发展韧性和发展空间。微观层面，秸秆处理始终是制约农村大气环境的难题，焚烧秸秆是导致全国大范围季节性雾霾的主要原因之一。生活垃圾、畜禽粪便滥排，成为土壤、水体与大气的重要污染源；林业采伐、造材、加工剩余物大量积存，成为森林火灾与病虫害之隐患。生物质发电具备碳中和效应，通过集中燃烧并装备环保设施，使“废弃物”和“污染源”在无害化和资源化过程中，转化生为高品位的绿色电能和热能，特别适用于在农林废弃物丰富的县域就地取材就地利用，直接在消费侧替代燃煤，有效替代广大农村地区的散煤燃烧，实现减少排放，降低污染，改善当地大气环境质量。

#### 2.7 生物质发电是典型分布式能源

在可再生能源中，生物质发电是最为典型的分布式能源。生物质资源分布广泛，生物质电厂多建在城市周边的经济开发区、工业园区以及资源丰富的农村地区，靠近负荷侧。生物质发电持续稳定的供电能力，可以有效促进可再生能源与化石能源的融合，对于构建多能互补的清洁能源体系极其重要。受资源条件限制，风电和光伏电站的选址局限于特定资源区域，输电距离远，投资大，损耗高，年发电运行小时数少，在电力生产过程中的可控性和稳定性相对较差，通常需要调峰服务。生物质发电恰好可以利用分布式的特点，在未来智能化的区域能源多能互补体系中，承担用能基负荷的供应，缓解不稳定可再生能源电力对电网系统造成的影响。

### 3 生物质发电产业现状

### 3.1 产业规模

生物质资源经处理可以用于电力生产，发电过程的剩余能量还可以用于供热和制冷。目前，主要技术包括生农林物质发电、垃圾焚烧发电、气化发电、生物质—燃煤耦合发电，以及各类技术的生物质热电联产等。本报告只针对农林生物质发电和垃圾焚烧发电进行研究。

近十五年来，我国生物质发电装机容量由2003年的150万千瓦发展到2017年的近1500万千瓦。特别是，2005年全国人大通过了《可再生能源法》，极大促进了生物质发电产业的发展。近两年来由于受资源条件的限制，生物质发电增幅稳定在10%左右。截止2017年底，我国生物质发电并网装机容量1475.77万千瓦。其中，农林生物质发电并网发电装机容量700.77万千瓦，垃圾焚烧发电并网发电装机容量725.1万千瓦，沼气发电并网发电总装机容量49.9万千瓦。

#### 3.1.1 农林生物质发电

农林生物质发电是指全部采用农业或林业生物质为原料，在生物质专用锅炉中燃烧，产生的蒸汽驱动蒸汽轮机，带动发电机发电的技术。农林生物质发电是目前农林剩余物消耗量最大，并已实现规模化和产业化的农林剩余物能源化利用方式。农林生物质发电原料主要是农作物秸秆，并使用部分林业剩余物。为确保生物质发电项目的原料供应，生物质发电项目尽可能选择建在秸秆资源丰富地区。

我国农林生物质发电起步较晚，2006年11月第一个规模化秸秆直燃发电项目建成投产，农林生物质发电进入产业化发展阶段。近年来，国家对农林生物质发电产业的扶持力度不断加强，通过电价补贴等方式，吸引了众多投资企业、设备制造企业以及科研院所等从事该领域的投资、生产和研发，农林生物质发电利用规模迅速扩大。截至2017年底，我国农林生物质发电项目并网装机容量达700.77万千瓦，约占生物质发电总装机容量的一半，是当前我国农林生物质发电的主要利用方式之一。

#### 3.1.2 垃圾焚烧发电

垃圾能源化利用是指采用能够回收垃圾中生物质能的方式，处理城乡生活垃圾。能源化利用的主要技术有两大类：垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电。垃圾焚烧发电具有占地面积小、处理量大、无害化程度高特点，是我国目前大力推广的清洁能源产业。

垃圾焚烧发电将燃烧值较高的垃圾放在焚烧炉中进行高温焚烧，焚烧中生产的热能转化为蒸汽驱动蒸汽轮机，带动发电机产生电能。垃圾焚烧技术经过几十年的发展已经比较成熟，应用广泛，目前主流技术为往复式炉排燃烧技术和循环流化床技术。

城镇垃圾的处理是维持城市正常运行的基本需求，随着经济的发展，城市周边用地日趋减少，占地面积巨大的生活垃圾填埋场选址将越来越困难。此外，垃圾填埋场可能造成对地下水源的污染问题也越来越受到关注。与此同时，随着我国城市化水平的提高，城市数量和规模不断扩大，城镇垃圾生产量和堆积量逐年增加，年增长率约10%。

据粗略统计，目前全国生活垃圾清运量1.56亿吨，如何处理这些城镇垃圾成为许多城市面临的紧迫问题。2017年生物质发电领域最显著的变化是垃圾焚烧发电并网装机容量达725.1万千瓦，装机容量首次超过农林生物质发电。随着各地城镇化推进发展，县域垃圾快速增长，垃圾焚烧发电项目继续保持快速增长态势。

#### 3.1.3 农林生物质热电联产

农林生物质热电联产是“十三五”期间实现农林生物质发电产业升级、高效转变利用的重要方式，将在推进大气污染防治、城镇化建设方面发挥重要作用，其社会环境效益远大于经济效益。农林生物质热电联产将更多的秸秆转化为清洁能源，在有效抑制秸秆露天焚烧的同时，还可以为当地农村居民提供电力和热力。生物质热电联产完全符合当前国家积极推动的北方地区清洁供暖的支持方向，是因地制宜就地利用农村资源，解决农村供暖，改善农村居民生活用能质量，有效替代燃煤等化石能源，缓解能源消耗与环境发展矛盾，实现农村能源转型发展的可行方式。

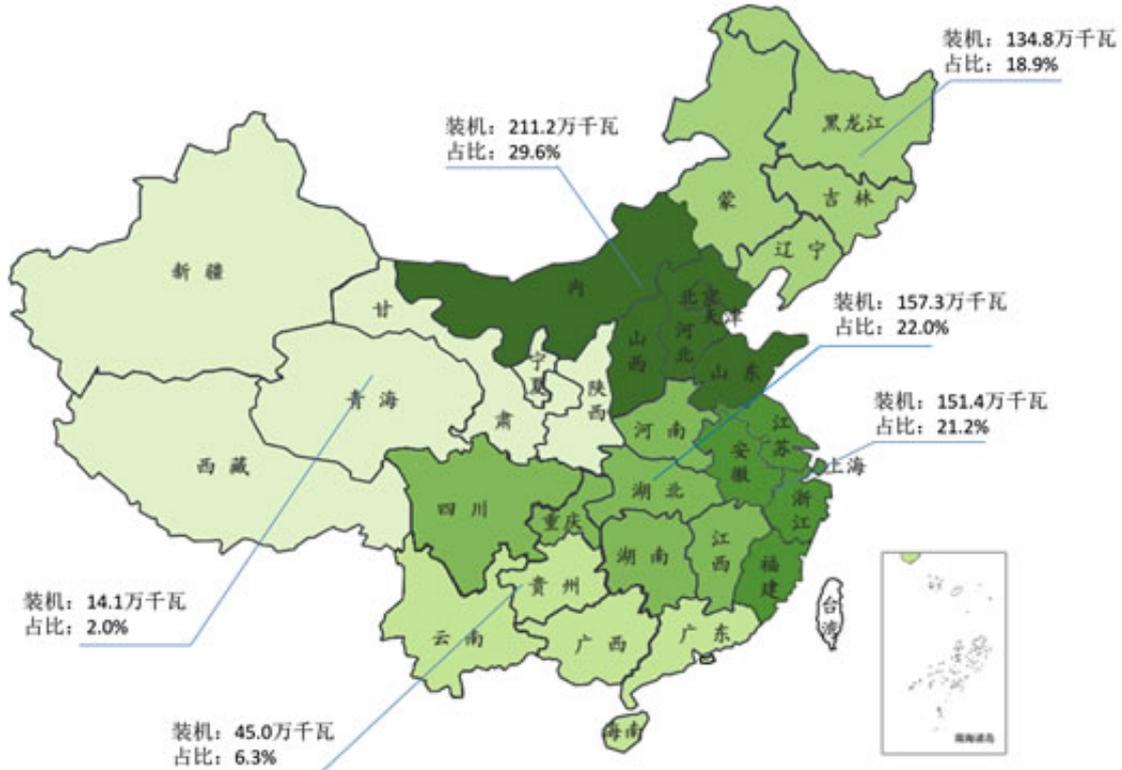
据生物质能产业促进会统计，截至2017年底，我国的农林生物质热电联产项目共计105个，约占项目总数量的38.9%，总装机容量273.81万千瓦，约占总装机容量的39.1%。

### 3.2 产业布局

### 3.2.1 农林生物质发电

自2006年我国首个大型秸秆直燃发电项目建成投产，农林生物质发电开始步入规模化快速发展阶段。近十年来，农林生物质发电产业得到国家持续财政支持，利用规模不断扩大。截至2017年底，农林生物质发电并网装机容量达700.7万千瓦，约占生物质发电总装机容量的48%。

### 2017年全国农林生物质直燃发电装机容量及分布



### 图 1 2017 年全国农林生物质发电装机容量

农林生物质发电项目主要集中在农作物秸秆丰富的华北、东北、华中和华东地区，装机容量约占全国农林生物质发电装机总量的91.7%。在西南地区，农作物秸秆资源相对贫乏，山区导致原料收集运输困难，高温、潮湿的气候也不利于原料储存，因而农林生物质发电项目较少，约占全国农林生物质发电装机总量的6.3%。西北地区则主要因为缺乏足够的秸秆资源，很少建设秸秆发电项目。

### 3.2.2 生物质热电联产

热电联产是生物质发电产业提升效率实现可持续发展的重要途径，已成为生物质发电领域崛起的新力量，大批热电联产改造项目开始实施。据国家能源局《关于促进生物质能供热发展的指导意见》（发改能源〔2017〕2123号），到2020年，生物质热电联产装机容量超过1200万千瓦。2018年初，国家能源局发布《关于开展“百个城镇”生物质热电联产县域清洁供热示范项目建设的通知》（国能发新能〔2018〕8号）。“百个城镇”清洁供热示范项目建设的主要目的是，建立生物质热电联产县域清洁供热模式，构建就地收集原料、就地加工转化、就地消费的分布式清洁供热生产和消费体系，为治理县域散煤开辟新路子。“百个城镇”清洁供热示范项目将形成100个以上生物质热电联产清洁供热为主的县城、乡镇，以及一批中小工业园区。示范项目共136个，涉及20个省(区、市)及新疆生产建设兵团，装机容量380万千瓦，年消耗农林废弃物和城镇生活垃圾约3600万吨。

