

团 体 标 准

T/CET 105—2024

产业园区型综合智慧能源规划导则

Planning directives of integrated smart energy for industrial park

2024-12-10 发布

2024-12-10 实施

中国电力技术市场协会 发布
中国标准出版社 出版

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 基本规定	2
4.1 一般规定	2
4.2 编制原则	2
4.3 编制范围	2
4.4 规划年限及目标	3
4.5 规划内容	3
5 资源禀赋分析	3
5.1 化石能源	3
5.2 可再生能源	3
6 能源现状	4
6.1 一般要求	4
6.2 能源供给现状	4
6.3 能源消费现状	5
6.4 能源供需平衡分析	6
7 能源需求预测	6
7.1 基本原则	6
7.2 电负荷预测	6
7.3 热负荷预测	7
7.4 冷负荷预测	7
7.5 天然气负荷预测	8
7.6 氢负荷预测	9
8 规划方案	9
8.1 一般要求	9
8.2 电力部分	9
8.3 冷热部分	12
8.4 氢能部分	13
8.5 核能供热规划	14
8.6 余热余压利用	14
8.7 生物质综合利用	14

8.8 充电桩、充电站规划	15
8.9 综合能源站规划	15
9 综合智慧能源管控平台	16
9.1 一般要求	16
9.2 平台功能	16
10 社会环境影响分析	16
10.1 碳排放分析	16
10.2 社会影响分析	17
10.3 环境影响分析	17
11 技术经济分析	17
附录 A (资料性) 规划编制收资清单	18
附录 B (规范性) 规划编制流程	19
附录 C (资料性) 电负荷指标	20
附录 D (资料性) 热负荷指标	21
附录 E (资料性) 民用冷负荷指标	24
参考文献	25

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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力技术市场协会综合智慧能源专业委员会提出。

本文件由中国电力技术市场协会归口。

本文件负责起草单位：国核电力规划设计研究院有限公司、中国电力技术市场协会综合智慧能源专业委员会。

本文件参加起草单位：福建永福电力设计股份有限公司。

本文件主要起草人：冯卫青、张栋顺、张永平、林再江、高丰顺、刘立、王春雨、张福征、王万惠、裴长运、王昌、刘勇、陈月锦、刘振伟、张艳艳、宋馥。

本文件主要审查人：左晓文、谢秋野、孙耀唯、赵风云、齐越、宣勇、柴茂、赵家敏、王聪生、杜景龙、董军、余莉、翟晨阳、舒彬、王随林、王永利。

本文件在执行过程中如有意见和建议，请反馈至中国电力技术市场协会标准化技术委员会秘书处（地址：北京市西城区广安门外大街 168 号朗琴国际大厦 A 座 806，邮编：100055）。

产业园区型综合智慧能源规划导则

1 范围

本文件规定了产业园区型综合智慧能源规划的基本规定、资源禀赋分析、能源现状、能源需求预测、规划方案、综合智慧能源管控平台、社会环境影响分析和技术经济分析。

本文件适用于产业园区型综合智慧能源规划的编制。

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 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 22240 信息安全技术 网络安全等级保护定级指南
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
- GB 50156 汽车加油加气加氢站技术标准
- GB 50177 氢气站设计规范
- GB 50966 电动汽车充电站设计规范
- CJJ 34 城镇供热管网设计标准
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL 5027 电力设备典型消防规程
- DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
- DL 5508 燃气分布式供能站设计规范
- JG/T 492 建筑用光伏构件通用技术要求
- JG/T 535 建筑用柔性薄膜光伏组件
- NB/T 42142 光伏并网微型逆变器技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

综合智慧能源 **integrated smart energy**

针对特定区域内能源用户，以用户需求为导向，以安全低碳清洁为核心，以提高能效、降低综合用能成本、降低排放、提高灵活性为目标，以能源多品种、多环节一体化耦合集成和互补利用为特征，以数字化、智慧化为支撑的能源发展新业态，主要包括供给侧综合智慧能源和消费侧综合智慧能源；综合智慧

能源摒弃原有各能源品种、各供应环节单独规划、单独设计、单独运行的传统模式,具有融合性、就近性、互动性、市场化、智慧化、低碳化等特点。

3.2

产业园区型综合智慧能源规划 **integrated smart energy planning of industrial park**

在产业园区内,对能源生产、供应、传输和消费科学的研究和分析,利用智能化技术和管理手段,对电力、化石能源、可再生能源等合理利用,提出科学合理的能源规划方案,提高园区内能源的利用效率,降低园区的能源消耗,实现节能减排的能源规划。

3.3

区域能源 **district energy**

用于生产和生活的能源,在一个区域内得到科学的、合理的、综合的、集成的应用,完成能源生产、供应、输配、使用和排放的全过程。

3.4

区域集中供冷 **district central cooling**

在一个区域建筑群中设置集中的制冷站制备空调冷水,再通过输送管道,向建筑物供给冷量的能源供应系统。

3.5

燃气冷热电联供系统 **gas-fired combined cooling, heating and power system**

布置在用户附近,以燃气为一次能源发电,并利用发电余热制冷、供热,同时向用户输出电能、热(冷)的分布式能源供应系统,简称联供系统。

4 基本规定

4.1 一般规定

4.1.1 产业园区型综合智慧能源规划应贯彻落实国家法律法规、能耗双控和碳排放等环保政策,以科学发展为指导,建设清洁低碳、安全高效的能源保障体系,满足园区的产业发展要求,并适当超前。

4.1.2 产业园区型综合智慧能源规划应与国民经济和社会发展、城乡总体发展、土地利用、交通运输等规划相协调。

4.1.3 规划编制应基于收资的完整性和准确性确定,收资内容见附录 A。

4.2 编制原则

4.2.1 产业园区型综合智慧能源方案应遵循清洁、低碳、安全、高效、智慧的原则,最大化利用本地可再生能源资源,最优化协调配置源网荷储,并应符合区域整体规划及能源规划的要求。

4.2.2 综合智慧能源方案应在调研、分析基础上科学预测能源负荷,统筹负荷类型、负荷特性和负荷增长趋势确定。

4.2.3 综合智慧能源规划应从园区产业发展需求出发,按照总体规划、分步实施的原则进行编制。

4.2.4 能源规划应从顶层设计出发,推进能源发展质量变革、效率变革、动力变革,能源转型升级取得明显成效,助力地方形成供应安全、结构优化、效率提高、产业提升、体制创新的发展格局。

4.2.5 规划编制过程中,应统筹安排电力、供(冷)热、燃气、道路交通、绿化、供水排水、通信等,做到空间共享,妥善处理相互间影响和矛盾。

4.2.6 规划方案应多方案比选,进行技术、经济可行性分析,评估规划方案的可行性和风险,为后续实施提供决策依据。

4.3 编制范围

4.3.1 规划应明确规划范围,应对地理区域、行政区划、规划面积等进行说明。

4.3.2 计算产业园区负荷对应的供能面积,可根据建成区和规划区确定。

4.3.3 对负荷集中且密度大的产业园区可建设分区供能网络,规划范围应与供能网络规划相区分和协调。

4.4 规划年限及目标

4.4.1 能源消耗总量应在调研、分析的基础上科学预测,提出近期、中期、远期的能源消耗总量控制目标。

4.4.2 能源规划期限近期宜为1年~2年;中期宜为5年;远期宜为10年及以上。规划期限的各个阶段应与总体规划、地区经济社会发展规划等相协调。

4.4.3 近期规划应解决园区能源当前存在的主要问题,满足重点建设区域的用能增长需求;中期规划应与近期规划相衔接,提出规划水平年合理的能源供需平衡方案;远期规划宜对能源结构体系进行战略性研究和展望,制定清洁、低碳、安全、高效的能源消费体系和长远发展目标。

4.4.4 能源结构目标宜预测园区电力、煤炭、石油、天然气、可再生能源等的消费总量或占比,提出近期、中期、远期能源结构目标。

4.4.5 园区能源供给应根据当地资源禀赋情况合理规划,应建立统筹协调、多能供应的保障体系。

4.4.6 园区能源供给应通过合理的结构转型和技术措施,满足地方节能减排的工作需要,提高能源综合利用效率,提出能效目标。

4.5 规划内容

4.5.1 规划应调查研究当地能源资源禀赋和能源供应、消费现状,分析负荷增长规律,优化能源结构,解决能源发展中遇到的问题,提高能源供给保障水平。

4.5.2 规划应明确建设项目名称、总投资、建设内容和规模等。

4.5.3 规划主要内容应包括资源禀赋分析、能源现状分析、能源需求预测、规划方案、综合智慧能源管控平台、社会环境影响分析和技术经济分析等,成果文件应包括规划文本及图纸。

