

ICS 27.010

CCS P 02

DB 11

北京市地方标准

DB 11/T 1774—20XX

代替 11/T1774-2020

建筑新能源应用设计规范

Design specification for new energy application in buildings

(征求意见稿)

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

北京市市场监督管理局 发布

目 次

前 言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 设计策划 4

 4.1 一般规定 4

 4.2 能源条件 4

 4.3 总体设计 5

 4.4 能源监控与计量 6

5 新能源应用设计 6

 5.1 光热应用设计 6

 5.2 光伏应用设计 11

 5.3 浅层地埋管地源热泵应用设计 15

 5.4 中深层水热型供热应用设计 18

 5.5 中深层地埋管供热应用设计 21

 5.6 再生水源热泵应用设计 24

 5.7 空气源热泵应用设计 28

 5.8 其他新能源应用设计 29

 5.9 多能耦合系统热源部分设计 30

6 安全要求 30

 6.1 光热应用 30

 6.2 光伏应用 30

 6.3 浅层地埋管地源热泵应用 30

 6.4 中深层水热型供热应用 31

 6.5 中深层地埋管供热应用 32

 6.6 空气源热泵应用 33

7 智慧能源管理系统应用 34

 7.1 一般规定 34

 7.2 系统功能设计 34

 7.3 数据管理要求 35

 7.4 运维管理要求 35

附 录 A （资料性） 新能源应用设计策划 36

附 录 B （资料性） 新能源电力占比统计 39

附 录 C （资料性） 冷源系统综合性能系数 41

附 录 D （资料性） 太阳能资源数据及太阳能保证率推荐值 45

附 录 E （资料性） 太阳能集热器面积补偿计算参考数据 46

附 录 F （规范性） 保温层厚度计算方法 47

附 录 G （资料性） 岩土热响应试验 48

附 录 H （资料性） 数值模拟软件：地热计算器 48

附 录 I （资料性） 中深层地热开发利用评价报告 53

附 录 J （规范性） 中深层地热回灌试验要求 53

附 录 K （资料性） 再生水换热量计算 55

附 录 L （资料性） 城镇污水源热泵水质控制项目及限值 55

附 录 M （资料性） 平衡点温度计算方法 58

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件替代GB/T 1774—2020《建筑新能源应用设计规范》，与GB/T 1774—2020相比，除结构调整和逻辑性改动外，主要技术变化如下：

- a) 删除了新能源系统、电力路由器、地源热泵系统、地埋管换热系统的术语和定义（见2020年版3.2、3.4~3.6）；增加了等效电法、碳排放强度、浅层地热能、地埋管地源热泵系统、系统全年能效比、中深层水热型供热系统、地热管网、中深层地埋管供热系统、地热换热系统、中深层地热换热器、地热换热井、热源侧循环介质的术语和定义（见3.3~3.6、3.9~3.16）；
- b) 增加了新能源供热和光伏的总体要求（见4.1.9、4.1.10）；删除了的电动压缩式冷水机组内容（见2020版4.3.12、4.3.13），增加了等效电法内容（见4.3.12）；
- c) 删除了不同类型太阳能集热器性能参数（见2020版表3），增加了集热器应符合的技术要求（见5.1.2）；增加了太阳能光热系统贮热水箱应满足的要求（见5.1.3）；增加了光伏系统设计施工中应充分考虑的结构安全、防水、防雷、防火等保障性要求、光伏系统可行性评估及发电量预估要求（见5.2.1）；删除了与当前市场中光伏组件参数不符的建筑光伏阵列组件计算参考值（见2020版6.2.5），增加了计算中需考虑的不利影响因素（见5.2.2）；删除了一体化组件中透光率量化要求及硅片填充率要求（见2020版6.3.3），增加了一体化组件与建筑协调的要求、特殊色彩组件的性能验证要求、光伏幕墙构件防坠落要求（见5.2.3）；增加了光伏系统汇流箱的性能要求（见5.2.4）；增加了光伏系统无金属边框组件防雷要求（见5.2.7）；增加了既有建筑增设光伏系统时防护安全要求（见5.2.8）；
- d) 删除了地埋管地源热泵系统（见2020年版第7章）；
- e) 增加了浅层地埋管地源热泵应用设计、中深层水热型供热应用设计、中深层地埋管供热应用设计（见5.3、5.4、5.5）；
- f) 删除了户用空气源热泵性能要求（见2020版9.2.4），修改了融霜时间要求（见5.7.2）；增加了空气源热泵机组的能效指标要求、室外机的间距和安全防护要求（见5.7.2）；增加了空气源热泵集中供热系统机组台数的控制要求、设计要求、监控系统功能要求（见5.7.4）；
- g) 增加了其他新能源应用设计、新能源应用安全要求、智慧能源管理系统应用（见5.8、第6章、第7章）；
- h) 删除了调试与管理（见2020年版第10章）。

本文件由北京市发展和改革委员会提出并归口。

本文件由北京市发展和改革委员会组织实施。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

建筑新能源应用设计规范

1 范围

本文件规定了建筑新能源应用的设计策划、新能源应用设计、安全要求、智慧能源管理系统应用等内容。

本文件适用于建筑新能源应用设计。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 2589 综合能耗计算通则

GB 4053 固定式钢梯及平台安全要求

GB/T 6424 平板型太阳能集热器

GB/T 8175 设备及管道绝热设计导则

GB/T 14848 地下水质量标准

GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则

GB/T 17581 真空管型太阳能集热器

GB 18918 城镇污水处理厂污染物排放标准

GB 19517 国家电气设备安全技术规范

GB/T 21086 建筑幕墙

GB/T 21714.2 雷电防护 第2部分 风险管理

GB/T 25127.1 低环境温度空气源热泵(冷水)机组 第1部分:工业或商业用及类似用途的热泵(冷水)机组

GB/T 25127.2 低环境温度空气源热泵(冷水)机组 第2部分:户用及类似用途的热泵(冷水)机组

GB/T 25857 低环境温度空气源多联式热泵(空调)机组

GB/T 26976 太阳能空气集热器技术条件

GB/T 28746 家用太阳能热水系统储水箱技术要求

GB/T 34913 《民用建筑能耗分类及表示方法》

GB/T 34933 光伏电站汇流箱检测技术规程

GB/T 34936 光伏电站汇流箱技术要求

GB/T 35727 中低压直流配电电压导则

GB/T 36963 光伏建筑一体化系统防雷技术规范

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 37526 太阳能资源评估方法

GB/T 40703 太阳能中温工业热利用系统设计规范
GB/T 45650 二氧化碳空气源热泵机组
GB 50016 建筑设计防火规范
GB 50057 建筑物防雷设计规范
GB 50366 浅层地埋管地源热泵系统工程技术规范
GB 50736 民用建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB/T 51161 民用建筑能耗标准
GB/T 51368 建筑光伏系统应用技术标准
GB 55015 建筑节能与可再生能源利用通用规范
GB 55024 建筑电气与智能化通用规范
CJJ 101 埋地塑料给水管道工程技术规程
JGJ 133 金属与石材幕墙工程技术规范
JGJ/T 365 太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范
DB11/T 461 民用建筑太阳能热水系统应用技术规程
DB11/T 635 村镇住宅太阳能采暖应用技术规程
DB11/T 687 公共建筑节能设计标准
DB11/ 890 城镇污水处理厂水污染物排放标准
DB11/ 891 居住建筑节能设计标准
DB11/T 1253 地埋管地源热泵系统工程技术规范
DB11/T 1413 民用建筑能耗指标
DB11/T 1419 通用用能设备碳排放评价技术规范
DB11/T 2039 中深层地热供热技术规范 水热

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

新能源 new energy

本文件涉及的新能源包括：太阳能光伏、浅层地热能、中深层地热能、空气源热泵、太阳能光热等新能源。

3.2

建筑新能源应用 application of new energy for buildings

结合建筑所在地区资源禀赋特征，整合多元用能场景需求，以多样化模式构建多能互补综合能源系统的应用过程。

3.3

等效电法 electricity equivalent approach

基于各种能源在现有技术条件下转换为电力时的最大转换能力，将建筑使用的各种能源转换为电能进行换算和分析的方法。等效电用kWh表示。

3.4

碳排放强度(Cint) carbon emission intensity

计算周期内，区域供冷供暖系统累计二氧化碳排放量与累计供能量的比值。

3.5

浅层地热能 shallow geothermal energy

从地表至地下几百米深度范围内，储存于水体、土体、岩石中的温度低于 25℃，采用热泵技术可提取用于建筑物供热或制冷等的地热能。

3.6

地埋管地源热泵系统 ground-coupled heat pump system

以岩土体为低温热源，以地埋管为换热方式，以水为传热介质，由水源热泵机组、地热能交换系统、建筑物内系统组成的供冷、供热系统。

3.7

岩土热响应试验 rock-soil thermal response test

通过测试仪器，对项目所在场区的勘察测试孔进行一定时间的连续换热试验，获得项目场区岩土体的初始平均温度、岩土体综合热物性及岩土体换热能力等参数。

3.8

岩土体综合热物性参数 parameter of the rock-soil thermal properties

不含回填材料在内的，地埋管换热器深度范围内，岩土的综合导热系数、综合比热容等。

3.9

系统全年能效比 (AEER) AEER of energy system

系统全年累计供能量(累计供冷量+累计供热量)与全年总耗电量的比值。

3.10

中深层水热型供热系统 medium-deep geothermal water-heat type heating system

以中深层地热水为热源，用直接或间接方式获取其热量，为热用户提供供热服务的系统。

3.11

地热管网 geothermal network

地热水由开采井输送至能源站，且经换热后再输送至回灌井的管道。

3.12

中深层地热地埋管供热系统 medium deep geothermal buried pipe heating system

以中深层岩土体为热源，由地热换热系统、水源热泵系统、监测与控制系统组成的供热系统。

3.13

地热换热系统 geothermal heat exchange system

循环介质通过中深层地热换热器与中深层岩土体进行热交换的换热系统。

3.14

中深层地热换热器 medium deep geothermal borehole heat exchanger

深埋地下的密闭循环管组成的换热器，供循环介质与中深层岩土体换热使用。

3.15

地热换热井 borehole for geothermal heat exchange

全井封闭（包含底端），可安装换热器与周围地层、岩体或构造带进行换热的井状结构。

3.16

热源侧循环介质 circulating medium in heat source side

中深层地热地理管供热系统中，通过中深层地热换热器与中深层岩土体进行热交换的一种液体，一般为水或水溶液。

3.17

再生水 reclaimed water, renovated water

污水经过处理后，达到一定的水质标准，满足某种使用功能要求，可以进行有益使用的水。

3.18

二级水 secondary treated wastewater

污水在一级处理的基础上，主要采用生物处理方法去除溶解性污染物，达到二级处理标准的再生水。

3.19

中水 tertiary treated wastewater

污水处理厂的二级出水再经过深度处理后得到的再生水。

3.20

再生水源热泵系统 sewage source heat pump system

以再生水为低温热源，由水源热泵机组、再生水换热系统、建筑物内末端系统组成的供冷供热系统。

4 设计策划

4.1 一般规定

4.1.1 建筑新能源应用设计时，应结合项目所在地能源供应条件、新能源资源禀赋、地质勘查条件、建筑用能需求、建筑末端形式、区域气候条件，选用适宜的新能源系统形式与应用模式，并评估对周边区域环境的影响。

4.1.2 新能源应用设计应明确新能源应用目标并分解到专业，策划与管理内容见附录 A。

4.1.3 建筑室外新能源设备应确保自身结构安全和雷电隔离防护安全。

4.1.4 建筑设计能耗应符合 GB/T 51161 能耗指标约束值。

4.1.5 应采用适宜的分级、分户、分类和分项计量方式。

4.1.6 应明确建筑能效设计目标，制定能效提升措施。

4.1.7 应提出新能源系统运行能效检测指标和监测数据反馈方式。

4.1.8 新建、改建、扩建供暖项目新能源供热装机占比原则上不低于 60%。

4.1.9 新建公共机构建筑、新建园区、新建厂房屋顶安装光伏发电面积比例应不低于 50%，居住建筑应不低于 40%。改造建筑具备光伏安装条件时宜参照执行。

4.2 能源条件

4.2.1 太阳能光热、光伏系统应用前，应结合建筑外观、结构荷载、布置面积、功能需求、电价政策等条件进行技术经济分析，设计采用的太阳能资源数据应符合 GB/T 37526 的规定。

4.2.2 浅层地热能、中深层地热能应用前，应根据项目容积率、建筑类型、负荷特性及工程勘察结果

评估地埋管换热系统实施的可行性及经济性。

4.3 总体设计

4.3.1 新能源系统设计时，应按表 1 策划完成新能源应用设计专业配置，并制定专业协同计划。

表 1 新能源应用设计专业配置

新能源应用设计子项		选择	专业配置					
			建筑与总图	结构	暖通	给排水	电气	经济
自建模式 (建设用地内)	光热系统	●	■	■	■	□	□	■
	光伏系统	●	■	■	□	□	■	■
	浅层地埋管地源热泵系统	○	■	□	■	□	□	■
	再生水源热泵系统	○	■	□	■	■	□	■
	空气源热泵系统	○	■	□	■	□	□	■
外部输入模式 (建设用地外)	区域新能源供热、供冷管线输入	○	■	□	■	□	□	■
	新能源电网专线输入	○	■	□			■	■
	新能源交易 (绿电/绿证交易量计算)	●	■		□	□	■	□
其它	峰谷负荷柔性调控	●	■		■	□	■	□
注：●表示通常应选择，不具备应用条件应说明原因；○表示可能具备应用条件，结合具体项目选择； ■表示新能源设计方案主要专业；□表示新能源设计方案协同专业，结合具体项目确定。								

4.3.2 新建、扩建和改建的公共建筑应按照 DB11/T 687 的相关规定，进行必要的勘查并按表 2 完成计算和预测，提出各子项的设计参数，评估确定新能源应用方案。

表 2 计算分析任务分解表

序号	专业计算项目	常规系统 能耗计算	室外景观 能耗计算	充电系统 能耗计算	工艺系统 能耗计算	自建新能源 预测计算	输入新能源 预测计算
1	供热	■			□	■	□
2	供冷	■			□	□	□
3	供配电	■	■	■	□	■	■

4	给排水	■	□		□	□	
5	经济	□	□	□	□	■	■
6	其它子项 (策划时补充)	适用时	适用时	适用时	适用时	适用时	适用时
7	建筑综合汇总	■	■	■	■	■	■
注：■ 表示应包括，计算结果是零也应分析或说明原因；□ 表示按具体情况确定是否配合计算； 如果计算分析任务存在其它子项，策划时确定任务内容。							

4.3.3 应确定供能与用能系统框架和设计目标，明确主要设备效率指标和主要系统能效指标。

4.3.4 应结合具体项目规模、应用需求和目标定位，明确新能源系统主要设备和损耗材料的设计使用寿命，以及运行温度、防护等级、通风散热条件要求。

4.3.5 应完成新能源供给的建筑能源结构占比计算，其中新能源电力占可比单位面积非供暖能耗的比例计算，见附录 B。

4.3.6 采用新能源系统的建筑不应应对周边建筑及公共环境产生不利影响。

4.3.7 建筑新能源设备荷载应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

4.3.8 既有建筑上附加新能源系统时，应对既有建筑的结构安全性和耐久性、电气安全性及建筑耐火等级进行复核。

4.3.9 电驱动蒸汽压缩循环冷水(热泵)机组名义工况制冷性能系数 COP 值应符合 DB11/T 687 的规定。

4.3.10 单台电驱动蒸汽压缩循环冷水(热泵)机组制冷综合部分负荷性能系数 IPLV 值应符合 DB11/T 687 的规定。

4.3.11 采用地源或污水源释热的水冷式制冷机组时，冷源系统综合性能系数 SCOP 值应按本文件附录 C 计算确定，且不应低于附录 C 规定的限值。

4.3.12 建筑能耗中的电力和化石能源统一折算应符合 GB/T 34913 规定，按等效电法折算建筑综合电耗应符合 GB/T 51161 规定，建筑用能单位、次级用能单位或组成部分的综合能耗计算应符合 GB/T 2589 规定。

4.4 能源监控与计量

4.4.1 应监测新能源各子系统运行参数和运行状态，且计量器具应符合 GB 17167 的规定。

4.4.2 确定新能源系统监测参数、监测范围。

4.4.3 新能源及相关系统应具有数据监测分析和数据上传功能。

4.4.4 新能源监控点位数量在包含系统运行所需监控点以外宜预留不少于 10%备用。

4.4.5 建筑综合能源系统网络架构应结合常规能源与新能源供应条件、能源质量、需求侧管理措施、并网监控与计量等相关因素进行多方案技术经济比选。

4.4.6 设计采用的分项计量项目名称和编码规则应符合 DB11/T 687 的规定。

4.4.7 大型公共建筑的新能源系统应具备运行监测数据上传功能。

5 新能源应用设计

5.1 光热应用设计

5.1.1 一般规定

5.1.1.1 太阳能光热系统应满足安全、经济、美观的要求，应便于安装和维护，应与建筑物整体及周围环境相协调。

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

5.1.1.3 太阳能光热系统应根据使用条件采取防冻、防结露、防过热、防雷、防雹、抗风、抗震和保证电气安全等技术措施。

5.1.1.4 采用真空管型的直接式太阳能集热系统应设置水位监测和补水系统。

5.1.1.5 太阳能光热系统应优先选用清洁能源作为辅助能源。

5.1.1.6 在既有建筑上增设或改造太阳能光热系统，应经过建筑结构安全复核，满足建筑结构及其他相应的安全性要求，并通过施工图设计文件审查合格后，方可实施。

5.1.2 集热应用设计

5.1.2.1 太阳能热水系统负荷计算应符合 DB11/T 461 的规定，太阳能采暖系统负荷计算应符合 DB11/T 635 的规定，太阳能空调系统负荷计算应符合 DB11/T 687 和 DB11/T 891 的规定。

5.1.2.2 公共建筑宜选择集中式太阳能光热系统，居住建筑宜选择分散式太阳能光热系统。

5.1.2.3 平板型太阳能集热器应符合 GB/T 6424 的规定，真空管型太阳能集热器应符合 GB/T 17581 的规定，空气集热器应符合 GB/T 26976 的规定，槽式集热器应符合 GB/T 40703 的规定。

5.1.2.4 用于太阳能热水系统的集热器总面积宜按下列方法计算：

a) 直接式太阳能热水系统集热器面积应按公式（1）计算：

$$A_c = \frac{Q_w C_w (t_{\text{end}} - t_i) f}{J_T \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \quad (1)$$

