

# 北京市新能源和可再生能源 技术应用评价

北京节能环保中心  
2015年6月

# 目 录

<b>第一章 绪论</b> .....	1
一、北京市能源发展形势分析 .....	1
（一）能源消费总量继续刚性增长 .....	1
（二）清洁化、低碳高效发展要求更加迫切 .....	1
（三）首都功能对能源供应的安全性可靠性提出更高要求 .....	2
二、北京市推进新能源和可再生能源发展的意义 .....	2
三、北京市新能源和可再生能源发展现状 .....	3
（一）开发利用总量取得了较快发展 .....	3
（二）研发、制造、服务产业发展初具规模 .....	4
（三）政策支持体系正逐步建立 .....	4
（四）存在问题 .....	5
四、课题研究内容及研究重点 .....	6
<b>第二章 北京市可再生能源分类及主要利用技术</b> .....	8
一、  新能源和可再生能源分类 .....	8
（一）新能源和可再生能源基本概念 .....	8
（二）北京市新能源和可再生能源种类 .....	8
二、北京市新能源和可再生能源资源潜力及分布 .....	9
（一）太阳能资源储量相对丰富 .....	9
（二）地热潜力较大 .....	10
（三）生物质能资源种类多样 .....	11
（四）风能资源相对不足 .....	11
三、北京市新能源和可再生能源应用现状及主要技术形式 .....	12
<b>第三章 北京市新能源和可再生能源技术综合评价</b> .....	15
一、太阳能利用技术 .....	15
（一）太阳能热水系统 .....	15
（二）太阳能采暖技术 .....	21
（三）太阳能光伏发电技术 .....	23
二、地热能应用技术 .....	30

(一) 浅层地温能供热技术 .....	31
(二) 中低温地热供热技术 .....	38
三、生物质能 .....	42
(一) 沼气集中供气 .....	42
(二) 气化供气技术 .....	44
(三) 沼气发电技术 .....	46
(四) 北京市生物质能技术应用前景分析 .....	47
四、风能 .....	48
五、重点应用技术小结 .....	48
<b>第四章 北京市城镇新能源和可再生能源建筑应用能源环境、经济评价 .....</b>	<b>49</b>
一、太阳能供热水技术 .....	49
(一) 集热器类型的影响 .....	49
(二) 系统类型的影响 .....	55
(三) 辅助热源的影响 .....	56
(四) 综合评价 .....	58
二、地热能采暖技术 .....	58
(一) 能效比及一次能源利用率 .....	58
(二) 初投资 .....	60
(三) 运行成本 .....	61
(四) 节能量 .....	63
(五) 减排量 .....	64
三、光伏发电技术 .....	65
(一) 分布式光伏发电经济评价 .....	65
(二) 并网光伏电站经济评价 .....	69
(三) 节能、减排量评价 .....	70
(四) 综合评价 .....	73
<b>第五章 北京市农村可再生能源采暖技术 能源环境、经济评价 .....</b>	<b>75</b>
一、计算条件 .....	76
(一) 住宅建筑基本情况 .....	76
(二) 初投资 .....	77

(三) 运行成本 .....	78
(四) 节能量 .....	80
(五) 减排量 .....	82
二、初投资 .....	83
(一) 不同类型采暖技术方案的初投资比较 .....	83
(二) 单位面积工程投资对比 .....	85
(三) 单位耗热量初投资对比 .....	85
(四) 初投资对比小结 .....	85
(五) 初投资影响因素分析 .....	86
三、运行成本 .....	87
(一) 不同类型采暖技术方案的运行成本 .....	87
(二) 采暖季总能耗 .....	89
(三) 采暖季单位能耗 .....	89
(四) 总运行费用 .....	90
(五) 单位面积运行费用 .....	90
(六) 工程运行成本对比小结 .....	90
(七) 运行成本的影响因素分析 .....	91
四、节能量 .....	93
五、减排量 .....	94
六、综合评价 .....	96
<b>第六章 北京市可再生能源技术应用政策建议 .....</b>	<b>100</b>
一、实施可再生能源总量目标考核制度 .....	100
二、实施强制推广政策 .....	100
三、加大政策支持力度 .....	101
四、加大农村地区可再生能源技术支持 .....	101

# 第一章 绪论

## 一、北京市能源发展形势分析

### （一）能源消费总量继续刚性增长

“十二五”期间，北京市能源消费进入中速增长阶段，今后一个较长时期北京市能源消费总量仍将保持刚性增长趋势。2020年后预计开始进入低速增长阶段，2025~2030年可能达到增长峰值。能源消费总量较快增长与资源短缺约束的矛盾将更加突出，能源安全、可靠供应的任务更重。

### （二）清洁化、低碳高效发展要求更加迫切

据测算，在影响本市PM<sub>2.5</sub>的各种因素中，能源使用因素占近四成，其中，来自机动车的燃油排放占22.2%，来自燃煤使用的排放约占16.7%。煤炭燃烧可直接产生烟尘、二氧化硫和氮氧化物，形成空气污染。同时，排放的二氧化硫、氮氧化物还会通过化学反应生成PM<sub>2.5</sub>。据环境部门监测，由燃煤带来的二氧化硫、氮氧化物和粉尘等污染物的排放分别占全市总排放的95%、25%和15%。

与世界城市相比，本市煤炭占比仍较高，清洁能源比重还较低。新能源新技术推广应用的瓶颈制约仍未缓解，开发利用量仍然较低。

（三）首都功能对能源供应的安全性可靠性提出更高要求

城市电网水平有待提升。目前本市城市年户均停电时间约为 3 个小时，而东京、伦敦等城市均已达到 3~5 分钟的水平。

天然气高峰用气保障能力需进一步加强。目前本市天然气供应主要来自陕京系统，气源相对单一。未来我市天然气用量将快速增加，峰谷差进一步加大，天然气尖峰问题较为突出，需加快形成多种气源的供应格局。

（四）发展不平衡的矛盾突出

与城区相比，北京市城南地区、西部地区和城乡结合部的电、气、热等能源基础设施依然薄弱，存在较大差距。农村地区用能仍以散煤、秸秆、薪柴为主，农村地区能源无论从数量、质量以及服务体系上都需要提高和改善。

## 二、北京市推进新能源和可再生能源发展的意义

（一）发展可再生能源是改善能源结构，建设清洁低碳能源体系，应对雾霾、推动生态文明可持续发展的重要支撑。

未来几年是首都明确城市功能定位，落实习近平同志提出的将首都作为“全国政治中心、文化中心、国际交往中心和科技创新中心”四个核心功能指示，把北京建设成为国际一流的和谐宜居之都的关键时期。加快可再生能源的开发利用是减少化石能源消耗，缓解资源环境压力、建设“绿色北

京”的重要举措。

（二）大力发展可再生能源有利于未来能源安全稳定运行和能源供应方式多元化。

落实首都核心功能定位要求北京必须加快构建具有首都特色的可再生能源利用体系，积极提升可再生能源在整个能源消费结构中的比重，为建设清洁、安全、多元、低碳的能源体系注入动力，为首都经济社会发展提供坚实保障。

（三）实现可再生能源科技创新和产业发展是增强核心竞争力，保持首都经济发展优势的重要举措。

当今世界，以绿色、低碳为核心的新一轮能源技术变革方兴未艾，可再生能源科技创新水平已成为国家和地区核心竞争力的重要体现。首都社会经济实现创新驱动，客观上需要大幅提升可再生能源的利用总量，扩大可再生能源市场规模，进一步带动、提升战略性新兴产业的研发和创新水平，抢占产业制高点，把全国领先的研发优势转化为雄厚的产业实力，实现新兴产业更高层次的发展。

### **三、北京市新能源和可再生能源发展现状**

#### **（一）开发利用总量取得了较快发展**

“十一五”以来，我市新能源和可再生能源开发取得了较快发展。实施了奥运新能源示范工程、阳关双百工程、金太阳工程、绿色燃气工程等重大示范项目，开展了延庆国家绿色能源示范县，亦庄光伏发电集中应用示范区，顺义、

海淀国家分布式光伏发电示范区，昌平国家新能源示范城市的建设。截止 2012 年底，本市可再生能源开发利用总量为 283.6 万吨标准煤，约占全市能源消费比重的 3.95%，与可再生能源可开发利用总量相比，存在较大的发展空间。

## （二）研发、制造、服务产业发展初具规模

按照国家可再生能源法第十二条提出的，将可再生能源产业列入科技发展与高技术产业发展优先领域的规定，我市依托首都科技资源优势，不断强化可再生能源产业在创新研发、高端装备制造、技术服务等环节的竞争力，太阳能光热、地热能利用技术，以及光伏、风电装备研发和高端制造水平取得了较好的发展。

我市拥有太阳能、风电等国家级研发机构 21 个，国电新能源研究院、神华低碳研究所等企业研究总部 30 余个；华清地热开发公司集勘察、设计、运管为一体的地热整体解决方案竞争优势明显，北京鉴衡认证中心占据了国内风能和太阳能检测认证 60%以上的市场份额；在太阳能领域，中科信的扩散炉和等离子去边机、京运通的晶硅铸锭炉占据国内市场 50%以上的份额，风电领域已形成较为完整的产业链，风力电机和风机控制系统等关键零部件的制造水平稳步提高。

## （三）政策支持体系正逐步建立

一是明确了近期发展目标。编制和发布了《北京市“十



二五”时期新能源和可再生能源发展规划》、《北京市新能源产业专项规划》，确定了到2015年本市可再生能源利用量达到550万吨标准煤，占能源消费总量的比重要达到6%左右，产业产值力争实现1000亿的发展目标。

**二是探索配套鼓励政策和标准。**我市出台了《北京市加快太阳能开发利用促进产业发展指导意见》、《关于发展热泵系统的指导意见》、《北京市太阳能热水系统城镇建筑应用管理办法》、《北京市民用建筑节能管理办法》等政策，颁布了《北京市新能源和可再生能源标准体系表（第一批）》、《北京市新能源和可再生能源统计管理暂行办法》等系列文件，初步明确了新建居民住宅应当安装太阳能热水器的强制性要求，加大了固定资产投资对可再生能源的支持力度，推动了可再生能源的开发利用。

**三是着手启动了地方立法工作。**通过前期调查研究，对制定可再生能源法地方性法规的必要性、可行性进行了论证，《条例》已列入“北京市地方性法规五年立法规划（2013-2017年）”，为国家可再生能源法在北京的深入贯彻落实奠定了基础。

#### （四）存在问题

尽管我市可再生能源开发利用取得了一定的成绩。但相对于本市能源环境污染问题的日益严峻，相对于亟需解决雾霾天气的迫切性，相对于国外一些城市所取得的突出成就，

我市可再生能源发展仍处起步阶段，大规模应用尚存在诸多障碍，可再生能源开发利用产品和项目商业化运营模式尚未真正建立，可再生能源项目经济财务生存和盈利能力不足，缺乏持续稳定的经济激励措施；应用规模小，推进机制和手段缺乏，缺少持续的市场拉动，没有有效调动社会力量共促发展，吸引社会资金投入和公众广泛参与的动力不足。

我市可再生能源种类主要包括太阳能、地热能、生物质能、风能四种，开发利用技术种类也较多，理顺这些技术应用，明确发展重点和发展方向是解决目前可再生能源发展过程中存在问题的重要基础性工作。本课题在调查分析北京市新能源和可再生能源开发利用现状基础上，提出了北京市新能源和可再生能源的发展重点领域和重点技术；对北京市新能源和可再生能源技术应用进行综合分析评价，提出了北京市新能源和可再生能源发展的政策建议，为北京选择合适的可再生能源利用技术，大规模提高可再生能源利用量，改善能源结构提供基础依据，为北京压减燃煤、促进空气质量改善提供重要保障。

#### **四、课题研究内容及研究重点**

##### **（一）研究内容**

1. 北京市可再生能源应用现状
2. 北京市可再生能源技术应用评价。开展太阳能、地热和浅层地能、生物质能等可再生能源技术在北京地区应用

评价分析，分析判断该项技术在北京的地区的发展前景。

3. 北京市可再生能源应用规划政策建议。根据能源经济及环境效益分析，提出北京市可再生能源应用技术发展规划政策建议。

## （二）研究重点

1. 可再生能源建筑应用技术经济环境评价
2. 农村可再生能源采暖技术经济环境评价

## 第二章 北京市可再生能源分类及主要利用技术

### 一、新能源和可再生能源分类

#### (一) 新能源和可再生能源基本概念

可再生能源是可持续再生、永续利用的一次能源。这类能源大都直接或间接来自太阳,《中华人民共和国可再生能源法》指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。新能源是相对于常规能源而言的,指在新的材料和技术基础上,采用新的利用方式的能源,其所指会随时代进步而发生变化。对于新能源和可再生能源,目前国家并未有法律明确定义,而我们通常说的新能源和可再生能源主要包括太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能、氢能等非化石能源和核能等。

表1. 新能源与可再生能源的划分

区分	可再生能源	非可再生能源
新能源	太阳能 生物质能 风能 水能 地热能 潮汐能	核能
常规能源	传统薪柴秸秆燃烧	煤炭石油 天然气

#### (二) 北京市新能源和可再生能源种类

按照本市新能源和可再生能源资源条件,北京市新能源和可再生能源主要包括太阳能、地热能、生物质能、风能。

太阳能：太阳以电磁辐射形式向宇宙空间发射的能量。

地热能：地球内部蕴藏的能量，地球内部的热量以传导等方式向外输送。

生物质能：指蕴藏在生物质中的能量，是绿色植物通过叶绿素将太阳能转化为化学能而储存在生物质内部的能量。

风能：由于地球辐射造成地球各部分受热不均匀，引起大气层中的压力分布不平衡，在水平气压梯度力的作用下，使空气在水平方向运动形成风，这种空气运动产生的能量称为风能。

## **二、北京市新能源和可再生能源资源潜力及分布**

北京市新能源和可再生能源资源种类主要包括太阳能、地热能、生物质能和风能，资源开发潜力约为 4000 万吨标准煤，其中，太阳能、地热能、生物质能资源占可再生能源资源开发利用潜力的 98%。由于农林生物质能源由于燃烧排放问题使其发展受到了限制，太阳能和地热能利用将是北京市可再生能源发展的两大重点种类。

### **（一）太阳能资源储量相对丰富**

北京地区年日照时数达到 2600~3000 小时，年累计太阳辐照量达到 5000~6000 兆焦/平方米，为国家太阳能二类资源区，开发潜力约 3000 万吨标准煤，分布呈现南、北多，中部少的型态，东北部上甸子、汤河口一带及延庆盆地辐射条件较好。

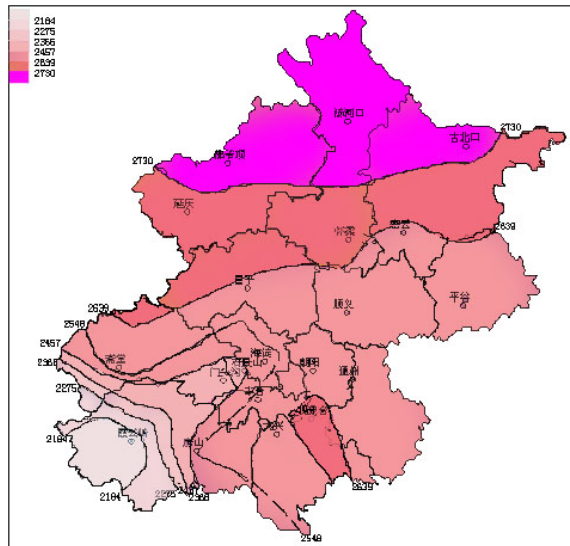


图1. 北京市各区县年日照时数分布情况

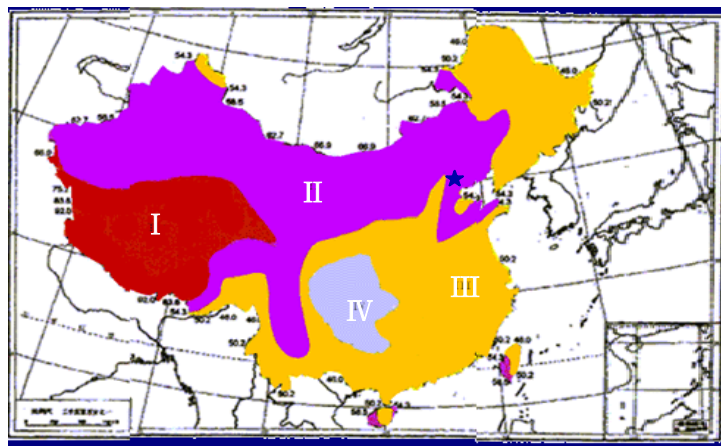


图2. 全国太阳能资源分布图

表2. 北京地区年日照时数（小时）

地点	时数	地点	时数	地点	时数	地点	时数
海淀	2620.0	门头沟	2621.4	房山	2606.0	马道梁	2690.7
朝阳	2554.8	斋堂	2594.1	霞云岭	2063.2	汤河口	2812.4
石景山	2473.3	三台	2733.6	延庆	2813.2	古北口	2822.9
通州	2722.7	大兴	2769.3	佛爷顶	2491.3	怀柔	2731.5
昌平	2641.4	顺义	2792.3	平谷	2711.3	密云	2788.0

## （二）地热潜力较大

北京地热资源属热水型，主要分布在北京平原地区（含延庆盆地），温度范围为 25-89℃，有一定的医疗、保健、

养生作用。经勘察，在北京平原地区，深度 3500 米内、井出水温度高于 50 的地区面积约有 2760 平方公里，构成相对独立又有一定联系的 10 个地热田。地热资源年开发利用潜力约 526 万吨标准煤；主要分布在延庆、海淀、大兴、昌平、顺义等区县。



图3. 北京地热田分布状况

### （三）生物质能资源种类多样

本市生物质能资源种类多样，主要包括农业废弃物、林业废弃物、畜禽粪污、生活垃圾、餐厨垃圾及污泥等，约为 378 万吨标准煤。其中城市发展新区和生态涵养区的生物质能资源约占全市生物质能资源总量的 80%以上。

### （四）风能资源相对不足

北京风能资源储量约为 460 万千瓦，目前已探明的风资

源可利用量合计约为 45 万千瓦，主要分布于延庆、密云、门头沟等北部及西北部山区。

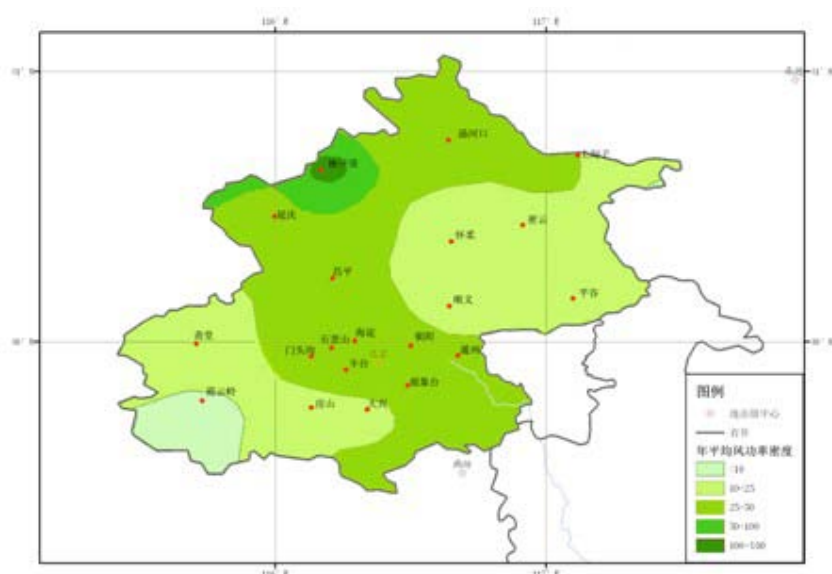


图4. 北京地区年平均风功率密度色斑图 ( $W/m^2$ )