### 3.2.3 垃圾焚烧发电

2017年底，我国垃圾焚烧累计并网发电装机容量达到725.1万千瓦，约占全国生物质并网发电总装机容量的49%。随着我国城镇化建设进一步深入，垃圾焚烧发电项目建设重点已经逐步由大中型城市向新兴城镇转移，“十三五”期间的垃圾焚烧发电将是生物质发电产业中的主要增长点。我国的垃圾焚烧发电项目主要集中在华东和华北地区，尤以经济相对发达的华东地区的发展规模最大，在全国垃圾焚烧发电装机容量中的占比接近一半。目前，垃圾焚烧发电累计装机容量占全国比例最高的四个地区分别为：江苏、广东、浙江和山东，而国内生产总值最高的四个地区分别为：广东、江苏、山东和浙江。垃圾焚烧发电项目的建设与发展地区经济的发展密切相关。

2017年全国垃圾焚烧并网发电累计装机容量及分布

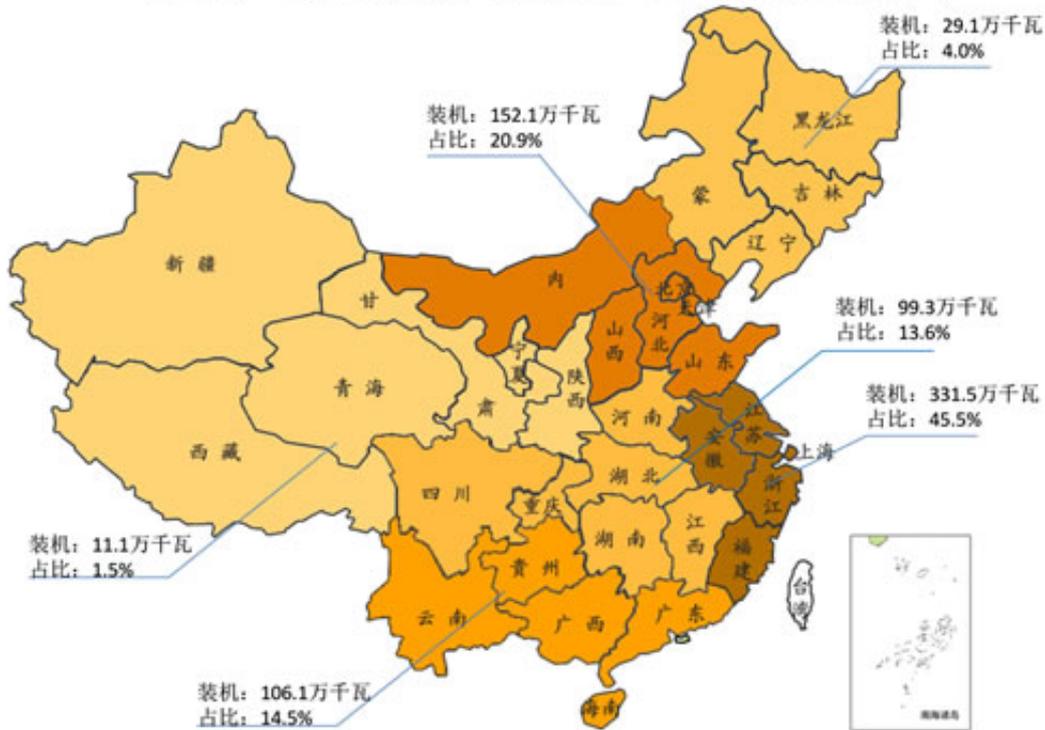


图 2 2017 年全国垃圾焚烧并网发电累计装机容量

我国生物质发电水平整体有所提升，发电效率显著提高。2017年，全国生物质发电年等效满负荷运行小时数平均约5218小时，较上年减少10%。欧洲的生物质发电项目的年等效满负荷运行小时数均高于7000小时。可见，我国的生物质发电效率和技术水平与欧洲仍有较大的差距，生物质发电产业升级改造有待进一步推进。生物质发电产业有待依托热电联产改造来提升系统效率，提高生物质发电的技术经济性，以达到绿色可持续发展。

### 3.3 经济性分析

#### 3.3.1 农林生物质发电

农林生物质发电厂的建设规模一般为25~30MW，以农林废弃物为主要原料，包括玉米秸秆、稻秆、油料作物秸秆、棉花秸秆、稻谷壳、枝桠材等，同时可以掺烧桑条、果枝等生物质燃料。在理想状况下，全年运行7500~8000小时，发电量约1.8~2.2亿千瓦时，耗用农林剩余物约28~30万吨。

成本呈上升趋势。预计农林生物质发电成本在2015~2030年期间总体仍将呈上升趋势。影响生物质发电成本的主要因素包括：固定资产投资、原料成本、技术成本（生产效率）、人工成本和管理运维成本。

建设投资成本有所下降。未来的生物质发电项目将发展为模块化施工方式，生物质锅炉、蒸汽轮机等关键设备的制

造技术比较成熟，投资建设成本将有所降低，到2020年预计将从总投资的25%降至23%。

原料成本仍将增长。随着原料市场规范化发展和收集管理水平提高，生物质原料收集将逐步向自动机械化收集方向发展，生物质原料收集利用将呈现集约化规模化发展趋势，原料成本将在产业升级过程中有所增长，随后将趋于稳定。预计2020年，生物质原料总成本在360元/吨。

发电原料：以农林废弃物类原料为主要燃料，收储运经济成本包括原料购买、收集、装运和存储等费用，约在280~320元/吨之间，其中：

收集成本：企业从农民手中收购木质纤维素类原料，并进行简单的堆放或储存时产生的相关费用，一般为110元/吨；

运输成本：收购后运输至企业过程中产生的费用，其与运费、运输量和转运点距离有关，平均1元/吨/公里；

储存成本：在储存期间，需要一定的维护、人工和其他费用，如消防、用电等消耗的费用。

生产技术水平稳步提升。生产装备升级和管理水平提高将带动系统效率继续提升。到2020年，生物质锅炉的总体热效率将从85%提高至90%，汽轮机发电效率将从28%提至31%，总体发电效率从25%提至30%。每度电的原料消耗将从1.2公斤下降至1公斤。

**表 1 农林生物质发电技术各经济参数<sup>1</sup>**

	2017	2020	2030
建设投资 (CNY/kW)	8720	8720	8720
规模 (kW)	25000	25000	25000
载荷系数 (hr/yr/8760hrs)	68%	72%	76%
发电效率 (%)	27.60%	30.69%	33.25%
运行费用 (CNY /年)	11822000	13953699	16874312

**表 2 农林生物质发电技术成本预测<sup>2</sup>**

	2017	2020	2030
均化电力成本 (CNY/kWh)	0.63	0.64	0.70
投资成本比例 (%)	25%	23%	20%
原料成本比例 (%)	57%	59%	61%
运营成本比例 (%)	17%	18%	19%

管理运维成本也呈上升趋势。尽管自动化与系统集成度均有所提高，但人工成本增加导致运维成本不断上升。人工成本的增长成为运行成本大幅上升的主要因素。

农林生物质发电项目投资大，运行成本高，其盈利水平不如常规火电。主要原因：一是单位造价高，目前单位造价为9000元/kW；二是燃料成本高，电价成本中的燃料成本约为0.42-0.45元/kWh，远高于燃煤发电。

### 3.3.2 垃圾焚烧发电

我国垃圾焚烧发电产业主要应用流化床焚烧炉和炉排焚烧炉两类炉型。根据实际运营情况，我国流化床锅炉入炉垃圾热值含水率较大，低位热值较低，绝大多数采用流化床技术的企业仍然采用与煤混烧。这在很大程度上破坏了行业的规则，因此目前国内专家认为应鼓励应用炉排炉（炉排炉无法掺煤）。国内的垃圾焚烧发电厂采用循环流化床焚烧炉的单位投资为25-40万元/吨/日，采用炉排炉焚烧炉的单位投资为40-60万元/吨/日。

表3 不同工艺生活垃圾焚烧发电厂单位投资

设备	每吨投资额
循环流化床焚烧发电厂	25 ~ 40 万元
炉排炉焚烧发电厂	40 ~ 60 万元

垃圾焚烧发电收益主要包含两部分，发电收益和垃圾处置费。目前我国垃圾焚烧发电上网执行国家生物质发电统一标杆电价，而垃圾处置费则依据项目投资、项目投资规模、项目边界条件、竞标情况等多方面因素决定，全国范围内差距较大，总体上在30-120元/吨。

我国生活垃圾焚烧炉设计入炉垃圾热值一般在1500-1800kcal/千克，锅炉热效率60%，汽机效率80%，厂用电率20%左右，全厂发电效率低于25%，上网电价0.65元/kWh。经计算单吨垃圾发电350度电，扣除厂用电外，上网电量280度，上网收入为约182元。

从垃圾处置费分析，垃圾处置费与生活垃圾焚烧发电厂处理规模、生活垃圾焚烧发电厂投资、运营的边界条件（如是否包括飞灰、渗滤液处理以及飞灰处理要求）、项目是否通过竞争性招标等因素有关，一般情况下，政府垃圾补贴费为60-100元/吨。处理规模较大、飞灰、渗滤液处理不包括或部分包括的生活垃圾焚烧发电厂补贴较低，在35-60元/吨之间，规模较小、飞灰、渗滤液处理要求较高的生活垃圾焚烧发电厂，基本在70元/吨以上。生活垃圾焚烧发电厂通过竞争性招标往往生活垃圾处置费较低，生活垃圾焚烧发电厂通过招商引资或直接指定往往生活垃圾处置费用较高。近几年，由于生活垃圾焚烧发电厂设备已经能够全部国产化，以及生活垃圾热值不断提高使得生活垃圾焚烧发电收入预期也不断提高，生活垃圾焚烧发电项目竞争日趋激烈，生活垃圾焚烧发电厂项目投资收益率预期也在走低等因素，总体上生活垃圾处置费出现下降趋势。

以日处理垃圾2000吨垃圾焚烧厂进行计算，项目投资财务费用及折旧费约折合每吨垃圾120元，药剂、维护、人员、管理等费用折合80元/吨。总计成本约200元/吨。

总体上生活垃圾焚烧发电行业属于高投资、收入稳定的产业。随着设备制造、建设运营技术经验逐步积累，我国在这一行业的优势逐步显现。目前与发达国家相比，同等规模的生活垃圾焚烧发电厂，建设投资只有发达国家的三分之一，建设工期只有发达国家的一半。一些投资企业通过提升自身能力，可以完成自身项目建设的EPC总包或管理总包，实现一次投资多环节受益，大大提高了垃圾焚烧发电投资企业的收益能力。随着我国垃圾焚烧发电产业的发展，垃圾运营企业经营水平不断提高垃圾焚烧发电企业盈利能力也不断增强。

