

ICS

团 体 标 准

T/CET A12-2021

城市综合智慧能源规划导则 Planning Guide of Integrated Smart Energy for City

（征求意见稿）

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施

中国电力技术市场协会

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	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	3
4.4 规划年限及目标	3
4.5 规划内容	3
5 发展现状	4
5.1 区域概况	4
5.2 社会经济	4
5.3 能源发展	4
6 资源禀赋分析	5
6.1 化石能源	5
6.2 可再生能源	5
6.3 氢能源	6
7 能源现状	6
7.1 基本要求	6
7.2 能源供给	6
7.3 能源消费	7
8 能源需求预测	7
8.1 基本要求	7
8.2 电需求预测	8
8.3 热需求预测	8
8.4 冷需求预测	9
8.5 天然气需求预测	10
8.6 煤炭需求预测	11
8.7 成品油需求预测	11
8.8 氢气需求预测	11
9 能源供应	12

9.1 规划原则	12
9.2 电力供应	12
9.3 热能供应	13
9.4 冷能供应	14
9.5 燃气供应	15
9.6 煤炭供应	16
9.7 成品油供应	16
9.8 氢气供应	17
10 供能网络	17
10.1 规划原则	17
10.2 电网规划	17
10.3 供冷管网规划	19
10.4 供热管网规划	19
10.5 供天然气管网规划	20
10.6 供氢气规划	21
10.7 充电桩、充（换）电站规划	21
11 碳排放分析	22
11.1 基本要求	22
11.2 碳排放核算	22
12 实施效果	23
12.1 社会影响	23
12.2 环境影响	23
附录 A（资料性） 规划调研收集的资料	24
附录 B（资料性） 能源发展主要指标	25
附录 C（规范性） 规划编制流程	27
附录 D（资料性） 重点建设项目清单	28
附录 E（资料性） 经济社会发展情况	29
附录 F（资料性） 能源发展现状	30
附录 G（资料性） 电负荷指标	31
附录 H（资料性） 热负荷指标	32
附录 I（资料性） 冷负荷指标	35
附录 J（资料性） 电力（电量）供需表	36
附录 K（资料性） 碳相关参数推荐值	39

前 言

本文件按照 GB/T1.1-2020 《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。

本文件由中国电力技术市场协会提出。

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：

本文件主要起草人：

本文件主要审查人：

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）。

城市综合智慧能源规划导则

1 范围

T/CET XXXX《城市综合智慧能源规划导则》的本部分规定了城市综合智慧能源规划的术语和定义、基本规定、发展现状、资源禀赋分析、能源现状、能源需求预测、能源供应、供能网络、碳排放分析、社会及环境影响等内容。

本标准适用于城市综合智慧能源规划编制工作。

2 规范性引用文件

下列文件对本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件，凡是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 50137	城市用地分类与规划建设用地标准
GB 50189	公共建筑节能设计标准
GB 50072	冷库设计规范
GB 50019	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB 50028	城镇燃气设计规范
GB 50613	城市配电网规划设计规范
GB 50736	民用建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB 50966	电动汽车充电站设计规范
GB 50016	建筑设计防火规范
GB/T 18710	风电场风能资源评估方法
GB/T 37526	太阳能资源评估方法
GB/T 51074	城市供热规划规范
GB/T 51161	民用建筑能耗标准
GB/T 51098	城镇燃气规划规范
GB/T 50293	城市电力规划规范
GB/T 51077	电动汽车电池更换站设计规范
DL/T 5729	配电网规划设计技术导则
DL/T 5508	燃气分布式供能站设计规范

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**

指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。

3.2

城市综合智慧能源规划 integrated smart energy planning of city

在城市新区、老城区或县城区域范围内，对区域内的各种能源生产、供应、传输和消费进行科学的研究和分析，对电力、化石能源、可再生能源等进行合理利用，通过科学合理的能源规划提高区域内能源的利用效率，实现节能减排。

3.3

综合能源站 integrated energy station

为用户提供电、热、冷、气、水等多种能源品种及配套公共服务的能源基础设施。

3.4

能源负荷中心 energy load center

市区内人口密集区、工业新区、产业集中区等用能集中、能源需求和负荷密度大，对供电质量、供电可靠性等有较高要求的地区。

3.5

区域能源 district energy

用于生产和生活的能源，在一个特定的区域内得到科学的、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。

3.6

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，向各建筑物供给冷量的能源供应系统。

3.7

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

布置在用户附近，以燃气为一次能源进行发电，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 城市综合智慧能源规划应贯彻落实国家法律法规、能源及环保相关政策，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，满足地区的社会经济发展要求，并适当超前。