### 三、北京市新能源和可再生能源应用现状及主要技术形式

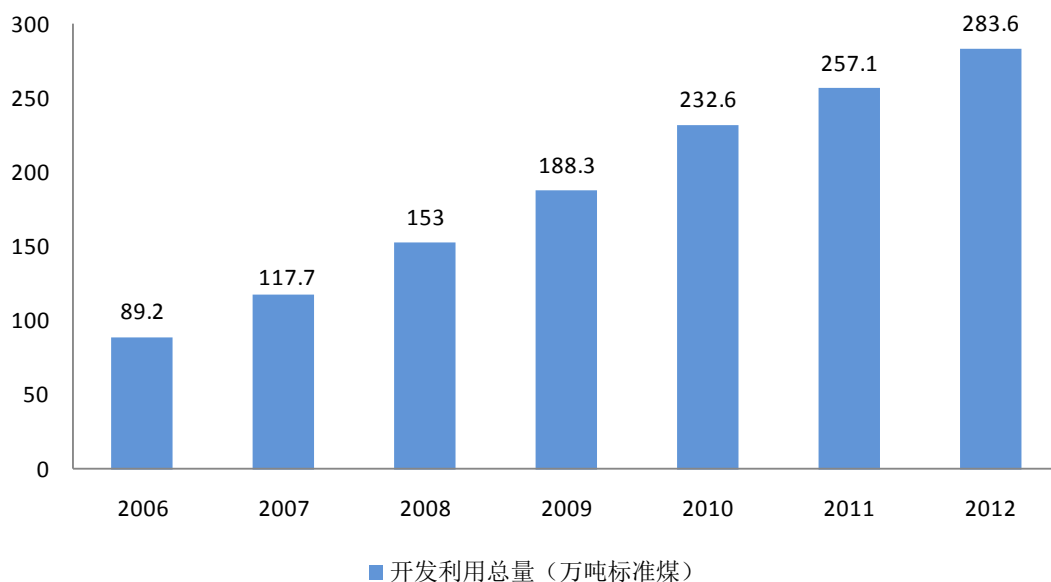


图5. 2006-2012 年北京市可再生能源开发利用量



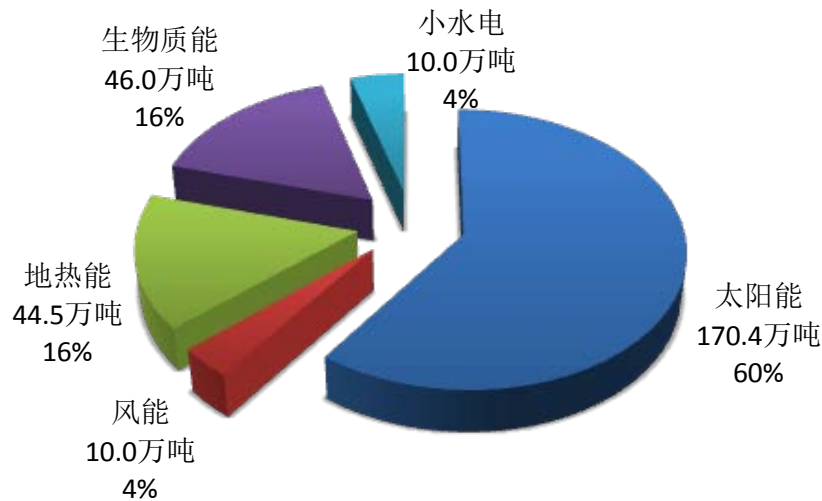


图6. 2012年北京市可再生能源利用结构

“十一五”以来，我市可再生能源利用实现了跨越式发展。实施了奥运可再生能源示范工程、阳光双百工程、金太阳工程、绿色燃气工程等重大示范项目，开展了延庆国家绿色能源示范县，亦庄光伏发电集中应用示范区，顺义、海淀国家分布式光伏发电示范区，昌平国家新能源示范城市的建设。截止2012年底，本市可再生能源开发利用总量为283.6万吨标准煤，约占全市能源消费比重的3.95%，比上年增长10.3%，比2005年翻了两番。但与可再生能源可开发利用总量相比，存在较大的发展空间。

根据近两年北京市统计局、北京市发改委在全市开展的可再生能源统计调查，北京市可再生能源开发利用技术主要有以下形式。

表3. 北京市新能源和可再生能源主要利用技术形式

品种	利用方式		主要应用区域
太阳能	光热利用	分散式太阳能热水系统	农村
		集中式太阳能热水系统	城市
		太阳能采暖	农村
		太阳能热发电	(实验阶段)
	光伏利用	太阳能灯	农村
		分布式光伏发电系统	城区
并网光伏电站		农村	
生物质能	气化能源技术	户用沼气	农村
		大中型沼气集中供气	农村
		秸秆气化集中供气	农村
	生物质发电	垃圾填埋气发电	垃圾处理厂
		垃圾焚烧发电	垃圾处理厂
		畜禽粪便沼气发电	农村
	生物质燃料	固体成型燃料	农村
地热能	浅层地温能供热制冷		全市
	中低温地热水地热供热		部分地区
风能	风力发电		延庆

### 第三章 北京市新能源和可再生能源技术综合评价

#### 一、太阳能利用技术

##### (一) 太阳能热水系统

太阳能热水系统是利用太阳能集热器，收集太阳辐射能把水加热的一种装置，是目前太阳热能应用发展中最具经济价值、技术最成熟且已商业化的一项应用产品。

太阳热水系统主要由太阳集热系统和热水供应系统构成，主要包括太阳集热器、储热水箱、循环管道、支架、控制系统、热交换器和水泵等设备和附件。太阳集热系统是太阳热水系统特有的组成部分，是太阳能是否得到合理利用的关键。根据不同特征太阳能热水系统可分为以下各类。

表4. 太阳能热水系统分类

分类特征	系统类型		
按供热水范围	集中供热水系统	集中-分散供热水系统	分散供热水系统
按系统运行方式	自然循环系统	强制循环系统	直流式系统
按生活热水与集热器内传热工质	直接系统	间接系统	
太阳能热水系统按辅助能源设备安装位置	内置加热系统	外置加热系统	
按辅助能源启动方式	全日自动启动系统	定时自动启动系统	按需手动启动系统

本课题按照第一种分类特征进行分析评价。

#### 1. 技术综述

##### (1) 分散供热水系统

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。常见的分散供热水系统就是分户家用型太阳能热水器，太阳集热器分散分户布置，储水箱、相关管道、辅助热源等设施都按需要分户设置，即每户有独立的系统。

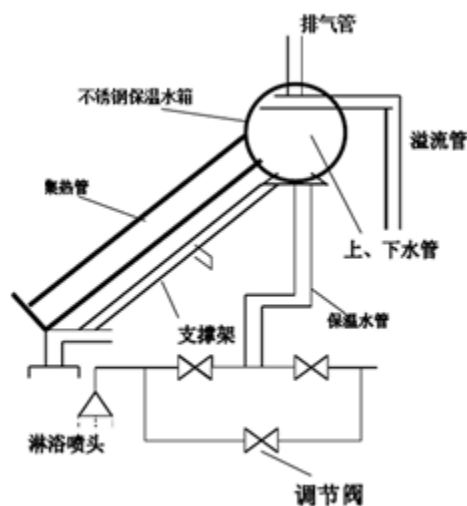


图7. 户用太阳能热水器

## (2) 集中供热水系统

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。

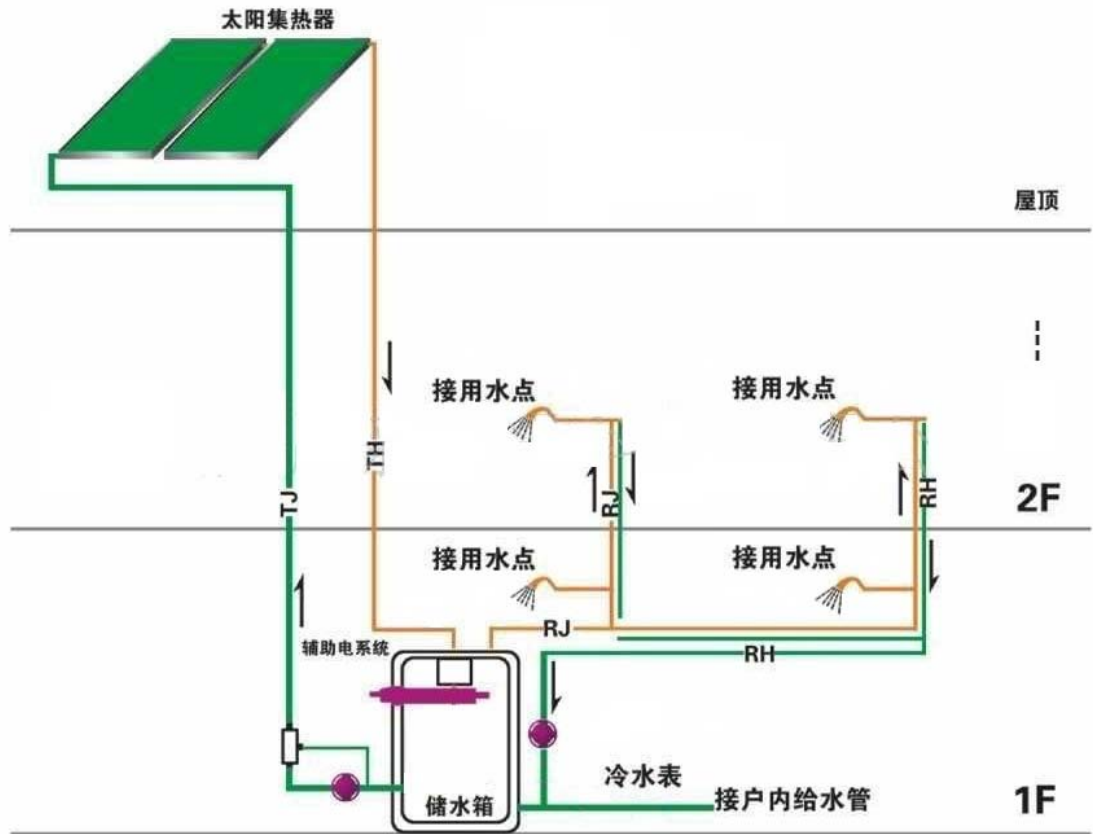


图8. 集中供热水系统

### (3) 集中-分散供热水系统。

集热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。



图9. 集中-分散系统效果图

## 2. 技术要点和成熟度

### (1) 技术要求

1) 太阳能热水系统的技术性能应满足相关太阳能产品国家现行标准和设计的要求，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。

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，并根据不同地区应采取防冻、防结露、防过热、防雷、抗雹、抗风、抗震等技术措施。

3) 辅助能源加热设备种类应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，并符合国家现行标准《建筑给水排水设计规范》GB50015中有关规定。

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;

5) 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; 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和立管中的热水循环; 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。

## (2) 系统设计

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。应用太阳能热水系统的民用建筑规划设计, 除需综合考虑场地条件、建筑功能、周围环境等因素外; 在确定建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境时, 还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。

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, 应与建筑协调一致, 保持建筑统一和谐的外观。

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。

太阳能热水系统的管线不得穿越其他用户的室内空间。

### 3. 适用条件和限制条件

#### (1) 分散供热水系统

优点。无需热水收费管理；系统产权明晰，系统日常护、故障维修方便。

缺点。出现各楼相互遮挡情况时，高楼的低层用户不适宜安装；塔楼非朝阳面住户不适宜安装；用水点离阳台较远，安装管线长，用水时需要排空较多管内冷水。

#### (2) 集中供热水系统

优点：集热器集中于屋顶或采光最好的位置，与各户实际日照条件无直接关系；系统安装简洁、效率高，管线少、易安装；热水共用，利用率高

缺点：需要分摊辅助加热费用及水费，因此需要分户计量收费，给系统管理、维护带来困难；采用电辅助加热，加热功率大，有时需要电力增容，大大增加系统初投资；系统系统工作时间长，管道散热多，增加热水成本；高层供水系统需解决冷热水压力平衡问题。

#### (3) 集中-分散供热水系统。

优点：用水、辅助热源各户独立，无需收费，非常方便；一次循环系统产权归物业管理部门管理，管理维修也便利；太阳能热水系统利用效率高。

缺点：初始投资略高。



#### 4. 北京市应用前景分析

太阳能是北京市最具发展潜力的新能源和可再生能源品种，占可再生能源开发利用的60%以上，截至2012年，我市太阳能热水系统集热器面积达到200万平方米，实施了阳光双百工程、光能热水工程、阳光浴室工程等太阳能热水系统与建筑结合的工程项目。

在农村，太阳能热水系统主要是以分散式太阳能热水系统为主，在城区，太阳能热水系统在建筑上主要用在体育场馆、宾馆、饭店、学校、医院以及政府机构。随着城镇化的不断深入，城市具有大量可供安装太阳能热水系统的新建和改建建筑，太阳能热水系统与建筑结合将是北京市太阳能热水系统的发展重点技术方向。

### (二) 太阳能采暖技术

#### 1. 技术综述

太阳能采暖系统是指将太阳能转换成热能，供给建筑物冬季采暖和全年其他用热的系统，系统主要由太阳能集热系统、蓄热系统、末端供热采暖系统、自动控制系统和其它能源辅助加热(换热)设备集合构成。

#### 2. 技术要点和成熟度

太阳能采暖系统技术较成熟。太阳能采暖供热系统类型的选择应根据所在地区气候、太阳能资源条件、建筑物类型、建筑物使用功能、业主要求、投资规模、安装条件等因素综

合确定。系统设计应充分考虑施工安装、操作使用、运行管理、部件更换和维护等要求，做到安全、可靠、使用、经济、美观。

太阳能采暖供热系统应根据不同地区和使用条件采取防冻、防结霜、防过热、防雷、防雹、抗风、抗震和保证电力安全等措施。

太阳能采暖供热系统中太阳能集热器的性能应符合国家官员平板集热器、真空管型集热器相关标准，正常使用寿命不应少于 10 年。

### 3. 适用条件和限制条件

由于太阳能自身资源特点。如在冬季供暖最需要热量时，太阳能得热量较低，因此，太阳能供暖系统必须配备“辅助热源”，在农村地区常用的辅助热源有电热水锅炉、清洁型煤锅炉、燃气炉和低温空气源热泵等。

太阳能采暖系统的末端多采用地板辐射采暖，这是因为普通散热器末端的热媒温度要求较高（75℃以上），而太阳能系统不易达到该出水温度要求，且以对流散热为主的散热器舒适性和卫生条件欠佳，采暖效果不够理想，而地板辐射采暖具有热舒适性、热稳定性好，清洁卫生的特点，其室内设计温度可以比末端采用散热器的系统低 2 - 3℃，节省供热能耗。地板辐射采暖系统所采用的热媒是低温热水，一般在 60℃以下，而太阳能集热器属中低温热源设备，低温热水的

末端系统将使太阳能集热系统始终工作在高效率区域。

#### 4. 北京市应用前景分析

在北京地区，太阳能采暖的应用主要集中在新农村建设领域，作为社会主义新农村建设的一部分，太阳能采暖技术在北京农村地区已有近 40 万平方米建筑的应用。其中平谷区的应用份额最大，平谷区南宅村、太平庄村、井峪村等 10 余个村镇的整村建设及 1000 余户的太阳能新民居示范户，建设面积达 40 万余平米，占到北京市农村住宅应用数量的近 90%。其他建设地点，主要分布在平谷区、门头沟区、房山区、密云县、昌平区等区县，近年来这些区县都相继采用新建或改造的方式建成了一批农村住宅的太阳能采暖项目。

### （三）太阳能光伏发电技术

#### 1. 技术综述

光伏发电是根据光生伏特效应原理，利用太阳能电池将太阳光能直接转化为电能。光伏发电系统主要由太阳能电池板（组件）、控制器和逆变器三大部分组成，太阳能光伏发电分为独立光伏发电系统、并网光伏电站、分布式光伏电站。

独立光伏发电系统也叫离网光伏发电系统。主要由太阳能电池组件、控制器、蓄电池组成，若要为交流负载供电，还需要配置交流逆变器。在北京独立太阳能光伏发电的系统形式主要是太阳能路灯，本文后续独立光伏发电系统，主要

针对太阳能路灯。

并网光伏电站就是太阳能组件产生的直流电经过并网逆变器转换成符合市电电网要求的交流电后直接接入公共电网，由电网统一调配向用户供电。

分布式光伏电站，分布式光伏电站指采用光伏组件，将太阳能直接转换为电能的分布式发电系统，一般单个接入点装机容量不高于 6MW，接入电压等级不高于 10KV。

## 2. 技术要点和成熟度

### (1) 分布式光伏发电系统

1) 工业与民用建筑光伏系统应进行专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分

2) 光伏组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，在综合考虑发电效率、发电量、电气和结构安全、适用美观的前提下，合理选用构件型和建材型光伏构件，并与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

3) 光伏系统输配电与控制缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

4) 光伏组件或方阵连接电缆及其输出总电缆应符合《光伏 (PV) 组件安全鉴定 第一部分：结构要求》GB/T20047.1 的相关规定。

5) 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

- 6) 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能。
- 7) 光伏系统应安装计量装置, 并预留检测接口
- 8) 光伏系统应满足《光伏系统并网技术要求》GB/T19939关于电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三相平衡度和功率因数等电能质量指标的要求。

## (2) 并网光伏电站

1) 光伏发电站设计应综合考虑日照条件、土地、建筑条件、安装和运输条件等因素, 并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装和维护的要求。

2) 光伏发电站设计在满足安全性和可靠性的同时, 应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。

3) 大、中型光伏发电站内宜装设太阳能辐射现场观测装置。

4) 光伏发电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。

5) 接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置, 并经校验合格后投入使用。

6) 建筑物上安装的光伏发电系统, 不得降低相邻建筑物的日照标准。

7) 在既有建筑物上增设光伏发电系统, 必须进行建筑物结构和电气的安全复核, 并应满足建筑结构及电气的安全

性要求。

8) 光伏电站设计时应对其站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查, 查明站址的地形地貌特征、结构和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。

9) 光伏电站中的所有设备和部件, 应符合国家现行相关标准的规定, 主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。

### (3) 太阳能路灯

1) 系统应能在一定的环境温度范围内正常工作(根据应用区域需求调整温度上、下限)。

2) 系统应用能在连续 2 个以上阴、雨、雪天时提供正常照明(根据应用区域条件调整上限)。

3) 应根据地面光照值、或在设定的时间, 自动开启和关闭点光源。

4) 表面镀(涂)层应无脱落、无腐蚀、无划痕。应维护、检修方便。

5) 控制器室和蓄电池室应具有很好的防水措施, 应具有防止蓄电池污染环境的措施。

6) 应具有足够的强度, 能承受一定风荷载。应有良好的防雷接地。

7) 各部件应具有防盗措施, 应使用特殊工具才能拆卸。

### 3. 适用条件和限制条件

#### (1) 分布式光伏发电系统

分布式光伏发电系统可在全国各类建筑物和公共设施上推广，形成分布式建筑光伏发电系统，利用当地各类建筑物和公共设施建立分布式发电系统，满足电力用户的部分用电需求，为高耗能企业提供生产用电。但是在选择建设分布式光伏系统时需要考虑以下几个方面的限制条件。

1) 规模小，分布零散，并网政策落实不易，分布式光伏发电系统，布局分散、所处位置特殊，不便于统一管理、及时维护，家庭式系统甚至不懂维护，无人维护，所以设备的完好率无法保证，产能效率低，设备寿命降低。

2) 如果在同一区域内出现多个电源，会导致在电路系统改造、维护过程中的不可控因素增多，风险系数直线上升。此外，由于线路改造调整而带来的安全隐患也将大大增加。

3) 另外，由于日夜交替、阴天下雨等因素，分布式光伏发电的出力不具备规律性，加之我国此前一直按照用电负荷需求来安排电源建设，现在变成多个分布电源供电，变化很大，容易造成电网电压波动并且影响继电保护的配置，有大量的技术问题需要解决。

4) 在分布式光伏发电 25 年的寿命期内，利用屋顶建设的分布式光伏发电系统屋顶产权很可能在，期限内多次易主，增加了发电系统所有人的持有风险。

## （2）地面光伏电站

地面式选址选项多，且不断拓展出新的用地模式，地面式选址集中在山体、滩涂、沼泽、戈壁、沙漠、受污染土地等闲置或废弃土地上。近来，一些新模式的出现，为“地面式”选址提供了丰富的选项，比如，建在鱼塘的渔光互补模式和建立在菜棚上的农光互补模式等，打破了地面光伏电站的用地限制。地面光伏电站限制条件。