按照单位投资和“十三五”规划期末垃圾焚烧处置规模，预计“十三五”期间垃圾焚烧处置设施新增投资约800亿元。对于垃圾焚烧发电项目，应继续给予优惠电价支持。对于新型垃圾焚烧发电技术研发及产业化示范项目，中央财政应给予资金支持。

在2017-2030年间，预计投资成本将显著下降，发电效率从22%提升至26%。垃圾焚烧发电的均化成本在2017-2030年升高了25%，其原因主要是运行成本在垃圾焚烧发电的总体成本中的比例提高，未来人工成本上涨的影响远大于其他发电技术。随着污染物排放标准的提高，污染物排放处理设施的投资也将是垃圾焚烧发电成本增加的重要因素之一。

**表 4 垃圾焚烧发电技术各经济参数**

	2017	2020	2030
建设投资 (CNY/kW)	19444	16204	13503
规模 (kW)	30000	30000	30000
载荷系数 (hr/yr/8760hrs)	63%	68%	74%
发电效率 (%)	22.00%	24.00%	26.00%
运行费用 (CNY /年)	74250000	81000000	87750000

**表 5 垃圾焚烧发电技术成本预测**

	2017	2020	2030
均化电力成本 (CNY/kWh)	0.79	0.81	1.04
投资成本比例 (%)	47%	35%	21%
原料成本比例 (%)	0%	0%	0%
运营成本比例 (%)	53%	65%	79%

### 3.3.3 热电联产技术

由于热电联供技术利用做过功的乏汽用于供热，设备的总体投资没有增加，对发电总量影响有限。目前很多生物质发电厂已配置了具有热电联供功能的发电装置，由于供热市场需求不足，供热设施闲置，致使整体成本增加。热电联供的应用，使热力供应量逐步增加，该过程以供热负载效率表示。

**表 6 热电联产发电技术负载效率**

	2017	2020	2030
载荷系数 (hr/yr/8760hrs)	23%	29%	34%
热电比	1	1	1

在以上的供热负载效率下，各类热电联供技术的总体效率预测如下：

**表 7 热电联产发电技术效率**

	2017	2020	2030
农林生物质发电-CHP	55%	61%	67%
垃圾焚烧发电-CHP	44%	48%	50%

热电联产技术产生电力与热力两种产品，所以关于热和电的成本分摊需要通过热电比来确定燃料成本在热和电的成本中的比重。热电比的计算方法有热量法、实际焓降法、折扣法热电联合法等，通过综合比较，本报告采用热量法计算热电比。

**表 8 热电联产技术成本预测 (农林生物质发电 CHP)**

	2017	2020	2030
均化电力成本 (CNY/kWh)	0.47	0.46	0.48
均化热力成本 (CNY/kWh)	0.16	0.15	0.16
投资成本比例 (%)	25%	23%	20%
原料成本比例 (%)	57%	59%	61%
运营成本比例 (%)	17%	18%	19%

**表 9 热电联产技术成本预测 (垃圾焚烧发电-CHP)**

	2017	2020	2030
均化电力成本 (CNY/kWh)	0.58	0.57	0.71
均化热力成本 (CNY/kWh)	0.16	0.17	0.22
投资成本比例 (%)	47%	35%	21%
原料成本比例 (%)	0%	0%	0%
运营成本比例 (%)	53%	65%	79%

以中节能烟台栖霞项目为例进行农林生物质热电联产技术的经济性分析。

项目参数为：

发电机组装机3万千瓦，年等效发电小时数6267小时，厂用电率13.6%，上网电价0.75元/千瓦时

供热锅炉容量3×75吨/时，年供热面积185万平方米，供热量37万吉焦，供热价格46元/吉焦

总静态投资4.2亿元，自有资金比例20%，贷款利率4.9%

原料含水率20%，原料热值3150千卡/千克，年原料消耗量30万吨，炉前原料价格340元/吨（20%含水率）

年固定成本占总投资比例0.53%，年水和其他燃料费占总投资比例2.2%

环境效益：电力按照0.126元/千瓦时考虑，供热环境效益暂未考虑

计算所得校验参数中的整体系统发电效率为24.1%，原料单位热值成本0.108元/兆卡。

财务经济性评价结果为：资本金内部收益率0.2%，项目仅处于不亏损状态，远低于合理投资回报率8%以及央行五年期及以上基准贷款利率4.9%。

从成本看，按照0%、0.2%、8%的内部收益率分别进行折现，原料成本均占据最大比例，为73~75%，初始投资占15~18%，除原料外的其他成本占5.5%左右，财务成本占5~7%左右，税收由于项目收益率低以及享受增值税即征即退等政策在成本中占比很小（见表10）。

表 10 农林生物质热电联产项目成本占比<sup>6</sup>

成本占比	IRR=0	IRR=预置值（8%）	IRR=计算 IRR
投资成本	15.0%	18.2%	15.1%
原料成本	72.9%	74.7%	73.0%
其他经营成本	5.4%	5.5%	5.4%
财务成本(利息)	5.2%	7.2%	5.3%
税收	1.3%	1.2%	1.3%
利润	0.2%	-6.8%	0.0%

供热价格是影响收益的关键因素之一。在其他条件不变情况下，如果项目资本金内部收益率达到8%，则供热价格至少需达到37.5元/平方米，为目前供热价格的1.6倍，这一价格需要地方政府给予地方性的热价政策或产品补贴政策。

该项目中，设计供热能力为300万平方米，如果按照300万平方米考虑，利用余热实现供暖，原料年消耗仍为30万吨，则系统发电效率需提升到30.0%，项目资本金内部收益率为7.8%。因此，通过热电联产提升系统效率是影响成本的关键因素。

在目前的电价和热价政策水平下，生物质热电联产项目的收益主要来自于发电，本项目中发电收益占比为88%，即使考虑供热达产300万平方米，发电收益仍占总收益的82%。

如果在增加供热比例但热电联产机组效率没有较为显著提升的情况下，则项目的经济性反而将变差。如供热达到300万平方米，但系统发电效率仅从24.1%提升到27%，则项目资本金内部收益率将为-0.4%。

总体看，在现有电价和税收、贷款政策条件下，原料价格、系统发电效率、地方供热价格将显著影响项目的经济性。

如果考虑发电的环境效益，则财务评价收益率达到17.0%，国民经济评价收益率达到10.2%。

#### 4 生物质电价政策现状

#### 4.1政策法规

2006年起颁布实施的《中华人民共和国可再生能源法》（以下简称《可再生能源法》）确立了可再生能源在我国经济和社会可持续发展中的重要地位，规定了可再生能源资源勘查、发展规划、技术研发、产业发展、投资、价格和税收等方面的政策和要求，明确了政府、企业和用户在可再生能源开发利用中的责任和义务，提出了总量目标、强制上网、分类电价、费用分摊、专项资金等基本制度及信贷优惠和税收优惠等政策要求。

按照《可再生能源法》的要求，国家相关部门陆续出台了一系列配套政策和实施细则，如可再生能源发电管理规定、价格和费用分摊管理办法，产业发展指导目录、专项资金管理办法、相关应用技术规范，以及一系列税收优惠政策，并且颁布了涵盖生物质能的可再生能源发展中长期及“十一五”、“十二五”、“十三五”等规划，形成了较为完整的生物质能政策体系。

#### 4.2发展规划

按照《可再生能源法》的要求，我国已陆续颁布了《可再生能源中长期发展规划》、《可再生能源发展“十二五”规划》、《生物质能发展“十二五”规划》、《生物产业发展“十二五”规划》、《生物质能发展“十三五”规划》、《生物产业发展“十三五”规划》等相关规划，明确了我国生物质能发展的战略目标、重点任务和发展布局。各级地方政府也出台了包括可再生能源发展相关规划，根据自身发展情况制定了不同层面的生物质能源开发利用目标和实施方案，同时制定了符合当地资源、市场、经济发展水平等实际情况的生物质能源发展规划。

#### 4.3生物质发电政策

生物质发电是生物质能利用的重点方向。根据《可再生能源发电有关管理规定》(发改能源[2006]13号)，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、沼气发电等。其上网电价由价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和各地情况，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。本报告主要针对农林生物质发电和垃圾焚烧发电政策展开讨论。

##### 4.3.1农林生物质发电政策

###### (1) 电价补贴政策

根据生物质发电行业现状，特别是利用秸秆等原料的农林生物质发电企业的实际情况，生物质发电的上网电价、电价补贴和税收优惠政策进行了多次调整，从最初的固定补贴政策，逐步过渡到目前的固定电价政策。

**起步阶段。**2006年国家发展和改革委员会发布了《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)，生物质发电上网电价标准由各省（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。生物质能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发电项目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，视为常规能源发电项目，执行当地燃煤电厂的标杆电价，不享受补贴电价。在生物质发电产业发展初期，0.25元的电价补贴政策有效地助推了该行业的启动发展。

**初期阶段。**随着农林生物质发电项目启动，原料价格上涨、投资高企、运行稳定性差等问题逐步显现，导致当时的农林生物质发电项目得到每千瓦时0.25元的补贴后仍然亏损。2008年3月，国家发展改革委、国家电监会公布了《关于2007年1~9月可再生能源电价附加补贴和配额交易方案的通知》(发改价格[2008]640号)，对纳入补贴范围内的秸秆直燃发电项目按上网电量给予临时电价补贴，补贴标准为每千瓦时0.1元，使生物质发电项目的度电补贴增至每千瓦时0.35元，进一步增加了生物质发电企业的信心，产业规模年增长率近30%。

**稳步阶段。**随着产业规模的扩大，生物质发电企业在设备制造、项目建设、运行维护等方面有了较大的提升，生物质发电成本基本稳定。2010年7月8日，国家发展改革委出台了《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》(发改价格[2010]1579号)，决定对农林生物质发电项目实行固定电价政策。对未采用招标确定投资人的新建农林生物质发电项目，统一执行标杆上网电价每千瓦时0.75元（含税）。

通过招标确定投资人的生物质发电项目，上网电价按中标确定的价格执行，但不得高于全国农林生物质发电标杆上网电价。已核准的农林生物质发电项目（招标项目除外），上网电价低于上述标准的，上调至每千瓦时0.75元；高于上述标准的国家核准的生物质发电项目仍执行原电价标准。以上政策自2010年7月1日起实行至今。

## （2）项目管理政策

我国生物质发电项目的管理政策包括：项目核准、项目布局和年度计划审核三部分。

**项目核准。**根据《可再生能源发电有关管理规定》（发改能源[2006]13号），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。农林生物质发电项目由各省（市，区）自行核准。

**项目布局。**国家发改委出台了《关于生物质发电项目建设管理的通知》（发改能源[2010]1803号），规定生物质发电厂应布置在粮食主产区秸秆资源丰富的地区，且每个县或100公里半径范围内不得重复布置生物质发电厂。

为贯彻落实党中央、国务院关于“简政放权、放管结合、优化服务”改革和生态文明建设、环境保护等要求，经商国务院相关部门，决定废止一部分过时的规章和规范性文件，其中就包括《关于生物质发电项目建设管理的通知（发改能源[2010]1803号）》。自2018年1月1日起施行。