式中：

A_c ——集热器总面积，单位为平方米（ m^2 ）；

Q_w ——日均用水量，单位为升每天（ L/d ）；

C_w ——水的定压比热容，单位为千焦每千克摄氏度 [$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$]；

t_{end} ——贮热水箱内的设计温度，单位为摄氏度（ $^\circ\text{C}$ ）；

t_i ——水的初始温度，单位为摄氏度（ $^\circ\text{C}$ ）；

f ——太阳能保证率（%），宜参考本文件附录D选取；

J_T ——集热器采光面上的年平均日太阳辐照量，单位为千焦每平方米天 [$\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$]，宜参考本文件附录D选取；

η_{cd} ——基于总面积的集热器平均集热效率（%），根据经验取值宜为0.25 ~ 0.50，具体取值应根据集热器产品的实际测试结果，由设备供应商提供；

η_L ——管路及贮热装置热损失率（%），根据经验取值宜为0.20 ~ 0.30。

b) 间接式太阳能热水系统集热器面积应按公式（2）计算：

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

式中：

A_c ——集热器总面积，单位为平方米（ m^2 ）；

A_{IN} ——间接系统集热器总面积，单位为平方米（ m^2 ）；

F_{RUL} ——集热器总热损系数, 单位为瓦每平方米摄氏度 $[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$; 平板型集热器宜取 $(4 \sim 6) W/(m^2 \cdot ^\circ C)$, 真空管型集热器宜取 $(1 \sim 2) W/(m^2 \cdot ^\circ C)$, 具体数值应根据集热器产品的实际测试结果, 由设备供应商提供;

U_{hx} ——换热器传热系数, 单位为瓦每平方米摄氏度 $[W/(m^2 \cdot ^\circ C)]$;

A_{hx} ——换热器换热面积, 单位为平方米 (m^2) 。

5.1.2.5 用于太阳能采暖系统的集热器总面积宜通过动态模拟计算确定。采用简化计算方法时, 应符合下列规定:

a) 短期蓄热直接式太阳能采暖系统集热器总面积应按公式 (3) 计算:

$$A_c = \frac{86400 Q_j f}{J_{T,12} \eta_{cd} (1 - \eta_L)} \quad (1)$$

式中:

86400 ——瓦时与焦耳的转换系数, 单位为焦耳每瓦天 $(J/W \cdot d)$;

Q_j ——太阳能集热系统设计负荷, 单位为瓦 (W) ;

$J_{T,12}$ ——集热器采光面上12月平均日太阳辐照量, 单位为 $[J/(m^2 \cdot d)]$ 。

b) 季节蓄热直接式太阳能采暖系统集热器总面积应按公式 (4) 计算:

$$A_{c,s} = \frac{86400 Q_j f D_s}{J_a \eta_{cd} (1 - \eta_L) (D_s + (365 - D_s) \eta_s)} \quad (2)$$

式中:

$A_{c,s}$ ——季节蓄热直接系统集热器总面积, 单位为平方米 (m^2) ;

J_a ——集热器采光面上的年平均日太阳辐照量, 单位为焦每平方米天 $[J/(m^2 \cdot d)]$, 参考本文件附录D选取;

D_s ——北京地区采暖期天数, 单位为天 (d) , 取121d;

η_s ——季节蓄热系统效率 $(\%)$, 根据经验宜取0.7~0.9。

c) 间接式太阳能采暖系统集热器总面积按本文件公式 (2) 计算。

5.1.2.6 用于太阳能空调系统的集热器总面积宜通过动态模拟计算确定。采用简化计算方法时, 应符合下列规定:

a) 直接式太阳能空调系统集热器总面积应按公式 (5) 计算:

$$A_c = \frac{Q \cdot r}{J \eta_{cd} (1 - \eta_L) \cdot COP} \quad (1)$$

式中:

Q ——空调冷负荷, 单位为瓦 (W) ;

r ——设计太阳能空调负荷率 $(\%)$; 宜取40%~50%;

J ——空调设计日集热器采光面上的最大总太阳辐照度, 单位为瓦每平方米 (W/m^2) , 宜取800 $W/m^2 \sim 900 W/m^2$;

COP ——热力制冷机组性能系数, 无量纲, 根据经验取值宜为0.6~0.7, 具体数值由设备供应商提供。

b) 间接式太阳能空调系统集热器总面积按公式 2 计算。

5.1.2.7 太阳能集热器宜在朝向正南，或南偏东、偏西 20° 的朝向范围内设置；系统全年使用时，倾角宜取 40° ；系统侧重夏季使用时，倾角宜取 30° ；系统侧重冬季使用时，倾角宜取 50° ；当受实际条件限制，安装倾角无法满足要求时，应按公式（6）对集热器面积进行补偿计算：

$$A_B = \frac{A_s}{R_s} \dots\dots\dots (1)$$

式中：
A_B ——进行面积补偿后实际确定的太阳能集热器面积，单位为平方米（m²）；
A_s ——按集热器方位正南，倾角为40° ，计算得出的太阳能集热器总面积，单位为平方米（m²）；
R_s ——太阳能集热器补偿面积比，见附录E。

5.1.2.8 放置在建筑外围护结构上的太阳能集热器，冬至日集热器采光面的日照时数不应少于 6 h。前、后排集热器之间应留有安装、维护操作的间距，排列应整齐有序。

5.1.2.9 放置在屋面或集热场地上的集热器，前后间距应按公式（7）下式计算：

$$D = H \times \cot h \times \cos \gamma_0 \dots\dots\dots (1)$$

式中：
D——日照间距，单位为米（m）；
H ——前方障碍物的高度，单位为米（m）；
h ——计算时刻的太阳高度角，单位为度（° ）；
γ₀——计算时刻太阳光线在水平面上的投影线与集热器表面法线在水平面上的投影线之间的夹角，单位为度（° ）。

5.1.3 贮热水箱

- 5.1.3.1 太阳能光热系统贮热水箱应符合 GB/T 28746 的要求。
- 5.1.3.2 太阳能光热系统贮热水箱可设置在地下室、顶层设备间或技术夹层中，其位置应满足安全运转以及便于维护的要求。
- 5.1.3.3 设置贮热水箱的位置应具有相应的排水、防水措施。
- 5.1.3.4 贮热水箱上方及周围应留有不小于 600 mm 的检修空间。
- 5.1.3.5 贮热水箱进出口处流速宜小于 0.04 m/s，且宜采用水流分布器。
- 5.1.3.6 贮热水箱容积应按下列方法计算：

a) 用于太阳能热水系统的贮热水箱容积宜按公式（8）计算：

$$V_X = K_T \times Q_W \dots\dots\dots (1)$$

式中：
V_X——贮热水箱有效容积，单位为升（L）；
K_T——太阳能热水系统贮热水箱有效容积修正系数，无量纲，宜取1.2~1.5；
Q_W——日平均热水产量，单位为升（L）。

b) 用于太阳能采暖系统或太阳能空调系统的贮热水箱容积应根据设计蓄热时间周期及蓄热量等参数通过模拟计算确定。采用简化方法计算时，可按表 3 规定的范围选取。

表 3 太阳能采暖/空调系统贮热水箱容积估算表

系统类型	单位采光面积的贮热水箱容积
------	---------------

太阳能采暖系统	40 L/m ² ~ 300 L/m ²
太阳能空调系统	20 L/m ² ~ 80 L/m ²

5.1.4 水力计算

5.1.4.1 太阳能集热系统应通过水力计算确定系统管路的管径、长度、布置方式及水力平衡装置。

5.1.4.2 太阳能集热系统的循环水泵的流量计算应按公式（9）计算：

$$G_s = g A \cdots \cdots (1)$$

式中：

G_s ——单块太阳能集热器工质的设计流量，单位为立方米每小时（m³/h）；

g ——集热器工质的单位面积流量，单位为立方米每小时平方米[m³/（h·m²）]，应根据太阳能集热器产品技术参数确定，当无相关技术参数时，宜根据不同的系统按表4取值。

A ——单块太阳能集热器的总面积，单位为平方米（m²）。

表 4 太阳能集热器的单位面积流量

系统类型		太阳能集热器的单位面积流量 [m ³ /（h·m ² ）]
太阳能热水系统		0.054 ~ 0.072
太阳能采暖系统	大型太阳能集热系统 （集热器总面积大于100m ² ）	0.021 ~ 0.06
	小型直接式太阳能供热采暖系统	0.024 ~ 0.036
	小型间接式太阳能供热采暖系统	0.009 ~ 0.012
	太阳能空气集热器供热采暖系统	36
太阳能空调系统	真空管型太阳能集热器	0.032 ~ 0.072
	平板型太阳能集热器	0.065 ~ 0.080
	大型太阳能集热系统 （集热器总面积大于100m ² ）	0.020 ~ 0.060

5.1.4.3 太阳能集热系统循环水泵的扬程计算应符合下列要求：

a) 开式太阳能集热系统循环水泵的扬程应按公式（10）计算：

$$H_x = h_{jx} + h_j + h_z + h_f \cdots \cdots (1)$$

式中：

H_x ——循环水泵扬程，单位为千帕（kPa）；

h_{jx} ——集热系统循环管道沿程与局部阻力损失之和，单位为千帕（kPa）；

h_j ——集热器的阻力损失，单位为千帕（kPa）；

- h_z ——集热器与贮热水箱最低水位之间的几何高差，单位为千帕（kPa）；
 h_f ——附加阻力，单位为千帕（kPa），取20 kPa ~ 50 kPa。
b) 闭式太阳能集热系统循环水泵的扬程应按公式（11）计算：

$$H_x = h_{jx} + h_e + h_j + h_f \cdots \cdots (2)$$

式中：
 h_e ——换热器阻力损失，单位为千帕（kPa）。

5.1.5 保温

- 5.1.5.1 太阳能光热系统的加热设备、集热蓄热装置、贮热水箱、热水供水管道、机械循环的回水管道、有冰冻可能的自然循环回水管道均应设置保温。
5.1.5.2 保温层的厚度计算公式见附录 F。
5.1.5.3 保温设计应符合 GB 50736 和 GB/T 8175 的规定。

5.1.6 监控系统

- 5.1.6.1 太阳能光热系统宜设置集中监控系统，不具备集中监控条件时宜设置本地自动控制系统。
5.1.6.2 太阳能集热系统应采用温差循环，并宜采用变流量运行。
5.1.6.3 太阳能集热系统防冻控制应符合下列规定：

- a) 太阳能集热系统的防冻设计宜根据集热系统类型按表 5 选取；

表 5 太阳能集热系统的防冻设计选型

太阳能集热系统类型		直接系统	间接系统
防冻设计类型	排空系统	●	—
	排回系统	—	●
	防冻液系统	—	●
注：表中“●”为可选用项。			

- b) 采用排空和排回防冻措施的直接和间接式太阳能集热系统宜采用定温控制。当太阳能集热系统出口温度低于设定的防冻执行温度时，应通过控制器启闭相关阀门排空集热系统中的水或将水排回贮水箱；
c) 采用循环防冻措施的直接式太阳能集热系统宜采用定温控制。当太阳能集热系统出口温度低于设定的防冻执行温度时，控制器应启动循环泵进行防冻循环。

5.1.7 辅助能源

- 5.1.7.1 太阳能光热系统应设置辅助能源。
5.1.7.2 辅助能源设计时应分析建设项目所在地的余热、市政热力、燃气、电力供应条件和建筑用能特点，经论证比较后选用。
5.1.7.3 辅助能源装置的容量宜按最不利条件进行设计。

5.2 光伏应用设计

5.2.1 一般规定

5.2.1.1 规划和建筑设计应为建筑光伏系统利用创造条件。

5.2.1.2 建筑及室外附属设施的太阳直射光充足的受光面，宜设建筑光伏系统。

5.2.1.3 建筑设计方案应包括至少一种建筑一体化的光伏系统。非一体化光伏系统应与建筑主体完成相关设计校验。

5.2.1.4 光伏发电系统应与建筑及周边环境相协调，并应符合安全可靠、适用、环保、美观，便于清洗和维护的要求。

5.2.1.5 光伏发电系统的设计施工应充分考虑并满足建筑在结构承载、防水、防火、防雷、耐腐蚀、热工、抗震、采光等方面的要求。

5.2.1.6 光伏系统工程应进行勘察与可行性评估，并根据规划设计进行发电量预估。

5.2.1.7 光伏系统应优先选用环保低碳、节能高效的材料和设备。

5.2.2 阵列布局

5.2.2.1 屋顶或幕墙光伏阵列布局应与建筑光伏发电量计算同步交互进行，应完成建筑光伏发电量计算，光伏阵列布局及发电量计算应符合 GB 50797 的规定。

5.2.2.2 光伏方阵同一个最大功率跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致；同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致；光伏组件串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。

5.2.2.3 同一个一体化光伏阵列中包含两种以上不同规格尺寸的基本单元并联安装时，计算书应包括每种规格组串的计算和汇总。

5.2.2.4 建筑光伏阵列发电功率计算需综合考虑建筑表面遮挡、阴影分布、热岛效应、组件温升衰减、表面积灰污染等不利影响，方案设计宜根据不同组件类型按功率密度法进行估算。

5.2.2.5 光伏方阵布置应预留满足光伏发电系统日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的运维通道。

5.2.3 组件选型

5.2.3.1 建筑光伏组件设计选型时应核查光伏组件能量回收期计算报告，组件生产能耗计算应符合 GB/T 2589，能量回收期宜不超过 2 年。

5.2.3.2 光伏组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合 GB/T 50002 和 GB/T 50006 的有关规定。

5.2.3.3 建筑屋顶、幕墙、廊道宜选用一体化光伏组件，当采用一体化光伏组件作为建筑外立面时，组件颜色、透光率需满足建筑设计要求，并与建筑立面整体风格协调统一，需定制特殊色彩时，需验证其外观均匀性及发电性能稳定性。

5.2.3.4 光伏组件散热应满足以下基本要求：

- a) 非一体化光伏系统的安装面与光伏组件之间应设满足散热要求的空气通道；
- b) 一体化光伏系统室内侧透光间隔区域有保温材料时，光伏组件背面应有散热措施，宜采用光伏光热一体化组件。

5.2.3.5 光伏组件设计选型的同时应针对组件安装位置制定适合组件的清洁方案。

5.2.3.6 幕墙的光伏玻璃组件传热系数应符合 DB11/ 687 的规定。光伏幕墙系统应设置防止构件坠落的警示标识、安全措施，应满足 GB/T 21086、JGJ 133、JGJ/T 365 的有关规定。

5.2.3.7 光伏组件的类型、色彩、安装位置和方式的选择，应结合建筑的功能、外观以及周围环境条件进行，不应影响安装部位的建筑功能，外观应与建筑协调一致。

5.2.4 组串汇流

5.2.4.1 光伏直流汇流箱应满足 GB/T 34933 和 GB/T 34936 的要求，直流开关应为光伏专用直流开关。

5.2.4.2 光伏阵列汇流箱应设有短路保护、过流保护与监测装置。

5.2.4.3 汇流箱内应设置防雷保护装置。

5.2.4.4 光伏组件防反二极管的额定电压应不低于最大系统电压的 2 倍，额定电流应不低于光伏组件短路电流的 1.4 倍。

5.2.4.5 汇流箱的 IP 防护等级应满足安装位置环境条件下的安全运行要求，汇流箱应具备散热条件。

5.2.4.6 光伏组件之间应采用专用光伏电缆和配套专用连接件进行连接，不同金属材料连接应采取防腐措施。

5.2.4.7 光伏组件之间及组串与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

5.2.5 组网架构

5.2.5.1 用户侧并网的光伏发电系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式，并入公共电网的光伏发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

5.2.5.2 并网光伏发电系统应具有相应的并网保护及隔离功能，应在并网处设置并网控制装置，应设置专用标识和提示性文字符号。

5.2.5.3 逆变器的选择应符合 GB/T 37408、NB/T 32004、NB/T 42142 的规定。

5.2.5.4 逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，独立光伏系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定。逆变器的数量应根据实际安装条件，光伏系统装机容量与单台逆变器额定容量，并结合逆变器允许接入的电流、电压值来确定。

5.2.5.5 光伏系统接入建筑内部直流微网采用的标称电压，应符合 GB/T 35727 低压直流系统标称电压的规定。

5.2.5.6 光伏系统接入建筑内部直流微网时，禁止直流配电与交流配电在末端设备并网。

5.2.5.7 光伏直流微网及储能装置与直流负荷采用双极性直流线路时，应选用正负电压输出方式的直流设备。

5.2.5.8 需设置直流变压和稳压装置时，应优化变压级数并选用低谐波、高效率的电路。

5.2.6 计量监控

5.2.6.1 光伏系统应在并网点设置专用的计量装置，并应符合 DL/T 5137 和 DL/T 448 的相关规定。

5.2.6.2 光伏系统接入电网时，其继电保护、通信和电能计量装置等接入方案应满足当地电网的要求。

5.2.6.3 光伏系统应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力，通信系统应符合电网安全运行对电力通信的要求。

5.2.6.4 光伏系统设计时应为能源管理提供条件，满足以下基本要求：

- a) 应设有光伏系统发电计量和监控装置；
- b) 应设有运行环境监测装置。

5.2.6.5 光伏系统运行状态监控应满足以下要求：

- a) 不具备建筑设备控制系统的建筑，光伏逆变器或直流微网的运行状态监控信号应通过局域网或无线网络接入建筑管理系统；
- b) 具备建筑设备控制系统的建筑，光伏逆变器或直流微网的运行状态监控信号应由建筑设备控制系统采集，并由智慧管理平台远程监控。

5.2.6.6 光伏系统逆变器交流干线保护宜具有剩余电流探测报警功能，并纳入到电气火灾监控系统管理中。

5.2.7 防雷接地

5.2.7.1 光伏系统方案设计时应根据 GB/T 21714.2 完成建筑物雷击风险评估。

5.2.7.2 光伏系统防雷等级分类和防雷措施应按 GB 50057、GB/T 32512 和 GB/T 36963 的相关规定执行。

5.2.7.3 光伏系统防雷和接地设计应与建筑电气系统设计一致，并满足以下要求：

- a) 新建建筑设光伏系统时，应与建筑采用统一的防雷和接地系统；
- b) 既有建筑增设光伏系统时，应检测原有防雷和接地系统有效性，改造设计应符合现行标准。

5.2.7.4 光伏系统防雷要求如下：

- a) 建筑上安装的光伏系统应采取防雷措施，并应作为建筑电气防雷设计的一部分，防雷等级分类和防雷措施应按 GB 50057 的相关要求执行；
- b) 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施，应符合 GB/T 16895.32 的相关要求。
- c) 采用无金属边框组件时，应在方阵周边设置符合建筑防雷要求的防雷体系。

5.2.7.5 光伏系统接地要求如下：

- a) 建筑上安装的光伏系统接地应与建筑电气系统接地联合统一设置，接地连接电阻应符合 DB11/T 2036 分布式光伏发电系统电气安全技术规范的要求；
- b) 光伏系统直流侧不应采用不接地的等电位保护；
- c) 光伏系统的交流配电接地型式应与建筑配电系统接地型式相一致；
- d) 光伏组件和构件的金属外框应可靠接地，光伏方阵应与建筑物防雷接地系统连结，连结点不应少于两处；