### 1) 选址风险

一般地面光伏发电选址原则上是选择未利用地、建设用地、允许建设用地、有条件建设区等。耕地、林地等不能建设。受土地、光伏资源的限制，地面光伏电站往往规划在滩涂、丘陵、戈壁、沙漠等地貌类型的场地。在这些场地修建的地面光伏电站，可能因为地下水位高、持力层埋深大、地形起伏大而产生高额的投资费用。

### 2) 电网接入问题

太阳能光伏发电作为一种清洁的新能源，要使它进入企业或家庭，最终还是要通过国家电网输送。地面光伏电站往往规划在滩涂、丘陵、戈壁、沙漠等地貌类型的场地，这使得变电站远近、容量、备用间隔、是否能扩容间隔，是否能 T 接等信息至关重要。

### 3) 环保要求

光伏电站的建设必须重视对生态的保护。如果不顾场区



地形条件和原有生态环境，盲目套用传统的土建施工方式会引发植被破坏、水土流失、施工扬尘、废浆废水等种种问题。另外光伏支架基础在光伏电站服务期满后为最大宗的固体废弃物，没有有效的回收处理措施，这些固体废弃物的环境污染实质上是对我国现有土地资源的浪费和侵占，降低和限制了土地资源的再利用。

### （3）太阳能路灯

太阳能路灯广泛应用于城镇、乡村、公路、高速公路、桥梁等公用设施照明。太阳能路灯在实际应用中会遇到一些问题，这些问题会阻碍太阳能路灯的推广和发展。

1) 价格问题。价格是阻碍太阳能路灯发展的主要因素。从投资成本上来考虑，太阳能路灯远远高于传统的路灯。

2) 蓄电池问题。有些蓄电池质量很差，实际充电量只有百分之五十左右，如果连续阴雨天的话，就不能满足夜间的照明需求，所以蓄电池在选择非常重要。

3) 控制器的选择。控制器看上去很小，但他在整个系统中却担当着很重要的角色。很多太阳能路灯生产厂家会采用廉价的控制器来降低成本，这样会影响整个太阳能路灯的使用寿命。盲目追求低成本，缺害了自己的信誉度，真是得不偿失。

4) 防盗问题。在一些实际的工程案例中，由于在安装的时候忘了做防盗措施，结果蓄电池被偷了，整个路灯不能

工作，也造成了经济上的损失。

#### 4. 北京市应用前景分析

近年来，我市实施了“金太阳”工程等重大项目，开展了延庆国家绿色能源示范县，亦庄光伏发电集中应用示范区，顺义、海淀国家分布式光伏发电示范区，昌平国家新能源示范城市的建设，太阳能光伏利用规模和水平有显著的提升。截至 2014 年，太阳能光伏发电装机容量达到 140 兆瓦，年发电量达到 1.54 亿千瓦时。

与建筑结合的分布式光伏发电是北京市光伏发电的重点，北京市既有建筑物建筑面积合计 6.8 亿平方米，新建建筑竣工面积每年约为 4000 万平方米，分布式光伏发电需求巨大。此外，仍有一部分河滩、废弃矿山等难以开发的土地，在郊区还有非常大规模的大型农业设施，可因地制宜建设光伏电站。

## 二、地热能应用技术

地热能资源是指能够经济地被人类利用的地球内部的地热能、地热流体及其有用组分。目前可利用的地热能主要包括：浅层地温能，指蕴藏在地表以下一定深度（一般小于 200 米）范围内岩土体、地下水和地表水中的热能，一般温度低于 25 度；水热型地热能，是指蕴藏在地下水中、通过天然通道或人工钻井进行开采利用的地热能。埋深介于 200-4000 米之间，温度一般在 25 度以上；增强型地热系统。

是指通过钻井建立地下人工热小环系统获取地热能的系统。埋深一般大于 4000 米，温度大于 200 度。

目前应用广泛的地热能利用技术主要包括浅层地温能供热制冷技术、中低温地热水供热技术、地热发电技术、地热水直接利用技术。北京市主要应用的浅层地温能供热技术、中低温地热水供热技术。

### （一）浅层地温能供热技术

浅层地温能开发利用的主要方式是利用热泵技术对建筑物进行供热制冷，是建筑节能的重要途径。

#### 1. 技术综述

地源热泵系统以岩土体、地下水或地表水为低位热源，通过少量的高位电能输入，将冷热量有低位能向高位能的专一，实现供热或供冷目的。系统主要由热泵机组、地热能交换系统、建筑物内系统组成。根据地热能交换系统形式的不同，地源热泵系统分为地埋管地源热泵系统、地下水地源热泵系统和地表水地源热泵系统三种。

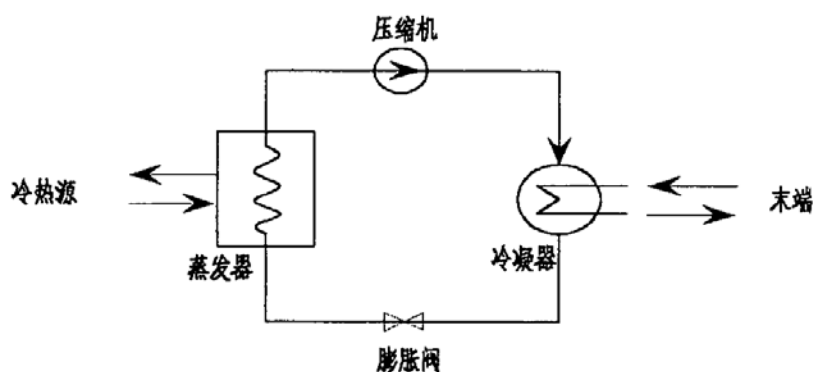


图10. 热泵机组工作原理图

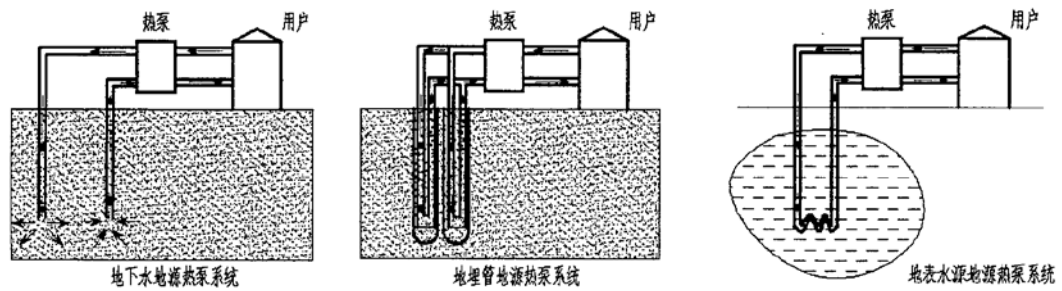


图11. 热泵系统分类

### (1) 地埋管热泵系统

地埋管热泵系统也称土壤源热泵系统，其利用传热介质通过土壤换热器与岩土体进行热交换，通过热泵为建筑进行供热制冷和提供生活热水。土壤换热器有水平和竖直两种埋置方式。

### (2) 地下水热泵系统

地下水热泵系统以地下水作为地为热源，利用热泵技术为建筑进行供热制冷。根据地下水是否直接流经水源热泵机组，地下水热泵系统分为直接和简介两种系统。直接系统中，地下水经处理后直接流经水源热泵机组，它适用于水质好、具有较高的稳定水位的情况；与直接系统相比，间接系统在地下水循环侧与热泵之间增加了中间换热器，它能避免地下水对热泵机组、水环路及附件的服饰与堵塞以及因与外界空气接触造成的地下水氧化。两系统换热后的地下水均需进行同层回灌。

### (3) 地表水热泵系统

地表水热泵系统以地表水为低位热源，利用热泵技术为

建筑进行供热制冷。北京市地表水热泵系统利用的水源主要是各类市政污水、工业污水等。

地表水热能交换系统，分开式和闭式两种形式。地表水在循环泵的驱动下，经处理直接流经水源热泵机组或通过中间换热器进行热交换的系统成为开式地表水换热系统；将封闭的换热盘管按照特定的排列方法放入具有一定深度的地表水体中，传热介质通过换热管管壁与地表水进行热交换的系统称为闭式地表水换热系统。

## 2. 技术要点和成熟度

### (1) 地埋管热泵系统

由于系统运行过程中换热量持续变化，冬夏季的冷热符合也不同，因此，地埋管系统设计的难点在于全年动态负荷计算、地下温度场变化模拟及换热器设计。

全年动态负荷的计算主要涉及气候条件、建筑结构、末端形式等因素，准确获取相关参数是计算的关键，应严格按照相关规范和标准进行。

换热器的设计与岩土体的热物理性能密切相关，将直接影响系统的换热效果运行效率。岩土体的传热性能主要取决于岩土体的导热系数、密度、比热容和含水量，一般通过实验室取样测试和现场测试两种方式获取，现场测试结果的准确性通常优于室内取样测试。地下温度场的动态模拟主要取决于模拟参数的准确性。一般利用岩土体热物理性能测试结

果进行传热模型的校准和修正。

目前地埋管热泵系统的技术较为成熟，但在使用是仍应因地制宜，并做好地下温度场的运行监测，注意冬夏季的冷热平衡问题，以保证系统长期运行的安全性和可靠性。

## （2）地下水热泵系统

地下水的水位常年基本保持不变，一般与当地多年平均气温相当，由于地下水具有温度恒定、比热容较大、传热性能好等特点，适宜作为地源热泵系统的地位热源。地下水源热泵技术主要有一下三个技术关键：

一是做好浅层地温能水文地质条件勘查工作。摸清含水层分布、岩性和物性特征、水质、水量、水温及补给、径流、排泄条件，论证工程项目采用地下水源热泵系统的可行性，并提出系统方案建议。

二是做好水源热泵系统的优化设计。根据地下水条件、机组性能和建筑符合进行工况匹配，一般系统冬季采用的地下水设计温差约为 7-11 度，夏季采用的地下水设计温差 12-18 度。

三是做好回灌工作。实现地下水 100%回灌是相关规范的强制性条文，也是地下水源热泵技术的应用前提。要保证地下水的完全回灌，在设计阶段要考虑采灌井间距、回灌层的压力等因素，在后期运行维护中还需要采取洗井、回扬、抽回灌井互换等多种方式保证回灌的顺利进行。

地下水源热泵系统能效高，造价相对变异，技术成熟。但是，地下水源热泵技术在推广过程中存在以下问题：

一是由于地下水回灌未得到正确、有效的实施，造成地下水资源的污染和浪费，一定程度上破坏了地下水资源的平衡，个别地区甚至出现地下水的亏缺。

二是水资源的开发规划不合理，需求量大于资源可开采量，个别地区只能通过增大地下水利用温差来保证供热和制冷效果，致使热泵机组的能效比不断下降。

### （3）地表水热泵系统

我市地表水源热泵系统主要是污水源热泵系统（也称为再生水源热泵系统）

污水、工业废水等再生水一般常年温度较高，用于供热具有很好的系统能效，其系统技术成熟、简单，节能效果与地表水水温情况和输配能耗的大小密切相关。

### 3. 适用条件和限制条件

热泵技术的应用与地质情况、气象参数以及建筑物额的结构和功能密切相关，需因地制宜开展。系统的实施需考虑技术经济型，还需考虑节能和对环境的影响。

#### （1）地埋管热泵系统

地埋管热泵系统适用性相对较广，但应在工程勘查结果的基础上确立地埋管地源热泵系统的换热器埋置方式。可利用地表面积较大，浅层岩土体的温度及热物理性受气候、鱼

水、埋深影响较小是，宜采用水平地埋管换热器；否则，宜采用竖直地埋管换热器。水平埋管和竖直埋管各有特点，见下表。

表5. 水平埋管和竖直埋管特点

换热器类型		特点	适用性
水平埋管	单层水平直埋管	埋管较浅，布管简单，占地面积大，且水平直埋管的温度受地面温度波动的影响较大。	小型建筑并且有足够埋管面积。
	多层水平直埋管	换热效果优于单层埋管，占地面积可减少，但水平直埋管的温度受地面温度波动的影响较大。	
	扁平曲线和螺旋管	采用该方式，可缩短地沟长度，增加可埋设的管子长度，换热效果较好，但埋管的温度受地面温度波动的影响较大，同时流动阻力相对也要大些，并且在填埋过程中易损坏管子。	
垂直埋管	U形管	施工简单，换热性能较好，承压高，管路接头少，不易泄漏，目前应用较多。管径一般在 $\Phi 50\text{mm}$ 以下，钻孔直径 $100\sim 150\text{mm}$ ，钻孔深 $10\sim 200$ 米。	适用于竖直埋管的任何场所。
	套管式	换热效率较U形管高，但套管型的内、外管中流体热交换时存在冷、热损失；套管直径和钻孔直径较大，下管难度大；套管顶部与内管连接处不好处理，易漏水。内管直径为 $\Phi 15\sim 25\text{mm}$ ，外管直径 $100\sim 200\text{mm}$ 。	适用于 $\leq 30$ 米的竖直浅埋管。

## (2) 地下水热泵系统

地下水热泵系统的使用主要受地下水资源和环保要求的制约，系统必须采取可靠回灌措施，严格控制凿井深度，禁止深入饮用水层，同时注意上层井管得止水，以避免对饮用水的层间交叉污染。

地下水热泵技术的应用必须满足以下条件：

项目建设应尽量避免水源地及其保护区，并需经水务、国土部门许可。

地下水层分布教广、厚度较大、渗透性强、可抽可灌，抽取水量满足建筑物供热制冷面积热量平衡的需要，需100%



实现同层回灌。

地下水水质较好，少沉淀物、一般无腐蚀结垢问题。

资源勘查和试验确定的水量达不到设计取水量则需要另外设置辅助冷、热源。

### （3）地表水热泵系统

地表水热泵系统的使用主要受地表水资源的制约。利用地表水作为热泵系统的地为热源时，应满足一下几个条件：

掌握水源温度的长期变化规律，进行详细的水源侧换热计算。

水质满足换热器、管路等设备的防腐、防垢要求，防止出现长期运行是换热效率下降。

必满地表水源热泵系统长期运行对河流、湖泊等水源的环境影响。

## 4. 北京市应用前景分析

北京市地热能开发利用以地源热泵技术采暖制冷为主，从1995年开始至今已有近17年的时间，是国内较早采用热泵技术的城市之一。目前，地下水源热泵热泵供暖面积为2400万平方米，地表水地源热泵系统供暖面积为144万平方米，地埋管地源热泵系统应用面积为641万平方米。

地下水热泵系统。由于采用地下水作为热源，其应用受水文地质条件的限制较大，特别是近年来我市对水资源政策要求越来越严，其应用将受到制约。

地表水热泵系统。北京市是我国最早开始尝试再生水热能利用的城市，目前北京市直接使用原生污水、一级出水作为热源的实际工程较少，基本上都是使用二级出水的再生水源热泵，根据目前全市已建成的项目看，中心城区较多，新城项目较少，再生水热泵也具有一定的应用前景。

地埋管热泵系统。不从地下取水，从理论上讲对地下空间环境影响较小，具有绿色环保、高效节能、运行成本低、一机多用、技术成熟、应用广泛，原则上适用于任何地层和建筑等特点，在我市应用前景非常广阔。

## （二）中低温地热供热技术

### 1. 技术综述

中低温地热水地热供热是指以地热流体为热源，代替煤、石油、天然气等常规能源对建筑物进行供热的供热方式。中低温地热供热系统包括地热热源系统（采灌井、一次管网、换热装置）、供热管网系统和室内供热终端系统。与常规能源供热相比，地热热源系统替代锅炉，其他系统组成部分与常规能源供热系统基本相同，但减少了化石能源的消耗和污染物排放。

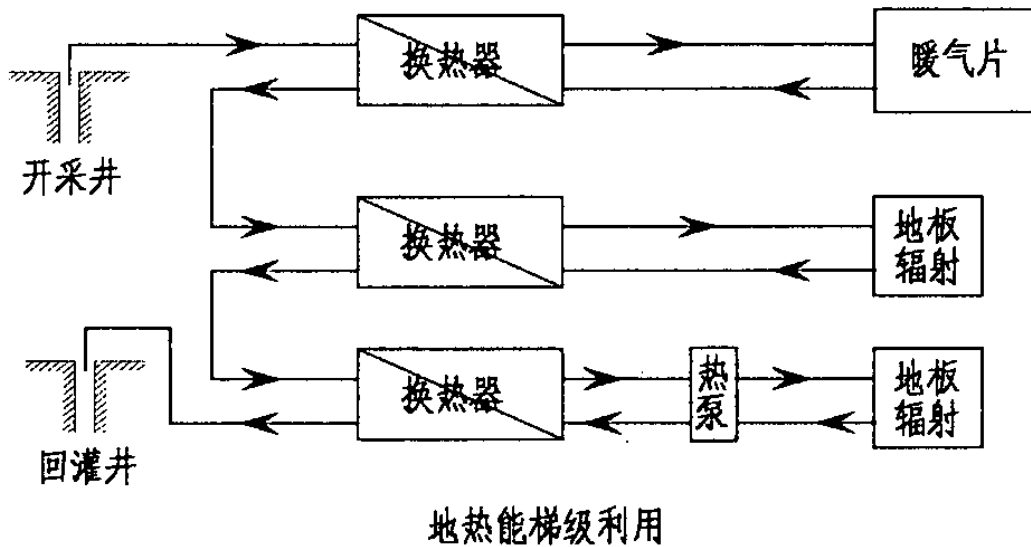


图12. 中低温地热水供热原理图

地热热源系统是中低温地热水供热的关键要素，其提供的地热水的温度和水量决定着供热系统的规模及稳定性，且一次性投资较大。

## 2. 技术要点和成熟度

### 地热供热主要技术

(1) 钻井成井工艺技术。根据地下热储层的特点和地面建筑为的分布情况，设计合理的井身结构，钻凿直井或定向井，选择筛管或裸眼的方式成井。

(2) 井集输技术。将多口地热井热源输送至中心地热站，经换热器换热后，向不同区域用户供热。

(3) 热站自动控制与监测技术。通过自动化管理程序，实现数据采集、传输、数据库管理等功能，实时监测地热站运行情况。

(4) 级换热技术。地热水经一级换热后供给散热片末

端用户；降温后的地热水经二级换热器换热后供给地板采暖用户，分级分层次利用地热资源，提高地热能利用率。

（5）热尾水回灌技术。在地热流体矿化度高、地热水头逐年下降的地区，通过合理布置回灌井，将利用后的地热水回灌至储层，以补充地层能量，减少环境污染，实现可持续开采，并做好水温、水质、液位的监测。

（6）热尾水处理技术。针对地热水矿化度高、温度高等特点，对其进行无害化或资源化处理。在热储层能量较高的开采初期，利用现有水处理工艺技术，对暂时无法回灌的地热尾水进行处理，消除高矿化度地热尾水对环境的不利影响。

地热水供热技术较成熟。地热水直接供热技术与常规能源供热系统相似，只是用地热水替代燃煤、燃气、燃油等常规热源，开发利用技术成熟，已进入大规模示范阶段。

### 3. 使用条件和限制条件

地热供热的适用性应主要从以下几个方面进行评价

#### （1）适当的规模

对于利用中低温地热水实施供热的项目，从经济上考虑，集中供热面积原则上应不小于 8 万平方米。

#### （2）资源保障

对于传导性地热资源，埋深小于 4000 米，出水温度高于 50 度、水量大于 1200m<sup>3</sup>/d，单井开采压力降不大于 0.5MPa、

单井年压力降不大于 0.02MPa 的资源具有较好的开采价值；对于对流型资源，地热田用于发电、供热综合利用的规模按不小于 10MW/h、开采年限 50 年左右考虑。

### （3）末端与建筑保温

对于中低温供热，供热建筑按规定达到节能保温的要求，建议新建建筑供热末端采用地板辐射方式，供水水温应大于 45 度，末端为散热片方式，供水水温大于 60 度。

### （4）储量、采收率与年产量

储量可以通过国家相关标准进行计算；对于大型沉积盆地的新生代砂岩，当孔隙度大于 20%时，热储采收率定位 0.25，碳酸盐岩裂隙热储采收率定位 0.15。中生代砂岩和花岗岩等岩类则根据裂隙发育情况热储采收率定位 0.05-0.1；单井年产量按照最低适宜开采 50m<sup>3</sup>/h、最高 130m<sup>3</sup>/h，供热 120 天计算，年开采量在 14.4 万-37.4 万 m<sup>3</sup>。