4.1.2 城市综合智慧能源规划应与国民经济和社会发展现状、城乡总体发展、土地利用、交通运输等规划相协调，并应随上述规划的变化相应调整。

4.1.3 根据行政区域的经济和社会发展的需要，依据全国及地方能源规划编制地区级能源规划，应当将能源发展纳入国民经济和社会发展规划、年度计划。

4.1.4 规划的主要内容应包括：发展现状、资源禀赋分析、能源现状、能源需求预测、能源供应、供能网络、碳排放分析、社会及环境影响评价等，成果文件应包括规划文本及图纸。

4.1.5 规划除应符合本导则的规定外，还应符合其他国家地方现行的有关标准、规程、规范的规定。

4.1.6 规划编制基于收资的完整性和准确性，具体收资工作所需的收资内容详见附录 A。

4.2 编制原则

4.2.1 综合智慧能源系统应充分利用可再生能源，满足清洁低碳、安全高效的要求，并应符合区域整体规划及能源规划的要求。

4.2.2 规划应考虑能源负荷类型、负荷特性和负荷增长，满足区域的能源需求。

4.2.3 供能站的用地面积及规模应符合区域能源行业发展规划，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，并留有发展余地。

4.2.4 应根据所在城镇的性质、规模、国民经济、社会发展、地区能源资源分布、能源结构和电力供应现状等条件，结合所在地区能源发展规划及其重大能源设施工程项目近期建设进度安排，由城市规划、能源管理部门通过协商进行规划编制。

4.2.5 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。

4.3 编制范围

4.3.1 城市综合智慧能源规划应明确具体的规划范围，对地理区域、行政区划、规划面积等进行必要的说明。

4.3.2 规划区域指城镇行政区划的全部地区，包括城市新区、老城区或县城。

4.3.3 计算城镇负荷所对应的供能面积，可根据规划期的不同，分建成区和规划区。

4.3.4 可根据城市布局、供能（电）企业供能（电）区域、地理条件、负荷密度和输电网电压的选择，将城网划分为若干个分区供能网络。

4.3.5 对负荷集中且密度大的工业区（或开发区）可建设分区供能网络，城网规划的范围应注意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 城市型综合智慧能源规划从顶层设计出发，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。

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

4.4.2.1 能源规划的期限近期宜为 3~5 年，中期宜为 10 年，远期宜为 15 年及以上。规划期限的各个阶段应与城市总体规划、地区经济社会发展规划等相一致。

4.4.2.2 近期应着重解决能源当前存在的主要问题，及满足城镇重点建设区域的用能增长需求；中期应与近期相衔接，提出规划水平年合理的能源供需平衡方案；远期主要侧重于对能源结构体系进行战略性的研究和展望，制定清洁、低碳、安全、高效的能源消费体系和长远发展目标。

4.4.3 宜预测城镇煤炭、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。

4.4.4 应根据地方资源禀赋情况，合理规划本地区的能源供给，建立统筹协调、多能供应的保障体系。

4.4.5 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。

4.2.6 应不断提高能源保障水平，满足人民群众不断增长的能源消费需求，提高人民幸福指数，提出必要的民生保障目标。

4.4.7 能源发展主要指标包括能源消费、能源结构、能源供应、能源效率、民生保障等，具体指标目标详见附录 B。

4.5 规划内容

4.5.1 规划从调查研究本地区能源资源禀赋和能源生产、消费现状入手，分析负荷增长规律，优化能源结构，解决城市能源发展中遇到的问题，以提高能源供给保障水平，助力打造清洁低碳、安全高效的能源保障体系。

4.5.2 综合智慧能源规划的主要内容应包括：

- a) 现状、问题和形式分析;
- b) 能源相关政策分析
- c) 规划的目标和原则;
- d) 资源禀赋分析;
- e) 能源供给及消费现状;
- f) 能源需求预测;
- g) 能源供应及网络规划;
- h) 重点任务及建设计划;
- i) 实施效果。