5.2.7.6 光伏阵列中移除任一组件时，应保持整体接地连续性不受破坏。

5.2.8 协同校核

5.2.8.1 建筑光伏系统防火设计应符合 GB 50016 的规定，光伏构件应满足所在部位建筑材料和构件的耐火极限要求。

5.2.8.2 建筑光伏组件与构件的类型及色泽应根据建筑功能、外观及周围环境条件合理选择，并确定安装位置、安装方式，符合 GB/T 51368 的规定。

5.2.8.3 建筑体形与立面设计应为提高太阳能利用率创造条件，光伏组件安装部位应满足冬至日全天有 3h 以上日照不受遮挡的要求。

5.2.8.4 光伏一体化建材物理性能应满足相关建材标准的规定，并满足建筑节能设计要求。

5.2.8.5 光伏组件在平屋面、坡屋面、阳台或平台上的设置与防水做法应符合 DB11/T 1773 的规定。

5.2.8.6 建筑光伏幕墙宜优先选用装配式光伏构件，符合 JGJ/T 365 的规定。

5.2.8.7 光伏系统相关部分的结构设计应与工艺和建筑专业配合确定，符合 DB11/T 1773 的规定。

5.2.8.8 既有建筑增设光伏系统时，应对既有建筑结构设计、材料耐久性、安装构造及强度进行复核与验算，满足建筑结构安全要求和防护安全要求。

5.3 浅层地埋管地源热泵应用设计

5.3.1 一般规定

5.3.1.1 浅层地埋管地源热泵系统工程勘察分为可行性研究阶段勘察和工程设计阶段勘察。可行性研究阶段勘察可参考已有类似工程勘察资料；工程设计阶段勘察应根据工程规模和场地复杂程度确定勘察等级，进行勘察。

5.3.1.2 浅层地埋管地源热泵系统工程勘察中的试验孔（井）应按照探采结合的原则设计、施工，完成勘察任务后，转为生产孔（井）。

5.3.1.3 鼓励超低能耗、近零能耗建筑采用浅层热能完全供能。

5.3.1.4 在符合地质条件、水资源和环境保护要求且技术经济合理的情况下，应充分利用浅层地热能资源，并提高浅层地热能系统全年能效比(AEERgeo)。

5.3.2 工程勘察

5.3.2.1 浅层地埋管地源热泵系统方案设计前，应对工程场区内岩土体地质条件进行勘察。勘察区域应大于埋管场地，勘察深度应大于设计埋管深度。

5.3.2.2 工程场地状况调查应包括热源系统场地状况调查、热泵机组和配套设施的建筑空间调查。

5.3.2.3 热源系统场地状况调查包括下列内容：

- a) 场地规划面积、形状及地形地貌特征；
- b) 场地内已有建筑物和规划建筑物的占地面积及其分布、基础形式及埋深；
- c) 场地内已有树木植被、池塘、排水沟及架空输电线、市政管网、交通设施、历史文化遗迹、电信电缆的分布及规划综合管线分布；
- d) 场地内已有的、计划修建的地下管线和地下构筑物的分布及其埋深；
- e) 交通道路状况及施工所需的电源、水源情况。

5.3.2.4 浅层地热能勘察包括下列内容：

- a) 岩土体地层岩性结构、地下水位、冻土层厚度、地下水径流方向、速度、地温场分布特征；
- b) 开展岩土热响应试验，获得项目场区岩土体初始平均温度、岩土体综合热物性及岩土体换热能力等参数；
- c) 岩土热响应试验应符合附录 G 的规定。

5.3.2.5 浅层地热能勘察应按下列要求进行：

- a) 采用竖直地埋管换热方式，浅层地热能勘察采用钻探进行，勘察孔深度宜比预计的埋管深度深 5m，勘察孔应进行地球物理测井；
- b) 采用水平地埋管换热方式，浅层地热能勘察采用槽探或钎探进行，槽探位置和长度应根据场地形状确定，槽探的深度宜超过预计的埋管深度 1 m，钎探技术标准应按照 GB 50202 的相关规定执行；
- c) 工程场地地层岩性差异较小时，勘察工作量的布置按表 6 确定，工程场地地层岩性差异较大时，根据场地内地质条件增加探槽或勘察孔数量。

表 6 探槽和勘察孔工作量

埋管方式	系统应用建筑面积 A (m ²)	探槽、勘查孔数量 (个)
水平	A < 500	1 (探槽)
	A ≥ 500	≥ 2 (探槽)
竖直	A < 10000	1 ~ 2 (孔)
	10000 ≤ A < 25000	2 ~ 3 (孔)
	25000 ≤ A < 50000	3 ~ 4 (孔)
	A ≥ 50000	≥ 4 (孔)

5.3.3 浅层地热应用设计

5.3.3.1 管材与传热介质应符合以下规定：

- a) 地埋管及管件应符合设计要求，且需附有合格标志；
- b) 地埋管应采用化学稳定性好、耐腐蚀、导热系数大、流动阻力小的塑料管材及管件，宜采用聚乙烯管(PE80 或 PE100)或聚丁烯管(PB)，不宜采用聚氯乙烯(PVC)管。管件与管材应为相同材料；
- c) 地埋管管材的公称压力及使用温度应满足设计要求，且管材的公称压力不应小于 1.0 MPa，当地埋管埋深大于 120 m 时，不应小于 1.6 MPa；
- d) 管材宜储存在远离热源及油污和化学品污染地，地面平整、通风良好的库房内；如室外堆放，应有遮盖物；
- e) 地埋管换热系统传热介质应符合 GB/T 14848 规定，选择符合环保要求的防冻剂时应考虑对管道管件的腐蚀性、安全性、经济性和换热的影响。

5.3.3.2 地埋管深度可根据情况，通过数值模拟计算后适当调整，数值模拟计算内容参见附录 H。

5.3.3.3 地埋管换热器应避免让室外排水设施，宜靠近机房或以机房为中心设置。

5.3.3.4 浅层地埋管换热系统设计应进行所负担建筑物全年动态负荷及吸、排热量计算，最小计算周期不应小于 1 年。建筑面积 50000 m² 以上大规模地埋管浅层地埋管地源热泵系统，应进行 10 年以上地源侧热平衡计算。

5.3.3.5 地埋管换热器的设计换热量，应按地埋管系统的夏季制冷最大释热量和冬季制热最大吸热量分别进行计算，计算公式参考 GB 50366。若二者相差较大，可采用复合能源系统形式。

5.3.3.6 地埋管换热器设计计算宜根据岩土热响应试验结果采用专用软件进行计算。且环路集管不应包括在地埋管换热器换热长度内。

5.3.3.7 地埋管换热器进、出水温度应符合下列规定：

- a) 夏季工况，地埋管换热器侧出水温度宜低于 33 °C；
- b) 冬季工况，未添加防冻剂的地埋管换热器侧进水温度宜高于 4 °C。

5.3.3.8 地埋管换热器内传热介质的流态应为紊流，单 U 型埋管，流速不宜小于 0.6 m/s；双 U 型埋管，流速不宜小于 0.4 m/s。

5.3.3.9 地埋孔布置时需依据 现场情况避开结构桩基和后浇带，水平地埋管应避免让集水坑、楼道竖井等设施。水平地埋管中心距离后浇带、桩基承台均不小于 0.5 m。

5.3.3.10 水平地埋管换热器可不设坡度，最上层埋管顶部应在冻土层以下不小于 0.4 m，且距地面不宜小于 0.8 m。环路集管和支管供、回水管的间距应不小于 0.6 m，深度应在冻土层以下不小于 0.6 m，且距地面不宜小于 1.5 m，建筑物基础下埋管时，距建筑底板下表面不宜小于 0.5 m。

5.3.3.11 竖直地埋管换热器埋管深度和间距应根据浅层地热能地质条件评估报告确定，深度宜为 40 m ~ 150 m，且同一环路内钻孔孔深应相同。孔径不宜小于 0.11 m，间距不应小于 4 m。

5.3.3.12 当地源热泵工程可利用地表面积较大，浅层岩土体的温度及热物性受气候、雨水、埋设深度影响较小时，经技术、经济分析后可以采用水平地埋管。水平地埋管应符合以下要求：

- a) 水平地埋管换热器宜进行分组连接，每组换热器管长不大于 5000 m，各组换热器形成的地埋管环路两端应分别与供、回水环路集管连接，并应在各环路的总接口处设置检查井，井内设置相应的阀门；
- b) 水平埋管换热器可不设坡度，最上层埋管顶部应在冻土层以下不小于 0.6 m，且距地面不宜小于 1.5 m，可分层埋设，分层间距不应小于 1 m，也可水平管沟埋设，水平管沟间距不应小于 1.2 m。

5.3.3.13 地埋管换热系统应根据地质特征确定回填材料。回填材料应符合环保要求且具有密封特性。回填材料的导热系数不宜低于钻孔外或沟槽外岩土体的导热系数。

5.3.3.14 地埋管系统水平环路集管和支管宜采用同程布置且宜分层布置。分层布置时，供回水管路间距不应小于 600 mm。若供回水管束上下交叉且不满足 600 mm 竖向距离时，应设置保温板进行隔离。

5.3.3.15 竖直地埋管环路采取二级分、集水器连接时，二级分、集水器应有平衡和调节各地埋管环路流量的措施。

5.3.3.16 地埋管换热系统宜进行分区设计，保证地埋管运行的间歇性和地温的恢复。

5.3.3.17 地埋管换热系统宜设置反冲洗系统，冲洗流量宜为工作流量的 2 倍。

5.3.3.18 地埋管换热系统设计时应进行水力平衡计算，当并联环路之间的压力损失相对差额大于 15% 时，应提出水力平衡调适措施。

5.3.3.19 地埋管换热系统设计时，设备和管路及部件的工作压力不应大于其承压能力。

5.3.3.20 经技术和经济比较，在确保设备的适应性、控制方案和运行管理可靠的前提下，地埋管换热系统宜采用地源侧变流量水系统。但地源侧流量不应低于热泵机组允许的最小流量限值。

5.3.3.21 地埋管材料聚乙烯管应符合 CJJ 101 的规定。垂直地埋管的 U 形弯管接头，应选用定型的 U 形弯头成品件。

5.3.4 监测与控制

5.3.4.1 应根据工程的规模设置地质环境影响监测孔。

5.3.4.2 浅层地埋管系统监测系统应包含下列内容：

- a) 效果监测：用户侧典型房间的温度；
- b) 参数监测：用户侧总进出水温度、流量，热源侧总进出水温度、流量，各地埋管分区循环流量，热泵机组、辅助热源进出水温度、流量，热泵机组、辅助热源、泵组实时电压、电流和功率，循环系统压力，输配管线密闭及保温性能；
- c) 环境监测：室外环境温度、换热监测孔温度、影响监测孔温度、常温监测孔温度。

5.3.4.3 监测系统应对采集指标进行分析计算，自动生成相关评价指标，包括热泵机组制热/制冷性能系数、系统能效比、单位面积耗电量、全年常规能源替代量、二氧化碳减排量等，指标与 DB11/T 1639、DB11/T 1771、DB11/T 1784 标准对标，进行节能合格评价和性能评级。

5.3.4.4 监测点的布设符合下列规定：

- a) 温度测点布置宜按照 JGJ/T 132 执行；
- b) 温度测点应设于室内活动区域，且应在距地面 700 mm ~ 1800 mm 范围内有代表性的位置；
- c) 传感器不应受到太阳辐射或室内热源的直接影响。

5.3.4.5 智能化节能控制系统应根据负荷变化进行精细、合理的控制热泵主机的启停及运行状态，最大限度的节约能源；根据用户侧供回水压差对循环水泵进行变频控制，使管网保持定压差运行。

5.3.4.6 地源热泵智能化控制系统应包含下列内容：

- a) 效果控制：用户侧典型房间的温度；
- b) 参数控制：根据用户侧需求控制用户侧总进出水温度、流量，根据用户侧需求兼顾运行能效对热泵机组及各辅助热源进出水温度、流量、出力进行控制；
- c) 地质环境控制：对地埋管换热器总进出水温度、流量进行控制。

5.3.4.7 地质环境控制宜根据地埋管换热器不同分区的地温场温度对各分区进出水温度、流量、启闭进行控制。

5.4 中深层水热型供热应用设计

5.4.1 一般规定

5.4.1.1 地热资源勘查应符合 GB/T 11615 的规定，收集建设场地、地下空间及其周边一定范围内地热、水文地质等方面的基本资料。

5.4.1.2 应综合分析建设场地及周边一定范围内中深层地热资源条件、地温梯度、岩层热导率等，提出合理可行的中深层地热供热方式。

5.4.1.3 应根据建设场地和地质条件确定相应的补充地热地质工作。

5.4.1.4 应编写中深层地热开发利用评价报告，内容参见附录 I。

5.4.1.5 中深层水热型地热供热系统应设置智能监控系统，运用人工智能、云计算、大数据、仿真系统及物联网等技术，构建智能化供热体系。

5.4.1.6 地热站建筑结构、电气、供暖通风、给排水的要求应符合 NB/T 10273 的有关规定。

5.4.1.7 当地热水中含有硫化氢等有毒、可燃、易爆气体时，应进行气水分离和通风处理。

5.4.1.8 地热站消防设计应符合 GB 50016、NB/T 10273 的有关规定。

5.4.2 工程勘察

5.4.2.1 勘查范围为地热供热工程建设场地及周边地区，地热资源成矿机理、资源赋存条件及资源储量基本清楚。集中地热供热项目地热资源地质勘查应达到 GB/T 11615 的可行性阶段或以上，资源储量应不低于探明的级别；分散地热供热项目地热资源地质勘查应达到地热资源勘查预可行性阶段或以上，资源储量应不低于控制的级别。

5.4.2.2 综合分析地热资源质量、资源储量、分布等条件，提出合理可行的开发利用方式。集中地热供热项目，流体温度宜不低于 50 °C，地温梯度宜不小于 3 °C/100 m，并易于回灌；不符合或部分符合上述条件的地热田（或开采区）宜进行分散地热供暖。

5.4.2.3 地热回灌区应查明地温场的承载力或区域允许的最大回灌量与回灌温度，不产生热突破。

5.4.2.4 根据采灌方案及地热地质条件通过数值模型确定地热井数量及布局，内容参见附录 H。开采井与回灌井应保持合理的间距，根据地质构造、热储性质、回灌量、开采和回灌水温差等确定其间距，避

免回灌水未达到增温目标而提前进入开采井。回灌井数量依据开采量、回灌井的回灌能力及维持开采区采/灌平衡的需要确定。

5.4.3 中深层地热水热型供热应用设计

5.4.3.1 地热开采量应按公式（12）计算：

$$Q = \frac{W}{1.163 \times \Delta t} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

Q——地热开采量，单位为立方米每小时（m³/h）；

W——供热总需求量，单位为千瓦（kW）；

Δt——利用温差，即地热水开采温度与回灌温度之差，单位为摄氏度（℃）；

1.163——系数。

5.4.3.2 水热型地热供热系统设计开采量时应同时满足以下要求：

- a) 回灌量与开采量相同；
- b) 回灌量应不大于区域能够接受的最大回灌量；
- c) 开采量不大于区域地热资源可开采量。

5.4.3.3 地热开采后采用直接供热或梯级利用方式供热，宜采用热泵系统、储能等技术提高地热流体热量利用率。

5.4.3.4 中深层地热水热型供热系统开采只取热不耗水，地热尾水等量同层回灌，回灌地热流体应是未受污染的原水，温度宜不低于 25℃。

5.4.3.5 地热回灌工程部署原则应按照 NB/T 10099 要求执行，回灌试验应按照附录 J 程序进行。

5.4.3.6 地热水样采集、化验与保存按照 GB/T 11615 和 GB 50027 的要求执行，地热储层含有其它气体时，应按照相关规定取样检测。

5.4.3.7 地热井深度应达到同层回灌要求，开采热储与回灌热储为同一储层。

5.4.3.8 地热井钻井工程设计按 NB/T 10266 相关规定执行。

5.4.3.9 开采井井深误差不大于 1‰。定向井的井斜、方位、垂深、全角变化率、靶心半径指标应达到设计的要求。

5.4.3.10 地热井测井按照 NB/T 10269 执行。

5.4.3.11 地热井录井按照 DZ/T 0260 执行。

5.4.3.12 依据录井、测井等结果确定套管下入位置，套管下入的深度应达到所要求的位置。下管技术措施按照 DZ/T 0260 要求执行。

5.4.3.13 表层套管固井时，水泥浆应返至地表；技术套管宜采用“全封固”或“穿鞋戴帽”方式固井。采用“全封固”方式固井时水泥浆应自管底返高至套管重叠段。采用“穿鞋戴帽”方式固井时，水泥浆自管底返高应不低于 500 m，套管重叠段压入垂向深度不小于 100 m，候凝后应试压合格，否则应重新进行挤水泥固井。尾管可采用一次固井或跟踪固井。

5.4.3.14 洗井应做到水清砂净，含砂量不大于 2‰；连续 8 h 水温稳定；连续 8 h 单位时间出水量基本稳定，连续两次单位时间出水量之差小于 10%。

5.4.3.15 产能测试满足以下要求：

- a) 抽水试验应做 3 个落程，其中最大落程的延续时间不少于 48 h；其余 2 落程稳定延续时间为 24 h。产能测试时应测量静态压力（静水位）、动态压力（动水位）、流体量、流体温度，停泵后测量流体恢复压力；
- b) 热储水头高于地面的地热井，可采用放喷试验进行产能试验，方法和要求按 GB/T 11615 执行。

5.4.3.16 回灌井宜采用增灌工程技术措施。回灌井终孔直径不小于开采井终孔直径，回灌井可设计为分支井或定向井，必要时采用酸化压裂等增灌技术。

5.4.3.17 泵室设计满足以下要求：

- a) 泵室可利用地上、地下或半地下空间建设，优先利用地上空间。泵室净空高度不小于 3m，应满足相关工作操作空间要求。泵室应满足通风要求，应有防止地下水渗入和雨水侵入的措施，保持泵室干燥。泵室内一角应设置集水坑，长宽高尺寸不宜小于 600 mm × 600 mm × 600 mm，泵室内地面坡向集水坑；
- b) 潜水泵、远程计量设备等用电及自动控制设备的控制柜可安装在地上泵室或地上控制室内，并做好防雷接地措施。地下泵室内不能放置用电设备的配电控制柜。应在泵室顶设置满足提下泵要求的吊装孔，孔径不宜小于 600mm，孔中心与地热井中心对齐，加设盖板；
- c) 地下泵室应在远离地热井一端，靠墙设置人孔，并安装钢制爬梯，以便人员进出。爬梯倾角不应大于 73°，并设置安全扶手，爬梯上部平台不宜小于 1000 mm × 1000 mm。半地下泵室应分隔为地上、地下二部分，设计要求参照 a)。