4.5.4 经审批的综合智慧能源规划应为编制能源类项目建设计划、投资安排的重要依据,纳入规划的项目方可启动项目建议书编制,开展可研设计工作。

4.5.5 综合智慧能源规划编制工作流程见附录B。

5 资源禀赋分析

5.1 化石能源

5.1.1 化石能源分析应统计本地区可利用的化石能源资源储量、规模等,了解煤炭、石油、天然气的资源禀赋,对化石能源实行合理利用。

5.1.2 化石能源分析应了解重大能源项目的建设情况和建设计划。

5.1.3 化石能源分析应指导本地区改善能源开发利用条件,安全高效生产能源,科学合理使用能源,提高能源利用效率。

5.1.4 煤炭、石油和天然气的开发与加工转换应当遵循合理布局、优化结构、节约高效和清洁低碳的原则,提高资源回采率和清洁高效开发利用水平。

5.2 可再生能源

5.2.1 风能资源

5.2.1.1 风能资源应通过收集的气象数据、测风数据对风能资源初步评估。

5.2.1.2 风能资源数据应包括风速分布、风功率密度分布、年均等效发电小时数、经测算的单位造价等风能资源基本数据。

5.2.1.3 装机容量应根据风资源分布情况初步估算。

5.2.1.4 风资源分析应将本地区风电场建设的相关政策作为园区风电开发的依据。

5.2.2 太阳能资源

5.2.2.1 太阳能资源应通过收集的气象数据、太阳能辐照数据等对资源情况初步评级。

5.2.2.2 太阳能资源数据应包括年水平总辐射量、水平面散射辐射量、年均等效发电小时数、经测算的单位造价等太阳能资源基本数据。

5.2.2.3 理论装机容量应根据太阳能资源情况、园区规划、土地利用性质等资料初步估算。

5.2.2.4 太阳能资源分析应将本地区分布式光伏电站建设的相关政策作为指导园区光伏发电项目开发的依据。

5.2.3 水资源

5.2.3.1 水资源应根据地区水资源综合规划、水资源公报以及水文、水务统计数据,分析可利用的水资源情况。

5.2.3.2 水资源分析应统计并梳理区域污水资源以及污水处理厂处理能力,评估可用于区域集中供能的冷(热)量。

5.2.4 生物质资源

5.2.4.1 生物质资源分析应根据区域总体规划、经济社会发展速度、人口发展规模等因素,通过指标分析法、趋势分析法等方法,预测近期、中期、远期的农业生物质资源、林业生物质资源、城市固体废物等生产量,根据不同种类废弃物热值估算生物质废弃物发电理论装机容量。

5.2.4.2 生物质资源实施方案应根据当地农林作物种类、面积、规模等预测区域理论资源量,按资源量和能源方需求确定。

5.2.4.3 生物质资源分析应将国家及地区生物质资源建设的相关政策作为指导园区生物质资源开发的依据。

5.2.5 其他可再生能源

5.2.5.1 可再生能源应优先开发利用,宜加快技术进步和提高产业创新能力。

5.2.5.2 对地热能、海洋能等其他可再生能源丰富的地区,规划应因地制宜,合理利用。

5.2.5.3 地热能利用应控制地下水资源过度开采,符合地区环保指标要求。

6 能源现状

6.1 一般要求

6.1.1 能源现状分析应调研本地区能源供应现状,包括电源及供能网络建设、综合能源站运行数据及分布等,掌握电力、冷(热)、天然气、煤炭、石油、氢气等能源的供应及消费数据、特性等。

6.1.2 能源发展现状宜总结本园区能源领域面临的问题,宜包括能源消费结构、电源电网结构、电力保障水平、新能源发展规模化水平、化石能源供应等。

6.1.3 能源供给现状数据、资料应由政府部门权威发布或专业供能公司提供,保证数据的真实性、有效性和准确性。

6.2 能源供给现状

6.2.1 供电

6.2.1.1 供电分析应归纳规划区内电源装机情况,掌握电站类型、位置、装机容量、建设年份、上网电压

等级。

6.2.1.2 供电分析应归纳规划区内电源类型和构成,了解煤电、气电、风电、光伏发电、生物质发电、水电等各类电源的装机容量和占比。

6.2.1.3 供电分析宜归纳规划区内电源发电量,了解近年来各类电源发电量和占比。

6.2.1.4 供电分析应归纳规划区内电网建设情况,掌握变电站的电压等级、位置、容量、建设年份。

6.2.2 供冷(热)

6.2.2.1 供冷(热)分析应归纳规划区内集中供冷站基本情况,掌握供冷站类型、位置、供冷量、建设年份。

6.2.2.2 供冷(热)分析应归纳规划区内热电联产及供热锅炉基本情况,掌握电站类型、位置、装机容量、供热规模、供热范围等。

6.2.3 供煤、天然气、油

6.2.3.1 供煤分析应归纳规划区内近年煤炭供应数量、供应来源。

6.2.3.2 供天然气分析应归纳规划区近几年天然气供应数量、气源情况、最大供应能力以及天然气分输站、门站位置、输气能力、供气范围、供气线路、供气压力等。

6.2.3.3 供油分析应归纳规划区近年各类油品供应数量、石油储量。

6.2.3.4 供油气分析应归纳油气基础设施建设情况,掌握在建及在运油气管网、LNG站、储油设施的建成年份、建设计划。

6.2.4 供氢

6.2.4.1 供氢分析应归纳规划区内及周边地区的涉氢供应企业的生产技术、路径、规模。

6.2.4.2 供氢分析应调研制氢企业的氢气对外供应量、发展规划、重点项目建设计划等。

6.2.4.3 规划应调研园区及周边地区的氢气制备、氢气储运、氢燃料电池、研发与检测等涉氢企业。

6.2.4.4 氢能产业规划应调研区内制氢企业现状,掌握化石能源、工业副产提纯、电解水等不同制氢的规模和潜力。

6.3 能源消费现状

6.3.1 电量消费

6.3.1.1 电量消费分析应归纳规划区内全社会用电量、最高电力负荷。

6.3.1.2 电量消费分析应归纳规划区内分产业电量消费情况。

6.3.2 冷(热)消费

6.3.2.1 冷(热)消费分析应归纳规划区内集中供冷站的冷量消费情况。

6.3.2.2 冷(热)消费分析应归纳规划区内热电联产及供热锅炉的供热量,掌握重点用热企业的蒸汽用量。

6.3.3 煤、天然气、油消费

6.3.3.1 煤消费分析应归纳规划区内近年煤炭消费数量,掌握重点煤炭消费企业的用煤量。

6.3.3.2 天然气消费分析应归纳规划区近年天然气消费量,掌握重点燃气消费企业的用气量。

6.3.3.3 油消费分析应归纳规划区近年各类油品的消费数量,掌握重点交通运输行业的用油量。

6.3.4 氢气消费

氢气消费分析应归纳规划区氢气的消费量,氢能交通的发展需求,掌握重点用氢企业的用氢量。

6.4 能源供需平衡分析

6.4.1 根据能源供应及需求情况,分析本园区能源总量平衡状态,确定是否存在结构性失衡。分析不同时间段、不同季节供需平衡的变化趋势,以及对供需平衡的影响。

6.4.2 应识别影响能源供需平衡的风险因素,如能源价格波动、地缘政治、国际环境等。

7 能源需求预测

7.1 基本原则

7.1.1 园区负荷预测应符合地区能源系统、电力系统规划总体要求,并应与区域总体规划相协调。

7.1.2 负荷预测收集资料宜包括下列内容:

- a) 园区总体规划中有关产业、能源、投资、功能布局和发展规划等;
- b) 与产业发展等有关的历史数据和预测信息;
- c) 电力系统、燃气系统、供热(冷)系统发布的专项规划;
- d) 园区所在辖区的电负荷资料,包括分电压等级、分用电性质的历年用电量和历年峰荷数据,典型日负荷曲线以及当前电网潮流分布图;
- e) 大用户变电站及配电室的负荷记录和典型负荷曲线、功率因数等;
- f) 大用户的历年用能类型及数量、负荷、装机容量、主要产品产量和用电等;
- g) 大用户或其上级主管部门提供的发展规划、用能种类及需求情况、投产时间等;
- h) 当电源、供电网、供蒸汽、供燃气等能力不足时,根据有关资料估算出潜在负荷缺口的情况;
- i) 风、光、生物质、地热、海洋能、化石能源、核能等本地区资源禀赋的图文资料。