## 4. 北京市应用前景分析

2013 年北京市地热水年开采量 1200 万立方米，供暖面积 200 万平米，地热水开采量仅占年可开采量的 15.1%，其中小汤山和城区开采量占 57.39%；京西北、良乡、李遂及天竺地区占 36.03%；延庆、后沙峪、双桥、凤河营地区仅占 6.49%。然而回灌量仅为 558 万立方米，北京市由于地热水回灌问题，导致北京市地区地下水位下降，《北京市地热资源 2006-2020 年可持续利用规划》在地热田划分的基础上，

依据开采成本、资源条件及地区经济发展需要，将其划分为：允许开采区、限制开采区、严控开采区。因此，在部分地区中低温地热供热技术有一定的发展空间。

### **三、生物质能**

生物质通常包括以下几个方面：一是木材及森林工业废弃物；二是农业废弃物；三是水生植物；四是油料植物；五是城市和工业有机废弃物；六是动物粪便。生物质能目前主要利用技术包括生物质气化能源技术、生物质液化能源技术及生物质发电技术。根据我市生物质能资源环境特点，目前生物质能利用技术主要包括沼气集中供气技术、秸秆气化集中供气技术、沼气发电技术。

#### **（一）沼气集中供气**

##### **1. 技术综述**

沼气技术的基本原理就是利用微生物在厌氧的环境条件下，将有机生物质转化为甲烷和二氧化碳气体。农村沼气集中供气工程是指采用集中供气方式，以供应农村居民生活和生产用气为主要目的沼气工程。

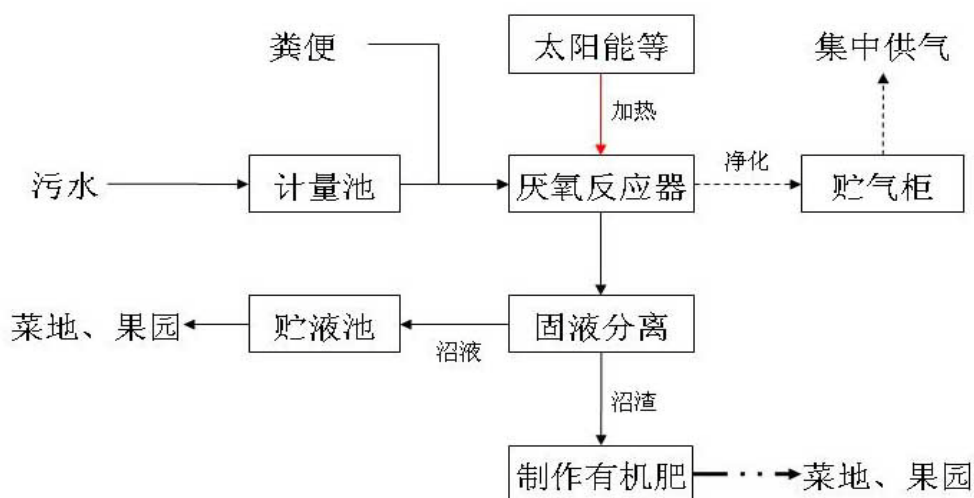


图14. 典型沼气集中供气工程工艺流程图

## 2. 技术要点和成熟度

沼气工程技术相对成熟，在建设过程中应当注意以下几点。

(1) 工程建设规模，应根据供气农户的日均用气总量、原料可利用量及用产气量来综合确定

(2) 生产工艺流程、建筑物、设备及设施等最大限度满足生产和使用的需要，同时应避免各种设备和设施生产能力的浪费，确保合理的性能价格比。

(3) 应与周边的给水、排水、供电等设施协调，并应充分考虑发酵残余物的处理与综合利用，防止对环境造成二次污染。

## 3. 适用条件和限制条件

(1) 选址应遵循合理用地、节约用地的原则，根据工程地点的地址、水文、气候和周边环境等确定；应设置在村

镇的下风且与居民区保持一定的安全距离。

(2) 应更具当地资源及发酵剩余物消纳能力进行统筹规划，并应符合当地城乡、村镇规划，做到近、远期结合，以近期为主，兼顾远期发展。

(3) 应在不断总结生产时间经验和吸收科研成果的基础上，积极采用行之有效的新工艺、新技术、新材料和新设备，做到技术先进、经济合理。

(4) 农村沼气集中供气工程的建设和管理，应遵守国家有关法律、法规，执行国家现行的资源利用、环境保护、安全与消防等相关规定。

## (二) 气化供气技术

### 1. 技术综述

气化供气技术的基本原理是利用气化技术将生物质转化为燃气。农村秸秆气化集中供气工程是指以秸秆为原料，经过热解和还原反应后生成可燃性气体，通过管网送到农户家中，供炊事、采暖燃用的秸秆气化供气工程。

### 2. 技术要求和成熟度

(1) 工程必须由具有工程咨询和设计的单位设计。在设计前应派设计人员对建站村进行深入的调查研究，充分掌握与设计相关的生物质资源量、能源需求量、地质状况、民宅分布、给排水、供电等数据、资料。了解农村建设的发展规划。



(2) 工程配套建设的环保设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

(3) 供气站的耐火等级应符合国家标准《建筑设计防火规范》(GBJ16-1987)的规定，设计方案中必配备消防设施和消防器具。

(4) 供气站工程的主要构筑物包括：气化车间、上料间、燃料存贮间、机修间、值班室、卫生间、围墙等。建筑设计应符合《生物质气化集中供气站建设标准》(NYJ/T09-2005)

(5) 气化间应按《建筑设计防火规范》(GBJ16-1987)的有关规定，设置消防通道、强制排风装置。根据《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)规定，气化车间内 CO 浓度应不大于 30mg/Nm<sup>3</sup>。

(6) 燃气生产过程中产生的焦油水、冷却循环水、水封水和排水器凝结水等与燃气直接接触的水必须集中处理或综合利用，严禁将其排入田间、江、河、湖及生活污水管系。严禁将焦油污泥和废滤料等含焦油的固体废物随意倾倒、填埋，必须集中处理或综合利用。

(7) 根据《城镇燃气设计规范》(GB50028-1993)2.2.3 的规定和生物质燃气 CO 含量较高的特点，气化站应配备燃气加臭装置(加臭机)，按标准要求为燃气加臭。

### 3. 适用条件和限制条件

(1) 生物质气化集中供气站选址必须全面考虑建设村的自然环境和社会环境。选择生物质燃料丰富，村民居住相对集中，村集体经济较发达、村民生活富裕，干部和村民对建站积极性较高的自然村。

(2) 建站地点应符合当地乡镇规划，应纳入当地农村发展建设的整体规划，并与其他建设和改造项目统筹规划。供气站占地应符合国家和地方相关土地管理法规、政策和规定，厂区占地面积应符合《生物质气化集中供气站建设标准》(NYJ/T09-2005)的规定。

(3) 严禁在水源保护区、名胜古迹、风景游览区、温泉、疗养区和自然保护区等界区内选址建站。

(4) 生物质气化集中供气工程属于农村基础设施和公用事业建设，必须实行统筹规划，必须严格履行项目申报和审批程序。

#### (三) 沼气发电技术

沼气发电技术。沼气发电技术的主要原理是把生物质转化为沼气，再利用改装的柴油机技术发电。主要的利用形式为工业沼气发电，垃圾填埋其发电。主要特点是技术成熟，投资较小（不包括沼气工程投资），今后的主要发展方式在大型养殖场，以及垃圾处理厂以及小型城镇的能源的供应上。在开发利用过程中应当符合以下要求。

(1) 内燃机发电的总规模应在合理预测各年填埋气体收集量的基础上确定。

(2) 内燃机发电机组应选择技术成熟、可靠性好的产品。

(3) 有热、冷用户的情况下，宜选择、热、电、冷三联供的工艺方案回收内燃机烟气和冷却液带出的热冷。

(4) 额定负荷下，内燃机发电机组的发电效率不应低于 30%。

(5) 内燃机组的技术性能应符合现行行业标准《气体燃料发电机组 通用技术条件》JB/T 9583.1 的规定。

(6) 填埋气发电并网时，接入系统设计应符合电力行业有关规定。利用填埋气发电并与地区电力网联网时，宜装设专用通信设施。

#### (四) 北京市生物质能技术应用前景分析

生物质能技术在我市利用的主要是在农村地区，我市已经建成沼气集中供气工程和生物质秸秆气化集中供气工程 240 处，从目前运行的情况看，由于原料来源、管理跟不上，大部分工程都存在一定的运行问题，沼气和秸秆气化供气技术只是解决农村地区老百姓生活用能的一个过渡性技术，而且随着我市城镇化水平不断提升，环境保护力度的不断加大，沼气和秸秆气化技术将不会再有发展，而随着人口的增加，垃圾的产生会不断加大，垃圾资源化利用技术将会是未来北

京市生物质能利用的重点之一。

#### **四、风能**

由于地球辐射造成地球各部分受热不均匀，引起大气层中的压力分布不平衡，在水平气压梯度力的作用下，使空气在水平方向运动形成风，这种空气运动产生的能量称为风能。风能开发利用的方式主要是将风能转换成电能、机械能或热能，用于发电、提水、制热和航船等。

北京市风力资源极其有限，主要是用于发电，目前仅建设有延庆官厅水库 150MW 风力发电工程。

#### **五、重点应用技术小结**

城区。北京市每年竣工的建筑物建筑面积约为 4000 万平方米，据测算，屋顶面积近 400 万平方米，可利用空间大，此外已建成 6.9 亿平方米的既有建筑，城区可再生能源技术与建筑应用发展潜力巨大，涉及到的主要有太阳能热水系统、分布式光伏发电、地热能供暖技术。

农村地区。根据调研采暖能耗约占农村地区能源消耗总量的 60%，生活炊事能耗约占 40%。采暖用能中煤仍为主要能源，占能源供应总量的比例高达 90.5%。采暖能耗按照北京市清洁空气行动计划等相关文件，生活炊事将主要采用液化气等常规清洁能源替代燃煤，采用可再生能源供暖替代燃煤将是北京市农村地区压煤减煤的重要手段。涉及到的主要是地热供暖技术和太阳能采暖技术。

## 第四章 北京市城镇可再生能源建筑应用

### 能源环境、经济评价

#### 一、太阳能供热水技术

太阳能热水系统技术主要受集热器、系统类型和辅助热源三方面的影响。设计合理的太阳能热水系统，应在使用寿命期内，用节约的常规能源使用费完全补偿回收太阳能热水系统的增初投资。本课题通过对北京市的典型工程案例的不同集热器、系统类型和辅助能源作了详细技术经济分析。项目基本情况：某公共租赁房项目 1 号楼共 12 层，172 户，采用集中-分散式太阳能热水系统，集热器集中安装在屋面上，通过水泵将其收集的太阳能热量储存在水箱内。每户安装一台 80L 的换热水箱，辅助热源为电加热。

##### （一）集热器类型的影响

目前常用的太阳能集热器有平板式集热器、全玻璃真空管式集热器和热管真空管集热器。

表6. 集热器规格参数列表

	采光面积 (m <sup>2</sup> )	总面积 (m <sup>2</sup> )	年平均集热 效率 (%)	每平米集热器 市场价 (元/ m <sup>2</sup> )
全玻璃真空管集 热器	3.7	6.2	56	630
平板集热器	1.83	1.98	58	750
热管集热器	3.1	4.31	62	1650

## 1. 集热面积计算

集热器总面积:

$$A_c = \frac{Q_w c \rho_r (t_{end} - t_L) f}{J_T \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \quad (1)$$

式中:  $A_c$ ——集热器总面积,  $m^2$ ;

$Q_w$ ——日平均用热量, L;

$\rho_r$ ——水的密度,  $1\text{kg/L}$ ;

$c$ ——水的定压比热容,  $4.18\text{kJ} / (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ ;

$t_{end}$ ——贮水箱内水的设计温度,  $50^\circ\text{C}$ ;

$t_L$ ——水的初始温度,  $10^\circ\text{C}$ ;

$J_T$ ——集热器总面积上的年平均或月平均日太阳辐照量,  $\text{kJ}/m^2$ ;

$f$ ——太阳能保证率,  $60\%$ ;

$\eta_{cd}$ ——太阳能集热器平均集热效率;

$\eta_L$ ——贮水箱和管路的热损失率。

间接系统集热器总面积:

$$A_m = A_c \left( 1 + \frac{F_R U_L A_c}{U_{hx} A_{hx}} \right) \quad (2)$$

式中:  $A_m$ ——间接系统总面积;

$F_R U_L$ ——集热器热损系数, 平板取  $4.2\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ , 真空管取  $2\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ ;

$U_{hx}$ ——换热器传热系数;

$A_{hx}$ ——换热器面积。

集中-分散系统属于间接系统，全玻璃真空管集热器年均集热效率为 56%，平板集热器为 58%，热管集热器为 62%，同一系统管路或水箱损失均取 25%；年均日照辐照量 16.014 MJ/m<sup>2</sup>；室内换热水箱传热系数 200 W/(m<sup>2</sup>·℃)，换热面积为 0.2 m<sup>2</sup>。根据公式算得若采用全玻璃真空管集热器每户需要集热器面积 1.26 m<sup>2</sup>，平板集热器需 1.29 m<sup>2</sup>，热管真空管集热器需 1.11 m<sup>2</sup>。需配备全玻璃真空管集热器 35 组、平板集热器 111 组、热管集热器 44 组。

## 2. 太阳能热水系统的年节能量

$$\Delta Q_{save} = Q_w c \rho (t_{end} - t_L) f = A J_T (1 - \eta_L) \eta_{cd} \quad (3)$$

式中： $\Delta Q_{save}$ ——太阳能热水系统的节能量，MJ；该系统的年节能量  $\Delta Q_{save}$  为 503847.1MJ。

## 3. 寿命期内总节省费用

### (1) 太阳能热水系统增投资 $A_d$

采用全玻璃真空管集热器，需投资 62.77 万元，平板集热器需投资 65.76 万元，热管集热器需投资 80.44 万元。对于集中-分散系统，系统增投资是相对电加热器系统而言，而集中系统，系统增投资是相对电锅炉而言的。根据工程预估：全玻璃太阳能系统总增投资  $A_{d1}=19.93$  万元；平板太阳能系统总增投资  $A_{d2}=21.83$  万元；热管太阳能系统总增投资  $A_{d3}=33.28$  万元。热管集热器造价较高，故增投资较其他两种集热器高。

## (2) 折现系数

$$PI = \frac{1}{d-e} \left[ 1 - \left( \frac{1+e}{1+d} \right)^n \right] \quad (d \neq e) \quad (4.1)$$

$$PI = \frac{n}{1+d} \quad (d = e) \quad (4.2)$$

式中： d——一年市场折现率，取北京五年以上银行贷款利率 5.40%；

e——一年燃烧价格上涨率，1%；

n——集热器设计寿命，取 15 年。

可得三种集热器的折现系数均为 10.739。

## (3) 常规能源热价

$$C_c = C_c' / (q \text{Eff}) \quad (5)$$

式中：  $C_c'$  ——系统评估当年的常规能源价格，元/kg；

$C_c$  ——系统评估当年的常规能源热价，元/MJ；

q ——常规能源热值，MJ/kg；

Eff ——常规能源水加热装置的效率，%。

计算可得北京常规能源热价 0.14 元/MJ。

## (4) 寿命期内太阳能热水系统的总节省费用

$$SAV = PI(\Delta Q_{save} C_c - A_d DJ) - A_d \quad (6)$$

式中： SAV ——系统寿命期内总节省费用，元；

PI ——折现系数；

DJ ——每年用于与太阳能热水系统有关的运行费用

占总增投资的百分率，取 1%。



将 (1) (2) (3) 计算结果带入上式得全玻璃真空管系统全寿命期内节省的燃料费用: SAV1=53.68 万元; 平板系统: SAV2=51.58 万元; 热管系统: SAV3=38.90 万元。

#### (5) 增投资回收期

太阳能系统运行 n 年后节省的总资金与系统增加的初投资相等, 即 SAV=0

$$PI(\Delta Q_{save} C_c - A_d DJ) = A_d \quad (7)$$

$$PI = A_d / (\Delta Q_{save} C_c - A_d DJ) \quad (8)$$

$$N = \frac{\ln[1 - PI(d - e)]}{\ln\left(\frac{1+e}{1+d}\right)} \quad (d \neq e) \quad (9.1)$$

$$N = PI(1+d) \quad (d = e) \quad (9.2)$$

计算得全玻璃集热器系统回收年限为 3.21 年; 平板集热器为 3.55 年; 热管集热器为 5.8 年。

#### 4. 用水成本

系统日产水量 13.76 吨, 年产水量 5022.4 吨。年运行费用:

(1) 水费: 北京水费按 3.7 元/吨计算, 水费花费 18582.8 元/年。

(2) 电费: 北京电费按 0.48 元/KWh 计算, 太阳能水泵总功率 7.5KW, 每年运行约 1200 小时; 电伴热带总功率 23KW, 每年运行约 600 小时。则年耗电量 22800KWh, 耗电费 10944 元/年。

(3) 辅助热源费:

辅助热源为电加热, 太阳能保证率 60%, 则全年需电加热提供的水为 2009 吨, 热量为 277121MJ, 耗电费 36949 元/年。

(4) 系统折旧费: 年折旧额=资产原值 × (1-残值率) /折旧年限, 残值率取 5%。

全玻璃管太阳能系统折旧费 37347.6 元/年, 平板系统 41648 元/年; 热管系统 50945 元/年。

(5) 维检费: 全玻璃真空管集热器的维护费为 4000 元/年, 平板和热管集热器的维检费为 2000 元/年。

(6) 人员费: 项目安排一个巡视人员, 年工资 9000 元/年。

综上, 全玻璃系统、平板系统和热管系统每年总运行费用分别为 116823.4 元/年、119123.84 元/年、128420 元/年, 故三个系统每吨水的成本分别为 23.2 元、23.7 元和 25.5 元。

5. 小结

表7. 不同集热器对应的系统节省费用及回收年限列表

集热器类型	每户所需面积 (m <sup>2</sup> )	系统年节省 (MJ)	系统增投资 (万元)	全寿命期节省费用 (万元)	回收年限(年)	每吨水成本 (元/吨)
全玻璃真空管	1.26	377885.4	19.93	53.68	3.21	23.2
平板	1.19	377885.4	21.83	51.58	3.55	23.7
热管真空管	1.11	377885.4	33.28	38.90	5.8	25.5

集热器每平米价格排序：全玻璃真空管<平板<热管，故同一系统的增投资回收年限为：全玻璃真空管<平板<热管。全玻璃真空管集热器因易炸管，且集热器不承压；平板集热器节能效益可观，安全可靠，投资较少，但本身非真空，冬季热量散失严重；热管真空管集热器兼具前两者的优点，集热性能优越，热效率高、承压能力强、安全可靠、使用寿命长，但初期投资较高。

## （二）系统类型的影响

以平板太阳能系统为例，无户内换热水箱集中系统总造价为 25.98 万元，相对电加热锅炉系统总增投资 18.28 万元，节省燃料费用 48.04 万元，增投资回收年限为 3.1 年；集中贮热系统年节能量 503847.2MJ，系统总增投资 21.83 万元，节省燃料费用 45.24 万元，增投资回收年限为 3.6 年；集中-分散系统因增投资较集中供热系统多，故回收年限长。该工程平板集中系统的折旧费为 16454 元/年，年总运行费用为 86385 元，年产水量 5022.4 吨，则每吨水成本为 18.7 元/吨。

计算结果如下：

表8. 不同集中式系统的节省费用和回收年限

类别	系统年节能量 (MJ)	增投资 (万元)	总节省费用(万元)	回收年限 (年)	每吨水成本 (元/吨)
集中系统	503847.2	18.28	48.04	3.1	18.7
集中-分散系统	503847.2	21.83	45.24	3.6	23.7