5.4.3.18 地热井口装置的设计按照 NB/T 10272 执行。

5.4.3.19 地热供热系统设计及地热站的布置按照 NB/T 10273 执行。

5.4.3.20 地热供热负荷计算应按照 DB11/T 2039 执行。

5.4.3.21 地热管网设计规模应根据地热井产量及数量确定，布局应根据地热井分布、地热站位置、自然环境、运行维护和公用工程条件经技术经济比较确定。

5.4.3.22 地热管道应按 NB/T 10711 相关要求对管道进行应力计算。

5.4.3.23 供热末端设计按 GB 50736 规定执行。

5.4.4 监测与控制

5.4.4.1 控制监测系统应遵循简洁有效的原则，具备运行工况实时分析、参数报警预警等、能耗能效数据分析、存储、导出等基本功能。控制监控系统数据应实时传输并显示，监测方式应为长期、连续监测，数据报表的记录周期不大于 10 min/次。

5.4.4.2 用于计量的设备和传感器选型及安装应符合国家标准或行业规范要求，现场设置传感器测量范围和精度应与二次仪表匹配。供热计量应符合 DB11/ 1066 的规定。

5.4.4.3 控制监控系统的仪表应定期进行标定，监测系统所采集的数据宜进行在线能量平衡校核，发现较大误差或错误时应采取必要的更正措施。

5.4.4.4 能耗能效监测评估系统除具备本地、本系统的能耗能效监测评估功能外，还应预留数据上传接口。

5.4.4.5 智能化控制系统应具备扩展功能，可向第三方平台系统传输数据。

5.4.4.6 控制系统宜具备以下基本功能：

- a) 系统设备具备平台级、站级、就地级三级监控功能；

- b) 可根据不同场景下的负荷预测结果，对中深层地热供热（水热）系统实际制热量、温度、水量等进行调节，并实现与用户侧相关设备的控制和管理；
- c) 根据运营需求实现碳排放控制策略、经济最优控制策略等策略选择；
- d) 控制系统根据历史运行数据，结合预设气象等参数，自主选择最优运行策略；
- e) 满足井群或多个分布式能源站间的能量平衡及能源调度；
- f) 实现主机群控、泵组控制等功能。

5.5 中深层地埋管供热应用设计

5.5.1 一般规定

5.5.1.1 应综合分析建设场地及周边一定范围内中深层地热资源条件、地温梯度、岩层热导率等，提出合理可行的中深层地热供热方式。

5.5.1.2 地热换热井底岩体温度宜不低于 60 °C，地温梯度宜不小于 2.0 °C/100 m。

5.5.1.3 供热系统设计应符合 GB 55015 的要求，宜采用市政热力、空气源热泵、蓄能等辅助热源优化系统设计，提高系统全生命周期运行的经济性。

5.5.1.4 宜进行建筑动态负荷计算，并对换热井取热量进行数值模拟计算，见附录 H，根据计算结果开展中深层地热供热系统设计。

5.5.1.5 换热井位置宜靠近热泵机房和供热建筑；当设有多个地热井时，应依据地质条件和场地条件对排布方式与井间距进行评估与设计。

5.5.2 工程勘察

5.5.2.1 中深层地埋管换热系统勘察应包括下列内容：

- a) 地层结构、断裂分布和性质；
- b) 地热增温率；
- c) 岩性、厚度、温度平面及剖面分布情况；
- d) 地下流体温度、压力及化学组分；
- e) 地下热储的岩性、埋深、厚度及分布；
- f) 热储盖层的岩性、厚度及分布；
- g) 岩土体热物性分析及地热储层热物性分析；
- h) 开凿地热井所需的全部地质参数；
- i) 钻探方法与成本。

5.5.2.2 勘察报告应包括下列内容：

- a) 项目概况；
- b) 勘察工作概况；
- c) 拟建工程场区场地条件；
- d) 拟建工程场区地质条件；
- e) 岩土热物性特征；
- f) 地下换热器换热能力分析评价；
- g) 结论与建议。

5.5.2.3 场地状况调查应包括下列内容：

- a) 场地内可供开发利用的中深层地热容量、地质构造、地层特征、岩性特征和地温场特征；
- b) 场地附近如果已有中深层地热水热型供热系统，需了解其位置、用途、类型、结构、深度、地层分布、出水量、年用水量、水位及变化、水温和水质情况；
- c) 场地内已有或规划范围内的地面建筑物位置分布、占地面积、建筑面积、建筑物功能和建筑热负荷情况；
- d) 场地内地热换热井施工的条件。

5.5.2.4 地热地质资料不充分区域宜采用数值模拟方法预测中深层地热取热容量，或开展地热地质勘查，选 1 个钻孔作为探采结合井，并包括以下勘查测试内容：

- a) 样品采集与测试：对探采结合井取热段每个热储层取 1~3 组岩心，并进行岩心样密度、孔隙度、导热系数、热扩散系数和比热容参数测试，取岩心的位置、数量和质量符合 GB/T 11615 的要求；
- b) 对探采结合井进行全井段测温，获取岩体温度和地热增温率；
- c) 热泵供热机房与井下换热场地、管线路由情况；
- d) 热泵供热机房和配套设施建筑空间所需面积、层高、承重、抗震、隔音和防水性能需求。

5.5.3 中深层地埋管供热应用设计

5.5.3.1 可使用数值模拟方法或从能量平衡的角度对建设场地内中深层地热可利用资源容量进行计算和评估，公式计算方法可参考 GB/T 11615，按照运行 100 年、消耗 20% 地热储热量，根据公式（13）计算中深层单个换热器每年最大可利用的累积取热量。

$$Q = AHC_v(T_p - T_c) \times \frac{0.2}{100} \quad (1)$$

式中：

Q —— 换热器每年最大可利用的累积取热量，单位为焦耳（J）；

A —— 中深层地热换热器采热影响面积，按公式（14）计算，单位为平方米（m²）；

H —— 中深层地热换热器对应热储层深度，单位为米（m）；

C_v —— 热储的体积比热容，单位为焦耳每立方米每摄氏度 [J/(m³·℃)]；

T_p —— 热储层平均温度，单位为摄氏度(℃)；

T_c —— 基准温度，建议取为当地全年平均气温，单位为摄氏度(℃)。

$$A = \pi R^2 \quad (2)$$

式中：

R —— 中深层地热换热器取热影响半径，建议值为 50，单位为米（m）。

5.5.3.2 对于具有多套热储层的中深层地热换热器，可分层计算各层热储的体积比热容及地热储量，叠加获得总地热储量。

5.5.3.3 设计范围应包括中深层地热换热器和热源侧循环介质管路及设备。

5.5.3.4 中深层换热系统取热量的确定应考虑以下因素：

- a) 单个地热换热井连续供热运行时的设计取热功率、供热季设计累积取热量；
- b) 地热换热井数量，以及多个换热井间距、排布方式，对单井实际取热量的影响；
- c) 地热换热系统中的中深层换热器埋深宜为 2000 m~3000 m，根据建筑负荷、场地条件和地温梯度确定换热器的安装深度。

5.5.3.5 单个同轴套管形式的中深层地热换热器取热量可依据地温梯度、岩石导热系数和安装深度设计取热功率，按照公式（15）进行计算：

$$Q_i = (17.61 \times T \times K_s + 49.2 \times T - 2.23 \times K_s) \times \frac{H}{1000} - 8.63 \times T \times K_s - 61.93 \times T - 7.92 \quad (1)$$

式中：

Q_i ——中深层地热换热器单孔取热功率，单位为千瓦（kW）；

H ——中深层地热换热器安装深度，单位为米（m）；

T ——地温梯度，单位为摄氏度每百米（℃/100m）；

K_s ——岩土导热系数，单位为瓦每米每摄氏度[W/(m·℃)]。

注1：设计取热功率计算公式中对应换热器结构为：外管管径 $\phi 177.8 \times 9.19$ mm，内管径 $\phi 110 \times 10$ mm同轴套管换热器。

注2：设计取热功率计算公式对应的计算工况为：24 h连续供热运行，换热器进水温度10℃，循环流量28 m³/h。

注3：实际工程设计时，可根据实际地质条件、换热器结构尺寸及材料物性、进水温度和循环流量，进行数值模拟，计算得到更准确的单个换热器在连续供热运行时的设计取热功率。

5.5.3.6 多个换热器供热系统宜根据公式（13）、公式（14）、公式（15）计算单个换热器供热季最大可利用的累积取热量和设计取热功率，并根据建筑设计供热负荷、供热季累积耗热量设计值、井群布置形式及衰减情况等，进行全生命周期技术经济分析测算，合理确定换热器数量和排布。相邻地热换热井间距不宜小于50 m。

5.5.3.7 中深层地热地埋管供热系统机组供热量应按照公式（16）计算：

$$Q_s = (Q_q + Q_{hl}) \times \frac{COP}{COP-1} \quad (1)$$

式中：

Q_s ——中深层地热地埋管供热系统机组供热量，单位为千瓦（kW）；

Q_q ——中深层地埋管换热器取热量，单位为千瓦（kW）；

Q_{hl} ——热源侧水泵发热量，单位为千瓦（kW），一般可以忽略不计；

COP——地热热泵机组的制热性能系数。

5.5.3.8 地热换热系统管内循环介质应以水为主，循环介质应具有良好的环保性能和传热性能，不应添加乙二醇等添加剂。

5.5.3.9 地热换热井钻井工程设计应符合 DZ/T 0260、NB/T 10266 的要求，并作为钻井施工组织管理和完井验收的依据。

5.5.3.10 地热换热系统的水平连接管深度应满足地下交通、景观、绿化、人防等及地面荷载的要求，在湿陷性黄土地区敷设管线还应采取措施防止黄土湿陷对管线可能产生的影响。

5.5.3.11 地热孔一般选用水泥作为回填材料的基料。当地热换热系统需穿透含水层时，应选用符合环保要求的回填材料。

5.5.3.12 地热换热系统的管道水力计算应根据实际要求的流量和实际选用的传热介质的水力特性进行管道水力计算。地热换热系统循环阻力，应结合地热换热器构造、流通截面、地热换热器内、外管道材质及粗糙度、以及地热热泵机组热源侧水阻等因素计算确定，并作为地热换热系统循环水泵的选型依据。

5.5.3.13 地热换热系统各单井应独立设置温度、流量、压力等测量仪器。

5.5.4 监测与控制

5.5.4.1 监测与控制内容应包括热泵机组、地热换热孔、循环水泵、换热器等设备状态及故障报警、运行参数检测、自动调节与控制、工况自动转换、设备连锁与自动保护、能耗能效监控评估等。

5.5.4.2 中深层地埋管地源热泵供暖系统应设 24h 实时集中监控系统，实现系统自动控制与优化运行。

5.5.4.3 集中监控系统控制的动力设备，应设就地手动控制装置，并通过远程/就地转换开关实现远距离与就地手动控制之间的转换；远程/就地转换开关的状态应为监控系统的监测参数之一。

5.5.4.4 能效监控评估系统应具备耗电量、供暖负荷、取热量、能效指标等数据采集、监测、存储、评估等功能。

5.5.4.5 集中监控管理系统应符合下列规定：

- a) 各项参数记录应同步进行，记录时间间隔不宜大于 10 min，应能存储连续三年以上的运行记录；
- b) 控制系统预先设定中深层地埋管地源热泵供暖系统运行工况，根据建筑负荷需求、水温、系统流量等对地热换热孔取热量进行调节，实现运营联动控制管理；
- c) 控制系统应设立操作者权限控制等安全机制；
- d) 控制系统软件宜包括：运行系统、数据库管理、通信控制等部分；
- e) 控制系统宜具备数据监测分析功能，可对所有监测控制点位数据参数进行导出；
- f) 宜设置可与其他弱电系统数据共享的集成接口。

5.5.4.6 中深层地埋管地源热泵供暖系统各个设备控制柜应预留通讯接口。

5.5.4.7 传感器、执行机构的安装位置、方式应符合现行国家标准 GB 50736 的有关规定。

5.5.4.8 集中监控系统所采集的数据应每年进行审核，发现较大误差或错误时应采取必要的更正措施。

5.5.4.9 地热换热系统建成后，宜设置长期监测孔，持续观测换热孔地层温度、换热孔进出口温度和取热量。

5.6 再生水源热泵应用设计

5.6.1 一般规定

5.6.1.1 再生水源热泵系统水质指标应符合 GB 18918 和 DB11/ 890 的规定，宜在出水为再生水的污水处理厂及管网周边设再生水源热泵，为建筑制备生活热水和供冷供热。

5.6.1.2 再生水换热系统设计方案，应根据项目周边再生水厂或再生水主干管/箱涵的再生水流量、水温、水质、建筑用途及功能、冷热负荷构成特点等，通过技术经济比较确定。

5.6.1.3 再生水源热泵系统的再生水热能利用，不应改变再生水水质的化学组成。

5.6.1.4 再生水源热泵系统设计前，应根据工程场地状况调查和再生水热源勘察进行评估，评估此次及已有再生水热能利用对城镇排水与污水处理设施运行的安全性、经济性等方面的影响，确保不对其产生不利影响。

5.6.2 再生水换热系统勘测

5.6.2.1 再生水源热泵系统方案设计前，应对工程周边的再生水资源条件进行勘测和调查，并编写再生水资源勘测报告。勘测报告应对再生水资源可利用情况提出建议，并至少应包括下列内容：

- a) 可利用的再生水类型，引水和退水的位置与方式，输水线路、距离与高差；
- b) 可利用引水点的再生水水质、流量、水温、压力等参数及其变化规律；
- c) 再生水水质条件，水质调查，内容参见附录 L；

- d) 再生水取水管线上游用户情况，包括泵站、已有的再生水取水户等；
- e) 再生水取水管线下游用户情况，包括用水需求的水量、水温、水质等；
- f) 再生水处理厂的维修规律。

5.6.2.2 再生水源热泵系统方案设计前，应由具备资质的工程勘察单位对引退水构筑物、水源热泵机房和输水管道线路的工程场地状况进行勘察，并编写工程勘察报告。勘察报告应对工程施工风险进行评估，并至少应包括下列内容：

- a) 建设项目概况、再生水资源论证范围、开发利用状况分析、建设场地形状及坡度；
- b) 建设场地内已有建筑物和规划建筑物的占地面积、建筑面积及其地理位置分布；
- c) 建设场地内树木植被、池塘、沟渠及架空电线、电缆的分布；
- d) 建设场地内已有地下管线、地下构筑物的分布及其埋深；
- e) 建设场地内拟建输水管道的路由与埋深；
- f) 建设场地内地下水位与工程地质情况；
- g) 建设场地地基处理建议与地下障碍物的穿越方案；
- h) 应对再生水热能资源量进行评价，计算可利用引水点的再生水换热量，计算公式参见附录 K；
- i) 取水影响论证及退水影响论证，论证再生水取水与退水的适宜路线与方案以及取水、退水对下游用户的影响等内容；
- j) 影响补偿和水资源保护措施；
- k) 应根据工程具体情况进行经济性和风险性分析，确保采用再生水热泵系统的可行性。

5.6.3 再生水源热泵系统设计参数

5.6.3.1 再生水源热泵系统的再生水源条件，应符合下列规定：

- a) 水温：供冷工况不宜大于 28℃，供热工况不宜小于 10℃；
- b) 水质：水质控制项目及限值见附录 L；
- c) 水量：应能满足再生水换热系统设计换热量的需要。

5.6.3.2 再生水源热泵系统冷热水设计参数，应通过技术经济比较后确定。宜采用以下数值：

- a) 冷水供水温度：5℃~9℃，对于带有蓄冷装置的系统，冷水供水温度可以降低；
- b) 冷水供回水温差：5℃~10℃；
- c) 热水供水温度：40℃~55℃；
- d) 热水供回水温差：5℃~10℃，低温热水地板辐射采暖系统宜小于或等于 10℃；
- e) 有条件时，宜适当增大供回水温差。

5.6.3.3 再生水源热泵系统的退水温度，供冷工况不宜高于 35℃，供热工况不应低于 4℃。

5.6.4 再生水换热系统设计

5.6.4.1 再生水换热系统的设计引水量，应分别按夏季制冷和冬季制热设计工况下的最大流量进行计算，并取其中较大者作为设计引水量；对于闭式系统，还应考虑再生水过滤处理的反冲洗耗水量。

5.6.4.2 引水和退水的位置和方式，应综合考虑规划要求、换热系统形式、引水距离与高差、施工场地与条件等因素，通过技术经济比较确定。

5.6.4.3 再生水换热系统应从压力流管道引水。引水和退水设计应符合下列规定：

- a) 引水泵宜设在热泵机房内，并应采用管道泵；

- b) 引水泵的台数应与换热器的设置相匹配，流量应按设计引水量和工作台数计算确定，扬程应按引水高差、设计流量下的总水头损失计算确定；
- c) 引水口应根据实际情况设置污物过滤装置。

5.6.4.4 再生水源热泵系统的设计换热量，应按再生水源热泵系统的夏季制冷最大释热量和冬季制热最大吸热量分别进行计算，并考虑合理的污垢系数。

5.6.4.5 再生水换热系统宜采用变流量设计，根据末端需求随时调整再生水源侧换热量。间接式再生水源热泵系统再生水换热装置的数量应与水源热泵机组的设置相匹配。

5.6.4.6 再生水换热系统应采用闭式，二级再生水热泵系统宜采用间接换热式系统，中水源热泵系统宜采用直接换热式系统。

5.6.4.7 再生水专用换热器，应符合下列规定：

- a) 冷热源水流道的材质，应与污水水质相适应，满足抗腐蚀、耐磨损、防结垢的要求；
- b) 宜选用多管程的固定管板式壳管换热器及其他不易堵塞的高效换热器作为再生水专用换热器；
- c) 再生水专用换热器应设置清洗装置，宜采用免拆在线清洗技术和自动反冲洗装置；
- d) 再生水专用换热器冷热源水流道的流速规定：再生水流速不宜小于 1.0 m/s；
- e) 在进行污水换热器的设计时，应考虑污垢热阻；
- f) 再生水专用换热器采用壳管式换热器时，再生水应流经管程，中间传热介质流经壳程。换热管管径不宜小于 25 mm，再生水专用换热器的布置应满足安装、运行和检修要求。