2014年国家发改委《关于加强和规范生物质发电项目管理有关要求的通知（发改办能源[2014]3003号）》中明确，加强规划指导、合理布局项目，鼓励发展生物质热电联产，农林生物质发电项目严禁掺烧化石能源，规范项目管理。其中规范项目管理中明确，农林生物质发电非供热项目由省级政府核准；农林生物质热电联产项目，城镇生活垃圾焚烧发电项目由地方政府核准。该文件明确了主管部门对生物质发电行业管理的总体原则和要求，简政放权的宏观管理思路开始逐步体现。

2015年初国家发展改革委印发《关于加强和规范生物质发电项目管理有关要求的通知》明确，农林生物质发电非供热项目由省级政府核准；农林生物质热电联产项目，城镇生活垃圾焚烧发电项目由地方政府核准，该政策进一步贯彻了党中央精神，切实推进了生物质发电项目审批权的下放。

2016年10月，国家能源局印发《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见（国能综新能[2016]623号）》，明确防治掺煤的基本原则和责任主体，对新建项目核准、已投产项目运行等方面提出了防止掺煤的要求。

2017年7月，国家能源局印发《关于可再生能源发展“十三五”规划实施指导意见》（以下简称《意见》），同时发布《生物质发电“十三五”规划布局方案》（以下简称《方案》），明确“十三五”期间生物质发电政府支出方向等问题。《方案》显示，到2020年，我国31个省（区、市）符合国家可再生能源基金支持政策的生物质发电规模总计将达2334万千瓦。

《方案》提出，纳入生物质发电“十三五”规划布局方案的是符合国家可再生能源基金支持政策的农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目。不符合国家可再生能源基金支持政策，或者不申请国家可再生能源基金支持的布局项目，不纳入本规划布局方案。规划布局方案之外核准建设的项目，由所在省（区、市）负责解决补贴资金问题。《方案》中再次强调“大力推进农林生物质热电联产，从严控制只发电不供热项目。因地制宜推进城镇生活垃圾焚烧热电联产项目建设。

2017年12月，国家发改委、国家能源局印发《促进生物质能供热发展指导意见的通知（发改能源[2017]2123号）》，明确了生物质能供热的重要意义、指导思想、基本原则、重点任务、政策措施等，是生物质能全面转向供热的指导性文件，对生物质发电转向热电联产提出了相关要求，明确了发展目标和任务。

主管部门对生物质发电管理已经全面转向宏观管理和规划管理，以及防治掺煤的边界性管理，落实发改办能源[2014]3003号文件要求，项目管理交由地方管理，国家不再对具体技术及其他管理细节提出要求。发改能源[2010]1803号文件的废止，是进一步落实中央简政放权要求的具体措施，生物质项目布局、核准、监管等具体实施全部由省级地方政府统筹负责。国家主管部门不再要求“每个县或100公里半径范围内不得重复布置生物质发电项目”等具体事项。

**年度计划审核。**在网上、电价、税收等优惠政策相继到位后，投资商积极性高涨，开始出现一哄而上建设生物质发电项目的现象。由于缺乏管理经验、规划等前期论证工作深度不够，生物质发电面临燃料供应不足、价格上涨压力大、发电成本难以控制等问题，影响了生物质发电的推广。为了控制生物质发电项目无序布局，避免燃料恶性竞争，促进生物质发电的健康发展，国家能源局于2011年3月发布了《关于农林生物质发电项目建设年度计划审核有关要求的通知》，规定各地必须制定拟建项目年度工作计划，报国家能源局审核同意后核准建设。对自行核准的项目，将不予纳入国家可再生能源基金补贴范围。

该政策明确了国家和地方管理部门对生物质发电项目的管理职责，规范了项目管理程序，提出了项目建设布局要求，理顺了生物质发电产业的发展思路，解决了生物质发电项目缺乏统筹管理、无序建设的问题，有效抑制了资源恶性竞争的现象。

### （3）全额保障收购上网政策

为鼓励包括农林生物质发电等可再生能源电力上网，国家颁布了《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会[2007]25号），明确了电网企业需全额收购生物质发电企业的电量。

《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知（发改能源[2016]625号）可再生能源发电全额保障性收购是指电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，在确保供电安全的前提下，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。生物质能、地热能、海洋能发电以及分布式光伏发电项目暂时不参与市场竞争，上网电量由电网企业全额收购。

### （4）可再生能源基金

为了促进可再生能源的开发利用，根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定，2011年初，财政部、国家发展改革委、国家能源局共同制定了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》财综[2011]115号。该办法明确了全国可再生能源发展基金的资金筹集、使用管理和监督检查等具体措施，将国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入纳入全国可再生能源发展基金。可再生能源电价附加自2012年1月1日起对除西藏自治区以外的各省（区、市）扣除农业生产用电后的销售电量征收，专项用于可再生能源发电电价补贴。

基于可再生能源法和可再生能源基金征收使用管理的新要求，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102号），国家能源局发布了《可再生能源电价附加资金补助项目审核确认管理暂行办法的通知》（国能新能[2012]78号），对可再生能源电价附加补助项目的确认、补助标准、资金申请拨付管理，以及补助项目的审核程序、内容等进行了明确规定，2013年9月，可再生能源电力附加费进行了第五次调整，确定为1.5分/千瓦时，当年拨付的全国可再生能源电价附加补助资金共计240.32亿元，其中拨付给生物质能项目资金79.3亿元，占总拨付资金的33%。

2016年，财政部会同国家发展改革委印发了《关于提高可再生能源发展基金征收标准等有关问题的通知》（财税〔2016〕4号），规定自2016年1月1日起将各省（自治区、直辖市，不含新疆维吾尔自治区、西藏自治区）居民生活和农业生产以外全部销售电量的基金征收标准，由每千瓦时1.5分提高到每千瓦时1.9分。2016年全国可再生能源电价附加收入为689.99亿，其中拨付给农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目资金为104.6亿元，约占总拨付资金的15%。

2017年可再生能源电价附加收入为705.5亿元，为预算的106.9%。主要是销售电量增长高于预期，基金收入相应增加。2017年可再生能源电价支出预算数为750.44亿元，决算数为712.06亿元，该政策的出台，“十三五”初期有效缓解了生物质发电项目运营资金紧张的局面，改善了生物质发电项目建设、管理和运行状况，有力地推进了生物质发电产业稳步发展。

### （5）税收政策

农林生物质发电产业不仅在项目管理和发电上网方面得到了有力的政策支持，在税收方面同样得到政策优惠，具体优惠政策如下：增值税。《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》财税[2008]156号中规定对销售下列自产货物实行增值税即征即退的政策，规定以垃圾为燃料生产的电力或者热力的项目可以享受该优惠政策。

文件要求垃圾用量占发电燃料的比重不低于80%，并且生产排放达到GB13223—2003第1时段标准或者GB18485—2001的有关规定。通知明确了所指的垃圾，“是指城市生活垃圾、农作物秸秆、树皮废渣、污泥、医疗垃圾。”因此，农林剩余物生物质发电企业可以享受增值税即增即退优惠政策。所得税。根据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》（国务院令第512号），企业以《资源综合利用企业所得税优惠目录》（财税[2008]117号）（简称《目录》）中所列资源为主要原材料，生产符合国家或行业相关标准的产品取得的销售收入，在计算应纳税所得额时，减按90%计入当年收入总额。并自2008年1月1日起施行。因此，生物质发电因资源综合利用可享受收入减计10%的所得税优惠。

生物质发电项目符合该政策所指的“利用农作物秸秆及壳皮生产电力、热力和燃气”的规定，所以可以享受此所得税优惠政策。税收优惠政策有效地带动了企业投资农林生物质发电项目的积极性，是推动农林生物质发电产业快速发展有效手段。

#### 4.3.2垃圾焚烧发电政策

垃圾资源化利用，特别是垃圾焚烧发电是我国生物质能的重要方向。在不断强化垃圾资源化、无害化处理的同时，我国还制定了垃圾补贴收入、上网电价和税收优惠政策。

##### (1) 电价补贴政策

《关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知》（发改价格[2012]801号）规定以生活垃圾为原料的垃圾焚烧发电项目，均先按其入厂垃圾处理量折算成上网电量进行结算。每吨生活垃圾折算上网电量暂定为280千瓦时，并执行全国统一垃圾焚烧发电标杆电价每千瓦时0.65元（含税）；其余上网电量执行当地同类燃煤发电机组上网电价。垃圾焚烧发电上网电价高出当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分实行两级分摊。其中，当地省级电网负担每千瓦时0.1元，电网企业由此增加的购电成本通过销售电价予以疏导；其余部分纳入全国可再生能源发展基金解决。该通知自2012年4月1日起执行。2006年1月1日后核准的垃圾焚烧发电项目均按上述规定执行。当以垃圾处理量折算的上网电量低于实际上网电量的50%时，视为常规发电项目，不享受垃圾焚烧发电价格补贴；当折算上网电量高于实际上网电量的50%且低于实际上网电量时，以折算的上网电量作为垃圾焚烧发电上网电量；当折算上网电量高于实际上网电量时，以实际上网电量作为垃圾焚烧发电上网电量。从垃圾焚烧发电电价补贴政策可见，垃圾焚烧发电的电价附加资金补助额不仅取决于电厂发电量，同时还与垃圾处理量有关。

##### (2) 税收优惠政策

2009年12月31日财政部、国家税务总局、国家发展改革委联合发布的《关于公布环境保护节能节水项目企业所得税优惠目录[试行]的通知》（财税[2009]166号）中明确将生活垃圾焚烧列入目录，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156号）规定“对销售下列自产货物实行增值税即征即退的政策”，其中包括“以垃圾为燃料生产的电力或者热力”。其中垃圾用量占发电燃料的比重不低于80%，并且生产排放达到GB13223-2003第1时段标准或者GB18485-2001的有关规定。所称垃圾是指“城市生活垃圾、农作物秸秆、树皮废渣、污泥、医疗垃圾”。根据以上规定，垃圾焚烧发电项目享受所得税三免三减半、发电和供热收入增值税即征即退的优惠政策，另外，垃圾补贴收入免缴营业税。根据国税函[2005]1128号《国家税务总局关于垃圾处置费征收营业税问题的批复》，“单位和个人提供的垃圾处置劳务不属于营业税应税劳务，对其处置垃圾取得的垃圾处置费，不征收营业税。”