### （三）辅助热源的影响

太阳能供应具有很大的不确定性，均需配备辅助热源。针对上述工程分别考虑电辅助加热和天然气辅助加热的经济效益及用户使用费用的差别。

#### 1. 系统增投资回收年限

若仍为平板集热器，辅助能源为天然气，按天然气价格 2.3 元/m<sup>3</sup>，加热效率 80%，热值 8000 大卡/m<sup>3</sup>，因电热水器与燃气热水器市场价相近，故系统增投资大致相同。若配备燃气热水器，系统增投资 21.83 万元，总节省天然气费 18.30 万元，回收年限 6.2 年。因天然气的热值较高，故太阳能相比燃气热水器回收年限长，但其二氧化碳减排量较可观，上述系统可减排 358.1 吨。

#### 2. 用水成本

天然气辅热、太阳能集中-分散系统的运行费用与电辅热的太阳能系统相比，投资费用相近，辅助热源费用有所区别，太阳能保证率按 60% 计算，则全年需燃气加热提供的热水为 2009 吨，热量为 277121MJ，天然气热值 33.4MJ/m<sup>3</sup>，每年耗天然气 8297m<sup>3</sup>，天然气价格 2.3 元/m<sup>3</sup>，因此所需的燃气费用 19083 元/年。加上水、电、维检、折旧等费用，每年总运行费用 101257.8 元，所以天然气辅热、平板集热器、集中-分散太阳能系统的用水成本为 20.1 元。

计算结果对比：

表9. 不同辅热的系统节省费用和回收年限

	系统年节能量 (MJ)	增投资 (万元)	总节省费用 (万元)	回收年限 (年)	每吨水成本 (元/吨)
电辅热	377885.4	21.83	45.24	3.6	23.7
天然气辅热	377885.4	21.83	18.30	6.2	20.1

综上，以燃气作为辅助热源的太阳能系统，用水成本较少，设计时应尽量考虑燃气作为辅助热源的太阳能系统。

### 3. 与家用电热水器相比

若该小区 172 户均使用家用电热水器，每吨热水耗能：

$$Q=cm\Delta t=1000L \times 4.18 \times (50-10) =167.2MJ=46.4KWh$$

耗电费用：46.4 × 0.48/0.95=23.8 元/吨

水费：3.7 元/吨

家用电热水器单价按 2000 元/台计算，寿命按 8 年计算，则设备折旧费为 237.5 元/年，每年用 30 吨热水，折合每吨水折旧费：8 元/吨。每吨热水的综合成本为 35.5 元/吨。

表10. 用水成本对比

	全玻璃真空管太阳能系统	平板太阳能系统	热管真空管太阳能系统	家用电热水器
每吨水成本 (元/吨)	23.2	23.7	25.5	35.5

因此，太阳能热水系统用水成本较低，即使是投资最高的热管、集中-分散系统也比普通家用热水器低，加上其较高的节能效益，无论对于投资者或是用户，都具有非常好的应用前景。

#### （四）综合评价

本节详细分析了太阳能集中集热系统的经济效益，主要涉及集中系统和集中-分散系统两种系统，并分别探讨了集热器类型、系统类型、辅助热源类型对系统经济性能的影响。

太阳能系统的经济效益与系统投资有关，系统投资主要是集热器部分。选择集热器时，应从集热效率、总节省费用、安全性等方面综合考虑。同一工程采用集中系统和集中-分散系统的年节能量相同，集中-分散系统是间接式系统，所需集热面积多，增投资多，回收年限长，用水成本高。太阳能电辅助加热系统与电热水系统相比，经济效益显著，回收年限短，用水成本低；太阳能燃气辅助加热系统与天然气热水系统相比，经济效益相近，回收年限长，用水成本低。

#### 二、地热能采暖技术

本课题通过对北京市的典型热泵供暖系统项目进行详细技术经济及环境分析。项目基本情况，总供热面积为 4.0 万平方米，节能居住建筑。建筑热指标  $36\text{W}/\text{m}^2$ ，年需供热量  $14930\text{GJ}$ ，利用土壤源热泵系统供热，采用 2 台螺杆热泵机组，机组总输入功率  $484.6 \times 2\text{KW}$ ，室外埋管 100m 深 770 眼，建筑物末端采用风盘采暖系统。

#### （一）能效比及一次能源利用率

1. 能效比 EER——能效比体现了机组或系统本身的工作效率。

机组能效比是指机组在名义工况下的制冷量与所消耗功率之比；而性能系数 COP 是机组在名义工况下的制热量与所消耗功率之比。按照实测热泵机组的制冷量（制热量）和消耗的功率，计算地源热泵机组的 EER（COP）。热泵机组制冷（制热）性能系数的测定工况应尽量接近机组的额定工况，机组的负荷率宜达到机组额定值的 80%以上。

具体计算公式为：

$$EER (COP) = Q/W$$

式中，EER——机组制冷工况能效比；COP——机组制冷工况能效比；

Q——实测制热量或制冷量（kW）；

W——机组实际输入功率（kW）。

对于不同的冷热源系统，不仅要考虑系统主机的耗功，输送能耗也是不可忽略的。因此，采用“系统能效比”来反映系统的用能状况，即冷热源系统提供的供热（冷）量与系统主机以及输送系统的耗功率之和的比值，则对系统的实用价值更大。

本课题提出采用“系统能效比”作为地源热泵系统的节能效益指标。地源热泵系统供热性能的测评应在典型供热季进行，制冷性能的测评应在典型制冷季进行。

在各种供暖方式中，按照表中所列的计算条件分别计算其能量利用系数 E。

表11. 不同供热方式能源利用系数

供热方式	能量利用系数 E	计算条件
电锅炉供热	0.34	热网效率 0.98, 电厂发电效率 0.35
燃煤集中锅炉房	0.78	锅炉效率 0.8, 热网效率 0.98
燃气锅炉房	0.91	锅炉效率 0.93, 热网效率 0.98
空气源热泵	1.03	电厂发电效率 0.35, 热网效率 0.98, 热泵火用效率 0.45, $\epsilon_h = 3.0$
地源热泵	1.37	电厂发电效率 0.35, 热网效率 0.98, 热泵火用效率 0.45, 地下水热源为 15℃, $\epsilon_h = 4.0$

## 2. 一次能源利用率 PER (能量利用系数)

能量利用系数是不同形式供暖方案能耗均折算成一次能源进行比较, 用于比较土壤源热泵相对于其他常规供暖方式的一次能源节能率。

$$PER = \frac{Q\eta_d}{W}$$

其中,  $\eta_d$ -发电效率; PER 说明消耗数量为  $\frac{W}{\eta_d}$  的一次能源用于发电, 产生的电能 W 用来驱动热泵, 可以获得的热量数量是消耗的一次能源数量的 PER 倍。显然, PER 具有了类似锅炉效率的含意, 对于同一供热需求, 可以对比锅炉供热与热泵供热哪一种方案更节能。

### (二) 初投资

#### 1. 初投资包括的内容:

初投资主要包括以下几个部分:

机房设备投资: 主要指主设备、各类辅助设备、管路系



统及末端等部分的投资。

室外土壤埋管投资：主要指地源热泵室外采热末端费用；

室内散热末端投资：供热或制冷末端设备及管路的投资；

## 2. 初投资指标的比对方法

### 总投资

单位面积初投资：采用单位折算的方式对不同的清洁能源采暖方案的初投资进行比较，即将设备总初投资按采暖面积进行单位折算，单位面积初投资=设备总初投资/采暖面积。

表12. 土壤源热泵项目初投资估算

序号	项目	工程价格（元）
1	空调室内部分	1205908
2	空调机房部分	2489207
3	地源井部分	4555980
4	工程总价	8251095
5	单位面积投	206 元/平米

### （三）运行成本

#### 1. 运行成本

（1）运行成本包括的内容：

1) 热源消耗燃料实物量（热泵的耗电量）及费用；

系统辅助设备的耗能（如水泵）产生的费用；

3) 维检费：按下列要求进行计算；

系统维护、维修费用：根据系统中产品、配件不同类型，参照使用寿命等相关数据，进行系统年维护成本的计算。成本包含维护材料费、人工费。本报告中维检费按设备初投资

的 1.5%估算。

4) 折旧：土壤源热泵机组系统平均寿命取 15 年，采用直线法进行折旧计算；设备的残值取值按 50000 元计取。

### (3) 运行成本指标对比

燃料消耗实物量：耗电量 (kwh)。

标煤消耗量：将不同燃料消耗的实物量折算为标煤。

折标系数取值：

电力：0.1229kgce/kwh；煤：0.7143kgce/kg；天然气：  
1.2143kgce/m<sup>3</sup>。

运行成本

总运行成本：

单位面积运行成本：每平方米采暖面积每采暖季所花费的运行成本；将运行成本根据建筑面积进行折算进行比较；

表13. 运行能耗及费用计算

	项目	单位	数值	备注
运行 费用	机组性能系数		4.0	设计取值
	燃料耗能量	KWh	1036800.00	
	运行实物耗量	KWh	1036800.00	
	燃料实物耗量折标煤	kgce	127422.72	
	燃料类型		电	
	燃料成本	元/kwh	0.482	
	热源燃料成本	元	499737.60	
	辅助运行实物耗量	KWh	41644.80	
	辅助能耗折标煤	kgce	5118.15	
	辅助运行成本	元	20072.79	
	标煤总耗量	kgce	147495.51	

单位面积运行能耗	kgce/m <sup>2</sup>	3.69	
燃料总运行费用	元	519810.39	
维护成本	元	206277.38	按设备投资 2.5%估算
总运行成本	元	726087.77	
单位面积运行费	元/m <sup>2</sup>	18.15	

经计算，土壤源热泵的单位运行成本约为 18.15 元/平方米，远低于常规燃煤或燃气锅炉房供热系统。

#### (四) 节能量

热泵技术方案中，其节能量主要为从空气中、土壤或水中“免费”提取的能量  $\Delta Q_s$ 。热泵系统中，其输入能量为电能，其节能量计算：

1. 按当量热值计算：当量热值又称理论热值（或实际发热值），是指某种能源一个度量单位本身所含热量。

$$\Delta Q_{hs} = \frac{\Delta Q_a}{\eta_s}$$

2. 等价热值：是指加工转换产出的某种二次能源与相应投入的一次能源的当量，即获得一个度量单位的某种二次能源所消耗的，以热值表示的一次能源量，也就是消耗一个度量单位的某种二次能源，就等价于消耗了以热值表示的一次能源量。因此，等价热值是个变动值，随着能源加工转换工艺的提高和能源管理工作的加强，转换损失逐渐减少，等价热值会不断降低。等价热值是对二次能源及消耗工质而言，因一次能源不存在折算问题，因此也无所谓等价热值。等价热值计算时，应将系统的有用热量按系统建设当年的我国单

位供电煤耗折算成标煤后，再换算为系统的年节能。

$$\Delta Q_{hs} = \frac{29.308 C_e \Delta Q_a}{3600 \eta_s}$$

其中：

$\Delta Q_{hs}$  ——系统的节能量，MJ；

$\Delta Q_a$  ——采暖季得热量，MJ；

$C_e$  ——单位供电煤耗，2013年底的国内平均数值为 321g/kWh；

$\eta_s$  ——辅助能源效率，%；

表14. 节能量计算

节能量	项目	单位	当量热值计算	等价热值计算
	年节能量	MJ	11197440.00	29262232.63
	年能量折合标煤	tce/年	382.06	998.44
	运行寿命	年	15	15
	寿命期节能量	Tce	5730.91	14976.58

### （五）减排量

清洁能源采暖系统的减排效益体现在因节省常规能源而减少了污染物的排放，主要指标为 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 及粉尘的减排量。

将寿命期内的节能量折算成标准煤质量，按下式进行：

$$C_e = \frac{n \Delta Q_{hs}}{29.308}$$

$C_e$  ——寿命期内节约标准煤的质量，kgce；

采用系统寿命期内的节能量折算成标准煤的质量乘以能源所对应的排放因子，得到系统的污染物减排量，标准煤的排放因子取值系数见表。

表15. 标准煤排放因子取值系数

项目	单位	数值
C02 排放因子	Kg-C02/kgce	2.662
S02 排放因子	Kg-S02/kgce	0.0165
粉尘排放因子	Kg 粉尘/kgce	0.0096
NOX 排放因子	Kg-NOX/kgce	0.0156

表16. 减排量计算

减排量	项目	单位	当量热值	等价热值
	C02 年减排量	t	1017.05	2657.84
	寿命期 C02 减排量	t	15255.69	39867.65
	粉尘年减排量	t	3.668	9.585
	寿命期粉尘减排量	t	55.02	143.78
	S02 年减排量	t	6.304	16.474
	寿命期 S02 减排量	t	94.56	247.11
	NOX 年减排量	t	5.96015	15.57564
	寿命期 NOX 减排量	t	89.402	233.635

### 三、光伏发电技术

#### (一) 分布式光伏发电经济评价

分布式光伏电站指采用光伏组件，将太阳能直接转换为电能的分布式发电系统，一般单个接入点装机容量不高于6MW，接入电压等级不高于10KV。该种电站遵循就近发电、就近并网、就近消纳的原则，有利于减缓地区（尤其经济发

达地区) 用电紧张、丰富当地配电网电源结构、降低企业用电成本、促进节能减排。根据不同电价水平, 共分为以下三个方面进行测算。

1. 普通工业用电类型

北京 5 MW 分布式光伏;

静态投资单价 8 元/瓦;

峰值发电小时数 1100 小时;

自有资金比例 30%;

贷款利率 6.55%, 15 年还款期, 等额本息;

70%消纳, 合同能源管理电价 0.7 元/度;

30%上网, 上网电价 0.4 元/度;

增值税 17%, 即征即返 50%;

企业所得税 3 免 3 减半;

经营成本 68 万/年。

表17. 普通工业用电类型测算表

序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW	5.00
2	首年发电量	MW. h	5,500
3	工程静态投资	万元	4,080
4	工程动态投资	万元	4,128
5	营业收入总额(不含增值税)	万元	6,604
6	总成本费用	万元	6,978
7	发电利润总额	万元	3,863
8	经营期平均电价(含税)	元/kW. h	0.63
9	项目投资内部收益率(税后)	%	9.07
10	项目投资财务净现值(Ic=5% 税后)	万元	¥802.62

11	投资回收期	年	10.00
12	资本金内部收益率(税后)	%	13.16
13	资本金财务净现值(Ic=8% 税后)	万元	866.23
14	总投资收益率(ROI)	%	5.49
15	项目资本金净利润率(ROE)	%	9.84

如果只有国家 0.42 元度电补贴，全投资内部收益率为 9.07%，投资回收期为 10 年。

## 2. 商业用电类型

- a) 北京 5 MW 分布式光伏;
- b) 静态投资单价 8 元/瓦;
- c) 峰值发电小时数 1100 小时;
- d) 自有资金比例 30%;
- e) 贷款利率 6.55%，15 年还款期，等额本息;
- f) 70%消纳，合同能源管理电价 0.85 元/度;
- g) 30%上网，上网电价 0.4 元/度;
- h) 增值税 17%，即征即返 50%;
- i) 企业所得税 3 免 3 减半;
- j) 经营成本 68 万/年。

表18. 商业用电类型测算表

序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW	5.00
2	首年发电量	MW. h	5,500
3	工程静态投资	万元	4,080
4	工程动态投资	万元	4,128
5	营业收入总额(不含增值税)	万元	7,555
6	总成本费用	万元	6,978
7	发电利润总额	万元	4,838

8	经营期平均电价(含税)	元/kW. h	0.72
9	项目投资内部收益率(税后)	%	10.37
10	项目投资财务净现值(Ic=5% 税后)	万元	¥1,232.97
11	投资回收期	年	9.12
12	资本金内部收益率(税后)	%	16.72
13	资本金财务净现值(Ic=8% 税后)	万元	1,296.58
14	总投资收益率(ROI)	%	6.44
15	项目资本金净利润率(ROE)	%	12.35

如果只有国家 0.42 元度电补贴，全投资内部收益率为 10.37，投资回收期为 9.12 年。

### 3. 居民用电类型

- a) 北京 5 MW 分布式光伏（连片集中）；
- b) 静态投资单价 8.5 元/瓦；
- c) 峰值发电小时数 1100 小时；
- d) 自有资金比例 30%；
- e) 贷款利率 6.55%，15 年还款期，等额本息；
- f) 70%消纳，居民电价 0.483 元/度；
- g) 30%上网，上网电价 0.4 元/度；
- h) 增值税 17%，即征即返 50%；
- i) 企业所得税 3 免 3 减半；
- j) 经营成本 68 万/年。

表19. 居民用电类型测算表

序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW	5.00
2	首年发电量	MW. h	5,500
3	工程静态投资	万元	4,080
4	工程动态投资	万元	4,128



序号	名称	单位	数值
5	营业收入总额(不含增值税)	万元	4,840
6	总成本费用	万元	6,972
7	发电利润总额	万元	2,113
8	经营期平均电价(含税)	元/kW. h	0.46
9	项目投资内部收益率(税后)	%	6.56
10	项目投资财务净现值(Ic=5% 税后)	万元	¥1.60
11	投资回收期	年	12.17
12	资本金内部收益率(税后)	%	6.95
13	资本金财务净现值(Ic=8% 税后)	万元	54.82
14	总投资收益率(ROI)	%	3.80
15	项目资本金净利润率(ROE)	%	5.18

如果只有国家 0.42 元度电补贴，全投资内部收益率为 6.56%，投资回收期为 12.17 年。

## (二) 并网光伏电站经济评价

计算前提：

北京 20 MW 分布式光伏；

静态投资单价 8.5 元/瓦（涉及高压并网，成本增加）；

峰值发电小时数 1240 小时（考虑最佳倾角安装，郊区空气质量好于市区，故发电小时数增加，即发电量增加）；

自有资金比例 30%；

贷款利率 6.55%，15 年还款期，等额本息；

全部上网，0.95 元/度（含税）；

增值税 17%，即征即返 50%；企业所得税 3 免 3 减半；

经营成本 204.55 万/年（保险、维修、人力、交通、招待等费）。

表20. 并网光伏电站测算表

序号	项目名称 (单位)	数值
1	装机容量 (MW)	20.00
2	年上网电量 (MWh)	24800.00
3	总投资 (万元)	17445.93
4	建设期利息 (万元)	385.93
5	流动资金 (万元)	60.00
6	销售收入总额(不含增值税) (万元)	40705.91
7	总成本费用 (万元)	26255.39
8	销售税金附加总额 (万元)	385.63
9	发电利润总额 (万元)	14064.89
10	经营期平均电价(不含增值税) (元/kWh)	0.81
11	经营期平均电价(含增值税) (元/kWh)	0.95
12	投资回收期 (年)	12.17
13	全部投资内部收益率 (%)	6.56
14	自有资金内部收益率 (%)	10.49
15	全部投资财务净现值 (万元)	1273.87
16	自有资金财务净现值 (万元)	1900.18
17	总投资收益率(ROI) (%)	4.74
18	投资利税率 (%)	3.31
19	项目资本金净利润率(ROE) (%)	8.48
20	资产负债率 (%)	70.00

如果只有国家 0.95 元度电补贴，全投资内部收益率为 6.56%，投资回收期为 12.17 年。

### (三) 节能、减排量评价

#### 1. 节能量

北京地区分布式光伏发电按照年峰值发电小时数 1100 小时计算，光伏电站每瓦发电峰值发电小时数 1240 小时(考虑最佳倾角安装，郊区空气质量好于市区，故发电小时数增

加，即发电量增加)。

其节能量计算：

(1) 按当量热值计算：当量热值又称理论热值（或实际发热值），是指某种能源一个度量单位本身所含热量。

$$\Delta Q_{hs} = \frac{\Delta Q_a}{\eta_s}$$

(2) 等价热值：是指加工转换产出的某种二次能源与相应投入的一次能源的当量，即获得一个度量单位的某种二次能源所消耗的，以热值表示的一次能源量，也就是消耗一个度量单位的某种二次能源，就等价于消耗了以热值表示的一次能源量。因此，等价热值是个变动值，随着能源加工转换工艺的提高和能源管理工作的加强，转换损失逐渐减少，等价热值会不断降低。等价热值是对二次能源及消耗工质而言，因一次能源不存在折算问题，因此也无所谓等价热值。等价热值计算时，应将系统的有用热量按系统建设当年的我国单位供电煤耗折算成标煤后，再换算为系统的年节能。