5.6.5 再生水源热泵机组

5.6.5.1 再生水源热泵机组的设置方式，应根据供冷/供热建筑的负荷特点和使用功能，以及再生水换热系统的形式确定。

5.6.5.2 应根据建筑或区域的全年负荷曲线、全年再生水温度与再生水量曲线、热泵机组的性能和辅助冷热源的形式，经技术经济分析决定是否设置辅助冷热源系统。

5.6.5.3 再生水源热泵机组装机容量设计要求：

- a) 优先满足制冷需求时，热泵装机容量按照建筑暖通空调设计确定的制冷负荷选定。区域供冷供热要考虑不同建筑的同时使用系数；
- b) 优先满足制热需求时，根据建筑暖通空调设计确定的供热总负荷逐时曲线、再生水参数逐时曲线和热泵机组 COP 曲线，通过技术经济分析，确定热泵承担负荷与调峰负荷，从而确定热泵装机容量；
- c) 含蓄冷功能设计时，机组制冷负荷应按照既定蓄冷策略确定的负荷选择，并考虑三工况机组的性能；
- d) 当有生活热水需求时，宜优先采用热回收型热泵机组；
- e) 计算再生水源热泵主机设备容量时，对于再生水直接进入水源热泵机组的闭式再生水系统，必须考虑污垢系数修正制冷量/制热量；
- f) 设置中间换热器的闭式再生水系统，传热介质添加防冻液时，应对所选用水源热泵机组的制冷量/制热量和蒸发器/冷凝器阻力进行修正。

5.6.5.4 再生水源热泵机组的台数选择，应能适应全年供冷/供热负荷的变化，不宜少于2台，采用大型再生水源热泵机组，应有无级变频功能；采用小型再生水源热泵机组，应按其负荷调节性能进行台数配置。当仅设一台时，应选调节性能优良的机型。

5.6.5.5 再生水源热泵机组应按实际运行参数选型，其性能应符合 GB 50189、GB/T 19409 和 GB 30721 的规定，且应满足再生水源热泵系统运行参数的要求。

5.6.5.6 再生水源热泵机组的引水泵和末端循环泵宜按一机对一泵设置，并宜采用变频水泵。每台水源热泵机组的进口和出口管道上均应装设电控阀，电控阀应与对应机组与水泵联锁。

5.6.5.7 在水源热泵机组外进行供冷/供热功能转换的系统，应在水系统上设置功能转换阀门，并在转换阀门上作出明显标识；对于再生水直接进入热泵机组的闭式再生水系统，应在水系统上预留水源热泵机组清洗用的旁通管，机组换热器应采用防腐材质，且机组应设置自动清洗装置，应对转换前的再生水管路系统（含再生水流经的冷凝器或蒸发器）进行冲洗，冲洗用水的水质宜与冷热循环水的水质相同。

5.6.6 监测与控制

5.6.6.1 再生水源热泵系统的监控内容包括机房内监控和再生水源侧监控，应加强对再生水源侧的监测和控制，保证再生水换热系统的退水温度不超限。

5.6.6.2 再生水源热泵系统应有水源热泵机组压缩机启停与源水、空调水通断联锁的控制策略，并应符合下列规定：

- a) 系统启动时，电动阀、再生水源侧循环泵、冷热水循环泵应先于水源热泵机组启动，水源热泵机组应设置流量开关，监测到在源水和空调水流动以后再启动；
- b) 系统停机时应与上述顺序相反；
- c) 水源热泵机组应设置源水侧温度联锁保护装置，当源水侧进、出水温度超限时，应自动报警和启动辅助冷/热源。

5.6.6.3 再生水源热泵系统应对以下参数进行监测，并保存历年运行数据记录：

- a) 水源热泵机组蒸发器进、出口水温、压力、流量；
- b) 水源热泵机组冷凝器进、出口水温、压力、流量；
- c) 分、集水器温度、压力（或压差）；
- d) 中间换热器进、出口再生水水温、压力；
- e) 水源热泵机组、引水泵、循环泵等设备的启停状态；
- f) 电控阀、调节阀等阀门的阀位；
- g) 再生水换热系统吸热量/放热量的瞬时值和累计值；
- h) 空调水系统冷量/热量的瞬时值和累计值；
- i) 再生水取水口水质及启闭控制闸门、再生水取水的流量计量；
- j) 再生水进出换热器或热泵机组处及再生水防阻机的压差报警；
- k) 热泵机房的制冷剂浓度的监测与报警；
- l) 辅助冷/热源设备的启停控制。

5.6.6.4 再生水源热泵系统主要控制策略：

- a) 对于总装机容量较大、数量较多的大型再生水源热泵工程，宜采用机组群控方式；
- b) 水源热泵机组宜采用根据空调水系统的瞬时冷量/热量优化控制运行台数的自动运行方式；

- c) 引水泵应根据换热器出口再生水温度控制运行台数或变速调节；
- d) 传热介质循环泵宜根据热泵机组源水侧进、出口温差控制运行台数或转速调节；
- e) 空调水循环泵宜根据空调水系统压差变化控制运行台数或转速调节；
- f) 应具备人工或自动的供冷与供热工况间的转换措施。

5.6.6.5 在再生水源热泵系统应用设计方案中，应有再生水换热器的清洗控制方案。

5.6.6.6 再生水源热泵系统源侧和负荷侧均应进行冷热量计量，冷、热计量装置的设置应按照 GB 50019 和 GB 50189 执行。

5.7 空气源热泵应用设计

5.7.1 一般规定

5.7.1.1 空气源热泵同时供暖供冷或单独供暖时应选用适应低环境温度的空气源热泵。空气源热泵机组单台容量及台数的选择，应能适应供暖空调负荷全年变化规律，满足季节及部分负荷。

5.7.1.2 低环境温度空气源热泵的性能应符合 GB/T 25127.1、GB/T 25127.2 和 GB/T 25857 的相关要求。

5.7.1.3 设计空气源热泵系统时，应预留空气源热泵室外机位置。

5.7.2 机组选型与设计

5.7.2.1 当采用空气源热泵机组或多联式热泵机组作为供暖、空调的冷热源时，选择的规格应满足下列要求：

- a) 在实际供暖设计工况下，制热量应能够满足冬季供暖热负荷；
- b) 制冷量应能够满足夏季空调冷负荷。

5.7.2.2 冬季设计工况下，应根据设计工况和平衡点温度确定空气源热泵机组的有效制热量，当机组的标称工况与设计工况不符时，应根据室外温、湿度及结、除霜工况对机组制热性能进行修正。

5.7.2.3 当采用空气源多联式热泵机组时，应对室内、外机组之间的连接管长和高差的影响进行修正。

5.7.2.4 空气源热泵机组应具有先进可靠的融霜控制，融霜时间总和不应超过一个连续制热周期时间的 10%，且机组不会因结霜而停机保护。

5.7.2.5 空气源热泵机组的能效指标不应低于 GB 19577 的 2 级能效指标规定值。

5.7.2.6 空气源热泵热水机，在环境温度 -30°C 时，机组应能无电辅加热正常启动，在出水温度 41°C 时， COP_h 大于或等于 1.4，制热量不应低于名义工况制热量的 60%。

5.7.2.7 空气源热泵热风机，在环境温度 -30°C 时，应能无电辅热正常启动，且 COP 大于或等于 1.2。

5.7.2.8 空气源热泵室外机的设置，应符合下列规定：

- a) 应保证进风与排风通畅，集中布置的多台室外机应采取避免排出空气与吸入空气短路的措施；
- b) 应采取措施控制污浊气流的影响；
- c) 应采取措施控制室外机噪声、排风对周围环境和人身健康的影响；
- d) 室外机布置应便于日常检修与维护；
- e) 应设置安装、维护及防止坠落伤人的安全防护设施。

5.7.3 辅助热源

5.7.3.1 当冬季室外设计温度低于当地平衡点温度时，空气源热泵系统应设置辅助热源。

5.7.3.2 辅助热源承担热负荷的比例应按平衡点温度确定，平衡点温度参考附录 M 确定。

5.7.3.3 空气源热泵供暖系统可选用电、燃气、太阳能、工业余热、生物质或废热作为辅助热源。当具备多种辅助热源时，宜选用清洁能源。

5.7.4 监测与控制

5.7.4.1 空气源热泵系统的主要设备应设置就地控制装置，宜设置监控系统。

5.7.4.2 空气源热泵系统应对以下参数进行监测：

- a) 室外空气温度；
- b) 室内空气温度；
- c) 供、回水温度；
- d) 热风机组室内机出风口温度；
- e) 供冷量、供热量；
- f) 电功率与耗电量；
- g) 空气源热泵机组、循环水泵、辅助热源等设备运行状态、故障状态和手动/自动状态参数。

5.7.4.3 空气源热泵集中供热系统，机组的台数控制宜采用热（冷）量优化控制；机组台数超过 3 台时，宜采用机组群控方式。

5.7.4.4 空气源热泵的监控系统设计应符合 JGJ/T 334 的规定，宜包括下列内容：

- a) 监测和控制点仪器仪表；
- b) 控制器、传感器、执行器和线缆的选型及安装要求。

5.7.4.5 监控系统的功能应根据监控范围和运行管理要求确定，应具备安全保护功能，宜具备远程控制、自动启停和自动调节的功能。

5.8 其他新能源应用设计

5.8.1 一般规定

5.8.1.1 其他新能源应结合建筑负荷需求特点、场地条件进行技术经济比选后选用。

5.8.1.2 其他新能源应用应充分考虑系统安装、调适及运行维护的要求。

5.8.1.3 耦合供能的新能源系统，应明确不同设计工况下运行方式。

5.8.1.4 耦合供能的新能源系统，应搭建智慧能源管理平台。

5.8.1.5 其他新能源应用应对典型工况下室内环境及系统能效检测评估。

5.8.1.6 其他新能源应用应符合本文件外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

5.8.2 二氧化碳空气源热泵

5.8.2.1 二氧化碳空气源热泵机组的性能应能符合 GB/T 45650 的相关要求。

5.8.2.2 采暖热水型机组，低环境温度型机组适用的环境温度范围为 $-25\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 21\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，超低环境温度型机组适用的环境温度范围为 $-35\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 21\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

5.8.3 太阳能光伏光热（PVT）热泵系统

5.8.3.1 PVT 热泵系统宜用于全年供应生活热水需求的场所。

5.8.3.2 PVT 热泵系统宜安装计量装置，监测参数宜包括：系统产热（冷）量、供热量、供冷量、发电量和耗电量。

5.8.3.3 PVT 热泵系统应充分考虑系统安装、调适及运行维护的要求。

5.8.3.4 PVT 热泵系统应进行系统节能、环保效益预评估，并宜在系统运行后，进行节能及环保效益的定期监测。

5.8.4 余热废热回收利用系统

5.8.4.1 余热废热回收及品味提升宜以新能源电力驱动，同时应通过技术经济分析确定可行性。

5.8.4.2 有工业余热可利用区域，宜结合周边区域采暖需求统筹规划利用。

5.8.4.3 数据中心余热资源宜用于采暖及生活热水系统。

5.8.4.4 压缩空气工艺余热宜优先供厂区生产生活用热。

5.9 多能耦合系统热源部分设计

5.9.1 合理匹配光伏、光热、地热能、再生水能、空气能等新能源资源与负荷需求，分析建筑设计负荷和累计负荷，获得全年逐时冷、热负荷曲线，可采用多种热源协同耦合的方式优化热源系统设计。

5.9.2 多种能源耦合其它热源时，应充分利用新能源和可再生能源，优先运行新能源和可再生能源热供冷供热。

5.9.3 综合考虑场地条件、资源条件以及经济性、系统能效、碳排放和供能稳定性等因素，选择高效低碳辅助冷热源和设置蓄能系统，设备碳排放计算宜按照 DB11/T 1419 的规定。

6 安全要求

6.1 光热应用

6.1.1 实施前应对建筑的结构安全进行复核，并应满足建筑结构及其他相应安全性要求。

6.1.2 系统应具备满足建筑设计要求的抗风、抗雹、抗震、防火、防雷击等安全措施。

6.1.3 系统的电气设施应能满足用电负荷和运行安全要求，电气设备应符合 GB 19517 的要求。

6.1.4 开式系统应设置排气阀和泄水阀，闭式系统设置安全阀和膨胀罐。

6.1.5 采用防冻液传热的集热系统，应选择环境友好型，且满足最低环境温度要求的防冻液。

6.2 光伏应用

6.2.1 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件及光伏阵列应满足该部位的建筑围护、建筑热工、结构安全、电气安全及防火安全的要求。

6.2.2 在既有建筑上增设或改造光伏系统，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。

6.2.3 光伏系统不应影响消防疏散通道和消防设施的使用。

6.2.4 建筑光伏系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。对于光伏组（构）件可能发生高空坠落及危险性较高区域，应明显标注相关警示标识。

6.2.5 人员可触及的可导电的光伏组件部位应采取电击安全防护措施并设警示标识。

6.2.6 电气设备的安全性应符合 GB 19517 的规定。电气设备的布置应满足安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施。

6.2.7 平台、走道、吊装孔等有坠落风险处，应设置栏杆或盖板；需登高检查、维修及更换光伏组件处，应设置操作平台或扶梯，防坠落伤害设计应符合 GB 4053 的规定。

6.2.8 光伏发电系统的设备周围不应堆积易燃易爆物品，设备应具备通风散热条件，设备上的灰尘和污物应及时进行清理。

6.3 浅层地埋管地源热泵应用

- 6.3.1 地埋管换热系统应设自动充液及泄露报警系统，需要防冻的地区，应设防冻保护装置。
- 6.3.2 水路系统管道保温、电气系统导线护套等应采用耐火阻燃材料。
- 6.3.3 设备机房内不应堆放易燃易爆危险品，且应设置灭火器等消防设施。
- 6.3.4 设备机房内宜设消火栓、起火自动报警和自动灭火装置，符合 GB 50261 和 GB 50974 的规定。
- 6.3.5 设备机房内应设置防火门、疏散通道、安全出口，且划定和设置其他设施时不应占用和堵塞。
- 6.3.6 地源热泵工程施工应符合 GB 50738、GB 50202、GB 50203 的规定，且应符合建设工程、电气安装、有限空间作业等相关施工安全的规定。
- 6.3.7 当在建筑物基础下埋管时，应与有关专业协调衔接，考虑基础沉降、安全及施工工艺等因素，不应对结构安全造成隐患，不应在建筑物基础下设置泥浆坑。
- 6.3.8 当埋管穿越建筑底板或地下室外墙时，应采取相应的保护及严格的防水、防渗措施，同时应充分考虑防潮设置。
- 6.3.9 建筑物内系统施工安装应符合 GB 50243、GB 50274 及 GB 50366 的规定。
- 6.3.10 建筑工程施工安全应符合 JGJ 33、JGJ 59 的规定。
- 6.3.11 电气安装施工安全应符合 GB 50194、JGJ 46 的规定。
- 6.3.12 有限空间作业应符合 DB11/T 852 的规定。
- 6.3.13 智能监控系统包括监测系统和控制系统，系统设计、设备安装应符合 NB/T 10274、DB11/T 1639、DB11/T 1956、DB11/T 1066 的规定。

6.4 中深层水热型供热应用

- 6.4.1 应编制详细的施工组织设计，分析项目建设场地及周边区域的地热地质资料、设计文件和相关图纸，并制定安全生产实施细则。
- 6.4.2 地热井施工应符合 DZ/T 0260 要求。
- 6.4.3 地热井口装置施工应符合 NB/T 10272 要求。
- 6.4.4 供热系统施工应符合 NB/T 10711 和 NB/T 10713 要求。
- 6.4.5 地热管网采取直埋敷设方式应符合 NB/T 10713 要求。当地热供热管道敷设于城市管廊时，应符合 GB 50838 的规定。且应符合建设工程、电气安装、有限空间作业等相关施工安全的规定。
- 6.4.6 建筑工程施工安全应符合 JGJ 33、JGJ 59 的规定。
- 6.4.7 电气安装施工安全应符合 GB 50194、JGJ 46 的规定。
- 6.4.8 有限空间作业应符合 DB11/T 852 的要求
- 6.4.9 供热系统投入使用前应进行完整的系统调试、试运行与验收。系统安装就位完毕后应自检合格，系统设备和安装就位应符合设计与施工相关规范要求，对系统进行全面检查。
- 6.4.10 系统分项工程验收应包括：地热井完井验收、换热站工程验收、管网验收。分项工程应进行质量验收。验收资料应单独组卷验，合格后出具验收报告。
- 6.4.11 系统调试过程中需对运行过程可能突发暴雨、内涝、泥石流、地陷等对地下换热井和有限空间造成重大影响的灾害设置专门预案并模拟演练。
- 6.4.12 供热系统调试、试运行与验收应符合 CJJ 28 的相关规定。
- 6.4.13 地热井验收应符合 DZ/T 0260 的规定，应及时完成地热井竣工报告，并汇交地质资料。
- 6.4.14 地热管网的验收应符合 NB/T 10713 及 CJJ 28 的规定。

6.4.15 地热井泵房、地热站及建筑物内供热系统和热水供应系统的验收应符合 GB 50242、GB 50243、CJJ 28 和 CJJ 138 的有关规定。

6.4.16 热泵机组、换热器、附属设备、阀门、仪表、水泵、管材、管件及绝热材料等产品的型号、规格、性能及技术参数应符合设计要求和有关标准的规定。

6.4.17 检验、调试合格后进行地热供热工程验收，验收合格后应出具验收报告。

6.4.18 地热供热系统的运行管理应符合以下规定：

- a) 地热供热系统的运行维护管理应制定相应管理制度、岗位职责、安全操作规程、设施和设备维护保养手册及事故应急预案，并应定期进行修订；
- b) 运行管理、操作和维护人员应有相应资格证书，应掌握供热系统运行、维护的技术指标及要求。

6.4.19 地热供热系统运行组织分类：

- a) 供暖季，地热供热系统供热准备时间为本年度 9 月份至正式供暖前，地热供热系统投入运行前应进行试运行，应制定试运行方案；
- b) 在非供暖季，地热站人员应针对巡检地热供热系统全部设备，并按照设备维修操作规程，对全部设备进行维修和保养，确保设备始终处于良好状态，做好下一个供暖季的准备。

6.4.20 地热资源监测设备的要求应符合地热测量环境条件，按照运行要求进行安装和维护，充分利用远程传输及控制技术，提高监测效率及快速反应能力。地热动态监测点分类及布设、内容及方法应符合 DB11/T 1956 的要求。

6.4.21 控制监控系统的仪表应定期进行标定，监测系统所采集的数据宜进行在线能量平衡校核，发现较大误差或错误时应采取必要的更正措施。

6.5 中深层地埋管供热应用

6.5.1 应根据项目建设场地评估报告、设计文件和相关图纸编制详细的施工组织方案，制定安全生产实施细则。

6.5.2 施工安全应满足以下规定：

- a) 施工企业按规定实行安全资格认证，并依法取得安全生产许可证；
- b) 施工企业负责人按国家规定经过安全卫生管理资格培训合格；
- c) 专职管理人员培训合格，取得上岗资格；
- d) 特种作业人员经培训考核取得特种作业人员操作证后持证上岗。