##### (3) 垃圾处理收费

2002年6月28日，国家计委、财政部、建设部、环保总局等四部委颁布了《关于实行城市生活垃圾处理收费制度促进垃圾处理产业化的通知》，但是执行效果并不理想，特别是在一些小城市和县城，垃圾处理项目招标以处理费最低价为中标条件，造成竞相压价的现象，个别垃圾焚烧发电项目的垃圾处理费仅20-30元/吨。由于垃圾处理费太低，项目投资建设和运行成本被极度压缩，导致工程建设质量大幅下降，运行中污染物排放超标等后果产生，不利于垃圾焚烧发电发展。目前我国各地垃圾处理补贴费的高低与焚烧设备的成本关系密切。成本较高的炉排炉，补贴相对较高（最高达到200元/吨，出现在上海）；流化床价格相对便宜，补贴相对较低，一般在50~80元/吨之间。

##### (4) 财政资金支持

在财政金融政策方面，政府也给予了大力的支持，包括：项目可由银行优先安排基本建设贷款并给予2%财政贴息（计基础[1999]44号）。垃圾处理生产用电按优惠用电价格执行；对新建垃圾处理设施可采取行政划拨方式提供项目建设用地。政府安排一定比例资金，用于城市垃圾收运设施的建设，或用于垃圾处理收费不到位时的运营成本补偿。根据《中华人民共和国循环经济促进法》和《中华人民共和国可再生能源法》，作为可再生能源的一项重要内容，我国对垃圾焚烧发电的技术扶持政策主要包括两个方面，一方面国家高度重视技术的研发、应用及其产业化发展，将其作为优先领域进行支持；另一方面，为保障其优先性，政府在经济上给予相关领域项目的技术开发、应用示范、产业化发展和设备的本土化设立了专项资金，财政性资金，从而保障其科技的发展。

#### 5 产业存在问题

##### 5.1 农林生物质发电

###### 5.1.1 原料供给保障难

原料稳定可持续供给，是生物质发电产业发展的前提基础。在农林生物质发电项目中，原料成本是决定该项目发电成本的重要因素，约占运行成本的60%，原料成本的变化直接影响项目的经济效益。为最大限度减少原料成本，企业尽量选择农林剩余物资源相对丰富且便于收集的地区开展建设。当前生物质发电项目的部分区域布局缺乏统筹规划，项目建设相对集中，同时还要面临饲料、造纸等行业的原料竞争，导致原料成本攀升，发电成本上涨，随之出现原料短缺，影响生物质发电项目的稳定生产。

### 5.1.2 环保成本增加

随着国内经济快速发展，对环境治理工作越来越重视，农林生物质发电企业的超低排放改造，环保设备设施建设与运行维护等投入，增加了项目环保投入成本。以一台30MW机组为例，超低排放改造投入达1000余万元，且每年需要的维护费用也达到800万元以上，使本就成本高昂的生物质发电企业又增加了事前环境成本。

### 5.1.3 产业升级有难度

生物质发电向热电联产方向改造升级的过程中仍面临热源和热需求不匹配、居民供暖热价倒挂等问题。由于生物质资源相对分散，以往的生物质发电项目选址，优先考虑原料收集便利的区域，对供热需求的考虑不足。在进行热电联产改造时，距离热用户较远增加了改造难度。此外，项目一般建在比较偏远的乡镇，供热收费标准较低。

农林生物质热电联产项目的锅炉系统及发电系统效率远低于常规火力电厂，而单位投资较大，除发电享受国家优惠的0.75元/kWh的电价政策外，生物质热电联产热力生产部分没有相应的补贴，其供热成本相比燃煤机组要高出约35-50%。在民用供暖方面热价倒挂严重，项目商业化运营难度较大。现有的热价机制限制了生物质热电联产的推广。

### 5.1.4 监管体系待完善

我国农林生物质热电联产项目缺乏统一规划标准，导致部分项目布局不合理，引发燃料恶性竞争，资源供应不足，燃料价格不断攀升；垃圾焚烧发电热电联产方面，企业利用最低价中标机制，恶意降低垃圾处置成本，导致项目建成后尾气排放不达标，进而加剧了邻避问题的严重性，亟需健全行业标准体系，建立行业准入门槛制度。

### 5.1.5 激励政策落实难

电价补贴资金到位不及时，严重滞后。农林生物质发电项目获得国家补贴周期长，企业融资困难，财务负担大，需加强优惠政策落实力度。目前，列入目录2017年所欠补贴8亿加上2015年3月以来未列入目录所欠补贴135.64亿，总计所欠补贴资金达143.64亿。

6月15日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布了《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，通知中明确“已纳入和尚未纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的可再生能源上网工程项目，不再通过可再生能源电价附加补助资金给予补贴，相关补贴纳入所在省输配电价回收”。而电网输配电回收周期过长，增加了企业资金负担。

### 5.1.6 社会民生效益难以实现

农林生物质发电项目的燃料是以现金交易形式向农户购买的，是为农民创造就业机会、为农民增收的惠农项目，因此，农林生物质发电项目现金流的正常运转直接关系到当地提供燃料的农户和在生物质发电项目上工作的农民工的生活收入来源。长期拖欠农民工工资和农户燃料费势必使农民生活受到影响，社会民生效益难以实现。

## 5.2 垃圾焚烧发电存在问题

### 5.2.1 区域发展不平衡

经济发达地区垃圾焚烧发电技术推广较快，而经济落后地区发展较慢。我国东部，特别是长三角、珠三角、环渤海地区经济较为发达，当地政府对垃圾处置费的支付能力较强、支付垃圾处置价格较高，因此受到垃圾焚烧发电投资企业青睐，而我国西部及落后地区情况恰恰相反。一些经济发达地区由于缺乏统一规划出现了资源竞争，垃圾焚烧发电企业同样面临原料供给不足的问题。

### 5.2.2 邻避问题

邻避问题是垃圾焚烧发电产业发展不可避免的问题。尽管同垃圾焚烧发电作为当前我国垃圾处置的最佳方式已被广泛认同，但垃圾焚烧发电项目选址仍面临诸多困难。垃圾焚烧发电对生产生活的影响是周边居民群众的主要疑虑，对二噁英的恐惧，对项目周边环境污染的担心，对农副产品、绿色食品等后续影响的担忧，合理疏导邻避问题尤为重要。

### 5.2.3 环境保护问题

部分垃圾焚烧发电项目烟气排放达到环保最新标准仍面临一定挑战。在设计与建设方面，部分项目仍存在垃圾焚烧项目技术选择不当、施工过程欠规范、设备产品不达标等，导致如烟净化手段简单等工程建设质量较差的问题。在一些地区出现为减少资金投入和后续处置费用，运营企业减少药剂的添加，致使尾气中排出大量的污染物。

行业监管日趋严格，要求企业在烟气排放方面需要投入更多成本，与企业追求低成本运营存在阶段性矛盾，缺乏环境成本的考虑，也是影响垃圾焚烧发电项目出现烟气排放问题的重要因素。

### 5.2.4 城乡垃圾收运体系发展不平衡

我国城乡垃圾收运体系不能充分满足居民生活水平提高的需要。随着我国城市化进程加速，大中城市垃圾收运体系逐渐完善，垃圾收运量与垃圾产生量基本实现匹配，但对于我国广大县级城市收运体系尚不完善，乡镇居民生活水平提高与生活环境质量的矛盾日益突出。乡镇居民生活环境恶化的同时市政生活及无法实现规模资源化利用。在县一级城市建立“村收集-镇运输-县处理”收储运模式将对我国垃圾深度资源化利用具有重要意义。

### 5.2.5 对垃圾电价依赖性增加

部分垃圾焚烧发电企业恶性竞争导致垃圾处理费减少，使垃圾焚烧发电项目对垃圾电价依赖性增加。垃圾焚烧发电作为公共基础设施，垃圾处理费应当是垃圾焚烧发电处理垃圾的主要经费来源。垃圾处理费偏低，将导致全社会对垃圾焚烧发电环保作用认识的弱化，使高标准、高质量的清洁燃烧技术难以有效推广，同时也给后端尾气排放污染造成极大隐患。垃圾处理费用应当涵盖包括垃圾处理和尾气排放达标在内相关费用，以减少对电价补贴的依赖。

## 6 生物质电价相关政策问题与挑战

### 6.1 电价机制

首先，退坡机制主要是针对风电和光伏发电产业出台的政策，装备制造成本不断下降和装机规模连年超预期快速增长导致可再生能源电价附加资金难以与产业发展速度匹配。对于生物质发电产业而言，在现有电价政策下，大部分项目是在维持微盈利水平或在盈亏平衡线上下浮动，而生物质发电产业在大气污染防治、乡村振兴、民生工程、县域循环经济发展、节能减排等多方面发挥着不可替代的重要作用。

从可再生能源产业长期发展分析，去补贴化是各类可再生能源发展的必然趋势，风电和光伏发电在近年来展现出巨大的成本下降潜力，平价上网近在眼前。生物质发电也在积极探索降低成本的可行性路径。

显然，生物质燃料成本和未来随排放标准的提高造成的环保成本的增长足以抵消技术进步带来的成本下降，因此，单从发电成本比较，生物质发电不具备风电和光伏发电的成本下降潜力。但生物质发电产业在农村和城市承担的废弃物处理的重任是风电和光伏发电无法取代的，当生物质发电的社会效益和环境效益的成本量化时，将客观体现生物质发电的真实成本，届时，生物质发电在电力市场的将具备良好的竞争力。

### 6.2 基金缺口

近三年来，生物质发电电价附加资金累计拖欠情况不容乐观。以下是自2015年到2017年的电价补贴资金缺口情况：2015年，未列入可再生能源电价附加资金项目的，从2015年3月1日起计算，生物质能发电产业欠补贴约28.13亿元。

2016年未列入可再生能源电价附加目录项目的，农林生物质项目资金缺口约11亿，垃圾焚烧发电项目资金缺口约22.3亿，沼气发电项目资金缺口约0.41亿，总计约33.71亿元。（脱硫燃煤机组标杆上网电价按照平均约0.35元计算）

2017年未列入可再生能源电价附加目录的，农林生物质项目资金缺口约40.6亿，垃圾焚烧发电项目资金缺口约31.7亿，沼气发电项目资金缺口约1.5亿，总计约73.8亿元。（脱硫燃煤机组标杆上网电价按照平均约0.35元计算）

2015年3月1日起，至2017年12月31日，全国生物质能源发电行业未列入可再生能源电价附加资金目录项目资金缺口总计约135.64亿元。

截至2017年，未列入可再生能源电价附加资金目录的补助资金和未发放补助资金共约143.64亿元。未纳入可再生能源电价附加资金支持目录的项目的总装机规模已达122.8万千瓦，约占生物质发电装机的8%。

### 6.3 税收

生物质发电项目执行与传统发电行业一样的税收政策，而且生物质发电企业增值税进项抵扣操作困难，企业实际税率约为12%，高于常规火电实际税率6%~8%。因此，应该加大农林生物质发电的政策支持，落实农林生物质发电增值税即征即退、所得税减免和贴息贷款等优惠政策。