表21. 年节能量

类型	装机容量 (兆瓦)	年发电量 (万千瓦时)	年节能量 (吨标煤)	
			当量	等价
分布式 (工业用电)	5	550	675.95	1765.5
分布式 (商业用电)	5	550	675.95	1765.5
分布式 (居民用电)	5	550	675.95	1765.5
并网光伏电站	20	2480	3047.92	7960.8

## 2. 减排量

光伏发电系统的减排效益体现在因节省常规燃煤发电消耗煤体而减少了污染物的排放，主要指标为 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 及粉尘的减排量。将寿命期内的节能量折算成标准煤质量，按下式进行：

采用系统寿命期内的节能量折算成标准煤的质量乘以能源所对应的排放因子，得到系统的污染物减排量，标准煤的排放因子取值系数见表。

表22. 标准煤排放因子取值系数

项目	单位	数值
CO <sub>2</sub> 排放因子	Kg-CO <sub>2</sub> /kgce	2.662
SO <sub>2</sub> 排放因子	Kg -SO <sub>2</sub> /kgce	0.0165
粉尘排放因子	Kg 粉尘/kgce	0.0096
NO <sub>x</sub> 排放因子	Kg-NO <sub>x</sub> /kgce	0.0156

表23. 减排量

类型	装机容量 (MW)	CO <sub>2</sub>		SO <sub>2</sub>		粉尘		NO <sub>x</sub>	
		当量	等价	当量	等价	当量	等价	当量	等价
分布式 (工业用电)	5	1799.4	4699.8	11.2	29.1	6.5	16.9	10.5	27.5
分布式 (商业用电)	5	1799.4	4699.8	11.2	29.1	6.5	16.9	10.5	27.5
分布式 (居民用电)	5	1799.4	4699.8	11.2	29.1	6.5	16.9	10.5	27.5
并网光伏电站	20	8113.6	21191.6	50.3	131.4	29.3	76.4	47.5	124.2

## (四) 综合评价

表24. 汇总表 (按等价计)

类型	装机容量 (MW)	静态投资	峰值发电小时数	内部收益率	投资回收期	年发电量 (万千瓦时)	年节能量	减排量			
								co2	S02	粉尘	NOX
分布式 (工业用电)	5	8 元/瓦	1100	9.07	10	550	1765.5	4699.8	29.1	16.9	27.5
分布式 (商业用电)	5	8 元/瓦	1100	10.37	9.12	550	1765.5	4699.8	29.1	16.9	27.5
分布式 (居民用电)	5	8.5 元/瓦	1100	6.56	12.17	550	1765.5	4699.8	29.1	16.9	27.5
并网光伏电站	20	8.5 元/瓦 (涉及高压并网)	1240	6.56	12.17	2480	7960.8	21191.6	131.4	76.4	124.2

1. 从以上实际案例分析可以看出，商业用电由于电价较高，其在这几种形式中，投资回收期最短，内部收益率高，而并网光伏电站按照 0.95 元/每千瓦时的上网电价计算，与居民用电类型投资回收期和内部收益率一致。

2. 如果仅享受国家 0.95 元上网电价，和 0.42 元的度电补贴，可以看到光伏发电成本略微偏高，经济效益并不是很理想，投资回收期均大于 8 年，需要地方政府给予一定补贴。

3. 对于并网型光伏电站，如果是建设在地面的并网光伏电站，北京市适合发展地面光伏电站的基本都是一些难以利用的荒滩、废弃矿山等地方，建设光伏电站一方面受到复杂的地形、地质条件限制，另一方面还涉及荒滩治理及景

观恢复，因此建设成本价格相对更高。以华电密云 20MW 光伏发电为例，荒滩治理和景观恢复工程合 5.05 元/瓦，征地拆迁费用大概折合 1.94 元/瓦，使用农用地，需建设配套农业大棚设施约折合 3.15 元/瓦，如果仅以国家 0.95 元/瓦度电补贴，在其 15 年的经营期内很难收回成本。

4. 从减排量看，并网光伏电站基本建设在郊区，其日照条件相对较好，减排量略微比其它几种形式的发电系统要高。

## 第五章 北京市农村可再生能源采暖技术 能源环境、经济评价

课题组通过对北京近 2000 农户采暖调研数据整理得出，北京农村地区目前应用的主要清洁能源采暖技术为电采暖、热泵采暖、太阳能采暖、燃气采暖、清洁煤采暖五类，为充分评估可再生能源采暖技术的适用性和经济性，结合北京地区的应用情况以及产品技术的成熟程度，报告主要选取北京市农村地区现有主流的、可以用于农村使用的清洁能源技术形式共计 14 种进行技术经济分析对比。

表25. 十四种清洁能源采暖技术

序号	采暖方案			
	热源(优先使用)	辅助热源(备用)	末端	
1	低温空气源热泵	---	地板采暖	低温热水末端
2	土壤源热泵	---	地板采暖	
3	太阳能热水采暖	清洁煤锅炉	地板采暖	
4	太阳能热水采暖	燃气壁挂炉	地板采暖	
5	太阳能热水采暖	低温空气源热泵	地板采暖	
6	太阳能热水采暖	土壤源热泵	地板采暖	
7	燃气壁挂炉	---	散热器/地板采暖	高温/低温热水末端
8	清洁煤采暖炉	---	散热器/地板采暖	
9	电热水锅炉	---	散热器/地板采暖	
10	蓄热式电锅炉	---	散热器/地板采暖	
11	碳晶板	---	---	
12	电热膜	---	---	
13	发热电缆	---	---	
14	蓄能电采暖器	---	---	

## 一、计算条件

### (一) 住宅建筑基本情况

#### 1. 采暖面积

依据《北京农村适用经济节能型民居》(JNJ 101-14)图集,特选取北京农村地区典型节能住宅(采暖面积为91.6平方米)为案例,来进行不同采暖形式的成本和能耗水平的对比。

#### 2. 围护结构及传热系数

表26. 围护结构及传热系数表

围护结构	材料及做法	计算用传热系数(W/m <sup>2</sup> ·℃)
外墙	20mm 水泥砂浆+240mm 空心砖墙+80mm 聚苯板 外保温	0.65
外门	双层玻璃塑钢门	2.5
外窗	塑钢窗双玻	2.65
屋顶	灰泥屋顶+保温层 60mm 聚苯保温	0.5

传热系数系参照《农村居住建筑节能设计标准》中的相关限值给出。

门窗关闭的情况下,农宅的常压小时换气次数约为0.5次/h,在模拟计算时,由冷风渗透引起的热负荷按照0.5次/h的冷风渗透量来计算。采暖保证室内温度设为14℃。

#### 3. 热负荷

表27. 全年采暖负荷

项目统计	单位	节能
采暖面积	m <sup>2</sup>	91.6
采暖季累计热负荷	kWh	9864



采暖季设计热负荷	W	4910
采暖季累计热负荷指标	kWh/m <sup>2</sup>	106.59
建筑物耗热量指标	W/m <sup>2</sup>	36

建筑物耗热量指标为 36W/m<sup>2</sup>，采暖季累计热负荷为 9864kWh。

## (二) 初投资

### 1. 初投资主要包括以下几个部分

(1) 设备投资：主要指采暖技术的供热热源设备、各类辅助设备、管路系统及供热末端等部分的投资。

(2) 配套基础设施投资：在清洁能源采暖技术使用过程中，为满足其安装、运行条件，进行配套的燃气管线、电力设施扩容等建设所投入的费用。

#### 1) 电力扩容：

表28. 电力扩容容量与费用

类别	热泵采暖/太阳能 与热泵复合采暖	电采暖类	
		节能建筑	非节能建筑
建筑形式	节能建筑	节能建筑	非节能建筑
电力容量 (kw/户)	8-10	12	18
扩容费 (元/m <sup>2</sup> )	250	320	410

#### 2) 燃气管线：

考虑调压站以下至用户设备间部分的设备及管线投资；参照昌平及平谷区部分已实施的村庄实例数据，按 350 元/m<sup>2</sup> 取值。

### 2. 初投资指标的比对方法

为便于比较，本课题采用单位折算的方式对不同的清洁能源采暖方案的初投资进行比较。折算采用两种方法：一是

“单位面积初投资”（元/平方米），即将设备总初投资按采暖面积进行单位折算，单位面积初投资=设备总初投资/采暖面积；二是“单位能耗初投资”（元/W），即单位采暖面积单位耗热量所需的设备投资额，单位能耗初投资=设备总初投资/(采暖面积\*采暖耗热量指标)。

### （三）运行成本

#### 1. 运行成本包括的内容

（1）热源消耗燃料实物量（如燃气锅炉的耗气量、电采暖及热泵的耗电量、煤炉具的耗煤量等）及费用；

（2）系统辅助设备的耗能（如水泵）产生的费用；

（3）维检费：按下列要求进行计算；

系统维护、维修费用：根据系统中产品、配件不同类型，参照使用寿命等相关数据，进行系统年维护成本的计算。成本包含维护材料费、人工费。本报告中维检费按设备初投资的1.5%估算。

（4）折旧与摊销售：根据农村地区户用采暖系统的实际条件，本报告运行费用的计算过程中不计水消耗费用及人工管理费用，不计设备的折旧与摊销费用。

#### 2. 运行能耗计算基础数据

（1）能源发热量：

表29. 主要能源发热量

能源	型煤	燃气
单位发热量	20.9MJ/kg	36MJ/m <sup>3</sup>

## (2) 能源价格取值及计算方法:

表30. 主要能源价格

能源	型煤	燃气	电力	
			高峰时段	低谷时段
单价	1000 元/t	2.28 元/m <sup>3</sup>	0.488 元/kWh	0.3 元/kWh

说明: 电价计算方法。对于采用蓄能电采暖方式的设备, 运行费用计算时取低谷电时段价格; 对于直接电加热采暖的设备, 按峰谷电价时间分布比例折算电价 (峰电/谷电=16h/8h=2), 取值为 0.425 元/kWh。北京市人民政府办公厅《关于印发北京市 2013 年农村地区减煤换煤清洁空气行动实施方案的通知》(京政办发〔2013〕51 号) 中提出“对完成‘煤改电’取暖及使用‘太阳能+电’取暖的农村住户执行城市核心区峰谷电价政策, 不纳入阶梯电价范围”, 因此本报告中有有关电费的计算不考虑阶梯电价问题。

## (3) 能源设备效率 $\eta_s$ 取值:

表31. 主要能源设备效率

能源	电加热设备	清洁煤锅炉	燃气壁挂炉	低温空气源热泵 COP	土壤源热泵 COP
效率	95%	70%	85%	3.0	4.0

说明: 太阳能热水与其他能源的复合系统中, 太阳能的设计贡献率按 30%取值。能源设备效率  $\eta_s$  取值: 参照行业标准、产品的相关测试报告取值, 并由专家评审后确定。

## 3. 运行成本指标对比

(1) 燃料消耗实物量: 建筑物采暖耗气量 (m<sup>3</sup>)、耗电量 (kwh)、耗煤量 (kg)。

(2) 标煤消耗量: 将不同燃料消耗的实物量折算为标煤。

折标系数取值: 电力 0.1229kgce/kwh; 煤 0.7143kgce/kg; 天然气 1.2143 kgce/m<sup>3</sup>。

### (3) 运行成本

总运行成本：对所选择的技术方案在典型案例条件下的总运行成本进行计算、分析及比较。

单位面积运行成本：每平方米采暖面积每采暖季所花费的运行成本；将运行成本根据建筑面积进行折算，对不同技术方案类型进行比较；

### (四) 节能量

针对热泵类及太阳能类采暖等新能源与可再生能源技术方案进行系统节能量的评估计算。

#### 1. 太阳能采暖系统节能量计算方法

##### (1) 太阳能系统采暖季得热量计算

$$\Delta Q_a = A_c J_T (1 - \eta_c) \eta_{cd}$$

其中：

$\Delta Q_a$ ——太阳能采暖系统的采暖季得热量，MJ；

$A_c$ ——太阳能集热器面积， $m^2$ ；

$J_T$ ——太阳能集热器采光表面上的采暖季总太阳辐照量，参照《民用建筑太阳能热水系统设计手册》中相关数据，北京地区为  $1935.3 MJ/m^2$ ；

$\eta_{cd}$ ——太阳能集热器的全日集热效率；

$\eta_c$ ——管路和水箱的热损失率，15%；

##### (2) 太阳能采暖技术方案节能量计算

太阳能采暖系统方案的节能量计算需要考虑辅助能源

类型的不同进行分别计算；

1) 采用天然气等一次能源作为辅助热源时，考虑辅助能源设备的效率后，计算年节能量；采用燃气等一次能源作为辅助热源：

$$\Delta Q_{hs} = \frac{\Delta Q_a}{\eta_s}$$

2) 采用电能（非一次能源）作为辅助能源的情况：

按当量热值计算：当量热值又称理论热值（或实际发热值），是指某种能源一个度量单位本身所含热量。

$$\Delta Q_{hs} = \frac{\Delta Q_a}{\eta_s}$$

等价热值：是指加工转换产出的某种二次能源与相应投入的一次能源的当量，即获得一个度量单位的某种二次能源所消耗的，以热值表示的一次能源量，也就是消耗一个度量单位的某种二次能源，就等价于消耗了以热值表示的一次能源量。因此，等价热值是个变动值，随着能源加工转换工艺的提高和能源管理工作的加强，转换损失逐渐减少，等价热值会不断降低。等价热值是对二次能源及消耗工质而言，因一次能源不存在折算问题，因此也无所谓等价热值。等价热值计算时，应将系统的有用热量按系统建设当年的我国单位供电煤耗折算成标煤后，再换算为太阳能采暖系统的年节能。

$$\Delta Q_{hs} = \frac{29.308C_e \Delta Q_a}{3600\eta_s}$$

其中：

$\Delta Q_{hs}$ ——系统的节能量，MJ；

$\Delta Q_a$ ——太阳能系统采暖季得热量，MJ；

$C_e$ ——单位供电煤耗，2013 年底的国内平均数值为 321g/kWh；

$\eta_s$ ——辅助能源效率，%；

## 2. 热泵技术方案节能量计算

热泵技术方案中，其节能量主要为从空气中、土壤或水中“免费”提取的能量  $\Delta Q_s$ 。热泵系统中，其输入能量为电能，其节能量计算按太阳能与电复合采暖系统的节能量计算方法。

## 3. 节能量指标的比对方法

(1) 年（寿命期）节能量  $\Delta Q_{hs}$ ：清洁能源采暖系统每年的节能量及寿命期内的节能量进行比较分析。

(2) 各供暖设施寿命年限的选取：煤类、燃气壁挂炉及电采暖设备使用寿命均取 10 年，低温空气源热泵及土壤源热泵取 12 年，太阳能复合能源采暖系统的使用寿命平均取 15 年(平板太阳能集热器 20 年,与辅助热源设备折算后,太阳能复合采暖系统的寿命取 15 年)。

## (五) 减排量

可再生能源采暖系统每年的节能量及寿命期内的减排量进行比较分析。可再生能源采暖系统的减排效益体现在因节省常规能源而减少了污染物的排放，主要指标为  $CO_2$ 、 $SO_2$ 、

NO<sub>x</sub> 及粉尘的减排量。将寿命期内的节能量折算成标准煤质量，按下式进行：

$$C_e = \frac{n\Delta Q_{hs}}{29.308}$$

$C_e$ ——寿命期内节约标准煤的质量，kgce；

采用系统寿命期内的节能量折算成标准煤的质量乘以能源所对应的排放因子，得到系统的污染物减排量，标准煤的排放因子取值系数见表。

表32. 标准煤排放因子取值系数

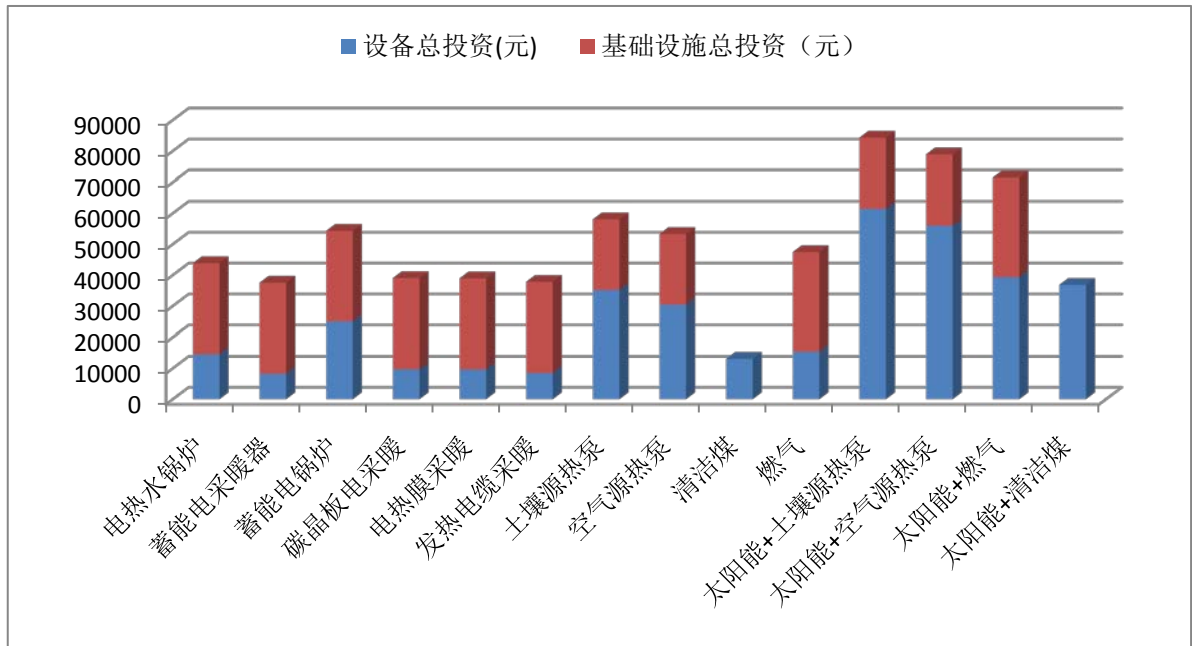
项目	单位	数值
CO <sub>2</sub> 排放因子	Kg-CO <sub>2</sub> /kgce	2.662
SO <sub>2</sub> 排放因子	Kg -SO <sub>2</sub> /kgce	0.0165
粉尘排放因子	Kg 粉尘/kgce	0.0096
NO <sub>x</sub> 排放因子	Kg-NO <sub>x</sub> /kgce	0.0156