6.5.3 钻井施工工作应符合下列要求：

- a) 场地要求：施工场地宽度大于 15 m，长度大于 35 m，场地平整；
- b) 施工前掌握地热换热系统地下所有管线及构筑物的功能和准确位置，由建设单位和施工单位共同标记，确保既有管线及建（构）筑物安全；
- c) 施工前由建设单位和施工单位组织安全生产专项教育和培训，并严格执行安全施工和安全生产各项规定；
- d) 钻井施工设备污染物排放达到国家和地方相关环保标准要求；平整、清理施工场地地面、空中施工障碍；

- e) 施工人员、机械设备、材料已经进场，机械试运行正常，特种设备已在相关部门备案并通过了质量安全检查验收；
- f) 钻井施工应符合 DZ/T 0260。

6.5.4 固井应符合下列要求：

- a) 固井作业符合 SY/T 5374.1 及 SY/T 6592 的要求；
- b) 井下换热系统进行严格固井，可采用延迟水泥固井技术，封固套管外部环形空间。延迟固井水泥选用无毒、稠化时间长且流动性好的材料；
- c) 固井作业在钻孔作业结束后 24 h 之内完成，防止施工过程中出现地下水串层现象。

6.5.5 热泵机房等建筑物内系统安装应符合 GB 50243、GB 50274 及 GB 50366 的规定。

6.5.6 供热管线管沟工程应符合下列规定：

- a) 施工前对开槽范围内的地上地下障碍物进行现场核查，逐项查清障碍物的构造情况以及与工程的相对位置；
- b) 槽底不应受水浸泡或受冻，槽壁平整，边坡坡度和槽底高程、位置、宽度、坡度符合设计要求。

6.5.7 建筑工程施工安全应符合 JGJ 33、JGJ 59 的规定。

6.5.8 电气安装施工安全应符合 GB 50194、JGJ 46 的规定。

6.5.9 有限空间作业安全应符合 DB11/T 852 的要求。

6.5.10 热泵供热系统调试与试运行应符合下列要求：

- a) 联动试运行前制定系统调试与运行方案，并报送设计专业工程师审核批准；
- b) 试运行过程按调试方案建立相应的组织，对操作人员进行交底或培训合格后上线操作，重要设备生产成套单位或供应商单位有相应的运保人员在场监护和技术指导；
- c) 有水系统平衡调试要求的项目进行水系统平衡调试，确保系统循环流量、分支流量达到设计要求；
- d) 系统联动试运行填写运行记录，运行数据达到设备技术要求；
- e) 系统联动试运行不小于 48 h，并填写运转记录；
- f) 负荷试运行阶段平均负荷率不小于设计值的 50%并连续运行 72 h；
- g) 系统的试运行达到设计要求后，编写调试报告及运行操作规程，确认存档。

6.5.11 供热系统在供暖季开始前，应对管道系统进行压力和流量测试，对电气设备和线路进行安全检查，对机械转动类型设备进行润滑保养，对自控系统通信功能进行状态测试。

6.5.12 供热期和地温恢复期，宜对井下换热系统的换热能力和地温变化进行监测，通过数值模拟分析评估其换热能力的变化以及供热能力的变化，评价地热能取热系统对地下温度场的影响。

6.5.13 运行管理系统宜具备通过数字孪生技术实现负荷预测、仿真模拟、在线演练、场景展示、运行评估等功能。

6.5.14 控制监测系统的仪表应定期进行标定，监测系统所采集的数据宜进行在线能量平衡校核，发现较大误差或错误时应采取必要的更正和报警措施。

6.6 空气源热泵应用

6.6.1 空气源热泵系统配电线路应根据设计要求装设短路保护、过负荷保护、接地故障保护等，用于

切断供电电源;

6.6.2 空气源热泵机组、水泵、风机应装设相间短路保护和接地故障保护,并应根据具体情况装设过负荷断相或低电压保护等安全保护措施;

6.6.3 辅助热源应有电气安全保护措施。

6.6.4 冬季有冻结风险的地区,空气源热泵热水供暖系统应采取防冻措施。

6.6.5 空气源热泵室外机安装场地应有排水设施,机组化霜水应有组织排放;室外机基础高度应大于0.5 m,并应采用中空形式。

7 智慧能源管理系统应用

7.1 一般规定

7.1.1 智慧能源管理系统应实现对建筑新能源系统的实时监控、数据分析和优化调控,确保系统安全、高效运行,并符合 4.4.1 ~ 4.4.7 的监控和计量要求。

7.1.2 系统设计需基于建筑能源结构(如光伏、地热、热泵等),采用等效电法进行能耗折算,并满足 GB/T 51161 的能耗指标约束值及 DB11/T 1413 的要求。

7.1.3 系统架构应采用分层设计,包括感知层、传输层、平台层和应用层,各层功能定义如下:

- a) 感知层:部署计量仪表(电、热、冷量)及环境传感器(温度、辐照度),符合 GB 17167;
- b) 传输层:支持有线/无线通信,应符合 GB 55024 及 DB 11/T 687 的规定;
- c) 平台层:集成数据中台,处理多源数据(光伏、热泵、地热等);
- d) 应用层:提供能效分析、负荷预测及故障诊断功能。

7.1.4 数据采集应采用物联网技术,应支持不区分链路的物联网终端自主发现、连接、组网和传输等功能,宜根据应用需求提供基于短距无线交互技术的数据传输功能,并符合 DB11/T 687 的数据传输规范。

7.1.5 系统应支持对物联网终端和网络的统一管理,确保物联网终端的通信可靠性和安全性。

7.1.6 系统应预留不少于 10% 的备用监控点位,并支持运行数据上传至上级平台。

7.2 系统功能设计

7.2.1 实时监测功能

7.2.1.1 监测范围覆盖所有新能源子系统(光伏、光热、浅层地埋管地源热泵、再生水源热泵、空气源热泵等),具体参数包括但不限于:

- a) 光伏发电量(kW)、组串效率;
- b) 热泵制热/冷量(kWh)、COP 值;
- c) 地热井温度(℃)及换热效率;
- d) 室外环境:室外温度、室外湿度、太阳辐照度等。

7.2.1.2 数据采样频率不应低于 10 s/次,存储间隔小于或等于 15 min/次。

7.2.2 能效分析与优化

7.2.2.1 自动计算系统全年能效比(AEER)和碳排放强度(Cint)应符合 GB 50189 及 DB11/T 687 的规定。

7.2.2.2 结合用能时段成本差异和碳配额约束,通过需求侧管理策略(如储能系统充放电调度、负荷转移)实现负荷柔性调控。

7.2.3 故障诊断与告警

7.2.3.1 对异常数据（如光伏失配、热泵效率骤降）实时告警，定位故障设备。

7.2.3.2 防雷保护应符合 GB/T 36963 标准及 DB11/T 881 光伏安全规范。

7.2.4 多能耦合控制

7.2.4.1 优先消纳自建新能源（光伏、地热），外部能源仅用于峰值负荷的控制功能；

7.2.4.2 控制逻辑应支持多专业协同，暖通、电气专业联动优化（如地源热泵与光伏互补）。

7.3 数据管理要求

7.3.1 系统应采用统一的编码规则，符合 DB11/T 687 分项计量标准。

7.3.2 采集监测与数据传输应经过加密后执行，支持 AES-256 加密协议。

7.3.3 系统应能自动生成年度能源审计报告，包括设计能效目标对比和故障记录。

7.4 运维管理要求

7.4.1 运维责任主体在设计阶段明确，支持远程参数调整。

7.4.2 系统可用率大于或等于 99%，故障响应时间小于或等于 2 h。

附录 A
(资料性)
新能源应用设计策划

A.1 新能源设计流程策划见图 A.1。

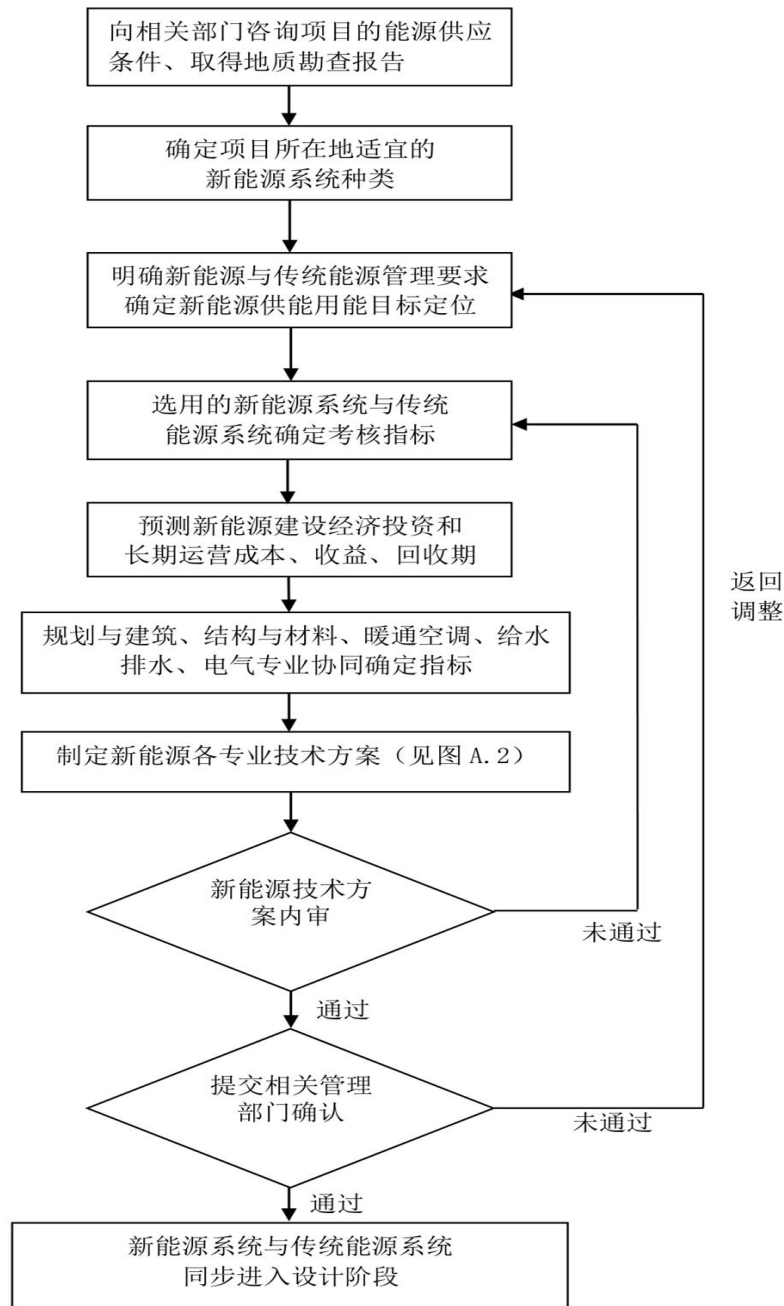


图 A.1 新能源设计流程策划框图

A.2 新能源专业协同策划见图 A.2。

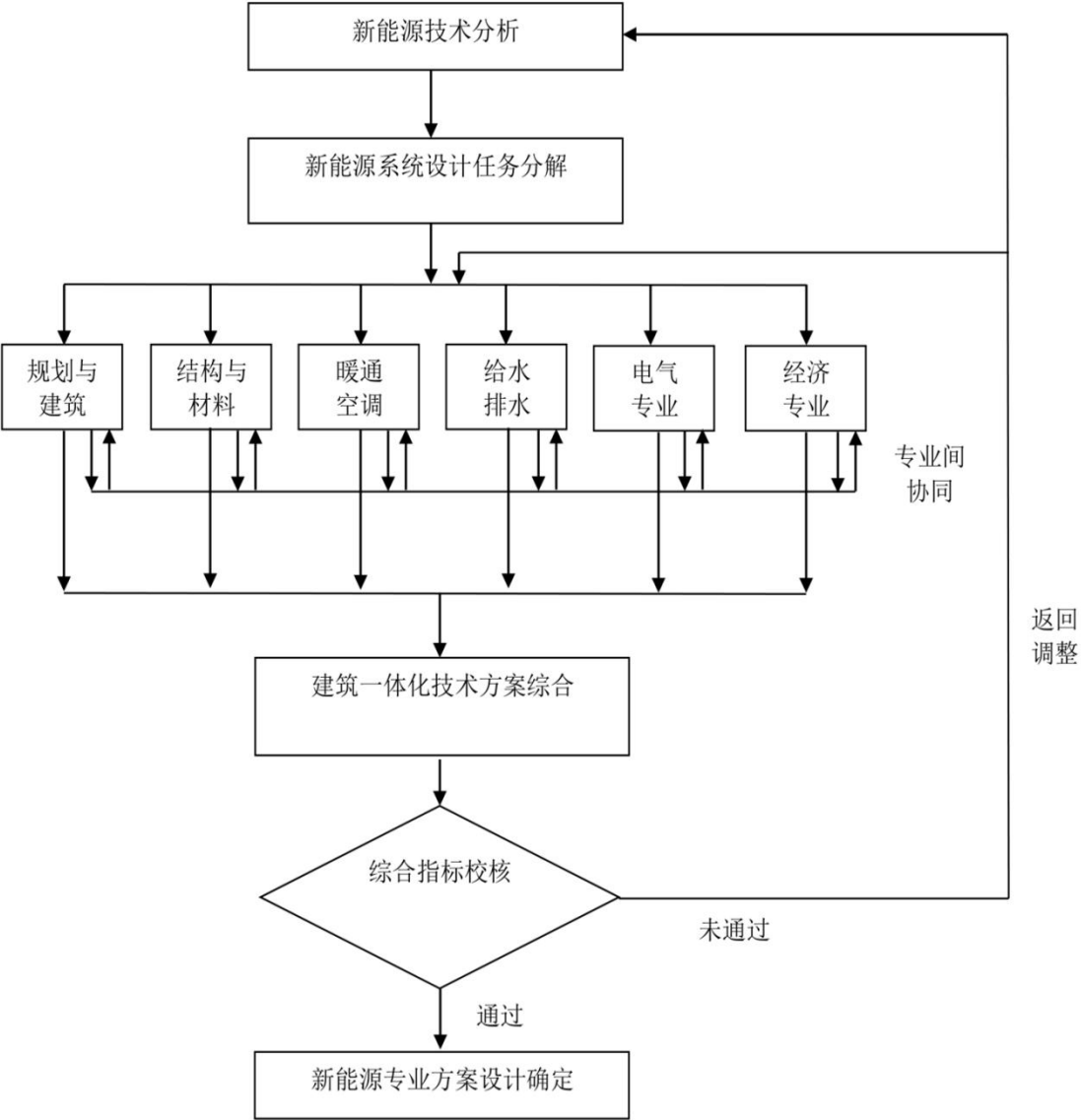


图 A.2 新能源专业协同策划流程图

A.3 新能源设计管理构架见图 A.3。

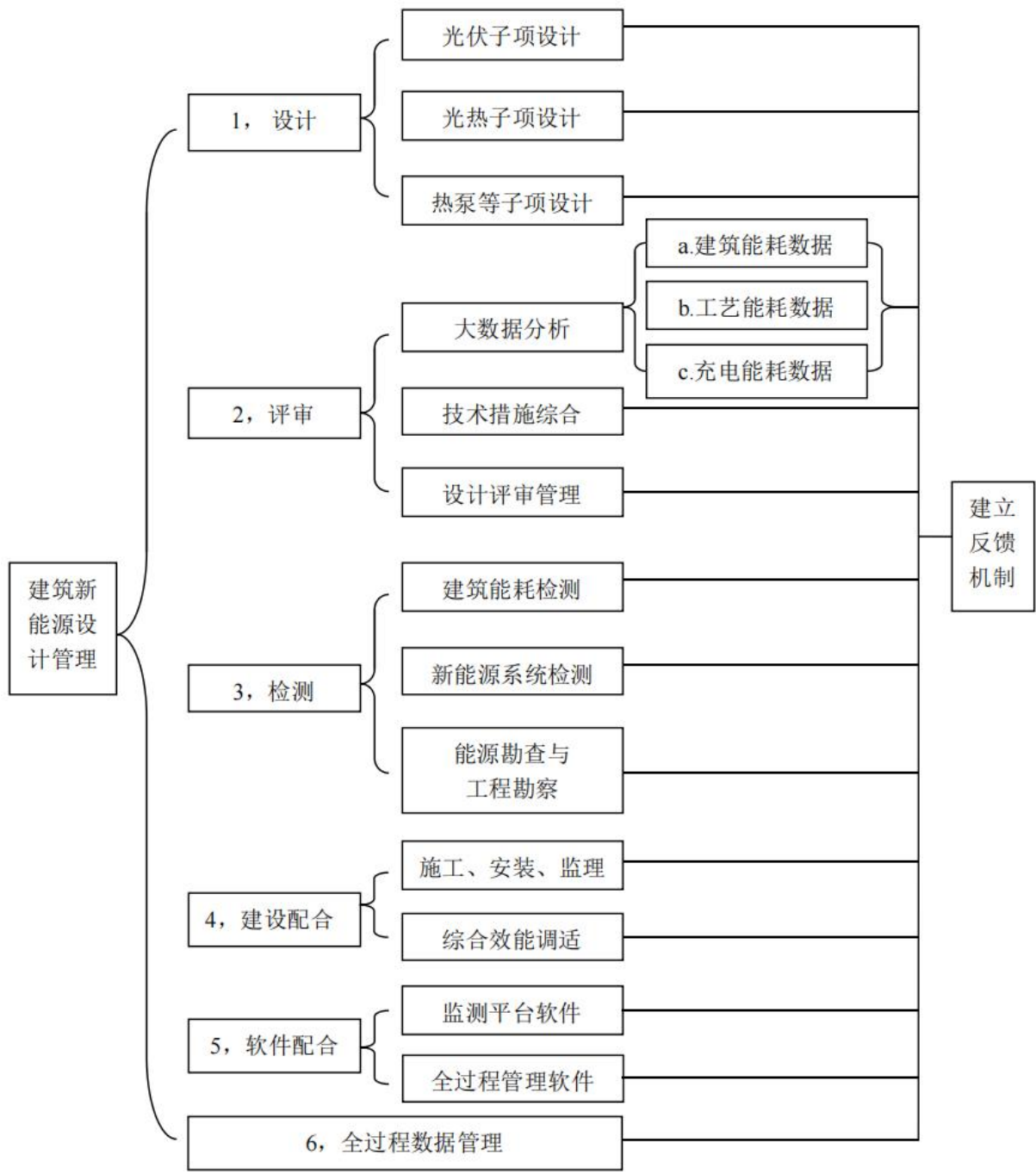


图 A.3 建筑新能源设计管理架构示意图

附 录 B

(资料性)