7.2 电负荷预测

7.2.1 负荷分类

7.2.1.1 园区用电负荷应按城市建设用地性质分类,应与 GB 50137 规定的城市建设用地分类相一致。

7.2.1.2 园区用电负荷可按城市负荷分布特点,分为一般负荷(均布负荷)和点负荷。

7.2.2 负荷预测

7.2.2.1 电力规划负荷预测宜包括下列内容:

- a) 产业园区电力需求;
- b) 产业园区电量需求;
- c) 重点企业用电需求。

7.2.2.2 负荷预测应在收集和积累本地区用电量、负荷历史数据、典型日负荷曲线的基础上,按园区发展因素与电力需求确定。

7.2.2.3 园区电力负荷预测应确定主要预测方法,并应用其他预测方法补充、校核。

7.2.2.4 负荷同时率应根据地区电网用电负荷特性确定。

7.2.2.5 应根据本区域历史用电情况、负荷特性等对近中远期全社会用电量、最大电力负荷预测,预测方法的选择宜符合下列规定。

- a) 园区总体规划阶段预测方法,宜选用横向比较法、回归分析法、自然增长率法+大用户负荷法、单位建设用地负荷密度法、单耗法、最大负荷利用小时数法等。
- b) 重点区域的电力负荷预测,均布负荷宜选用单位建筑面积负荷指标法等;点负荷宜选用单耗法,或由有关专业部门、设计单位提供负荷、电量资料。

c) 电负荷指标可参照附录 C。

7.3 热负荷预测

7.3.1 负荷分类

7.3.1.1 园区用热负荷可按服务对象分类,分为民用热负荷和工业热负荷。

7.3.1.2 民用热负荷宜包括采暖、通风、空调、生活热水等的用热,工业热负荷宜包括工艺热负荷和动力热负荷。

7.3.2 民用热负荷预测

7.3.2.1 建筑采暖热负荷预测可采用工程计算值、现场调查、建筑采暖指标法估算,并符合下列规定:

- a) 对于现有建筑和近期建筑的采暖热负荷,宜采用当地设计或规划部门提供的工程计算值;
- b) 采用现场调查法时,应现场调查建筑物热负荷历史记录数据,分析建筑热用能特点,得出现场调查数据;
- c) 现场调查的数据,应根据设计规范及同地区同类型建筑调研情况,分析近期新增建筑用热特点,并结合工程实际情况修正后得出。

7.3.2.2 规划热指标应包括建筑采暖综合热指标、建筑采暖热指标、生活热水热指标、通风热指标、空调热指标。

7.3.2.3 民用热负荷宜采用经核实的建筑物设计热负荷,当无建筑物设计热负荷资料时,可按本文件的指标计算。

7.3.2.4 民用热负荷预测见附录 D。

7.3.3 工业热负荷预测

7.3.3.1 工业热负荷预测可采用叠加法、同时使用系数法、相关分析法和指标法等计算,并符合下列规定:

- a) 对于现有的工艺用户,应采用调查实际值,工艺蒸汽负荷值宜采用全面热负荷曲线叠加法确定;
- b) 无法得出不同负荷不同季节典型日负荷曲线和全年热负荷曲线时,工艺蒸汽负荷可采用同时使用系数法确定;
- c) 无法提供准确值的工艺用户,可参考同类型同等生产条件、规模的项目实际值相关分析确定;
- d) 对于规划中的工业热负荷,可采用指标法估算。

7.3.3.2 生产工艺热负荷的最大、最小、平均热负荷和凝结水回收率应采用生产工艺系统的实际数据,并应收集生产工艺系统不同季节的典型日(周)负荷曲线图。

7.3.3.3 对于工业蒸汽负荷,经统计的工业蒸汽热负荷值,宜按同时使用系数 0.5~0.9 确定。

7.3.3.4 对于现状负荷,曲线叠加前可不计及折减系数;对于新增负荷,曲线叠加前应根据用户性质、负荷是否稳定、连续等特点,按需要乘以 0.7~0.9 的折减系数确定。

7.3.3.5 工业热负荷预测见附录 D。

7.4 冷负荷预测

7.4.1 负荷分类

7.4.1.1 园区用冷负荷可按服务对象分类,分为民用冷负荷和工业冷负荷。

7.4.1.2 冷负荷宜包括建筑空调供冷、数据中心冷负荷、冷间设备负荷和机械负荷。

7.4.2 民用冷负荷预测

7.4.2.1 民用冷负荷预测可采用设计部门提供的工程计算值、现场调查、建筑空调指标法估算,并符合

下列规定：

- a) 对于现有建筑和近期建筑的空调冷负荷,宜采用当地设计或规划部门提供的工程计算值；
- b) 采用现场调查法时,应现场调查建筑物冷负荷历史记录数据,分析建筑热用能特点,得出现场调查数据；
- c) 现场调查数据,应根据设计规范及同地区同类型建筑调研情况,分析近期新增建筑用冷特点,并结合工程实际情况修正后得出。

7.4.2.2 规划冷指标应包括空调冷指标、数据中心冷指标。

7.4.2.3 民用冷负荷指标见附录 E。

7.4.3 工业冷负荷预测

7.4.3.1 工业冷负荷预测可采用叠加法、相关分析法等计算,并符合下列规定：

- a) 对于现有的工艺用户,应采用调查实际值,宜采用全面冷负荷曲线叠加法确定负荷值；
- b) 无法提供准确值的工艺用户,可参考同类型同等生产条件、规模的项目实际值经相关分析确定。

7.4.3.2 冷间设计温度和相对湿度宜根据食品冷藏工艺要求确定,也可按 GB 50072 选用。

7.4.3.3 冷间设备负荷和机械负荷计算可参照 GB 50072 执行。

7.5 天然气负荷预测

7.5.1 负荷分类

7.5.1.1 产业园区燃气用气负荷可按用户类型,分为工业生产用气负荷、采暖通风及空调用气负荷、燃气汽车及船舶用气负荷、燃气冷热电联供系统用气负荷、燃气发电用气负荷、其他用气负荷及不可预见用气负荷等。

7.5.1.2 燃气用气负荷可按负荷分布特点,分为集中负荷和分散负荷。

7.5.1.3 燃气用气负荷可按用户用气特点,分为可中断用户和不可中断用户。

7.5.2 负荷预测

7.5.2.1 负荷预测应根据气源状况、管网布置、能源政策、碳排放要求、社会经济发展状况及城镇发展规划等确定。

7.5.2.2 负荷预测满足下列要求：

- a) 应保证居民生活用气,同时兼顾其他用气；
- b) 根据政策需要,合理发展气代煤、气代油等新增燃气替代负荷；
- c) 根据气源条件及调峰能力,合理确定采暖用气、电厂用气等高峰用气负荷；
- d) 宜发展非高峰期用户,减小季节负荷差,优化年负荷曲线；
- e) 不宜发展非节能建筑采暖用气。

7.5.2.3 燃气负荷预测可采用人均用气指标法、分类指标预测法、横向比较法、弹性系数法、回归分析法、增长率法等。

7.5.3 规划指标

7.5.3.1 工业用气负荷应按企业可被燃气替代的现用燃料量经转换计算,或按生产规模及用气指标预测。对于远期规划负荷,可按同行业单位产能(或产量)、单位建筑面积(或用地面积)用气指标估算。

7.5.3.2 采暖通风及空调用气量应根据不同类型建筑的建筑面积、建筑能耗指标分别测算。用气指标应按 GB 50019、CJJ 34 确定。

7.5.3.3 燃气汽车、船舶用气量,应根据汽车、船舶的用气指标、车辆数量和行驶里程确定。

7.5.3.4 燃气冷热电联供系统及燃气电厂用气量应根据装机容量、运行规律、余热利用状况及相关政策等因素预测。

7.5.3.5 不可预见用气及其他用气量可按总用气量的 3%~5% 估算。

7.6 氢负荷预测

7.6.1 应用分类

7.6.1.1 氢能应用分为原料用氢和燃料用氢,宜包括交通运输用氢、工业用氢及能源电力用氢等。

7.6.1.2 原料用氢主要应用于化工、冶金、电子工业、食品工业等领域,作为原材料参与物质转换。燃料用氢主要应用于能源、电力、交通等领域,作为燃料参与能量转换。

7.6.2 需求预测

7.6.2.1 需求预测应根据国家及地方氢能交通发展政策及趋势,交通运输领域的氢气需求确定。

7.6.2.2 对以煤化工、石油化工、钢铁冶金等产业为主的园区,需求预测应根据绿氢耦合发展需求,在建及规划重大项目的氢气需求潜力确定。

8 规划方案

8.1 一般要求

8.1.1 规划方案应以用户为核心,将供热系统、供冷系统、供氢系统等与电力系统集成,并制定能源传输网络方案,实现能源安全、可靠传输与供给。

8.1.2 供能系统技术方案应根据可靠性、经济性及低碳化供能要求,按产业园区资源禀赋特性及多能互补特性制定。

8.2 电力部分

8.2.1 一般要求

8.2.1.1 电力装机选型遵循因地制宜、绿色发展、多能互补、节能高效的原则。

8.2.1.2 电力生产类型选择应根据当地资源条件、建筑条件、并网条件、供电范围、负荷特性等综合因素,并确保与建筑及周边环境相协调,且符合安全可靠、经济适用的总体要求确定。