## 二、初投资

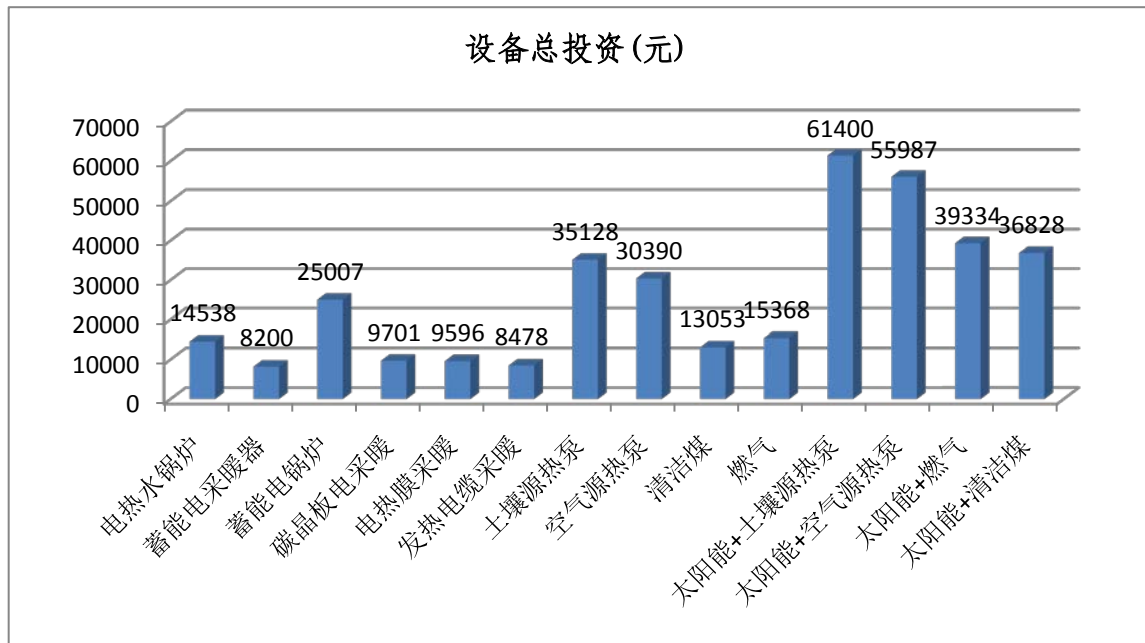
### （一）不同类型采暖技术方案的初投资比较

按典型农宅的设计条件，进行不同类型清洁能源采暖技术方案的设计，对不同类型的清洁能源采暖技术进行初投资的估算。

### (1) 总投资 (包含基础设施)

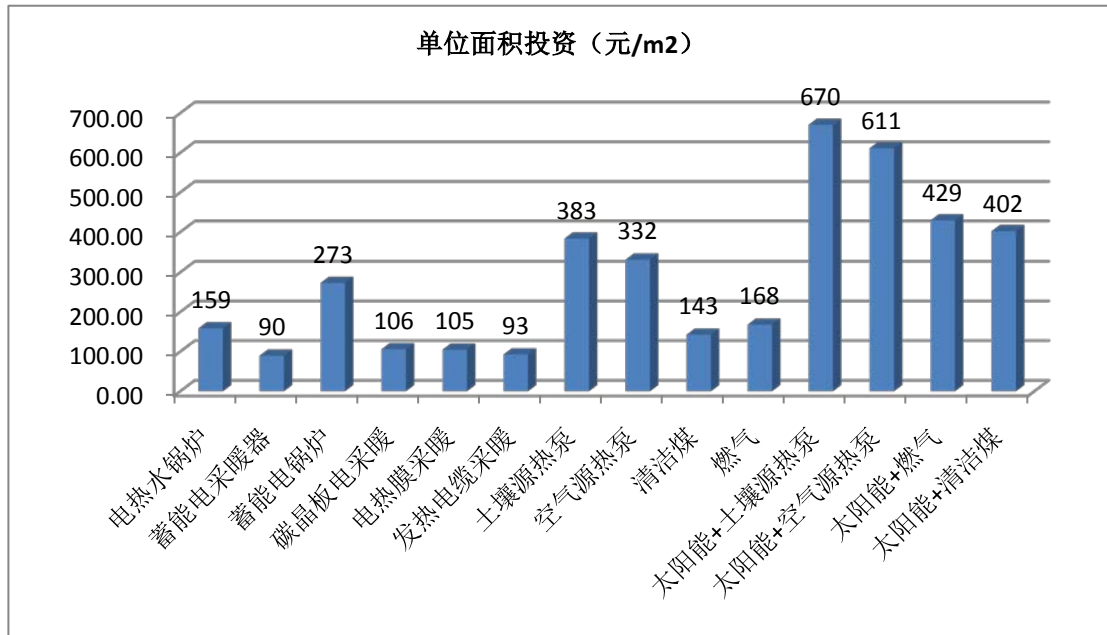


### (2) 设备投资 (未包含基础设施)

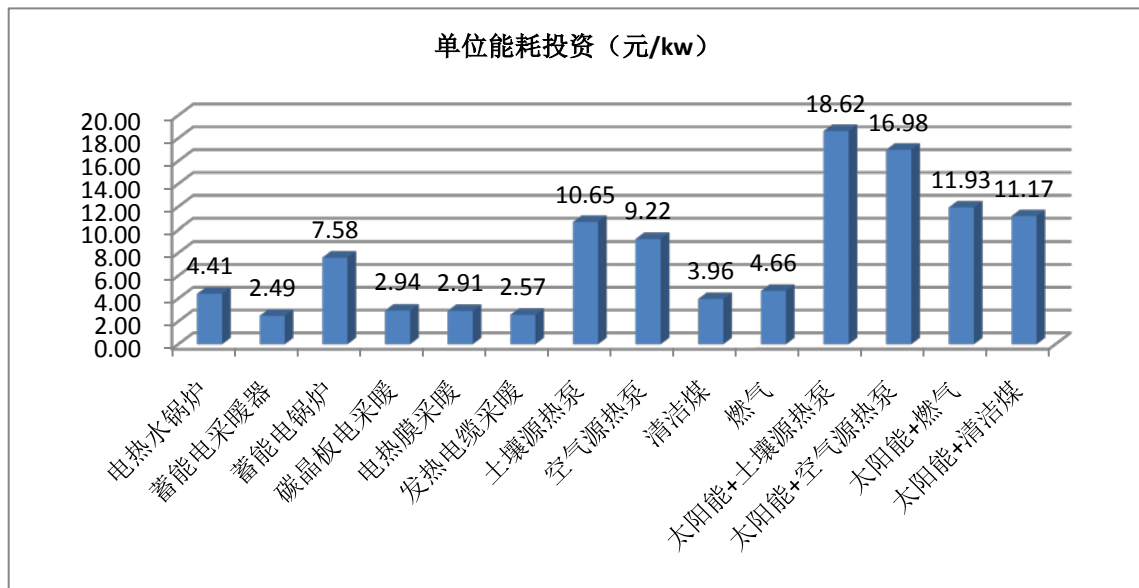




## (二) 单位面积工程投资对比



## (三) 单位耗热量初投资对比



## (四) 初投资对比小结

1. 太阳能复合能源采暖技术初投资要高于单一能源采暖技术。
2. 太阳能与热泵、燃气炉及型煤炉复合的采暖系统，其初投资要高于单一的热泵、燃气及型煤炉采暖系统。节能

型建筑的太阳能复合采暖系统，其单位面积初投资范围达到400-670元/m<sup>2</sup>，约为同类型单一能源采暖技术的1.7-2.7倍。

3. 由于采用了太阳能与热泵两类新能源技术，太阳能与热泵类的复合能源采暖技术初投资相比于太阳能与燃气、型煤等复合采暖技术要高。

4. 单一能源形式采暖方案中，热泵类新能源与可再生能源采暖技术初投资要高于常规能源（电采暖、燃气采暖、型煤采暖等）；电锅炉蓄能式采暖由于增加了储热设备，其投资水平居中；直接电采暖、电暖器、燃气与清洁煤采暖等基本处于较低的投资水平。

#### （五）初投资影响因素分析

上述的投资方按新建建筑同步安装采暖设备的方案进行计算；在实际建设过程中，存在如下因素影响：

1. 采暖末端影响：对于型煤锅炉（方案九）、电锅炉（方案一、二）、燃气壁挂炉（方案十）采暖，采暖末端除地板辐射采暖以下，还可以选择散热器形式。散热器的单位面积投资与地板辐射采暖差异较小，对投资的排序影响可以予以忽略。

2. 新建与改造的影响：既有建筑改造采暖设备过程中，存在建筑原有散热器的情况。对于型煤锅炉（方案九）、电锅炉（方案一、二）、燃气壁挂炉（方案十）采暖，在上述投资基础上，可以降低单位面积投资70元/m<sup>2</sup>。其他类型采

暖方案，由于热源（太阳能、热泵）的供热温度限制（一般不高于 60℃），传统方式有散热器无法满足正常供热需求，需要改造为地板辐射采暖或大幅度增加散热器面积，因此会造成采暖末端的实际投资增大。按改造为地板辐射采暖的方式考虑，同于需要进行地面改造及地面磁砖或地板的更换，在原投资基础上约增加 100 元/m<sup>2</sup>。

### 三、运行成本

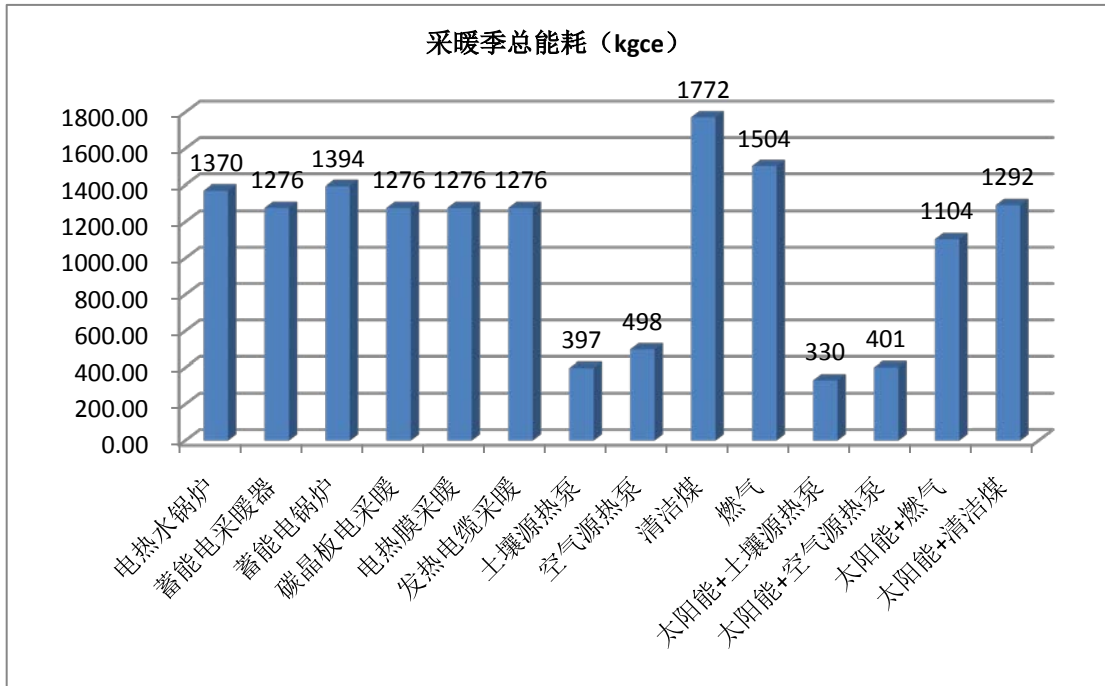
#### （一）不同类型采暖技术方案的运行成本

按典型案例的设计条件，进行不同类型清洁能源采暖技术的方案的设计。对不同类型的清洁能源采暖技术进行运行成本的估算，运行成本的估算见表。

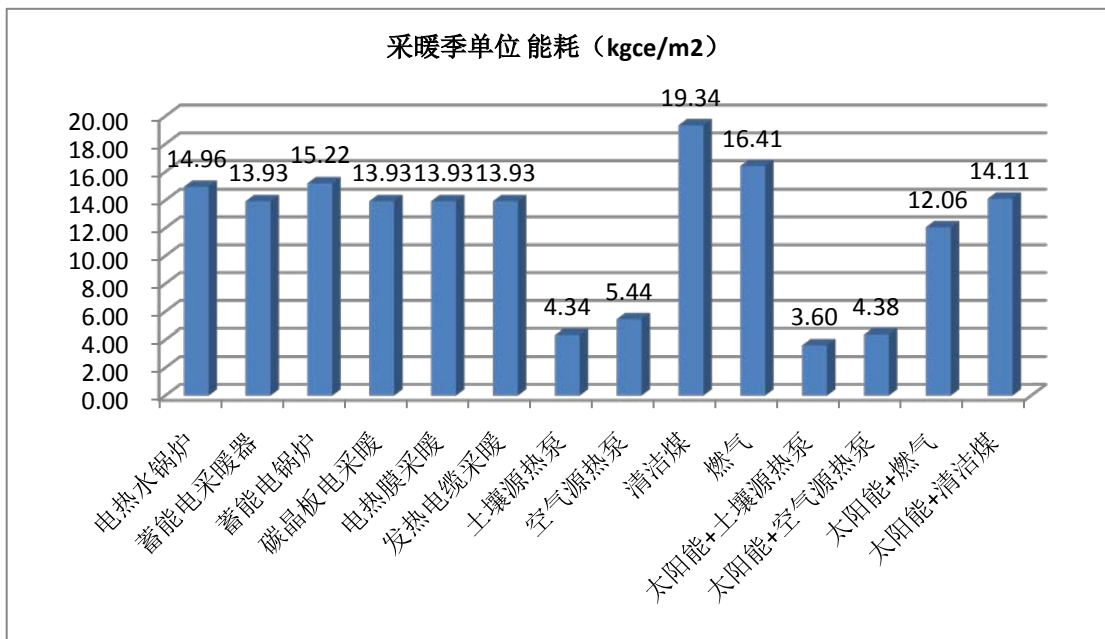
表33. 不同类型采暖技术运行数据

对比项目	电热水锅炉	蓄能电采暖器	电蓄热锅炉	碳晶板电采暖	电热膜采暖	发热电缆采暖	土壤源热泵	低温空气源热泵	清洁煤采暖	燃气壁挂炉	太阳能热水+土壤源热泵采暖	太阳能热水+低温空气源热泵采暖	太阳能热水+燃气壁挂炉采暖	太阳能热水+清洁煤炉具采暖
燃料类型	电	电	电	电	电	电	电	电	型煤	燃气	电	电	燃气	型煤
燃料实物耗量	10383.16 kwh	10383.16 kwh	10383.16 kwh	10383.16 kwh	10383.16 kwh	10383.16 kwh	2466 kwh	3288 kwh	2348.5 kg	1160.47 m <sup>3</sup>	1726.20 kwh	2301.60 kwh	812.33 m <sup>3</sup>	1644 kg
辅助设施(水泵等)实物耗量	768 kwh	0	960kwh	0	0	0	768 kwh	768 kwh	768 kwh	768 kwh	960kwh	960kwh	960kwh	960kwh
采暖季能耗量折合标煤(kgce)	1370.48	1276.09	1394.07	1276.09	1276.09	1276.09	397.46	498.48	1771.97	1503.55	330.13	400.85	1104.40	1292.29
单位面积能耗(kgce/m <sup>2</sup> )	14.96	13.93	15.22	13.93	13.93	13.93	4.34	5.44	19.34	16.41	3.60	4.38	12.06	14.11
住宅采暖季运行费用(元/a)	4750.76	3114.95	3537.35	4412.84	4412.84	4412.84	1374.45	1723.80	2686.49	2983.79	1141.64	1386.18	2274.51	2066.40
单位面积年运行费用(元/m <sup>2</sup> a)	51.86	34.01	38.62	48.18	48.18	48.18	15.00	18.82	29.33	32.57	12.46	15.13	24.83	22.56

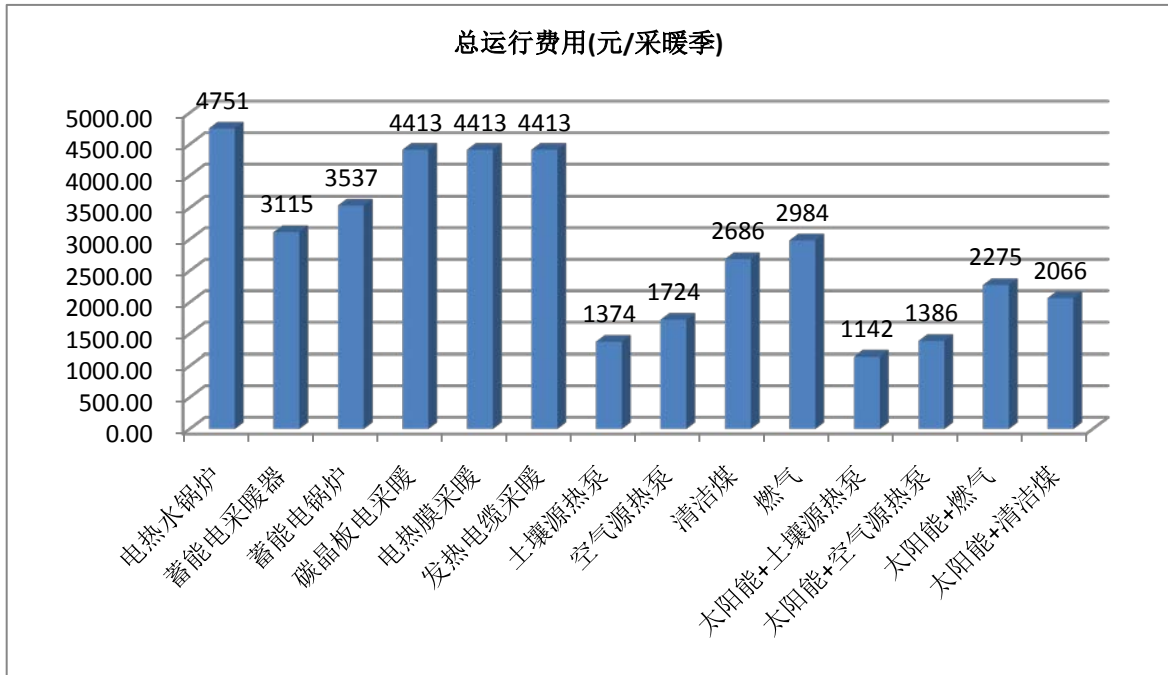
## (二) 采暖季总能耗



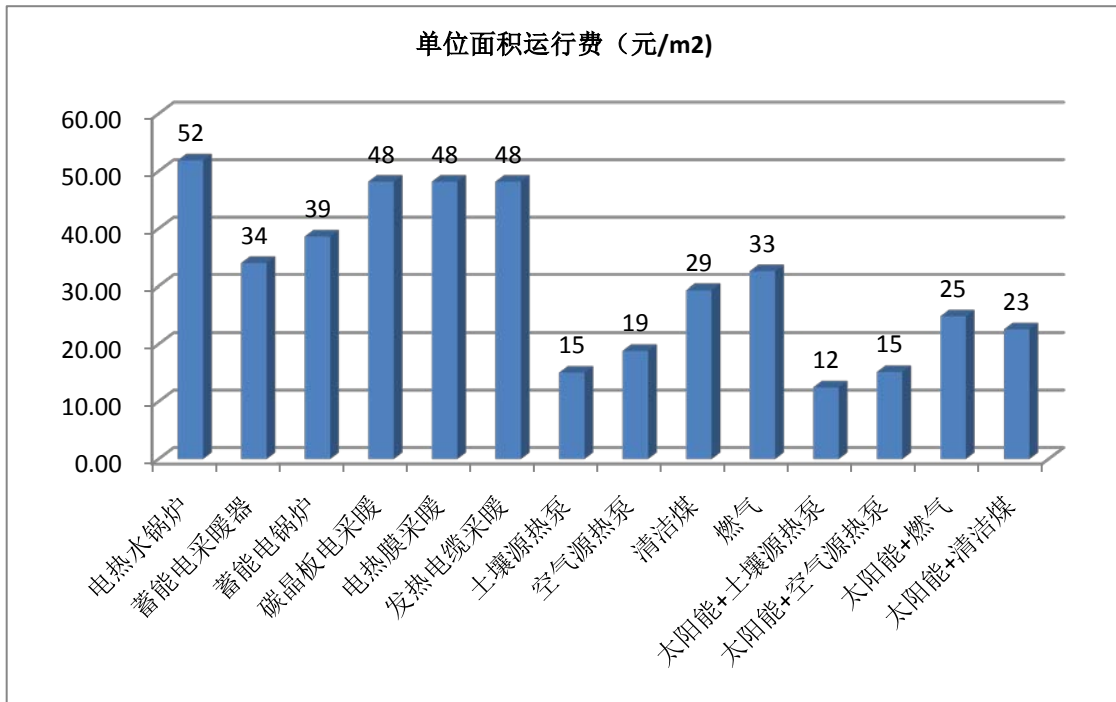
## (三) 采暖季单位能耗



#### (四) 总运行费用



#### (五) 单位面积运行费用



#### (六) 工程运行成本对比小结

1. 常规能源的采暖能耗高于新能源与可再生能源采暖

能耗；太阳能复合能源采暖能耗低于单一能源采暖能耗；

不同类型采暖技术的运行能耗水平：清洁煤采暖的能耗最高（节能建筑为  $19.34\text{kgce}/\text{m}^2$ ，非节能建筑  $42.13\text{kgce}/\text{m}^2$ ），电采暖技术方案、太阳能与清洁煤复合采暖方案、太阳能与燃气复合采暖方案的能耗水平在  $12\text{--}15\text{kgce}/\text{m}^2$ ；太阳能与热泵复合采暖系统以及热泵采暖系统的能耗相对较低，仅为  $3.5\text{--}5.5\text{kgce}/\text{m}^2$ （节能型住宅）。