新能源电力占比统计

新能源电力占可比单位面积非供暖能耗比例参见表B.1。

表 B.1 新能源电力占可比单位面积非供暖能耗比例统计表

建筑能源 方案内容	策划设计值		能流或用途	
	建筑能耗	建筑面积	输出	输入
自用	非供暖总能耗 E1 (预测、实测)	总建筑面积 A1		
	信息机房能耗 E2 (预测、实测)	信息机房建筑面积 A2		
	厨房能耗 E3 (预测、实测)	厨房建筑面积 A3		
	机动车停车库能耗 E4 (预测、实测)	机动车停车库面积 A4		
	建筑外景照明能耗 E5 (预测、实测)		景观	
	充电桩输出能耗 E6 (预测、实测)		交通	
	建筑获得冷量折合电量 Ec			冷量
	建筑获得热量折合电量 Eh			热量
	建筑非供暖能耗折算值 $\sum E_i = E1 - E2 - E3 - E4 - E5 - E6 + E_c + E_h$	常规用能区域面积 $\sum A_i = A1 - A2 - A3 - A4$		
	可比单位面积非供暖能耗 $R_{z_1} = \sum E_i / \sum A_i$			
自发	自建新能源发电量 Ef (预测、实测)			太阳能
	自备发电机发电量 Eg (预测、实测)			燃料
输入	外网接口总供电量 $E_z = (E1 - E_f - E_g) / (\eta_1 * \eta_2)$ 建筑变电效率 $\eta_1 = 0.92 \sim 0.98$ 、输配效率 $\eta_2 = 0.95 \sim 0.97$			市电
	建筑能源消费用户侧主动购入绿色电力的计算值 Es1 取值范围: $Es1 = (5\% \sim 15\%) E_z$ (无自建光伏时宜取高值)			
	用户侧实际主动购入绿色电力 Es2, 按 Es1 实购绿证 MVA 数计			绿电
新能源应用	建筑新能源电力总用量 $\sum E_t = E_f + E_s2 + (E_z - E_s2) * K$, (K: 输入市电减掉主动绿电的其余部分中, 由用户侧 被动使用的新能源电力占比, 当前计算取 22.8% ~ 24.3%)			
	单位面积新能源电力用量 $R_{p_1} = \sum E_t / A1$			
	新能源电力占可比单位面积非供暖能耗的比例: R_{p_1} / R_{z_1}			

新能源电力占可比单位面积非供暖能耗的比例应在策划设计时进行如下预测计算：

- a) 非供暖总能耗 E1，其中包含了非可比因素的能耗，应通过必要的折算再进行比较；

- b) 通过折算得到建筑非供暖能耗折算值 E_i ，相对 E_1 而言视作可比非供暖能耗，但对于特殊项目可能仍然含有不可比因素的能耗，还应根据 GB/T 51161 的折算原则结合项目特殊性进行分析和扣除；
- c) 机动车停车库能耗 E_4 ，包含车库的照明插座、通风等系统能耗，车库出入口闸机、视频摄像、值班管理等与车库本身功能相关的能耗应计入；消防或非消防系统管道电伴热能耗用于建筑整体系统，不计入车库能耗。

附录 C

(资料性)

冷源系统综合性能系数

C.1 冷源系统综合性能系数计算

C.1.1 当制冷设备与冷却水泵和冷却塔采用一对一配置时, 每台制冷机组的综合性能系数SCOP值按公式(C.1)计算确定, 且不应小于表C.3规定的限值。

$$SCOP = \frac{Q_c}{E_e} \quad (C.1)$$

式中:

Q_c ——名义工况各台制冷设备的制冷量, 单位为千瓦(kW);

E_e ——名义工况各台制冷设备冷源侧需要输入的总电量或总用能量, 单位为千瓦(kW), 按第C.1.3条计算。

C.1.2 当多台制冷设备共用一套冷却水系统时, 多台制冷设备的综合SCOP_z值按公式(C.2)计算确定, 且不应小于按公式(C.3)冷量加权计算得出的综合限值SCOP_{zx}。

$$SCOP_z = \frac{\sum Q_c}{\sum E_e} \quad (C.2)$$

$$SCOP_{zx} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ci} SCOP_i}{\sum Q_c} \quad (C.3)$$

式中:

Q_{ci} ——第*i*台制冷设备名义工况制冷量, 单位为千瓦(kW);

$SCOP_i$ ——第*i*台制冷设备的SCOP限值;

n ——制冷机组台数;

C.1.3 制冷设备冷源侧名义工况需要输入的总电量或总用能量应按以下方法计算:

a) 电制冷设备输入总电量按公式(C.4)~(C.6)计算:

$$E_e = E_L + E_b + E_t \quad (C.4)$$

$$\sum E_e = \sum E_L + \sum E_b + \sum E_t \quad (C.5)$$

$$E_L = \frac{Q_c}{COP \text{ 或 } EER} \quad (C.6)$$

式中:

E_L ——名义工况各台电制冷设备的耗电量, 单位为千瓦(kW);

E_b ——制冷设备对应的冷却水泵设计工况耗电量, 单位为千瓦(kW);

E_t ——制冷设备对应的冷却塔风机设计工况耗电量, 单位为千瓦(kW), 可近似按设备名牌功率取值;

COP 或 EER ——制冷设备的名义工况制冷性能系数;

b) 溴化锂吸收式直燃机组总用能量按公式(C.7)~(C.9)计算:

$$E_e = Q_i + \frac{A + E_b + E_t}{\eta_e} \quad (C.7)$$

$$\sum E_e = \sum Q_i + \sum \frac{A}{\eta_e} + \sum \frac{E_b}{\eta_e} + \sum \frac{E_t}{\eta_e} \quad (C.8)$$

$$Q_i = W \cdot \frac{q}{3600} \quad (C.9)$$

式中:

Q_i ——名义工况直燃机组制冷热消耗量，单位为千瓦（kW）；

A ——各直燃机组制冷时消耗的电力，单位为千瓦（kW），可大致根据产品技术资料提供的
数据确定；

W ——产品技术资料提供的燃气消耗量，单位为立方米/小时（ m^3/h ），或燃油消耗量，单
位为千克/小时（ kg/h ）；

q ——产品技术资料提供的燃料消耗量对应的燃气热值，单位为千焦/立方米（ kJ/m^3 ）或燃
油热值，单位为千焦/千克（ kJ/kg ）；

η_e ——电和热的转换系数，取 $\eta_e = 0.58$ ；

C.1.4 冷却水泵设计工况耗电量 E_b ，按公式（C.10）计算确定：

$$E_b = 0.003096G \cdot \frac{H}{\eta_b} \dots\dots\dots (C.10)$$

式中：

G ——冷却水泵设计工况流量，单位为立方米/时（ m^3/h ）；

H ——冷却水泵设计工况扬程，单位为米水柱（ mH_2O ）；

η_b ——冷却水泵设计工况点效率，根据水泵生产企业提供的数据取值，当无资料时可按水泵
流量近似取值： G 小于或等于 $60m^3/h$ 时取 0.63， G 大于 $60m^3/h$ 且小于或等于 $200m^3/h$ 时取 0.69，
 G 大于 $200m^3/h$ 时取 0.71。

C.1.5 冷源系统综合制冷性能系数SCOP可采用表C.1、表C.2进行计算。

表 C.1 水冷式电制冷机组冷源系统综合性能系数计算表
(机组与冷却水泵、冷却塔一对一配置)

制冷机组				冷却泵				冷却塔	SCOP 计算值	SCOP 限值
类型	制冷量 Q_c	COP 或 EER	耗电量 E_L	流量 G	扬程 H	效率 η_b	耗电量 E_b	耗电量 E_t		
	kW	/	kW	m³/h	m	/	kW	kW	/	/

表 C.2 水冷式电制冷机组冷源系统综合性能系数计算表
(多台机组共用一套冷却水系统)

制冷机组								冷却泵				
类型	单台制冷量	同规格数量	同规格制冷量 Q_c	COP 或 EER	耗电量 E_L	SCOP 限值	$Q_c \cdot \text{SCOP}$	流量 G	扬程 H	效率 η_b	同规格数量	耗电量 E_b
	kW	台	kW	/	kW	/	/	m³/h	m	/	台	kW
合计	机组制冷量总计 $\sum Q_c$	机组耗电量总计 $\sum E_L$		冷却泵耗电量总计 $\sum E_b$		冷却塔风机总功率 $\sum E_t$		综合 $SUCP_z$		限值 $SCOP_{zx}$		

C.2 水冷式制冷机组冷源系统综合制冷性能系数限值

表 C.3 水冷式制冷机组冷源系统综合制冷性能系数限值

类型		名义制冷量（kW）	冷源系统综合制冷性能系数 SCOP		
			定频单工况机组	变频机组	双工况机组
水冷	涡旋式	< 528	3.50		
	螺杆式	< 528	4.10	3.90	
		528 ~ 1163	4.40	4.20	
		> 1163	4.60	4.40	
	离心式	< 1163	4.50	4.20	4.10
		1163 ~ 2110	4.70	4.40	4.30
		> 2110	4.80	4.50	4.40
单元式、风管送风式、屋顶式空调机组	不接风管	7.1 ~ 14	3.00		
		> 14	2.90		
	接风管	7.1 ~ 14	2.80		
		> 14	2.70		
直燃机组		——	1.15		

附录 D
(资料性)

太阳能资源数据及太阳能保证率推荐值

D.1 太阳能资源数据见表 D.1：

表 D.1 北京地区太阳能资源数据表

月份	T_a	H_t	H_d	H_b	H	H_0	S_m	K_t
1	-4.6	9.143	3.936	5.208	15.081	15.422	200.8	0.593
2	-2.2	12.185	5.253	6.931	17.141	20.464	201.5	0.595
3	4.5	16.126	7.152	8.974	19.155	27.604	239.7	0.584
4	13.1	18.787	9.114	9.673	18.714	34.740	259.9	0.541
5	19.8	22.297	9.952	12.345	20.175	39.725	291.8	0.561
6	24.0	22.049	9.192	12.856	18.672	41.742	268.8	0.528
7	25.8	18.701	9.364	9.336	16.215	40.596	217.9	0.461
8	24.4	17.365	8.086	9.279	16.430	36.420	227.8	0.477
9	19.4	16.542	6.362	10.180	18.686	29.881	239.9	0.554
10	12.4	12.730	4.926	7.805	17.510	22.478	229.5	0.566
11	4.1	9.206	4.004	5.201	15.112	16.508	191.2	0.558
12	-2.7	7.889	3.515	4.374	13.709	13.857	186.7	0.569
填表说明： T_a—月平均室外气温，单位为摄氏度（℃）； H_t—水平面太阳总辐射月平均日辐照量，单位为兆焦/（平方米·天）[MJ/(m²·d)]； H_d—水平面太阳散射辐射月平均日辐照量，单位为兆焦/（平方米·天）[MJ/(m²·d)]； H_b—水平面太阳直射辐射月平均日辐照量，单位为兆焦/（平方米·天）[MJ/(m²·d)]； H—倾角等于纬度倾斜表面上的太阳总辐射月平均日辐照量，单位为兆焦/（平方米·天）[MJ/(m²·d)]； H_0—大气层上界面上太阳总辐射月平均日辐照量，单位为兆焦/（平方米·天）[MJ/(m²·d)]； S_m—月日照小时数； K_t—大气晴朗指数。								

D.2 太阳能保证率推荐值见表 D.2：

表 D.2 北京地区太阳能光热系统太阳能保证率推荐值

系统名称	1 级	2 级	3 级
太阳能热水系统	$f \geq 60\%$	$50\% \leq f < 60\%$	$40\% \leq f < 50\%$
太阳能供暖系统	$f \geq 50\%$	$40\% \leq f < 50\%$	$30\% \leq f < 40\%$
太阳能空调系统	$f \geq 40\%$	$30\% \leq f < 40\%$	$20\% \leq f < 30\%$
F代表太阳能保证率。			

附 录 E

(资料性)

太阳能集热器面积补偿计算参考数据

不同倾角和方位角的太阳能集热器总面积补偿比见表 E.1：

表 E.1 不同倾角和方位角的太阳能集热器总面积补偿比

方位 倾角	东	—80	—70	—60	—50	—40	—30	—20	—10	南	10	20	30	40	50	60	70	80	西
90°	43%	50%	56%	64%	71%	78%	85%	90%	93%	94%	93%	90%	85%	78%	71%	64%	56%	50%	43%
80°	46%	53%	60%	68%	76%	83%	89%	94%	97%	98%	97%	94%	89%	83%	76%	68%	60%	53%	46%
70°	48%	55%	63%	71%	78%	86%	92%	96%	99%	100%	99%	96%	92%	86%	78%	71%	63%	55%	48%
60°	51%	57%	65%	72%	80%	86%	92%	96%	99%	100%	99%	96%	92%	86%	80%	72%	65%	57%	51%
50°	52%	59%	66%	73%	80%	86%	91%	94%	97%	97%	97%	94%	91%	86%	80%	73%	66%	59%	52%
40°	54%	60%	66%	72%	78%	83%	87%	91%	92%	93%	92%	91%	87%	83%	78%	72%	66%	60%	54%
30°	55%	60%	66%	70%	75%	79%	82%	84%	86%	86%	86%	84%	82%	79%	75%	70%	66%	60%	55%
20°	57%	60%	64%	67%	70%	73%	75%	77%	78%	78%	78%	77%	75%	73%	70%	67%	64%	60%	57%
10°	57%	59%	61%	63%	65%	66%	67%	68%	68%	69%	68%	68%	67%	66%	65%	63%	61%	59%	57%
水平面	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
注：数据引自GB 50495，北京纬度39° 48’ 。																			

附录 F
(资料性)

保温层厚度计算方法

F.1 保温层厚度计算应按照公式 (F.1) 计算：

$$\delta = 3.14 \frac{d_w^{1.2} \lambda^{1.35} \tau^{1.75}}{q^{1.5}} \dots\dots\dots (F.1)$$

式中：

δ——保温层厚度，单位为毫米（mm）；

d_w——管道或圆柱设备的外径，单位为毫米（mm）；

λ——保温层的热导率，单位为千焦/（小时·米·摄氏度）[kJ/（h·m·℃）]；

τ——未保温的管道或圆柱设备外表面温度，单位为摄氏度（℃）；

q——保温后的允许热损失，单位为千焦/（小时·米）[kJ/（h·m）]。

F.2 热水供、回水管，热媒水管常用的保温材料为岩棉、超细玻璃棉、硬聚氨酯、橡塑泡沫等材料，其保温层厚度可按表 F.1 选取。

表F.1 热水供、回水管及热媒水管保温层厚度选用表

管径 DN(mm)	热水供、回水管				一次热媒水	
	15 ~ 20	25 ~ 50	65 ~ 100	> 100	≤50	> 50
保温层厚度 (mm)	20	30	40	50	40	50

附录 G

(资料性)

岩土热响应试验

G.1 一般规定

G.1.1 在岩土热响应试验之前，应对测试地点进行实地的勘察，根据地质条件的复杂程度，确定测试孔的数量和测试方案。地埋管浅层地埋管地源热泵系统的应用建筑面积大于或等于10000 m²时，测试孔的数量不应少于2个。对2个及以上测试孔的测试，其测试结果应取算术平均值。

G.1.2 在岩土热响应试验之前应通过钻孔勘察，绘制项目场区钻孔地质综合柱状图。

G.1.3 岩土热响应试验应包括下列内容：

- a) 岩土初始平均温度；
- b) 地埋管换热器的循环水进出口温度、流量以及试验过程中向地埋管换热器施加的加热功率。

G.1.4 岩土热响应试验报告应包括下列内容：

- a) 项目概况；
- b) 测试方案；
- c) 参考标准；
- d) 测试过程中参数的连续记录，应包括：循环水流量、加热功率、地埋管换热器的进出口水温；
- e) 项目所在地的岩土柱状图；
- f) 岩土热物性参数；
- g) 测试条件下，钻孔单位延米换热量参考值。

G.1.5 测试现场应提供稳定的电源，具备可靠的测试条件。

G.1.6 在对测试设备进行外部连接时，应遵循先接水后接电的原则。

G.1.7 测试孔的施工应由具有相应资质的专业队伍承担。

G.1.8 连接应减少弯头、变径，连接管外露部分应保温，保温层厚度不应小于20 mm。

G.1.9 岩土热响应的测试过程应遵守国家和地方有关安全、劳动保护、防火、环境保护等方面的规定。

G.2 测试仪表

G.2.1 在输入电压稳定的情况下，加热功率的测量误差不应大于±1%。

G.2.2 流量的测量误差不应大于±1%。

G.2.3 温度的测量误差不应大于±0.2℃。

G.2.4 岩土热响应试验设备的温度，流量测试仪表每年应进行不少于一次标定。

G.3 岩土热响应测试方法

岩土热响应测试方法应符合GB 50366。

G.4 岩土热响应试验技术要求

岩土热响应试验技术要求应符合DB11/T 1253。

附录 H

(资料性)

数值模拟软件：地热计算器

H.1 浅层地热系统设计

数值模拟部分（换热器取热量、井距优化等内容）宜使用 “地热计算器（GeothermalKits）” 进行模拟计算。

地热计算器“浅层地热”模块操作界面见图H.1：



图 H.1 地热计算器“浅层地热”模块操作界面

H.2 中深层地热系统设计

H.2.1 数值模拟部分（井距优化、资源量评估、换热器取热量等内容）宜使用 “地热计算器（GeothermalKits）” 进行模拟计算。

H.2.2 中深层水热型供热系统地热井数量及布局,从经济效益角度综合评估温度与压力变化对运行成本的影响，共同模拟井距优化模型的经济目标函数，计算公式见（H.1）~（H.3）：

$$C = \sum_{t=0}^N (C_p + C_T) \dots\dots\dots (H.1)$$

$$C_p = \Delta p \cdot q \cdot pp \dots\dots\dots (H.2)$$

$$C_T = \rho^l \cdot c^l \cdot q \cdot \Delta T \cdot \eta \cdot pr \dots\dots\dots (H.3)$$

- 式中：
- Δp ——水压，单位为帕（Pa）；
 - η ——热利用系数；
 - ρ^l ——流体密度，单位为千克/m³（kg/m³）；
 - c^l ——流体比热容，单位为焦/（千克·℃）[J/（kg·℃）]；
 - C_p ——压力降低产生的额外电费，元；
 - C_T ——温度降低产生的经济损失，元；
 - q_s ——开采量，单位为立方米/秒（m³/s）；
 - N ——热田寿命，年；
 - pp ——电价，单位为元/（千瓦·时）[元/（kW·h）]；
 - pr ——热价，单位为元/吉焦（元/GJ）。