在所得税优惠目录中第三项类别“再生资源”对农林废弃物的表述为：农作物秸秆及壳皮，包括粮食作物秸秆、农业经济作物秸秆、粮食壳皮、玉米芯，要求产品原料70%以上来自所列资源。增值税优惠目录中对农林剩余物及其他的表述为：畜禽粪便、稻壳、花生壳、玉米芯、油茶壳、棉籽壳、三剩物、次小薪材、农作物秸秆、蔗渣，以及利用上述资源发酵产生的沼气，要求产品原料或者燃料80%以上来自所列资源。

两个政策目录对农林废弃物品种的表述不一致。所得税优惠目录在2008年出台后再未进行修订和完善。增值税优惠目录经过几次修订已比较完善，但对行业利用的农林废弃物品种没有全覆盖。

### 6.4 可再生能源电价附加目录

可再生能源电价附加目录缺乏定期发布机制。《财政部国家发展改革委国家能源局关于印发<可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法>的通知》（财建〔2012〕102号）规定了可再生能源电价附加资金补助目录申报时间要求，即“可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。省级电网企业、地方独立电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目和接网工程有关情况，于每季度第三个月10日前提出下季度可再生能源电价附加补助资金申请表，经所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局。”但未明确可再生能源电价附加资金补助目录的发布时间。从已发布的七批《可再生能源电价附加目录》的时间来看，发布时间没有规律性，从而导致补贴资金发放的不确定性，特别是对资金风险承受能力普遍较弱的农林生物质发电企业造成巨大压力。

## 7 国际政策经验

### 7.1 国外农林生物质发电政策

#### 7.1.1 北欧政策

能源问题和环保压力是北欧发展生物质发电的主要原因。北欧各国的化石能源储量在欧洲也算比较丰富的，但是随着石油价格的不断飞涨，同时该地区的环境和严寒的气候使得对能源的需求很大，能源问题逐渐成为这一地区的国家共同关注的问题。以丹麦为例，20世纪70年代以前，丹麦的能源消费曾经99%依赖进口。1973~1974年第一次世界石油危机爆发后，丹麦政府抓紧制定适合本国国情的能源发展战略，大力调整能源供应结构，积极开发立足于国内供给的可再生能源。而生物质能、尤其是生物质发电是除风能外最重要的可再生能源。根据丹麦能源署的数据，目前在丹麦可再生能源中，以秸秆和木屑为原料的生物质能的比重为45%。

另一方面，1992年和1997年联合国气候变化公约及京都议定书先后出台，欧盟对各成员国也提出了二氧化碳减排要求。丹麦早在1990年就制定能源计划，明确了2005年将排放比1988年的水平减少20%的目标。国际能源机构的有关研究表明，农作物秸秆和林业废弃物为低碳燃料，且硫含量和灰含量均比目前大量使用的煤炭低，是一种很好的清洁可再生能源。每两吨秸秆的热值相当于一吨煤，而且其平均含硫量只有3.8%，远低于煤1%的平均含硫量。为建立清洁发展机制(CDM)，减少温室气体排放，北欧国家都加快了利用生物质能发电的步伐。

原料充足是北欧国家发展生物质发电的重要优势。生物质发电对秸秆和废弃木料的消耗量很大，原料供应是影响生物发电经济性的一个重要因素。瑞典、芬兰的森林资源非常丰富，其林业发达程度居世界前列。瑞典森林面积逾2600万公顷，森林覆盖率达60%，人均森林3.2公顷。芬兰森林总面积2000多万公顷，森林覆盖率达75%，人均森林面积4公顷，是欧洲人均森林最多的国家。因此，北欧国家的林木废料资源十分丰富，能够支撑生物质发展产业的发展。另外，北欧国家和欧洲大陆国家一样，农场面积比较大，农作物品种单一、规模大，机械化程度高，各个环节的成本自然

就低，而且容易形成正规的生产链条。

### 7.1.2 北欧国家生物质电厂的主要特点

与其他国家相比，北欧国家的生物质电厂有一些比较显著的特点。一是普遍采用发电效率较高的先进直燃技术。北欧的农林生物质发电技术经历了多年的发展，已经形成了成熟的高温高压生物质发电锅炉技术体系，农林生物质发电技术也已成为当前欧洲开发利用生物质能资源的最成熟、应用最广泛的技术方式。丹麦等国还积极研究开发超临界(USC)等大幅度提高能效的相关技术，提高燃烧效率。通过开发机组关键技术、电站设计与运行技术、辅机关键技术等，能使电站的发电效率从约42%提高到47%左右。二是生物质发电设备能使用多种燃料。除农业秸秆外，许多发电设备都能兼烧废木料、树皮等林业废料，这样才能使北欧国家大量的林木废料得到充分利用。还有一些垃圾焚烧发电设备也兼烧秸秆。除此之外，2001年丹麦研发了多燃料电站技术，发电设备可以使用从生物质燃料到天然气、石油等多种类型的燃料，多燃料电厂是最有效利用燃料的热电厂，发电效率达近50%，总的能源综合利用率达94%。三是采取热电联产模式。生物质热电联产在北欧各国应用十分普遍。热电联产的发电方式与标准发电厂相同，热电联产的系统能源利用效率可达85-90%，远高于纯发电机组效率。按照燃料不同，丹麦的生物质热电联产包括生物质（秸秆、木屑、木质颗粒等燃料）热电联产、生物质-化石燃料（煤炭、天然气）混燃热电联产、垃圾热电联产以及沼气热电联产等多种技术类型。

热电联产适用于需要大量供热或蒸汽的地区（集中供热系统、工业或集中供冷）。丹麦长期致力于促进热电联产，在能源利用方面取得良好效果。热电联产极大地提高了电能和热能生产过程中的燃料利用效率。热电联产的能源效率在90%以上。仅在1980-2007年期间，热电联产生产的热能在区域供热（集中供热）中所占的份额就从39%增长到80%，增长幅度在一倍以上，通过热电联产方式生产的电能所占份额从原来的不足18%增长到近53%。四是北欧国家鼓励生物质发电的制度与政策与大部分市场经济国家类似，北欧国家鼓励生物质发电发展的政策主要体现在价格补贴、投资鼓励和税收优惠等方面。此外，瑞典的绿色电力交易证书制度也很值得我们思考与借鉴。

研发环节：政府计划资助。丹麦政府自1976年投入资源共享可再生能源的研发工程，由能源署管理，对特定项目进行补贴，并集中专业人才建立了强大的研发力量。在丹麦可再生能源研发资助计划中，生物质发电占有重要地位，超超临界技术就是研发投入的一个显著成果。为了保持在能源领域的竞争力，丹麦政府近年来不断增加对可再生能源研发的资助。丹麦能源署有“能源研究项目计划”，2007年准备为能源研究提供资助5500万克朗。丹麦战略研究理事会可对可再生能源和节能研究项目提供资助，2006年大约1.1亿克朗。

芬兰政府也出台了一系列的补贴政策和措施，规定任何企业都可以向政府申请可再生能源研发项目的资助，政府将给予25%~40%的资金补贴。据统计，2005年，芬兰政府用于对新能源技术方面的开发资助经费达3120万欧元。瑞典从1975年开始，每年从政府预算中支出3600万欧元，支持生物质燃烧和转换技术，主要是技术研发和商业化前期示范项目补贴。

生产环节：政府给予投资补贴。投资补贴是欧盟国家促进生物质能开发和利用的重要措施。瑞典政府从1997到2002年，对生物质能热电联产项目提供25%的投资补贴，5年总计补贴了4867万欧元；丹麦从1981年起，制定了每年给予生物质能生产企业400万欧元的投资补贴计划。另一方面，对生物质发电设备制造业，政府也通过补贴设备价格给予支持。丹麦政府对秸秆锅炉制造的补贴金额1995年时高达锅炉价格的30%，随后，由于设备成本的下降，补贴额逐年下调，2000年时补贴已为锅炉价格的13%，目前采购补贴已经取消。

发电环节：计划与市场并举。。生物质能发电相对于其他发电方式，成本相对较高。为了推广生物质电力，北欧各国政府在发电环节采取了相应鼓励措施。

一方面，政府明令要求发电公司使用生物质电力。丹麦政府要求优先调用秸秆产生的电和热，并保证最低上网电价。政府对各发电(供热)运营商提出在风电、生物发电等方面的明确要求，各发电公司必须有一定比例的可再生能源容量。1993年政府与发电公司签订协议，要求每年燃用秸秆及碎木屑140万吨。

另一方面，对生物质发电价格进行补贴。根据各种生物质发电的技术特点和成本构成，制定合理的可再生能源上网电价。瑞典1997年开始实行固定电价制度，对生物质发电在市场价格基础上给予每千瓦时0.9欧分的补贴；丹麦生物质发电的上网电价为每千瓦时4.1欧分，而且给予10年保证期，政府再给予每千瓦时1.3欧分的补贴，实际上的生物质能上网电价是每千瓦时5.4欧分，高于普通电力市场的购电价格(3~4欧分)。

免征环境税助推生物质发电。减免税费也是北欧国家促进可再生能源发展的重要措施。欧盟国家对能源消费征收较高的环境税，包括能源税、二氧化碳税和二氧化硫税等。其中能源税一般按使用量征收，也有的国家是按照能源使用

量中碳的含量征收,二氧化碳税和二氧化硫税是按照排放量征收。相比较其他国家而言,瑞典与芬兰是能源税赋比较重的国家。瑞典政府对生物质能开发项目免征所有种类能源税。

如果全部免征所有能源税收,相当提供每千瓦时2欧元优惠电价。碳税在瑞典最显著的效果是提高了区域供热系统中生物质能的使用,2011年生物燃料已可占到瑞典区域供热系统的50%,生物能源已经占到瑞典总能源消耗的31.4%,同时1990年至2006年期间,瑞典温室气体的总排放量下降了9%,而同期GDP却增长了44%。有研究表明,如果税率保持在1990年的水平,瑞典二氧化碳的排放量将比现在高出20%。但是另一方面,征收碳税对能源密集型的加工业影响很大,挪威自1991年征收碳税后,各部门成本和赢利变化的研究表明,如果对减免排放税的部门(如农业加工业及地方政府)征收统一碳税,这些部门的成本将明显增加,受影响最大的是加工业,盈利平均减少17-22%;如果对所有温室气体的排放量征收统一排放税,农业的盈利将减少4.7%。而能源税影响个人较大,一般民众担心未来的油价、电价会越来越高。所以即使绿色税制对环境有益,但政府推行仍要谨慎评估。芬兰是世界上第一个根据能源中碳的含量收取能源税的国家,每年收取能源税近30亿欧元,约占芬兰税收总量的9%。但是对于生物质发电,不但免征能源税,还利用能源税的收入来支持可再生能源技术的开发。丹麦政府对于秸秆发电、风力发电等新型能源也免征能源税、二氧化碳税等环境税。同时,丹麦从1993年开始对工业排放的二氧化碳进行征税并将税款用来补贴节能技术和可再生能源的研究。