8.2.1.3 新建园区的综合智慧能源项目,电力生产区和生产辅助区应纳入所在区域建筑工程管理,统一规划、同步设计、同步施工、同步验收,与建筑工程同时投入使用。

8.2.1.4 既有园区的综合智慧能源项目,电力生产区和生产辅助区应根据现有建筑布局和电力生产工艺需求,因地制宜、合理布置,电力生产区和生产辅助区布置不得影响现有建筑使用功能,不应对现有建筑及设施带来安全隐患,不应影响原有消防疏散通道和消防设施使用。

8.2.1.5 综合智慧能源发电接入电网遵循“统筹规划、分步实施、本地平衡、就近消纳”的总体原则确定。

8.2.1.6 综合智慧能源发电系统发送的电能质量应符合公用电网电能质量要求。

8.2.1.7 综合智慧能源发电系统应具备与电力调度部门之间数据通信能力,通信系统应符合电网安全运行对电力通信的要求。

8.2.1.8 综合智慧能源发电系统接入电网时,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要求。

8.2.1.9 综合智慧能源发电系统应在并网点设置专用计量装置,并应符合 DL/T 5137 和 DL/T 448 的规定。

8.2.1.10 综合智慧能源发电系统消防设施应符合 GB 50140 和 DL 5027 的规定。

8.2.2 分布式燃机

8.2.2.1 分布式燃机系统应根据园区冷热电用能规划、热(冷)用户分布、燃料供应、天然气管网规划、工程建设条件、并网条件、有关安全防护条件、环境保护等因素确定。

8.2.2.2 分布式燃机容量选择应按以冷热定电、兼顾冷热电平衡的原则,根据冷、热、电负荷特性和容量合理确定。

8.2.2.3 分布式燃机年综合能源利用效率不应小于 70%。

8.2.2.4 分布式燃机供能站址选择符合下列规定:

- a) 站址选择应根据电力规划、消防、环境保护、风景名胜和遗产保护等要求,地区自然条件、水源、交通运输、与相邻企业的关系以及建设计划等因素确定;
- b) 站址选择时应分析燃料供应安全性、可靠性、经济性确定;
- c) 站址选择时宜避开空气经常受悬浮固体颗粒物严重污染的区域。

8.2.2.5 分布式燃机供能站总体规划应节约用地,用地范围应按规划容量确定。

8.2.2.6 分布式燃机供能站总体规划应合理规划布置噪声源,防治噪声污染。

8.2.3 分布式光伏

8.2.3.1 分布式光伏发电系统应根据当地辐照条件、建筑条件、并网条件、雷电环境及有关安全防护条件、安装和运输条件等因素,与建筑及周边环境相协调确定,并应符合安全可靠、适用、环保、美观,便于清洗和维护要求。

8.2.3.2 分布式光伏建设规模应按当地土地利用总体规划和太阳能资源,统筹产业园区场地条件、其他电源装机情况及负荷消纳空间优化配置确定。

8.2.3.3 分布式光伏项目应充分利用产业园区现有变电站和配电系统设施,就近接入消纳。

8.2.3.4 分布式光伏项目应根据所在地的太阳能资源情况,光伏系统设计、环境条件等因素预测年发电量。

8.2.3.5 在既有建筑物上安装光伏系统,应进行建筑物结构和电气安全复核,并应满足建筑结构及电气的安全性要求。

8.2.3.6 光伏组件应符合 GB/T 9535、JG/T 492 和 JG/T 535 的规定,晶硅组件或薄膜组件可根据不同适用场景选择。

8.2.3.7 在轻型金属结构屋面、TPO 防水卷材屋面、PVC 防水卷材屋面上安装光伏系统,宜选择不打穿屋面的柔性轻型光伏组件。

8.2.3.8 分布式光伏发电系统并网逆变器技术要求应符合 GB/T 37408 的规定,微型逆变器技术要求应符合 NB/T 42142 的规定。

8.2.4 分散式风电

8.2.4.1 分散式风电规模应根据当地风资源条件、场地条件、并网条件、环境及有关安全防护条件、安装和运输条件等因素,并与周边环境相协调确定。

8.2.4.2 分散式风电应进行环境影响评价,宜选用低风速、低噪声的风力发电机。

8.2.4.3 分散式风电机型应根据当地土地利用总体规划和风能资源,统筹产业园区场地条件、其他电源装机情况及负荷消纳空间优化配置,并经综合技术经济分析确定。

8.2.4.4 分散式风电宜选用单机功率 1.5 MW 及以上直驱或双馈型风力发电机组,条件不允许时可选择垂直轴微风风机。

8.2.4.5 分散式风电项目应充分利用产业园区现有变电站和配电系统设施,就近接入消纳。

8.2.4.6 分散式风电项目应按产业园区风况特征和风电机组功率曲线,在计算理论发电量的基础上分析损耗、折减提出风电年上网电量与等效满负荷小时数。

8.2.5 储电系统

8.2.5.1 储电系统应根据园区负荷特性与电源出力互补特性,论证增加储电系统的必要性和可行性。

8.2.5.2 储电系统容量应根据系统参数与用户需求确定,并应符合向负载提供持续、稳定电力的要求。

8.2.5.3 储电系统建设规模应根据不同应用场景下的储电运行策略,优化论证确定,并符合下列规定:

- a) 当储电定位为平滑新能源出力波动时,储电系统配置的额定功率不宜小于新能源发电安装总功率的 10%;
- b) 当储电定位为跟踪计划出力时,储电系统配置的额定功率不宜小于新能源发电安装总功率的 30%;
- c) 当储电定位为削峰填谷时,储电系统应根据典型日负荷特性及电源出力特性经优化分析后确定;
- d) 当储电定位为调峰调频等,参与电力市场辅助服务时,储电系统应满足当地电网辅助服务市场交易规则的规定。

8.2.5.4 应对储电的商业模式和经济性进行分析,实现产业园区综合用电成本最小化,提升综合竞争力。

8.2.5.5 电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续放电天数、电池的类型及其电气特性等参数确定。

8.2.5.6 电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件等因素选择,并符合下列规定。

- a) 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池。
- b) 宜选用大容量单体储能电池,减少并联数;储能电池串并联使用时,应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成,并应具有一致性。

8.2.6 储冷系统

储冷方案应根据建筑物使用功能、空调负荷特性、电价政策等因素确定。当空调工程有下列特征时,可采用储冷系统:

- a) 仅有白天负荷或昼夜负荷、峰谷负荷悬殊时;
- b) 无电力增容条件或限制增容时;
- c) 某一时段限制空调制冷用电时;
- d) 设置备用冷源时;
- e) 采用大温差低温供水或低温送风时;
- f) 采用区域集中供冷时;
- g) 在新建或改建项目中,具有放置储冷装置的空间条件;
- h) 执行峰谷电价且电价差较大的地区;
- i) 技术经济比较合理,采用储冷系统确能获得经济效益时。

8.2.7 储热系统

储热方案应符合下列规定。

- a) 全负荷储热适用于全天热负荷较小的建筑和峰谷电价差较大的地区;利用夜间低谷电储热,日间用电高峰和平段时间不启用电锅炉,建筑物负荷全部由储热装置提供。
- b) 部分负荷储热利用夜间低谷电储热,日间空调负荷由储热装置和电热锅炉共同承担。