地热计算器（GeothermalKits）“井距优化”模块可通过操作界面见图H.2：



图 H.2 地热计算器井距优化模块操作界面

H.2.3 中深层水热型供热系统资源量评估宜通过地热计算器“资源评价”模块模拟计算。通过体积法资源评估方法计算目标区域内的地热资源量，计算公式见（H.4）~（H.6）：

$$Q = Q_r + Q_l \dots\dots\dots (H.4)$$

$$Q_r = LWH(T - T_0)\rho_s C_s(1 - \phi) \dots\dots\dots (H.5)$$

$$Q_l = LWH(T - T_0)\rho_w C_w \phi \dots\dots\dots (H.6)$$

式中：

- L——储层长度，单位为米（m）；
- W——储层宽度，单位为米（m）；
- H——储层厚度，单位为米（m）；
- T——储层平均初始温度，单位为摄氏度（℃）；
- T₀——当地年平均气温，单位为摄氏度（℃）；
- ρ_s——岩石密度，单位为千克/立方米（kg/m³）；
- ρ_w——水的密度，单位为千克/立方米（kg/m³）；
- C_s——岩石比热容，单位为焦/（千克·摄氏度）[J/（Kg·℃）]；
- C_w——水的比热容，单位为焦/（千克·摄氏度）[J/（Kg·℃）]；
- φ——储层平均孔隙度，无量纲。

H.2.4 特定运行工况下中深层地埋管供热系统取热量宜使用地热计算器进行模拟计算，具体运行工况如下：

- a) 换热器运行模式满足“4个月连续取热期~8个月停机恢复期”交替进行（即为我国北方典型供暖模式）；
- b) 模拟取热量在4个月内（120 d）是恒定的；
- c) 换热器系统的进口温度在取热期间不得低于4℃；
- d) 岩土层的初始温度分布在取热开始时未受中深层地埋管换热器系统的扰动。

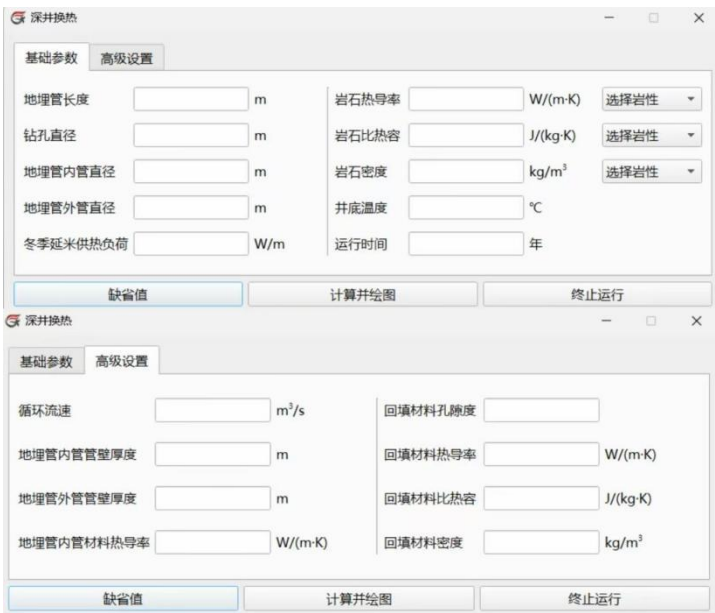


图 H.3 地热计算器同轴换热模块操作界面

满足上述运行模式的模拟场景，在地热计算器软件中（图H.3）输入对应参数后可计算得到换热器在设定运行时间内的实时进出口温度，换热器取热量 Q 计算公式见（H.7）：

$$Q = mC_s(t_{i,ave} - t_{o,ave}) \dots\dots\dots (H.7)$$

- 式中：
- Q ——换热器取热量，单位为焦（J）；
 - m ——循环流体流动质量，单位为千克/时（Kg/h）；
 - C_s ——循环流体比热容，单位为焦/（千克·摄氏度）[J/（Kg·℃）]；
 - $T_{i,ave}$ ——进口温度平均值，单位为摄氏度（℃）；
 - $T_{o,ave}$ ——出口温度平均值，单位为摄氏度（℃）。

H.2.5 碳减排量、静态地层温度预测、有机朗肯循环（ORC）发电系统参数计算宜使用地热计算器模拟计算，见图H.4～图H.6。



图 H.4 地热计算器二氧化碳减排模块操作界面



图 H.5 地热计算器静态地层温度预测模块操作界面

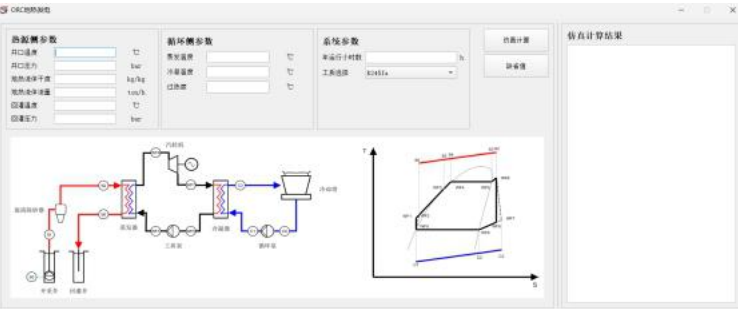


图 H.6 地热计算器 OCR 地热发电模块操作界面

附 录 I

(资料性)

中深层地热开发利用评价报告

中深层地热开发利用评价报告内容应包括：

- a) 建设项目的规模、功能及供热需求；勘查区以往地质工作程度及中深层地热能开发利用现状；勘查工作的进程及完成的工作量；
- b) 勘查区的自然地理条件；
- c) 勘查工作的主要内容及其部署；工作的主要成果：热储类型、岩性与厚度、分布与埋藏条件，流体温度、化学成分，资源储量，开采与回灌条件；
- d) 开发利用可行性评价、评价地热供热资源条件、评价开采规模与资源储量、评价回灌规模与地温场的承载力或区域能够接受的最大回灌量及最低回灌温度、对开采与回灌可能引起的区域水位、温度等变化进行预测。对评价项目引发地质环境问题可能性的大小，对可能引发的问题提出针对性监测方案；
- e) 根据保护资源、合理开发的原则，提出相应的利用方式及其保证程度，预测其可能的变化趋势；
- f) 提出地热资源供热的采灌方案；
- g) 拟建工程的经济性和风险性分析；
- h) 施工中和运行后应注意的事项；
- i) 监测点的设置及要求。

附 录 J

(资料性)

中深层地热回灌试验要求

地热回灌试验应按照以下程序进行：

- a) 回灌试验前应先进行抽水试验，回灌水源应采取过滤、隔氧等措施，防止堵塞；
- b) 自然回灌时宜采用泵管回灌，泵管末端浸入水中深度宜大于 5 m，保证回灌密封进行；
- c) 在具备条件时回灌水源应为地热原水或经过利用后未污染的地热原水(尾水)，仅有单井且未有其他地热井提供地热原水水源时可采用市政供水临时作为回灌试验水源，但应先进行配伍性试验，确定对地热水质不会产生影响时方可进行；
- d) 自然回灌时，应确定最大自然回灌量；加压回灌时，应确定安全经济的压力值，一般不超过 1 MPa；
- e) 应进行三组以上的回灌试验，采用定流量法；自然回灌时，第一组回灌以其产能最大值的 1/2 为宜，回灌流量宜以 10–30 m³/h 的梯度增量进行逐级回灌，每级水位稳定时间不应小于 48 h。

回灌试验最大回灌量不宜大于本井抽水试验时的最大出水量，最大自然回灌量确定时回灌水位距离井口不应少于 10 m，水位稳定时间不应小于 72 h。自然回灌试验时应对回灌流量、动态压力（动水位）、流体温度进行观测，同时要环境进行温度测量，加压回灌时记录压力值；

- f) 水位观测时间一般在试验开始后第 1、2、3、4、6、8、10、15、20、25、30、35、40、50、60、80、100、120 min 进行，以后每 30 min 观测一次。地热流体温度、回灌流量、环境温度宜 1 h 观测一次，观测时间应与水位观测时间一致。水位观测数据精确到 0.01 m，流体温度观测数据精确到 0.1 °C，采用水表进行回灌流量计量读数精确到 0.01 m³。加压回灌时，当压力达到系统设计值并且有上涨趋势时，应立即停止实验；
- g) 恢复水位观测频率与回灌时观测频率相同，直到水位稳定不小于 24 h 停止。

附 录 K

(资料性)

再生水换热量计算

K.1 可利用再生水换热量计算

可利用再生水换热量可采用公式 (K.1) 估算：

$$Q = \rho c_p V \Delta t \cdots \cdots (K.1)$$

式中：

- Q ——可利用再生水换热量，单位为千瓦 (kW) ；
- ρ ——再生水密度，单位为千克/ m³ (kg/ m³) ；
- c_p ——再生水比热容，单位为千焦/ (千克 · 摄氏度) [kJ/ (kg · °C)] ；
- V ——可利用再生水流量，单位为立方米/秒 (m³/ s) ；
- Δt ——可利用再生水温升 (温降) , 单位为摄氏度 (°C) 。

K.2 再生水换热系统取热量计算

按冬季设计热负荷确定的再生水换热系统取热量可按公式 (K.2) 计算：

$$Q_0 = Q_h - N_1 = Q_h \left(1 - \frac{1}{COP} \right) \cdots \cdots (K.2)$$

式中：

- Q₀ ——再生水换热系统吸热量，单位为千瓦 (kW) ；
- Q_h ——热泵机组制热量，单位为千瓦 (kW) ；
- N₁ ——热泵机组功率，单位为千瓦 (kW) ；
- COP ——热泵机组制热性能系数。

K.3 再生水换热系统释热量计算

按夏季设计冷负荷确定的再生水换热系统释热量可按公式 (K.3) 计算：

$$Q_k = Q_l + N_1 = Q_l \left(1 + \frac{1}{EER} \right) \cdots \cdots (K.3)$$

式中：

- Q_k ——再生水换热系统释热量，单位为千瓦 (kW) ；
- Q_l ——热泵机组制冷量，单位为千瓦 (kW) ；
- N₁ ——热泵机组功率，单位为千瓦 (kW) ；
- EER ——热泵机组制冷能效比。

附 录 L

(资料性)

城镇污水源热泵水质控制项目及限值

L.1 城镇污水、污水处理厂出水及再生水用作热泵水源时，水质控制项目及指标限值应满足表 L.1 的规定。

表 L.1 城镇污水热泵水质控制项目及限值

序号	项目	限值
----	----	----

			城镇污水	污水处理厂出水 a)	再生水
1	温度（℃）	制热工况	≥10	≥8	≥8
		制冷工况	≤28	≤30	≤30
2	PH 值		6-9	6-9	6.5-9
3	悬浮物（SS）（mg/L）		≤400	≤30	≤20
4	浊度（NTU）		——	——	≤50
5	含砂量（体积比）		≤3/100000	≤1/200000	≤1/200000
6	生化需氧量（BOD5）（mg/L）		≤300	≤30	≤10
7	氯离子（mg/L）		≤250（1500）b）	≤250（500）b）	≤250
8	二氧化硅（mg/L）		——	——	≤50
9	总硬度（以 CaCO3 计，mg/L）		——	≤450	≤450
10	总碱度（以 CaCO3 计，mg/L）		——	——	≤350
11	硫酸盐（mg/L）		≤600	≤450	≤450
12	硫化物（mg/L）		≤1	≤1	≤0.1
13	氨氮（以 N 计，mg/L）		≤35	≤25（1）c）	≤10（1）c）
14	总氮（mg/L）		——	——	≤15
15	总磷（以 P 计，mg/L）		≤8	≤30	≤1
16	溶解性总固体（mg/L）		≤2000	≤2000	≤1000
17	石油类（mg/L）		≤20	≤5	≤1
18	动植物油（mg/L）		≤100	≤5	——
19	余氯（mg/L）		——	——	≥0.05
20	粪大肠杆菌（个/L）		——	≤10000	≤2000
注：a）污水处理厂出水指城镇污水处理厂二级出水； b）当采用S 31603不锈钢或同等材质换热器时，可执行括号内数值； c）当采用铜质换热器时，应满足括号内数值。					

L.2 城镇污水除应满足表 L.1 的各项指标外, 还应符合 CJ 3082 的要求。污水处理厂出水及再生水, 除应满足表 L.1 的各项指标外, 其化学毒理学指标还应符合 GB 18918 中的“一类污染物”和“选择控制项目”各项指标限值的规定。

L.3 污水水质调查项目见表 L.2 的规定。

表 L.2 污水水质调查项目

序号	水质参数	单位	序号	水质参数	单位
1	PH 值	——	11	溶解性总固体	mg/L
2	悬浮物 (SS)	mg/L	12	余氯	mg/L

3	浊度	NTU	13	粪大肠杆菌	个/L
4	生化需氧量 (BOD ₅)	mg/L	14	含砂量 (体积比)	——
5	氯离子	mg/L	15	二氧化硅	mg/L
6	氨氮	以 N 计, mg/L	16	总硬度	以 CaCO ₂ 计, mg/L
7	总氮	mg/L	17	总碱度	以 CaCO ₂ 计, mg/L
8	总磷	以 P 计, mg/L	18	硫化物	mg/L
9	硫酸盐	mg/L	19	石油类	mg/L
10	动植物油	mg/L			

附录 M

(资料性)

平衡点温度计算方法

M.1 经济平衡点温度以全生命期成本为目标函数,综合考虑空气源热泵供暖系统可靠运行及经济性后计算得到。

M.2 空气源热泵全生命期成本应按公式 (M.1) 计算:

$$LCC = C_h Q_{h0} + C'_f (Q_0 - Q_{h0} \eta_h) + C'_e + OC \cdots \cdots (M.1)$$

式中:

LCC ——生命周期成本,单位为元;

C_h ——空气源热泵机组的装机价格,单位为元/千瓦 (元/kW);

Q_{h0} ——空气源热泵机组的名义制热量,单位为千瓦 (kW),按第M.4条确定;

C'_f ——辅助加热设备的装机价格,单位为元/千瓦 (元/kW);

Q_0 ——建筑物冬季供暖热负荷,单位为千瓦 (kW);

η_h ——设计工况下空气源热泵机组制热能力修正系数,若机组在室外计算温度下不能运行,则该系数为 0;

C'_e ——电力增容费,住宅类已取消电力增容费,其他类建筑可咨询当地电力部门,单位为元;

OC ——运行成本,单位为元,按第M.3条确定。

M.3 运行成本应按公式 (M.2) 计算:

$$OC = \sum_{p=1}^{p=t} \frac{(\sum_{i:T_{min}}^{i:T_b} \frac{Q_h h_i}{COP_h} + \sum_{j:T_b}^{j:T_{max}} \frac{Q_h h_j}{COP_h \cdot PL}) C_e + \sum_{i:T_l}^{i:T_b} P_f Q_f h_i C_f + \frac{\eta_m [C_h Q_{h0} + C'_f (Q_0 - Q_{h0} \eta_h)]}{t}}{(1+r)^p} + MC \cdots (M.2)$$

式中:

T_b ——空气源热泵供暖系统的预设平衡点温度,单位为摄氏度 (°C);

T_{min} ——热泵机组可运行的最低室外温度与设计工况室外计算温度中的较大值,单位为摄氏度 (°C);

T_{max} ——热泵机组供暖运行的最高室外温度,单位为摄氏度 (°C),根据GB/T 17758有关规定,制热零负荷点为13 °C,取12 °C;

T_l ——使用地区设计工况室外计算温度,单位为摄氏度 (°C);

Q_h ——热泵机组在冬季供暖期某室外温度下的有效制热量,单位为千瓦 (kW);

h_i ——i 对应供暖期室外温度区间内某室外温度出现小时数,单位为小时 (h);

h_j ——j 对应供暖期室外温度区间内某室外温度出现小时数,单位为小时 (h);

COP_h ——热泵机组制热性能系数,应根据厂家提供的数据计算,应不低于本文件规定的限值;

PL ——部分负荷热泵机组 COP 修正系数,应按公式 (M.3) 计算;

P_f ——辅助加热设备的能源消耗量折算系数;

Q_f ——辅助加热设备在冬季供暖期某室外温度下的制热量,单位为千瓦 (kW),应按第M.5条确定;

C_f ——辅助加热设备消耗能源折算单价,单位为元/千瓦时 (元/kWh),以天然气为例,其热值取8000 kcal/m³,价格取2.4元/m³,则天然气折算单价 $C_f = 2.4 \times 860 / 8000 = 0.258$ (元/kWh);

C_e ——平均电价，单位为元/千瓦时（元/kWh），应根据当地电价确定；

MC ——年维护费用，单位为元，应根据具体情况确定；

r ——贴现率；

η_m ——设备维修费用修正系数；

t ——运行成本的计算时间（年），一般为设备使用寿命。

$$PL = \frac{CR}{Cd_h \times CR + (1 - Cd_h)} \dots\dots\dots (M.3)$$

式中：

Cd_h ——热泵部分负荷运行时制热性能衰减系数；

CR ——供暖容量比，工程应用中定义为实际制热量与设备额定容量的比例。

M.4 机组名义工况制热量应按公式（M.4）计算：

$$Q_{h0} = \frac{Q'_0}{K_1 K_2} \dots\dots\dots (M.4)$$

$$Q'_0 = K(T_b - T_n) \dots\dots\dots (M.5)$$

式中：

Q'_0 ——预设平衡点温度下热泵机组制热量，单位为千瓦（kW），应按公式（M.5）计算；

K_1 ——预设平衡点温度下热泵机组修正系数，应根据厂家提供的机组制热量变化曲线或数据图表确定；

K_2 ——预设平衡点温度下热泵机组结除霜损失系数，应根据使用地区的冬季气象参数选取；

K ——建筑物综合传热系数，单位为千瓦/摄氏度（kW/℃）；

T_n ——供暖室内设计温度，单位为摄氏度（℃）。

M.5 不同室外温度条件下建筑热负荷、热泵机组有效制热量及辅助加热设备制热量应按公式（M.6）～（M.8）计算：

$$Q = K(T - T_n) \dots\dots\dots (M.6)$$

$$Q_h = K_1(T) K_2(T) Q_{h0} \dots\dots\dots (M.7)$$

$$Q_f = Q - Q_h \dots\dots\dots (M.8)$$

式中：

Q ——建筑在冬季供暖期某室外温度下的热负荷，单位为千瓦（kW）；

$K_1(T)$ ——热泵机组在冬季供暖期某室外温度修正系数，应根据厂家提供的机组的制热量变化曲线或数据图表确定；

$K_2(T)$ ——热泵机组在冬季供暖期某室外温度下结除霜损失系数，应根据使用地区的冬季气象参数选取；

T ——某一时刻室外温度，单位为摄氏度（℃）。

M.6 空气源热泵预设平衡点温度的全生命期函数 LCC 可表示为公式（M.9）：

$$LCC = f(T_b) \dots\dots\dots (M.9)$$

M.7 空气源热泵最经济平衡点温度为全生命期函数 LCC 最小值所对应的平衡点温度。