绿色电力证书交易制度。瑞典的绿色电力证书交易制度是在国家强制配额的基础上进行的一种鼓励绿色电力发展,提升其市场竞争力的方式。为实现国家利用可再生能源发电目标,瑞典政府2003年5月开始实施可再生能源电力交易证书(TREC)计划。TREC计划的目标是,增加可再生能源年发电利用量。TREC计划是一种基于市场的手段,证书价格由供求关系决定。通过可再生能源和泥炭进行电力生产的商家可根据生产量获得TREC证书(每兆瓦时一份证书)。TREC的需求以义务为基础,电力用户/电力供应商根据自己用电/供电量比例(法定配额)购买TREC。

该制度由电力终端用户提供资金支持,证书成本费被归入电力账单内。因此,电力终端用户推动了可再生能源电力生产的增长。电力密集型产业制造用电不承担限额义务。为了限制电力消费者成本,电力生产设施可获得最高年限为15年的TREC。

绿色电力证书的认证基础是诚信。对于完全燃烧生物质的电厂而言,绿色电力证书的认证相对容易。而对于生物质燃料和化石燃料混烧的电厂而言,如何监管是一个大问题。在瑞典,绿色电力证书的认证是根据燃烧生物质燃料的量来计算,而确定生物质燃料的量就是根据燃料收购量来确定。电厂必须保留所有收购凭据,以供核查。如果在核查过程中发现问题,电厂不仅会得到严厉的惩罚,还将会失去诚信,将给电厂以后的绿色电力认证带来很多困难。

西欧一些国家,如英国和德国,英国政策的主要特点是以可再生能源义务制度为核心,综合运用政府机制和市场机制,以比例配额为手段,以设备补贴为辅助,渐进地推动生物质发电与供热产业的发展;德国的政策特点主要是采取可再生能源电力优先全额收购制度和分类递减电价。这项制度比英国实行的比例配额和ROC制度具有更多的优势。德国的强制入网(优先全额收购)和固定电价(分类递减电价)制度,保障了可再生能源电力的顺利入网且其在价格上要高于常规能源电力,减少了发电商的投资风险、保障了其合理利润,能够不断吸引投资从而促进可再生能源电力的持续发展。英国的比例配额和ROC制度,虽然从比例上确保了可再生能源电力的发展规模,但由于可再生能源电力的价格一般高于常规能源电力的价格,电力供货商在达到规定比例后往往不愿继续购买可再生能源电力。此外,常规能源电力的价格和ROC的价格是根据市场供需情况而不断发生变化的,可再生能源电力的价格也会随之波动,这就使可再生能源发电商在发电量和电价上都面临投资风险,不利于吸引更多的投资,从而影响可再生能源电力的持续发展。

## 7.2 国外农林生物质发电政策启示

### 7.2.1 能源立法和规划目标制订方面的理念先进

从政策的演化、发展的角度看,工业发达国家在各类有关政策制订方面均走在前列,起到示范作用。这些法律法规和指令不仅是强制实施相关规划与政策的基础依据与保障,还能够逐步养成人们对生物质的利用意识,并且使生产商对生物质能产业具有稳定的预期,有助于产业持续、健康的发展。

### 7.2.2 政策多元化,优化政策组合

大多数政策是因市场失效而制订的,各国地域社会特征不同,从原料分布到市场局限的原因也不相同,与此相关的政策也多种多样,一般来说有以下几种类型:如战略规划、法律法规、配额制度,定价机制,税收优惠,绿色税种,生产/产品/设备补贴,减排量交易,投资补贴,投资担保,成本分担,加速折旧,低息贷款等。

### 7.2.3政策执行管理体系完善

为确保规划和法律、法规的有效实施，国外在管理政策上还建立了一个包括政府、厂商及其它第三方中介机构在内的管理体系，以有效组织产业的各参与方、协调各方复杂的关系，并且对各环节的政策实施效果进行反馈，及时把握产业的运行态势并及时调整。如瑞典的P-Mark认证体系，靠独立的第三方认证来认证规则将符合具体的标准要求或者其他的条件；又如英国新能源产业的管理体系等。

### 7.2.4制定生物质发电的全产业链激励政策

与其它生物质能开发利用模式类似，发展生物质能发电也应该在各环节同时着手，推动该产业发展。如前文所述，北欧国家政府在研发、生产、设备制造、上网电价等各环节对生物质发电都实行鼓励和优惠政策。任何一个方面的政策滞后都有可能产生瓶颈效应，阻碍生物质发电推广的步伐。

### 7.2.5环境税是推动生物质发电产业发展的有效措施

环境税是把环境污染和生态破坏的社会成本，内在化到生产成本和市场价格中，再通过市场机制来分配环境资源的一种经济手段。针对碳排放征收的环境税(主要是二氧化碳税)有利于减排二氧化碳，提高了煤炭火电的成本，有利于发展生物质发电等可再生能源。但环境税涉及面较广，一定程度上会使许多工业企业生产成本上升，产生连锁反应。因此，开征环境税的时机、税额都要在科学测算的基础上慎重把握。

### 7.2.6绿色电力证书交易制度值得借鉴

绿色证书交易制度是一种非常市场化的调控方案，为生物质发电的发展做出了贡献。除瑞典外，丹麦和意大利也都准备推行可再生能源配额制度。该制度是将市场机制和竞争机制引入到政府的调控中，而政府本身并不参与投资、销售等市场活动。相对于我国的固定电价模式，配额制更为市场化，使绿色电力资源定价能更准确地反映市场供需情况，是政府调控经济手段的一个发展方向。积极借鉴瑞典等发达国家绿色电力配额制度的成功经验，探索建立我国“绿色电力证书交易制度”的可行性。

## 7.3国外垃圾焚烧发电政策

### 7.3.1日本垃圾焚烧发电政策

日本政府为垃圾焚烧发电建立了与其政治体制和行政管理体制相适应的扶持政策体系，包括中央政府扶持政策体系和地方政府扶持政策体系两个层次，涉及政府、社会、公民三个主体，具体分为：新能源战略规划体系、法律扶持体系、倾斜性的产业政策体系、垃圾焚烧发电的研究开发激励体系、企业社会责任引导体系和公民环保节能绿色意识教育体系六大体系。

前三部分侧重于宏观指导，从新能源战略规划的角度加以引导，并采取一系列强制措施保障垃圾焚烧发电的发展。法律扶持体系中主要体现是，日本政府推动制定和修订完善了大量的扶持法律和法规，如《关于处理与清扫废弃物物品法》(1970)、《环境基本法》(1993)、《关于促进新能源利用的特别措施法》(1997)、《固体废弃物管理和公共清洁法》、《促进资源有效利用法》、《容器与包装分类回收法》、《绿色采购法》《回收再利用法》等，这些法律法规为日本政府发展垃圾焚烧发电产业提供了制度环境、政策依据和发展契机。这些法律的制定和修改也体现了政府对于垃圾焚烧发电产业的倾向性政策，包括向垃圾焚烧发电厂提供政府补贴、对其税收采取优惠政策，甚至免税、技术开发支持、示范项目、政府绿色采购、强制目标制度。

后三个体系则较为具体，体现了日本政府对垃圾焚烧发电的支持，尤其在技术研发、对发电企业的引导以及对公民垃圾分类意识的引导。为鼓励垃圾焚烧发电等新能源产业的技术创新，日本中央政府每年给予地方政府投资20%-30%的财政补贴。在预算方面，为支持中小环保企业技术的研发，政府补贴技术开发费用率最高可达50%。

根据《节能法》、《关于促进新能源利用的特别措施法》等法规，一方面，在企业内部广泛设置公害防止管理员和节能管理员，提高工艺，节能环保；另一方面，也有一大批企业积极投入包括垃圾焚烧发电在内的技术研究和成果推广。为特别扶持垃圾焚烧发电产业，日本政府建立了居民的生活垃圾收集和分类制度，对生活垃圾的分类与收集时间有明确的规定，强制居民遵守相关的分类和收集制度，对违反者处以严厉的处罚。

日本垃圾焚烧发电体系相对较为健全，从各个方面都对垃圾焚烧发电进行了较好的指导。日本在责任方面强调政府

、社会、公民共同的责任和义务，垃圾焚烧发电从原材料收集、处理到产出的各个环节都有责任主体，使得整个过程中的浪费都大大减少。

### 7.3.2德国垃圾焚烧发电政策

20世纪80年代以来德国的垃圾管理思路由“末端处理—循环利用—避免产生”逐渐过渡转变到“避免产生—循环利用—末端处理”的方式上，1991年《包装条例》和1994年《循环经济法》的实施，确立了这一发展思路。

德国的垃圾焚烧管理的主要政策包括环境税收、财政补贴制度、垃圾收费制度、垃圾的分类收集制度以及建立垃圾焚烧处理的监督机制五大内容。通过征收生态税促使生产商积极生产节能降耗、环境友好的产品。垃圾收费则是对居民减少垃圾制造的一种制约机制。

德国通过制定《电力供应法》，对垃圾焚烧发电投资进行补贴。德国对电厂的补贴通常一部分来自财政投入，一部分来自政府通过发行市政债券筹集的资金。目的是通过上网电价的收益，促进私人资本进入垃圾焚烧发电产业，同时保证垃圾焚烧等市政设施持续运转。

垃圾焚烧发电厂的收益主要来自两方面：一是售电收入；二是政府支付的垃圾处理费。德国等欧美国家和日本企业化运作的垃圾焚烧发电项目基本上都是这种收益模式，只是售电收入和垃圾处理费在总收入中所占的比例因各地区实际情况不同而有所区别。

### 7.3.3加拿大垃圾焚烧发电政策

加拿大的垃圾焚烧发电产业扶持政策与其政治体制是相对应的。加拿大垃圾产业扶持政策就包括中央联邦政府扶持政策和省级政府扶持政策两个层次。其中，中央政府主要负责推动立法、宏观管理、监督地方政府、中央财政支持、协调地方政府利益关系等方面；地方省政府和北方领地政府是垃圾焚烧发电厂的直接投资者和管理者，他们在扶持垃圾焚烧发电产业方面发挥了先锋模范作用。

联邦制定了大量的经济激励相关政策，包括财政补贴及税收优惠政策、项目支持政策、研究开发政策等。地方省政府和北方领地政府在联邦政府的基础上制定了更为详细的垃圾焚烧发电产业扶持政策，从而促进其新能源的发展。