2. 利用电能直接加热采暖的技术（电热水锅炉、碳晶板、电热膜及发热电缆采暖）运行成本较高；采用蓄能技术进行采暖由于利用了低谷电的政策，运行成本要比直接电采暖低约 30%；低温空气源热泵及土壤源热泵采暖的运行成本仅为直接电加热采暖 30%左右，且低于常规类型的煤及燃气采暖技术。

3. 太阳能与其他能源复合采暖技术的运行成本较低，太阳能与热泵类产品复合采暖技术，运行成本仅为  $10\text{--}12$  元/ $\text{m}^2$ ，约为燃气及型煤采暖的 50%。

### （七）运行成本的影响因素分析

运行费用受能源价格影响较大。在燃气、型煤及电三类能源形式中，北京市已出台上具体的型煤及电价补贴政策。

2013 年及 2014 年北京市政府《北京市农村地区“减煤换煤、清洁空气”行动实施方案》中规定，按“减煤换煤”完成总量每吨 200 元的标准实行奖励补贴。2015 年 4 月，由

北京市社会主义新农村建设领导小组办公室、市发改委等 4 部门联合印发的《关于完善北京农村地区“煤改电”、“煤改气”相关政策的意见》中指出“煤改电”补贴政策将扩大到农村地区，农村地区的煤改电也将享受与城区一样的补贴标准，即由市、区县两级财政各补贴 0.1 元/kWh，农村“煤改电”居民冬季夜间用电的电价也将是 0.1 元/kWh。其次，农村地区的峰谷电价优惠时段也将统一。农村“煤改电”用户享受谷段电价优惠的时间与城区“煤改电”用户相统一，即谷段由现在的 22:00 至次日 6:00 调整为 21:00 至次日 6:00。

受补贴政策的影响，农户的实际运行成本会有较大变化。

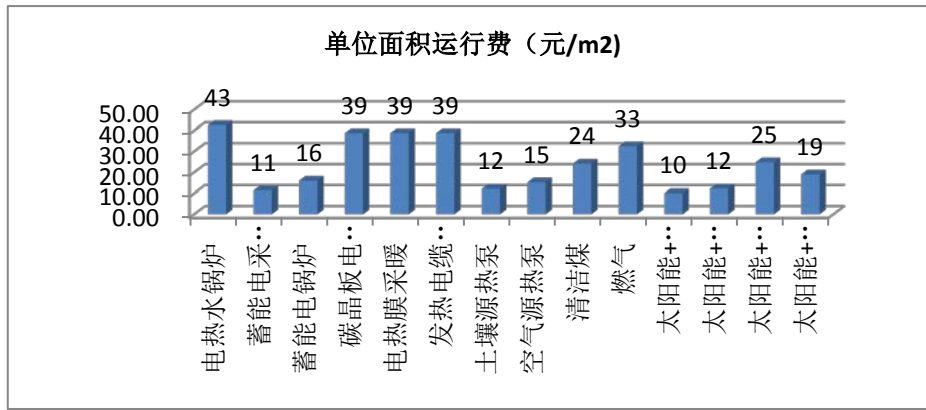
首先，蓄能类电采暖设备的运行成本降幅最大，按补贴后的价格，其运行费用仅为上述价格的 1/3，蓄能式电锅炉和蓄能式电暖器的运行费用分别为 16 元/m<sup>2</sup>、11 元/m<sup>2</sup>，基本可以与热泵采暖、太阳能复合采暖方案的运行成本保持同一水平。

其次，对于其他能源形式包含电能的采暖方案，运行成本也有一定程度降低。本报告中，上述方案电价的计算是按峰谷电时间段进行折算的。低谷电价补贴后，折算电价为 0.343 元/kWh，电能成本降幅约为 19.5%；

第三，型煤锅炉采暖的燃料运行成本降低约 20%。

补贴后不同类型采暖技术单位面积运行费用比较：



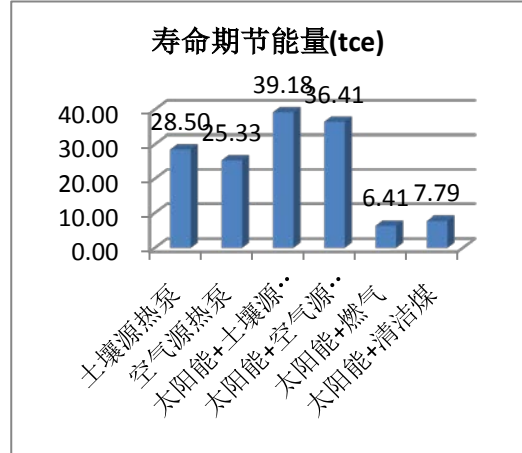
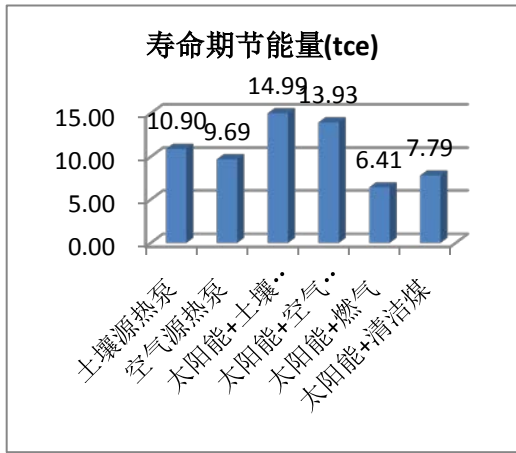
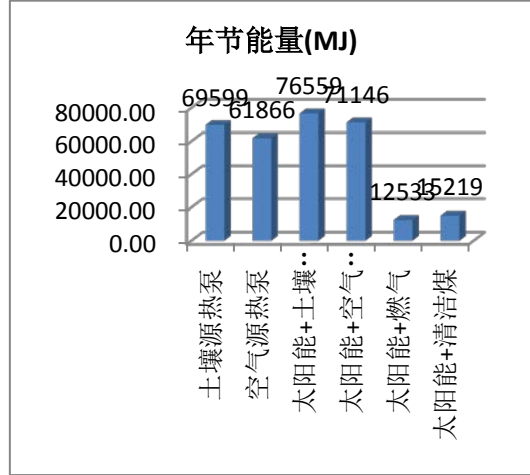
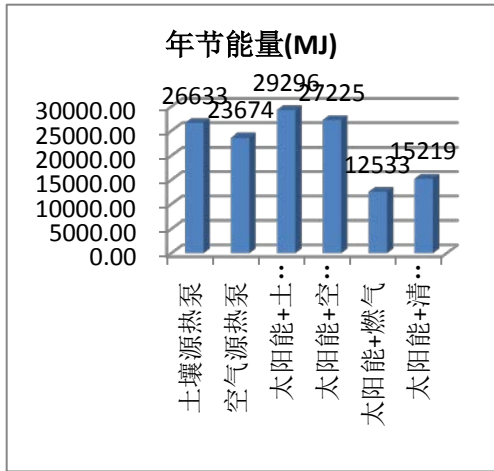


#### 四、节能量

在本课题对比的方案中，单一能源的电采暖、燃气采暖及清洁煤采暖属一次常规能源，不进行节能量的计算；对不同类型的可再生能源能源采暖技术节能量估算见表。

表34. 不同能源供暖方式节能量对比

对比项目	方案五		方案六		方案九		方案十		方案十一	方案十二
	低温空气源热泵		土壤源热泵		太阳能热水+土壤源热泵采暖		太阳能热水+低温空气源热泵采暖		太阳能热水+燃气壁挂炉采暖	太阳能热水+清洁煤炉具采暖
	当量热值计算	等价热值计算	当量热值计算	等价热值计算	当量热值计算	等价热值计算	当量热值计算	等价热值计算		
年节能量 (MJ)	23673.6	61866.14	26632.8	69599.41	29296	76559.35	27224.64	71146.06	12533.08	15218.74
年节标煤量 (tce)	0.81	2.11	0.91	2.37	1.00	2.61	0.93	2.43	0.43	0.52
计算寿命期 (年)	12	12	12	12	15	15	15	15	15	15
寿命期节能量 (tce)	9.69	25.33	10.90	28.50	14.99	39.18	13.93	36.41	6.41	7.79
投资成本 (元)	30390		35128		61400		55987		39334	36828



(当量热值算法)

(等价热值算法)

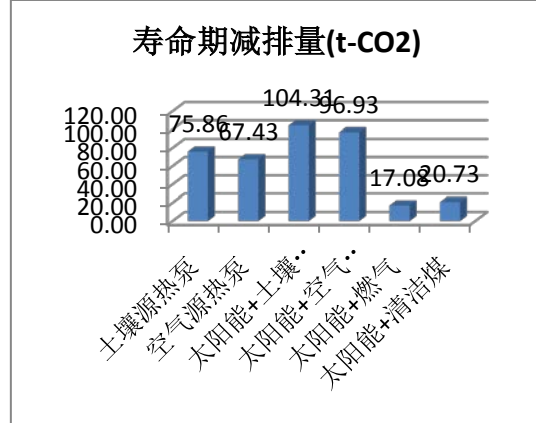
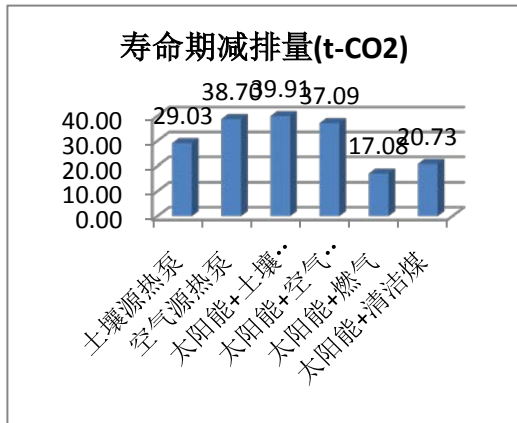
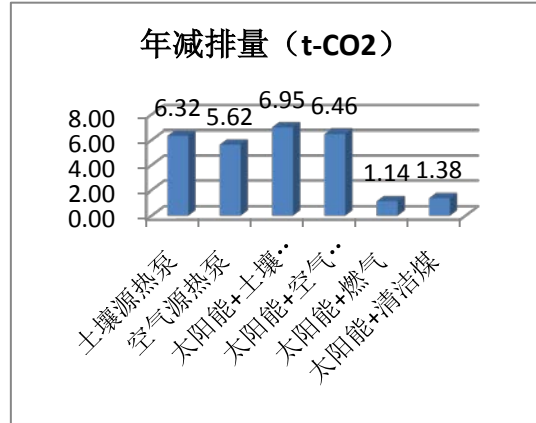
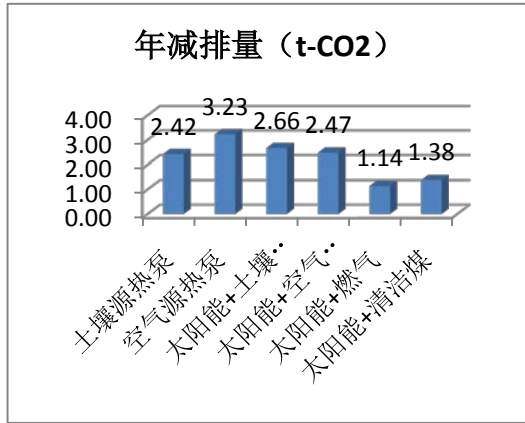
太阳能与热泵复合能源采暖技术节能量约为太阳能与常规燃气、清洁煤复合采暖技术节能量的 200%，节能效果最为明显；

## 五、减排量

在本课题对比的方案中，单一能源的电采暖、燃气采暖及清洁煤采暖属一次常规能源，不进行减排量的计算；对不同类型的可再生能源能源采暖技术减排量估算见表。

表35. 可再生能源供暖方案减排量比较

项目			方案五		方案六		方案九		方案十		方案十一	方案十二
方案描述			低温空气源热泵		土壤源热泵		太阳能热水+土壤源热泵采暖		太阳能热水+低温空气源热泵采暖		太阳能热水+燃气壁挂炉采暖	太阳能热水+清洁煤炉具采暖
能源种类			电		电		电		电		燃气	煤
			当量	等价	当量	等价	当量	等价	当量	等价		
节能型住宅	节能量 (tce)	年	0.81	2.11	0.91	2.37	1.00	2.61	0.93	2.43	0.43	0.52
		寿命期	9.69	25.33	10.90	28.50	14.99	39.18	13.93	36.41	6.41	7.79
	CO2 减排量 (t)	年	2.15	5.62	2.42	6.32	2.66	6.95	2.47	6.46	1.14	1.38
		寿命期	25.80	67.43	29.03	75.86	39.91	104.31	37.09	96.93	17.08	20.73
	粉尘减排量 (t)	年	0.008	0.020	0.009	0.023	0.010	0.025	0.009	0.023	0.004	0.005
		寿命期	0.09	0.24	0.10	0.27	0.14	0.38	0.13	0.35	0.06	0.07
	SO2 减排量 (t)	年	0.013	0.035	0.015	0.039	0.016	0.043	0.015	0.040	0.007	0.009
		寿命期	0.16	0.42	0.18	0.47	0.25	0.65	0.23	0.60	0.11	0.13
NOx 减排量 (t)	年	0.01260	0.03293	0.01418	0.03705	0.01559	0.04075	0.01449	0.03787	0.00667	0.00810	
	寿命期	0.151	0.395	0.170	0.445	0.234	0.611	0.217	0.568	0.100	0.122	



(按当量热值计算)

(按等价热值计算)

太阳能与热泵复合能源采暖技术碳减排效果明显，以CO<sub>2</sub>为例，减排量约为太阳能与常规燃气、清洁煤复合采暖技术减排量的200%。

## 六、综合评价

综上，根据应用案例的监测数据结果分析以及对典型农宅不同类型采暖技术经济性的比较，可以得出：综合初投资、运行费用及运行排放量指标因素，在北京农村地区清洁能源采暖技术中，适宜优先推广太阳能复合能源采暖系统（辅助热源宜选用低温空气源热泵、土壤源热泵及燃气）、低温空

气源热泵、土壤源热泵等新能源与可再生能源清洁采暖技术。

1. **太阳能复合能源采暖系统**（如太阳能与低温空气源热泵、土壤源热泵、燃气等技术）。不仅可以解决住宅的采暖，同时可以满足生活热水的供应，且运行费用低，节能减排效益明显；但系统初投资较高，设计安装相对较复杂，适用于经济收入水平较高的地区或新农村新民居建设过程中推广应用。在辅助能源的选择上，低温空气源热泵适用范围较广，土壤源热泵由于在山区打井难、费用增大等问题，一般适用于平原地区应用；燃气辅助对于天然气供应便利的农村的地区是良好的采暖解决方案。

2. **土壤源热泵**。户内投资约 3.5 万元，单位面积年运行费用 15 元，初投资相对适中，运行费用不高，且安装较为便利，因此该方案也是解决生活用能的经济方案，适合在有电力供应条件的地区推广应用。低温空气源热泵适用于环境温度不低于-15 度的地区，土壤源热泵造价与运行费用受地质条件影响较大，适宜于打井条件便利的平原等地区应用。

3. **空气源热泵**。户内投资约 3 万元，单位面积年运行费用 19 元，户内末端为风机盘管或地板采暖。近几年空气源热泵技术进步明显，据厂家测试-10 度时（北京市采暖室外计算温度-9.7 度）COP=2.3，适宜北京气候使用。同土壤源热泵相比，空气源热泵不需要布孔场地和设备机房，施工周期短，是当前煤改电的一种方式。

4. **电直热供暖技术**（电热膜、低温电缆、碳晶板、直热电锅炉）。是当前农村煤改电的主要方式。户内投资在 0.9 万-1.4 万间，但运行费用高，单位面积年采暖费用约 50 元。建筑能耗低、电力供应充足、经济条件较好、户内人员较少的农户，可采用电直热采暖。碳晶板采暖即插即热，开断灵活，温控方便，不需敷设管线，不需土建施工，改造对生活的影响很小；采用土暖气供暖的用户，可直接用直热式电锅炉替换燃煤小锅炉，施工快，影响小；发热电缆或电热膜，需将电缆或电热膜敷设在墙壁或地面里，改造对用户影响比前两种较大。个别采用电直热采暖的用户，存在因费用高而改回燃煤采暖的可能。

5. **固体蓄能电暖器**采暖户内投资不足万元，单位面积年运行费用 42 元，低于电直热供暖技术。该设备可直插直用，不需要户内改造，不需要专门设备房间和管线安装，改造对农户影响很小，运行费用较低，在农村有一定市场。

6. **蓄热式电锅炉**户内投资约 2.5 万元，单位面积年运行费用 39 元。该技术电力消耗与电直热技术相等，但由于充分利用了峰谷电价，运行费用比直热技术低。因其对电力具有削峰填谷作用，电力公司鼓励用户采用该技术。蓄热电锅炉可直接利用户内散热器采暖末端，改造对农户生活影响较小。

7. **燃气壁挂炉**户内投资约 1.6 万元，单位面积年运行

费用 33 元，户内末端为暖气片或地板采暖。可利用户内现有暖气片与管路，减小户内投资和改造影响。该方式投资较低，费用适中，可提供生活热水并解决炊事用能问题，农民接受度高。在燃气管网 1500 米范围之内，或具有 CNG、LNG 的村庄宜优先采用燃气采暖。

## 第六章 北京市可再生能源技术应用政策建议

### 一、实施可再生能源总量目标考核制度

实施可再生能源总量考核。市人民政府向各区（县）人民政府及重点用能、重点用电单位下达可再生能源利用指标，并进行考核。区（县）人民政府、年能耗超过一定量标准煤的重点用能企业，其可再生能源能源利用总量占能源消费量的需达到一定比例；年电耗超过一定量的用电企业，其可再生能源电力使用量需达到一定比例。

### 二、实施强制推广政策

#### （一）发电

屋顶面积达一定规模以上的新建公共建筑、工业厂房，如具备光伏建设条件，应安装分布式光伏发电系统；

年电耗超过一定量的用电的企业，具备光伏发电建设条件的现有屋顶，应当改造建设分布式光伏发电系统。

#### （二）供热水

其他有生活热水需求的新建建筑，如具备建设条件，应利用屋顶安装太阳能热水系统，太阳能热水系统应与建筑主体同步规划设计、同步施工安装、同步验收交用。

#### （三）供暖

具备热泵供暖建设条件的新建公共建筑、工业厂房和居



民住宅楼，如无采用工业余热、废热的作为供暖热源条件，应当安装热泵供暖系统，并实行与建筑主体同步规划设计、同步施工安装、同步验收交用。

### 三、加大政策支持力度

（一）建立可再生能源投资发展基金。由政府、金融机构、企业共同出资，建立可再生能源发展基金，发挥政府资金的引导作用，以政府投入撬动社会投资，加大对光伏发电、热泵等可再生能源项目资金支持力度。

（二）发行“绿色债券”拓展融资渠道。借鉴欧洲利用绿色债券进行融资的经验，研究试点绿色债券在国内发行的路径，建立绿色债券发行政策体系，为可再生能源企业提供直接融资渠道

（三）政府优先采购可再生能源产品。规定使用政府固定资产投资的项目应使用一定比例的可再生能源；政府机关和事业单位采购产品、服务时应优先购买可再生能源产品和技术。

（四）建立奖励制度。对可再生能源发展做出突出贡献的单位及个人给予适当奖励。

### 四、加大农村地区可再生能源技术支持

（一）加强资金投入和补贴力度。加大农村能源基础设

施的投入，对农户新型采暖设备进行补贴，对农民采暖消费的电力、燃气与城市实施同等优惠鼓励政策；出台相关政策措施，在电力负荷允许的条件下，使自行改造用户享受整村改造同样的峰谷电价和时段，并取消用户采暖季阶梯电价。

（二）继续实施农宅节能改造。将建筑保温视为住宅建设的重要内容和减少能耗、降低费用的重要手段；将政府补贴和农户自筹资金相结合，提高农户保温改造的资金投入，提升保温改造水平。

（三）加快技术进步和产业升级。研究开发适应农村特点和农户需求的技术设备，提高产品的变负荷适应能力、能效水平、检测与自控水平，提升产品寿命，降低初投资与维护成本，使农村煤改电、煤改电的推行具有技术条件和设备保障。