8.2.8 智能微电网

- 8.2.8.1 智能微电网应采用先进的互联网及信息技术,实现能源生产和使用的智能化匹配及协同运行。
- 8.2.8.2 智能微电网应通过自身控制系统及能量管理系统实现功率平衡控制、系统运行优化、故障检测与保护、电能质量管理等功能。
- 8.2.8.3 并网型智能微电网宜选择在分布式可再生能源渗透率较高或具备多能互补条件的地区建设,最高电压等级不应高于 110 kV,微电网内可再生能源装机功率与峰值负荷功率的比值宜达到 50% 以上。
- 8.2.8.4 并网型智能微电网应具备孤岛运行能力,保障本地全部负荷或重要负荷在一段时间内连续供电,并在电网故障时作为应急电源使用。
- 8.2.8.5 独立型智能微电网宜选择在电网未覆盖的偏远地区、海岛等以及仅靠小水电供电的地区建设。可再生能源装机功率与峰值负荷功率的比值宜达到 50% 以上。
- 8.2.8.6 独立型智能微电网应有柴油机应作为冷备用,发电量占总电量需求的 20% 以下,对于冬夏季负荷差异大的海岛,该指标可放宽到 40%,供电可靠性不应低于同类地区配电网供电可靠性水平。
- 8.2.8.7 智能微电网与公共电网连接处的电压偏差、电压波动和闪变、谐波、三相电压不平衡、间谐波等电能质量指标应符合 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 24337 的规定。

8.3 冷热部分

- 8.3.1 冷热源选择应从实际出发,根据建筑物规模、用途、建设地点的能源条件、结构、价格以及国家节能减排和环保政策等,经综合论证确定。
- 8.3.2 空调系统的冷(热)源,应利用天然冷(热)源;无条件利用天然冷(热)源时,可采用人工冷(热)源。
- 8.3.3 采用人工冷(热)源时,宜采用集中设置的冷(热)水机组或供热、换热设备。
- 8.3.4 供暖空调冷源与热源应根据建筑物规模、用途、建设地点的能源条件、结构、价格以及国家节能减排和环保政策等,经综合论证确定,并符合下列规定。
- 有可供利用的废热或工业余热的区域,热源宜采用废热或工业余热。当废热或工业余热的温度较高、经技术经济论证合理时,冷源宜采用吸收式冷水机组。
 - 技术经济合理时,冷、热源宜利用浅层地能、太阳能、风能等可再生能源。当采用可再生能源受到气候等原因的限制无法保证时,应设置辅助冷、热源。
 - 不具备 a)、b)的条件,但有城市或区域热网的地区,集中式空调系统的供热热源宜采用城市或区域热网。
 - 不具备 a)、b)的条件,但城市电网夏季供电充足的地区,空调系统的冷源宜采用电动压缩式机组。
 - 不具备 a)~d)的条件,但城市燃气供应充足的地区,宜采用燃气锅炉、燃气热水机供热或燃气吸收式冷(温)水机组供冷、供热。
 - 不具备 a)~e)条件的地区,可采用燃煤锅炉、燃油锅炉供热,蒸汽吸收式冷水机组或燃油吸收式冷(温)水机组供冷、供热。
 - 夏季室外空气设计露点温度较低的地区,宜采用间接蒸发冷却冷水机组作为空调系统的冷源。
 - 天然气供应充足的地区,当建筑的电力负荷、热负荷和冷负荷能较好匹配、充分发挥冷、热、电联产系统的能源综合利用效率并经济技术比较合理时,宜采用分布式燃气冷热电三联供系统。
 - 全年进行空气调节,且房间或区域负荷特性相差较大,需要长时间向建筑物同时供热和供冷,经技术经济比较合理时,宜采用水环热泵空调系统供冷、供热。
 - 在执行分时电价、峰谷电价差较大的地区,经技术经济比较,采用低谷电价能够明显起到对电

网削峰填谷和节省运行费用时,宜采用蓄能系统供冷供热。

- k) 夏热冬冷地区以及干旱缺水地区的中小型建筑宜采用空气源热泵或土壤源地源热泵系统供冷、供热。
 - l) 有天然地表水等资源可供利用,或有可利用的浅层地下水且保证 100%回灌时,可采用地表水或地下水地源热泵系统供冷、供热。
 - m) 具有多种能源的地区,可采用复合式能源供冷、供热。
- 8.3.5 除符合下列条件之一外,不应采用电直接加热设备作为空调系统的供暖热源和空气加湿热源:
- a) 以供冷为主、供暖负荷非常小,且无法利用热泵或其他方式提供供暖热源的建筑,当冬季电力供应充足、夜间可利用低谷电蓄热且电锅炉不在用电高峰和平段时间启用时;
 - b) 无城市或区域集中供热,且采用燃气、用煤、油等燃料受到环保或消防限制的建筑;
 - c) 利用可再生能源发电,且发电量满足直接电热用量需求的建筑;
 - d) 冬季无加湿用蒸汽源,且冬季室内相对湿度要求较高的建筑。
- 8.3.6 公共建筑群同时具备下列条件并经技术经济比较合理时,可采用区域供冷系统:
- a) 设置集中空调系统的建筑容积率较高,且整个区域建筑的设计-综合冷负荷密度较大;
 - b) 用户负荷及其特性明确;
 - c) 建筑全年供冷时间长,且需求一致;
 - d) 具备规划建设区域供冷站及管网的条件。
- 8.3.7 符合下列情况之一时,只采用分散设置的空调装置或系统:
- a) 全年需要供冷、供暖运行时间较少,采用集中供冷、供暖系统不经济的建筑;
 - b) 设空气调节房间布置分散的建筑;
 - c) 设集中供冷、供暖系统的建筑,使用时间和要求不同的少数房间;
 - d) 增设空调系统,机房和管道难以设置的既有建筑;
 - e) 居住建筑。
- 8.3.8 集中空调系统的冷水(热泵)机组台数及单机制冷量(制热量)选择,应适应空调负荷全年变化规律,满足季节及部分负荷要求。机组不宜少于 2 台,当仅设 1 台时,应选调节性能优良的机型,并应满足建筑最低负荷要求。

8.4 氢能部分

8.4.1 通则

8.4.1.1 氢气供应应根据区域政策导向、节能要求等,合理规划氢气供应,满足园区的中长期氢能发展。

8.4.1.2 氢气供应与交通运输、电力、工业、医疗等发展统筹确定。

8.4.1.3 氢能制备、生产、储运、应用等环节,应符合国家及地方相关标准的规定。

8.4.2 氢源选择

8.4.2.1 规划应根据本地区涉氢企业现状,合理规划近中远期氢能制备路径和规模。

8.4.2.2 氢源选择应构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系,发展可再生能源制氢,控制化石能源制氢。

8.4.3 供氢基础设施

8.4.3.1 供氢基础设施应根据区域氢能政策提出氢能及相关产业发展原则、目标和重点工作。

8.4.3.2 供氢基础设施应提出地区氢能交通发展路径并提出制氢站、加氢站的建设规模、数量、位置等。

8.4.3.3 供氢基础设施宜利用现有加油站建设综合供能站。

8.4.4 氢气储运

8.4.4.1 氢气储运应根据氢气储运技术水平和地方氢能发展趋势,明确氢使用、置换、储存、压缩与充(灌)装、排放等过程的主要技术储运路线。

8.4.4.2 氢气管道应采用无缝金属管道,禁止采用铸铁管道,管道连接应采用焊接或其他有效防止氢气泄漏的连接方式。

8.4.4.3 氢气储存容器周围环境温度不应超过 50℃,储存场所及周边应安装消防水系统。氢气罐或罐区之间的防火间距,应符合 GB 50177 的规定。

8.4.4.4 氢气实瓶和空瓶应分别存放在位于装置边缘的仓间内,并应远离明火或操作温度不低于自燃点的设备。

8.4.5 加氢站

8.4.5.1 氢气站、供氢站规划应符合区域方针政策,确保安全生产节约能源,保护环境,满足生产要求。

8.4.5.2 新建、改建、扩建的氢气站、供氢站及厂区和车间等设施,应与城镇氢能需求相结合,确保布置合理。

8.5 核能供热规划

8.5.1 核能应用应根据国家及地区政策、节能要求等,合理规划核能供热,满足核能产业发展需求。

8.5.2 核能供热规划应根据国民经济、城市发展规模、地区资源分布和能源结构等条件,并应遵循因地制宜、统筹规划、节能环保的基本原则确定。

8.5.3 核能供热规划应与城市规划阶段、期限相衔接,应与城市总体规划和详细规划一致。

8.5.4 核能供热规划应近期、远期相结合,并应正确处理近期建设和远期发展的关系。

8.5.5 核能供热规划内容应包括预测热负荷,确定核能热源和调峰热源联合供热的能源种类、供热方式、供热分区、热源规模,合理布局热源、热网系统及配套设施。

8.6 余热余压利用

8.6.1 余热梯级利用应在确保安全可靠、不降低所在系统现有性能前提下,按余热特性、规模、品位及需求情况,采用余热利用措施,实现余热高效利用。

8.6.2 工业余热梯级综合利用应按下列步骤执行:

- a) 确定系统边界:包括受到余热梯级综合利用直接影响的过程或流程、装置、设备等;
- b) 余热资源和热用户需求现状调查;
- c) 余热梯级利用方案确定;
- d) 方案实施;
- e) 余热利用绩效后评估。

8.6.3 余热梯级利用应对方案的环保性能、等效节能量、余能利用率、经济性评估。

8.7 生物质综合利用

8.7.1 生物质发电系统应根据当地生物质资源情况以及生物质燃料热值、燃料供应、场地条件、并网条件、环境及有关安全防护条件、安装和运输条件等因素,并与周边环境相协调确定。

8.7.2 新建生物质发电项目,宜实行热电联产提高生物质资源利用效率。

8.7.3 生物质供暖技术路径和模式应因地制宜选择,生物质资源丰富的非大气污染重点防治地区,技术经济合理时,供热热源宜采用生物质直燃或生物质气化产生的合成气等可再生能源。

8.7.4 生物质综合利用可根据区域特殊性和具体特点,采用以“生物质能”为主的“1+X”多能互补

模式。

8.8 充电桩、充电站规划

8.8.1 基本要求

8.8.1.1 充电桩、充电站规划应满足国家有关法律法规、技术标准的规定,应做到安全可靠、经济合理、使用便利。

8.8.1.2 规划应符合当地电动汽车产业的发展现状,应做到远近结合、适度超前,并留有发展余地。

8.8.1.3 充电桩、充电站规划、选址,应与配电网现状和近远期规划相结合,与配电网的供电能力相适应。

8.8.1.4 充电桩、充电站设计应采用新技术、新设备以及节能、环保材料。

8.8.1.5 充电桩、充电站规划应与城市配电网规划相协调,应分析对电网负荷、负荷曲线的影响,满足充电站对供电可靠性以及电能质量控制要求。

8.8.2 规划布局

8.8.2.1 在自用领域,应统筹考虑充电桩利用效率、停车场车位总量以及配电容量。公共领域宜以直流充电桩为主,实现快速补给。

8.8.2.2 电网规划建设和改造过程中应充分预留充换电设施接入条件。

8.8.2.3 大型公共停车场建设充电设施或预留建设安装条件的车位比例不应低于10%。

8.8.2.4 充电设施应预留自动充电、时间管控等配套智能化功能。

8.8.3 站源选址

8.8.3.1 充电站选址应符合园区总体规划,充电站应便于供电电源的取得和供电电源线路的进出。

8.8.3.2 公共充电桩、充电站应选择在进出车辆便利的场所,新充电桩、充电站应充分利用临近的道路、交通、给排水、消防等市政公用设施。

8.8.3.3 充电站不应设在有爆炸危险环境场所周围,当与有爆炸危险的建筑物毗邻时,应符合GB 50058的规定。

8.8.3.4 充电站不应设在有剧烈振动或高温的场所,不宜设在多尘、水雾或有腐蚀性气体的场所。

8.8.3.5 充电桩、充电站不应设在浴室或其他经常积水场所的正下方,不应设在室外地势低洼、易积水的场所和易发生次生灾害的地点。安装电气设备的功能用房不应与上述场所贴邻。

8.9 综合能源站规划

8.9.1 一般要求

8.9.1.1 综合能源站规划应贯彻国家节能政策,合理利用土地,合理利用能源。

8.9.1.2 综合能源站规划应包含站址数量、分级分类、选址要求、平面布置、功能配置等。

8.9.1.3 综合能源站建设应符合DL/T 5508的规定。

8.9.1.4 综合能源站电网建设应符合城市中低压配电网规划的要求。

8.9.1.5 综合能源站功能配置应符合当地能源行业发展规划,并结合当地市场供需现状,同时兼顾未来发展,做到远近结合、适度超前。

8.9.2 站源选址

8.9.2.1 综合能源站选址应满足环境保护和消防安全的要求。

8.9.2.2 综合能源站站内设备与站外建(构)筑物应保持合适距离的安全间距,并应符合 GB 50966、GB 50016 及地方标准的规定。

8.9.2.3 综合能源站与有爆炸危险的建筑物毗邻时,应符合 GB 50156 规定。

8.9.2.4 选址应有方便的电源、水源、热源及通信线路并与现有园区规划配套设施与需求统一协调。

9 综合智慧能源管控平台

9.1 一般要求

9.1.1 产业园区能源系统宜建立综合智慧能源管控与服务平台(以下简称“平台”),管理或控制平台下的各个系统,为能源系统安全经济高效运行提供平台支撑。

9.1.2 平台应支持开放式体系架构,宜采用分层架构设计,采用模块化、标准化接口,并应为业务应用拓展预留接口,支持通过二次开发的方式实现应用功能扩展。

9.1.3 平台应具备大数据采集及分析技术,支持应用层、物理层等不同层级的通信协议及传输方式,实现对能源运行数据的实时采集和数据接入,满足协议适配、信息处理、通信传输、执行反馈等要求。

9.1.4 平台应满足 GB/T 22239、GB/T 22240 规定的信息安全要求,遵循软件系统安全分区原则,应用安全保护措施,保障平台的运行安全及数据传输安全。

9.1.5 平台应具备与其他外部信息化系统进行通信及信息交换的能力,基于其开放的数据接口,获取基础数据,宜支持异构系统的集成和互操作。

9.2 平台功能

9.2.1 平台应具备能量管理、供能质量管理、设备管理、能效管理等核心服务功能,同时宜具备能源交易、资产管理、需求响应等服务拓展应用功能。

9.2.2 能量管理功能应对产业园区能源消费强度、碳排放强度、碳足迹、能源消费结构及各能耗数据进行管理、统计、分析,支撑多能流管控和优化,实现能量平衡、能源高效利用及快速需求响应。

9.2.3 供能质量管理功能应对产业园区综合能源系统的电、热、冷、气等能量品质进行数据监测、数据分析与报警、控制管理,实现园区综合能源系统安全、高效运行。

9.2.4 设备管理功能应对能源生产、转换、输送、存储、利用等各环节的设施设备实施动态监测和管理,具备设备监控、设备运维等功能,实现设备全寿命周期管理。

9.2.5 能效管理功能应基于用能数据构建能效数据库,记录和分析能耗及设备运行状况和效率。同时应具备能效分析、能效对标、能效评估等功能,并可提供能效最优化、经济最优化、环保最优化、安全最优化的运行模式。

9.2.6 平台宜能够通过通信网络,实现云平台与本地终端设备或边缘控制设备的实时通信,进行云边协同。

10 社会环境影响分析

10.1 碳排放分析

10.1.1 规划编制应符合国家碳达峰、碳中和的总体战略,应与区域能源发展政策、发展目标相协调。

10.1.2 规划宜包含重点工业园区和高能耗企业能源发展研究分析,并提出切实可行的减排路径和节能措施。

10.1.3 规划应提出规划落实后的能源结构转型效果分析,并宜对主要工业企业规划实施前后的碳排放情况初步核算。

10.1.4 碳排放监测、计量可采用排放因子法、物料平衡法,宜采用智慧化、信息化技术确定。

10.1.5 碳排放核算边界应根据生产工艺流程和业务范围等确定,应包括燃料燃烧排放,过程排放,购入电力、热力产生的排放,输出电力、热力产生的排放等。

10.2 社会影响分析

10.2.1 规划宜匡算新建、扩建和改建的煤炭、石油、天然气以及电力、热力等能源项目的投资情况。

10.2.2 规划宜估算项目的实施对区域经济发展、产业推动、就业保障、税收增长等的带动作用。

10.2.3 推动规划顺利实施应提出体制机制、资金保障、人才强化和服务保障等保障措施。

10.2.4 规划应提出推动全社会低碳行动,引导绿色低碳生产生活和消费方式,营造全社会节能降碳、资源节约氛围的建议。

10.3 环境影响分析

10.3.1 规划应对煤炭、石油、天然气等行业应进行环境影响分析,并提出生态影响治理、水资源污染及综合利用、大气环境污染控制、固体废物处置与综合利用等措施。

10.3.2 在条件允许的地区的宜加快天然气资源利用,提高天然气占一次能源的消费比重,测算同增加等量热值的煤炭相比,二氧化碳、二氧化硫等污染物的减排量。

10.3.3 风电、光电、太阳能热发电等可再生能源宜开发利用,测算可再生能源利用标准煤量及二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物排放量。