### 7.3.4国外垃圾焚烧发电政策的启示

从日本、德国、加拿大三国的垃圾焚烧政策中，我们可以看到，各国都十分重视垃圾焚烧发电产业的发展，都将这种新能源的发展各国都积极促进相关的法律建设，以法律手段来规范垃圾焚烧发电产业，都采用了税收、财政等经济手段对垃圾焚烧发电予以经济上的支持，通过行政强制手段对垃圾焚烧发电予以制度上的保障。以下值得我国借鉴的方面：

### 7.3.5层次分明的政府管理体系

政策是政府职能的产物，没有相应的政府职能结构，就无法发挥政府的职能。在日本和加拿大两国的垃圾焚烧政策建设中，垃圾焚烧发电政策是与本国的行政管理体制相对应的，在中央政府宏观指导的基础上，地方政府充分发挥其积极性，根据各地的情况制定具体的政策体系，从而加强对各地的垃圾焚烧发电管理。

### 7.3.6法律先行的思想理念

从各国的垃圾焚烧发电的进程来看，相关法律的建设是必不可少的。由于垃圾焚烧发电发展的时间不长，各国都没有一部单独的法律加以指导。然而在各国的环境、能源的一些综合性的法律法规中都对垃圾焚烧发电进行了一定的指导和规定。日本除了综合性的法律法规外，还对垃圾焚烧发电的一些环节制定了法律；德国也通过法律对垃圾焚烧发电给予支持；各国列入法律的内容有所不同，侧重点不同。

### 7.3.7相关的配套政策或制度支持

政府的优惠政策方面，垃圾焚烧发电的配套制度设计手段除了法律手段外，还有经济和行政手段。经济扶持政策方面，各国都通过税收和财政的支持来鼓励垃圾焚烧发电企业的发展以及垃圾焚烧发电技术的研发。例如，德国政府通过各种途径引导社会资金进入该领域。

对企业的激励制度，政府进行积极引导和纠正，为企业制定利用新能源的量化目标，强制企业在生产中采用一定比例的新能源，对垃圾焚烧发电具有很大的支持作用，也强化了企业的社会责任；另外，政府为企业研发垃圾焚烧发电技术也给予大力支持，这些措施都很好的支持了垃圾焚烧发电企业。三国垃圾焚烧发电企业的性质各有不同，日本四大垃圾焚烧发电私营企业，德国与日本类似，也是通过私营企业发展垃圾焚烧发电产业，而加拿大则是地方政府直接投资管理的国有企业进行垃圾焚烧发电产业的发展。

社会扶持制度，各国都注重培育公民的环保节能意识，充分发挥公民的作用，建立了垃圾分类回收制度，强制公民进行垃圾分类堆放、倾倒，为垃圾焚烧发电奠定良好的基础，使垃圾焚烧发电厂可以更加高效地利用资源。

## 8 生物质发电产业展望

### 8.1 鼓励生物质热电联产

目前，我国农林剩余物生物质发电产业约年消纳7000万吨农林剩余物，但农林生物质发电大多以纯发电为主，能源转换效率不足30%，产品单一、项目经济效益较差，限制了我国生物质发电规模的进一步扩大。

从国外的生物质利用经验看，生物质热电联产方式的能源转化效率将达到60-80%，比单纯发电提高一倍以上。预计主管部门将会出台相关政策鼓励生物质热电联产项目的建设和运行，使生物质发电产业的资源、经济、生态和社会等综合效益充分显现。因此，生物质热电联产是我国近中期生物质发电的主要发展方向之一，而只发电不供热的生物质项目将受到严格限制。

### 8.2 因地制宜开展县域生物质分布式热电联产

针对农林生物质热电联产项目，适宜在用户侧就近建立，所发电量和热力首先满足用户自用，然后按照就近接入原则，将多余电量送入配电网。生物质分布式发电将充分利用生物质资源分散、就地利用的特点，发挥分布式发电的优势，是解决生物质燃料分散、收集和储运难度较大、成本较高的重要途径，是缓解生物质规模化发展所带来的资源收储压力的重要措施。因此，选择生物质资源聚集度相对较高、整体开发较好的县市，发展安全、高效的县域生物质分布式热电联产示范项目，将是农林生物质未来利用的发展方向。

垃圾焚烧发电具有其他垃圾处理方式无法比拟的优势，今后的政策将会对该产业给予更大的支持，同时也将制定更加完善的标准和制度，加大对产业的监管力度。主要表现在制定更为切合实际的、严格的、可操作性更强的行业标准，并加大产业检测服务体系建设的财政支持。

### 8.3 垃圾资源化利用向城乡公共基础设施方向发展

现阶段，垃圾焚烧发电是以能源利用项目开展立项、审批，但垃圾焚烧发电项目承载的主要任务是垃圾处理，即环保是垃圾焚烧发电项目的主要功能，能源产品（电力、热力）仅是在垃圾处理过程中获得的副产品。随着我国经济社会发展水平的提升，对环境保护前所未有的重视，垃圾焚烧发电项目已经逐步作为城市发展规划中重要的基础配套设施，明确其首要作用是对垃圾的无害化、减量化处置。城镇化发展将进一步推动农村和乡镇地区的垃圾处理设施发展，垃圾焚烧发电将作为城乡公共基础设施在乡村振兴战略中发挥重要作用。

### 8.4 行业监管力度将逐步加大

伴随我国城市垃圾焚烧发电产业的快速发展，以及民众环保意识的快速提升，垃圾焚烧发电厂周边居民与地方政府和项目业主之间的矛盾有可能加剧甚至激化。相关主管部门在给予该产业政策支持的同时，将制定更加完善和严格的政策制度，特别是加大对产业的监管力度，制定更为切合实际的、严格的、可操作性更强的行业标准，特别是环境排放约束指标，通过不断加强产业检测体系建设，监管垃圾焚烧发电的各个环节均符合国家环保要求。

## 9 政策建议

### 9.1 保障生物质发电补助资金优先发放

从生物质发电在可再生能源中的特殊性考虑，电网企业对生物质发电量要实行全额保障性收购，有别于风电和光伏发电的保障小时数。应明确具有民生工程属性的生物质发电电价补贴政策的优先级高于风电、光伏发电等其他可再生能源。

基于当前可再生能源基金缺口逐年扩大，可再生能源整体规模仍将保持增长趋势的现状，生物质发电可借鉴《光伏扶贫电站管理办法》的激励政策模式，建立生物质发电项目专项电价补贴目录，即可再生能源电价附加资金补助目录（生物质发电项目）。生物质发电项目优先纳入可再生能源补助目录，补助资金优先足额发放。通过单独列出生物质发电项目补贴目录，明确生物质发电项目补贴的优先性。明确生物质发电项目专项电价补贴目录的发布周期，考虑到农林生物质发电项目燃料收购直接关系到农民收益，建议专项电价补贴目录一年发布一次，及时发放补贴资金。

## 9.2 保持连续稳定的生物质电价政策

相比较燃煤机组和其它可再生能源，生物质发电单台机组容量小，单位造价高，项目盈利能力较弱，投资回收期长，又承担着环保和民生重任。当前，金融、投资机构和社会资本对生物质发电产业持观望和慎入态度，特别是农林生物质发电产业，发展速度已回落的8%以内。为了支持产业的规范、健康和可持续发展，给投资者以足够信心，建议国家相关部门在未来的一段时间内保持生物质电价相对稳定，进一步明确已投运生物质发电项目电价补贴年限，建议参考风电、光伏项目，给予生物质发电项目至少20年的电价补贴期限。

## 9.3 加强生物质发电项目监测评价管理

将可再生能源电价附加资金的发放管理与生物质发电项目的运行指标联动管理。重点监测发电量、上网电量、运营小时数、垃圾处理量、国家补贴资金发放情况以及颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、一氧化氮、氯化氢等污染物排放情况，项目运行情况监测到每一个项目，污染物排放要监测到每一台焚烧炉。定期发布监测报告，接受社会监督，督促地方和项目单位做好项目运行。加强行业自律，通过公开监测评价结果，督促项目单位提高清洁排放水平，提高整个行业的清洁化发展水平。排放指标达到当地环保标准的项目，可以享受相关电价政策，超标排放的项目，根据超标程度、超标排放运行时间，采取核减、暂缓、暂停或取消国家补贴资金等措施，充分发挥国家可再生能源电价附加资金在项目规范运行中的引导作用。倒逼生物质发电业主采用先进锅炉及环保设施，提高清洁生产水平。

## 9.4 完善生物质发电税收优惠政策

建议对“所得税优惠目录”和“增值税优惠目录”同步修订和完善，一是将农林生物质发电行业收集利用的农林废弃物品种全部纳入，并取消技术标准中对农林废弃物的比例要求；二是统一两个目录对农林废弃物品种的表述方式和内容。把农林废弃物作为免税农产品，让农民享受免税农产品的相关优惠政策，更大程度地调动他们收集农林废弃物的积极性。

## 9.5 研究制定生物质发电项目管理办法

2018年1月1日起《关于生物质发电（热电联产）项目建设管理的通知》（发改能源[2010]1803号）废止。考虑到当前生物质发电行业面临的新形势和新问题，亟待研究新的生物质发电项目管理办法。建议在管理办法中，明确生物质发电的定位，强调生物质发电在推动农村能源革命、精准扶贫、解决“三农”问题、环境保护等方面的重要性。进一步明确生物质发电项目向热电联产方向发展的要求，确定优先享受可再生能源电价附加补贴资金项目应当满足的边界条件，补贴期限等内容，充分结合当前清洁供暖需求，提出生物质发电项目的规划、建设及运营管理要求，为生物质发电产业未来发展指明方向。

## 9.6 支持生物质发电参与电力体制改革

生物质发电项目接入配电网，发电量稳定，便于就近消纳。落实生物质发电优先上网制度，积极支持生物质发电项目参与电力体制改革，参加电力市场交易和备用、调频等辅助服务交易。鼓励生物质发电项目法人成立售电公司，从事市场化售电业务。构建分布式能源生产消费体系，支持参与分布式发电市场化交易。因地制宜推进生物质发电项目实行热电联产，提高能源利用效率，为周边用户提供冷热电、合同能源管理等综合能源服务。

## 9.7 研究制定生物质供热的地方激励政策

未来的生物质发电项目将逐步转型升级为生物质热电联产项目。从激励政策角度分析，在产业转型升级过程中最为突出的问题是，补贴机制主要集中在电力生产端，在供热端缺乏合理适宜的补贴措施。考虑到全国各地经济条件和热需求状况的差异，建议因地制宜的研究制定地方性热价补贴政策，针对居民供暖和工业供热等不同热力用户采取相应补贴措施，以平衡和改善生物质热电联产项目供热部分整体长期亏损的局面。同时，建议出台地方生物质供热的相关财税补贴优惠政策，也是对当前可再生能源电价附加资金紧张状况的有效缓解，对保障生物质热电联产健康可持续发展意义重大。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/131210.html>