10.3.4 火电行业应提出明确的清洁煤电发展路径或减排措施,应提出防止烟尘、二氧化硫、氮氧化物、废水、噪声、粉尘灰渣等污染物的保护措施。

10.3.5 环境影响分析应与传统能源供应相比,测算综合能源规划节能降碳带来的减碳量,实现的碳交易价值。

11 技术经济分析

11.1 规划方案应通过方案比选、计算分析确定系统的多能流分布情况、供能安全水平、供能可靠性水平和能源利用效率水平。

11.2 技术经济分析应从技术成效、经济效益和社会效益等方面,评估规划方案的技术经济可行性和社会效益等,为规划方案优选和投资决策提供依据。

11.3 技术成效评估应包括综合智慧能源系统的供能安全水平、供能可靠性、供能质量、综合能效等。

11.4 经济效益评估应包括综合智慧能源系统的单位供能成本、财务净现值、总投资收益率和投资回收期等。

11.5 社会效益评估应包括环保和节能两方面,包括二氧化碳排放减少量/率、二氧化硫排放减少量/率、氮氧化物排放减少量/率、能源利用效率和节能率等指标。

11.6 供能可靠性计算应确定规划期内综合能源系统的供能可靠性指标,分析影响供能可靠性的因素。

11.7 能源利用效率计算应分析规划期内综合能源系统的综合能源利用效率、能耗强度、可再生能源占区域总供能量的比例和可再生能源利用率等指标。

附录 A
(资料性)
规划编制收资清单

A.1 资源条件资料

- A.1.1 水文资料:文本,地表水、地下水、再生水资源分布。
- A.1.2 气象报告:文本,风能、太阳能等监测点位及数据。
- A.1.3 环评报告:文本,污染物监测点位及数据。
- A.1.4 地形地貌:地形图 cad。
- A.1.5 岩土勘测报告:文本,区域矿产等资源分布等。
- A.1.6 潮汐能资料:文本、监测点位及数据。
- A.1.7 规划区统计年鉴。

A.2 相关规划资料

- A.2.1 总体规划(文本、图纸、说明书、cad 等电子文件)。
- A.2.2 规划区控制性详细规划(文本、图纸、说明书、cad 等电子文件)。
- A.2.3 产业园区相关规划设计(文本、图纸、说明书、cad 等电子文件)。
- A.2.4 供能(冷、热、电、气等)专项规划相关资料(文本、图纸、说明书、cad)。
- A.2.5 地区能源发展规划。
- A.2.6 地区电力发展规划。

A.3 地区供能资料

- A.3.1 现有、规划能源厂站的配置(能源厂站的规模、区位)。
- A.3.2 各能源厂站现状及远期供能资料(供能规模、供能范围、供能价格等)。
- A.3.3 现状、规划供能管网资料(供能管网布置图,管径、管长、敷设方式等)。
- A.3.4 现状、规划用地资料(现状及规划用地图 cad,各类用地面积、建筑面积、供能面积、负荷指标等信息)。
- A.3.5 园区能源需求资料(供能方式、制冷负荷、电力负荷、燃气负荷等)。
- A.3.6 典型地块供能详细资料(一年各月份能耗资料、供能价格、燃气价格、峰谷电价等)。
- A.3.7 热电企业上网电价及有关政策。
- A.3.8 各方对规划区供能的设想及建议。

A.4 单个厂区的用能资料

- A.4.1 园区概况(区位范围、产业类型、级别规模)。
- A.4.2 整体用能需求(气、电、水、冷、热等用能负荷,用能来源,用能价格,一年各月、一日 24 小时用能信息)。
- A.4.3 各工艺流程的用能特点(工艺流程图、能源类型、负荷指标、用能时间段等)。
- A.4.4 厂区内供能设施资料(现状及规划设施布局、锅炉规模、管网管径、敷设方式等)。
- A.4.5 厂区场地资料(现状及规划改扩建信息、总平面图布置图、用地面积、建筑面积、供能面积、负荷指标、各类厂房、办公及配套建构物信息)。

附录 B
(规范性)
规划编制流程

B.1 规划文本大纲

- B.1.1 能源相关政策分析。
- B.1.2 园区现状、需解决问题分析。
- B.1.3 资源禀赋分析。
- B.1.4 能源现状分析。
- B.1.5 能源需求预测。
- B.1.6 规划方案。
- B.1.7 综合智慧能源管控平台。
- B.1.8 社会环境影响分析。
- B.1.9 技术经济分析。

B.2 规划整体流程示意图

规划整体流程示意图见图 B.1。

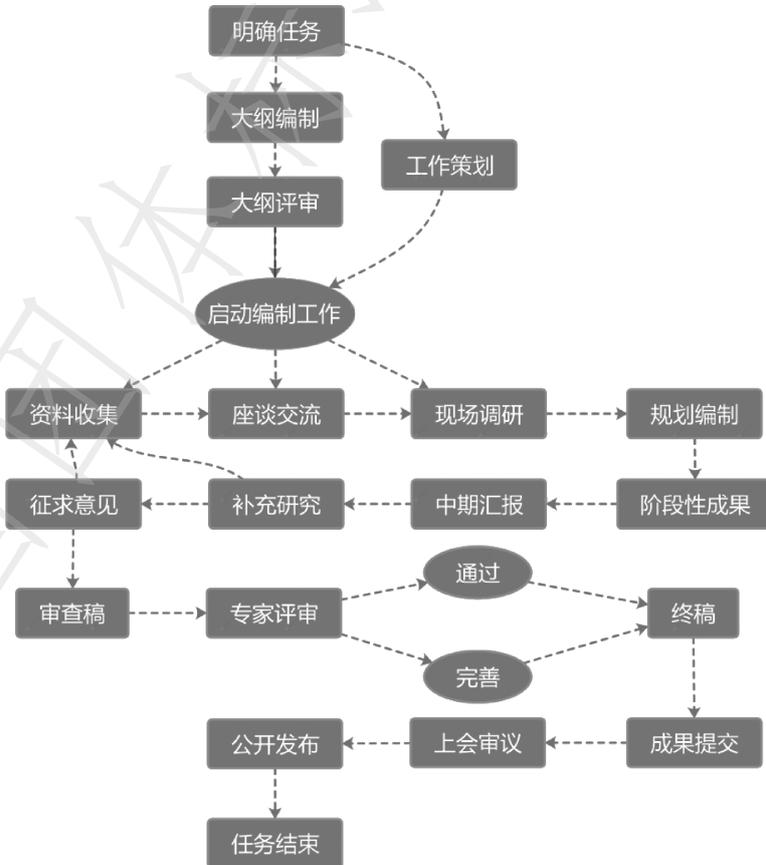


图 B.1 规划整体流程示意图

附 录 C
(资料性)
电负荷指标

C.1 当采用横向比较法预测用电量时,其规划人均用电量指标宜符合表 C.1 的规定。

表 C.1 人均用电量指标

城市用电水平分类	人均综合用电量/[kWh/(人·a)]		人均居民生活用电量/[kWh/(人·a)]	
	现状	规划	现状	规划
用电水平较高城市	4 501~6 000	8 000~10 000	1 501~2 500	2 000~3 000
用电水平中上城市	3 001~4 500	5 000~8 000	801~1 500	1 000~2 000
用电水平中等城市	1 501~3 000	3 000~5 000	401~800	600~1 000
用电水平较低城市	701~1 500	1 500~3 000	201~400	400~800

注:当人均综合用电量、人均居民生活用电量现状水平高于或低于表中规定的现状指标最高或最低限值的城市。其规划用电量指标的选取,视其城市具体情况因地制宜确定。

C.2 当采用单位建设用地负荷密度法进行负荷预测时,其规划单位建设用地负荷指标宜符合表 C.2 的规定。

表 C.2 单位建设用地负荷指标

城市建设用地类别	单位建设用地负荷指标/(kW/hm ²)	城市建设用地类别	单位建设用地负荷指标/(kW/hm ²)
居住用地(R)	100~400	物流仓储用地(W)	20~40
商业服务业设施用地(B)	400~1 200	道路与交通设施用地(S)	15~30
公共管理与公共服务设施用地(A)	300~800	公用设施用地(U)	150~250
工业用地(M)	200~800	绿地与广场用地(G)	10~30

注:超出表中建设用地以外的其他各类建设用地的规划单位建设用地负荷指标的选取,根据所在城市的具体情况确定。

C.3 当采用单位建筑面积负荷密度指标法时,其规划单位建筑面积负荷指标宜符合表 C.3 的规定。

表 C.3 单位建设面积负荷指标

建筑类别	单位建设面积负荷指标	
	(kW/hm ²)	(kW/户)
居住建筑	30~70	4~16
公共建筑	40~150	—
工业建筑	40~120	—
仓储物流建筑	15~50	—
市政设施建筑	20~50	—

注 1:电负荷指标参考《实用供热空调设计手册》《全国民用建筑工程设计技术措施:电气》及 GB/T 51161 等选取。
注 2:特殊用地及规划预留的发展备用地负荷密度指标的选取,结合当地实际情况和规划供能要求,因地制宜确定。

附录 D
(资料性)
热负荷指标

D.1 民用热负荷指标

D.1.1 建筑采暖综合热指标可按公式(D.1)计算：

$$q = \sum_{i=1}^n [q_i(1 - \alpha_i) + p_i \cdot \alpha_i] \cdot \beta_i \quad \dots\dots\dots (D.1)$$

式中：

- q —— 建筑采暖综合热指标, W/m^2 ;
- q_i —— 未采取节能措施建筑采暖热指标, W/m^2 ;
- p_i —— 不同类型工业的用地面积, W/m^2 ;
- α_i —— 采取节能措施的建筑面积比例, %;
- β_i —— 为各建筑类型的建筑面积比例, %;
- i —— 建筑类型, 包括住宅、公用建筑、工业建筑。

D.1.2 采用指标法计算采暖热负荷时, 可按公式(D.2)计算：

$$Q_h = \sum_{i=1}^n q_{hi} \cdot A_i \cdot 10^{-3} \quad \dots\dots\dots (D.2)$$

式中：

- Q_h —— 采暖热负荷, kW;
- q_{hi} —— 建筑采暖热指标, W/m^2 , 可按表 D.1 取用;
- A_i —— 采暖建筑物的建筑面积, m^2 ;
- i —— 建筑类型。

表 D.1 建筑采暖热指标推荐值

建筑物类型	建筑采暖指标/(W/m^2)								
	住宅	居住区综合	学校、办公	医院、幼儿园	旅馆	商店	食堂、餐厅	影剧院、展览馆	大礼堂、体育馆
未采取节能措施	58~64	60~67	60~80	65~80	60~70	65~80	115~140	95~115	115~165
采取节能措施	40~45	45~55	50~70	55~70	50~60	55~70	100~130	80~105	100~150

注 1：表中数值适用于我国东北、华北、西北地区。

注 2：采暖指标中已包括约 5% 的管网热损失。

注 3：根据测算, 表中所列的建筑采暖节能指标数据比实际值偏大。当有地方标准或实测数据时, 按照相应的标准或数据执行。

注 4：国内集中采暖区部分城市的居住建筑采暖指标可参见 GB/T 51074。

D.1.3 采用指标法计算生活热水热负荷时, 可按公式(D.3)计算：

$$Q_s = \sum_{i=1}^n q_{si} \cdot A_i \cdot 10^{-3} \quad \dots\dots\dots (D.3)$$

式中：

- Q_s ——生活热水热负荷, kW;
- q_{si} ——生活热水热指标, W/m², 可按表 D.2 取用;
- A_i ——供生活热水的建筑物的建筑面积, m²;
- i ——建筑类型。

表 D.2 生活热水热指标推荐值

用水设备情况	热指标/(W/m ²)
住宅无生活热水, 只对公共建筑供热水	2~3
住宅及公共建筑均供热水	5~15
注 1: 冷水温度较高时采用较小值, 冷水温度较低时采用较大值。 注 2: 热指标中已包括约 10% 的管网热损失。 注 3: 生活热水最大热负荷 $Q_{s,max} = K_h \cdot Q_s$, 其中 K_h 为小时变化系数, 根据用热水计算单位数按 GB 50015 规定取用。	

D.1.4 通风热负荷可按照占建筑采暖设计热负荷的比例进行估算, 见公式(D.4):

$$Q_v = K_v \cdot Q_h \quad \dots\dots\dots (D.4)$$

式中：

- Q_v ——通风设计热负荷, kW;
- Q_h ——采暖设计热负荷, kW;
- K_v ——建筑物通风热负荷系数, 一般取 0.3~0.5。

D.1.5 采用指标法计算空调热负荷时, 可按公式(D.5)计算:

$$Q_a = \sum_{i=1}^n q_{ai} \cdot A_i \cdot 10^{-3} \quad \dots\dots\dots (D.5)$$

式中：

- Q_a ——空调热负荷, kW;
- q_{ai} ——空调热指标, W/m², 可按表 D.3 取用;
- A_i ——空调建筑物的建筑面积, m²;
- i ——建筑类型。

表 D.3 空调热指标推荐值

建筑物类型	空调热指标/(W/m ²)					
	办公	医院	旅馆、宾馆	商店、展览馆	影剧院	体育馆
热指标	80~100	90~120	90~120	100~120	115~140	130~190
注 1: 表中数值适用于我国东北、华北和西北地区。 注 2: 采暖指标中已包括约 5% 的管网热损失。 注 3: 寒冷地区热指标取较小值; 严寒地区热指标取较大值。						

D.1.6 建筑空调热负荷宜考虑同时使用系数的影响, 不同类型建筑热负荷同时使用系数可按表 D.4 取用。

表 D.4 不同类型建筑热负荷同时使用系数推荐值

分类	建筑类型	同时使用系数
服务类	教室、实验室、图书馆、体育馆、餐厅、生活服务、文化建筑等	0.5~0.6
商务类	商业中心、写字楼、办公楼、高档住宅等	0.65~0.75
公共类	酒店、宾馆、医院、机场、交通枢纽、数据中心、购物中心	0.75~0.85
同时具备以上三类建筑及功能建筑		0.65~0.8

D.2 工业热负荷指标

采用指标法预测工业热负荷时,可按公式(D.6)计算:

$$Q_g = \sum_{i=1}^n q_{gi} \cdot A_i \cdot 10^{-3} \dots\dots\dots (D.6)$$

式中:

Q_g ——工业热负荷,t/h;

q_{gi} ——工业热负荷指标,t/(h·km²),可按表 D.5 取用;

A_i ——不同类型工业的用地面积,km²;

i ——工业类型。

表 D.5 工业热负荷指标推荐值

工业类型	单位用地面积规划蒸汽用量 t/(h·km ²)	工业类型	单位用地面积规划蒸汽用量 t/(h·km ²)
生物医药产业	55	精密机械及装备制造产业	25
轻工	125	电子信息产业	25
化工	65	现代纺织及新材料产业	35

注:热负荷指标参考 GB/T 51074、CJJ 34 和《燃气分布式供能系统设计手册》等。

附录 E
(资料性)
民用冷负荷指标

E.1 采用指标法计算空调冷负荷时,可按公式(E.1)计算:

$$Q_c = \sum_{i=1}^n q_{ci} \cdot A_i \cdot 10^{-3} \dots\dots\dots (E.1)$$

式中:

- Q_c —— 空调冷负荷, kW;
- q_{ci} —— 空调冷指标, W/m², 可按表 E.1 取用;
- A_i —— 空调建筑物的建筑面积, m²;
- i —— 建筑类型。

表 E.1 空调冷指标推荐值

建筑物类型	空调冷指标/(W/m ²)					
	办公	医院	旅馆、宾馆	商店、展览馆	影剧院	体育馆
冷指标	80~110	70~110	70~120	125~180	150~200	120~200
注 1: 体型系数大, 使用过程中换气次数多的建筑取上限。 注 2: 寒冷地区冷指标取较大值; 严寒地区冷指标取较小值。						

E.2 空调夏季冷负荷可按公式(E.2)计算:

$$Q_c = Q_a \cdot COP \dots\dots\dots (E.2)$$

式中:

- Q_a —— 空调热负荷, kW;
- COP —— 制冷机的制冷系数, 可取 0.7~1.3(单效吸收式制冷机取下限值)。

E.3 数据中心冷负荷指标可按表 E.2 取用。

表 E.2 数据中心冷指标推荐值

类型	房间名称	冷负荷指标	
		W/m ²	kW/个标准机架
主机房区	计算机房、服务器机房、网络机房、存储机房等功能区域	120~160	3~5
辅助区	进线间、测试机房、总控中心、消防室、控制室、打印室等	90~160	—
支持区	配电室、柴油发电机房、电池室、空调机房、动力站房、不间断电源系统用房等	110~160	—
行政区	办公室、值班室、大厅、更衣间等	70~120	—
注 1: 冷负荷指标参考 GB/T 51074、CJJ 34 和《燃气分布式供能系统设计手册》等。 注 2: 表中数值根据工艺情况和设备散热情况确定。 注 3: 主机房冷负荷指标以设备厂家提供资料为准。			

参 考 文 献

- [1] GB 50015 建筑给水排水设计标准
 - [2] GB 50072 冷库设计标准
 - [3] GB 50174 数据中心设计规范
 - [4] GB/T 51161 民用建筑能耗标准
-

全国团体标准信息平台