具体规划编制工作流程详见附录 C。

4.5.3 重点建设项目应归纳项目名称、总投资、建设内容和规模等，重点建设项目清单详见附录 D。

4.5.4 经审批的城市综合智慧能源规划是编制能源类项目建设计划、投资安排的重要依据，纳入规划的项目可启动项目建议书编制，开展可研设计工作。

5 发展现状

5.1 区域概况

5.1.1 应概述规划编制范围所在地的地理区位，明确所在区的发展定位，宜提供由政府部门正式发布的行政区划图。

5.1.2 应包含规划区域的地形地貌、气候和水文条件，对可能改变规划布局的特殊地貌进行必要的说明。

5.2 社会经济

5.2.1 能源是经济社会发展的物质基础，规划统计本行政区划的经济社会发展情况，为本地区能源发展趋势和潜力提供必要的指导，经济社会发展情况统计表详见附录 E。

5.2.2 根据城市第一产业、第二产业、第三产业发展现状，为支撑产业提供综合能源保障。

5.2.3 规划应系统梳理本地区政府的政策指导文件，对能源政策开展必要的分析，掌握本地区重点产业布局情况，做到规划的编制与地区产业政策统一协调。

5.3 能源发展

5.3.1 城市型综合智慧能源规划应分析本地区开展综合智慧能源规划面临的形势，包括国家层面和省级层面的能源政策、区域发展定位、新能源技术带来的产业驱动、能源体制改革现状等方面。

5.3.2 应归纳本地区的能源供应现状，包括能源供应结构多元化程度、电力装机及电量供应等，分品种能源生产总量及构成统计表见附录 F。

5.3.3 应归纳本地区的能源消费现状，包括能源消费结构、化石能源消费比重、电能替代水平等，宜根据附录 F 统计本地区分品种能源消费总量及构成、分产业能源消费总量及构成。

5.3.4 应归纳本地区的能源基础设施建设情况，包括电源供应和供能网络建设、能源储运体系、综合能源站等。

5.3.4 应分析本地区能源消费情况，引导能耗“双控”转向碳排放“双控”转变，对未来指标发展趋势进行必要的预测。

5.3.5 宜梳理本地区能源领域取得的工作成效，包括节能目标任务、节能减排效果、电能替代、可再生能源推广等。

5.3.6 宜总结本地区能源领域面临的问题，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、能源保障体制机制健全情况等。

6 资源禀赋分析

6.1 化石能源

6.1.1 城市型综合智慧能源规划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开发。

6.1.2 应统计近年来本地化石能源的生产、开采及使用情况，了解重大能源项目的建设情况和建设计划。

6.1.3 在区域能源政策的引导下，对本地区化石能源的使用给予必要的引导，推动化石能源的清洁高效利用和低碳化发展。

6.1.4 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。

6.1.5 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。

6.2 可再生能源

6.2.1 风能资源

6.2.1.1 应收集的气象数据、测风数据等对范围内的风能资源进行初步评估。

6.2.1.2 对风能资源较好的地区，应提供本地风能资源的基本数据，包含风速分布、风功率密度分布、年均等效发电小时数、经过测算的单位千瓦造价等。

6.2.1.3 应根据风资源分布情况初步估算可能的装机容量，作为评估本地区新增风电装机规模的参考依据。

6.2.1.4 宜根据本地区的风资源分布情况、适宜的风电场项目开发情况等初步估算项目的经济性，计算相应的度电成本。

6.2.1.5 风资源情况及评估方法应符合现行国家标准 GB/T 18710 的规定。

6.2.2 太阳能资源

6.2.2.1 应收集的气象数据、太阳能辐照数据等对范围内的资源情况进行初步评级。

6.2.2.2 对太阳能资源较好的地区，应提供本地太阳能资源的基本数据，包含年水平总辐射量、水平面散射辐射量、年均等效发电小时数、经过测算的单位千瓦造价等。

6.2.2.3 应根据太阳能资源情况、城市总体规划、土地利用性质等资料初步估算理论装机容量，作为评估本地区新增光伏发电装机规模的参考依据。

6.2.2.4 应简述本地区光伏发电场建设的相关政策，作为指导本地区光伏发电项目开发的依据。

6.2.2.5 太阳能资源情况及评估方法应符合现行国家标准 GB/T 37526 的规定。

6.2.3 水资源

6.2.3.1 根据地区的水资源综合规划、水资源公报以及水文局、水务局的统计数据，统计并分析当地供/用水资源情况，分析可利用的水资源情况。

6.2.3.2 根据区域河（江）水资源、地表径流量、流速和地形情况等估算可开发的水电装机容量。

6.2.3.3 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。

6.2.4 生物质资源

6.2.4.1 规划应结合城镇总体发展规划、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、远期的生活垃圾生产量，根据城镇生活垃圾的热值估算垃圾发电理论装机容量。

6.2.4.2 对于周围农村有丰富秸秆、渔业、牧业等生物质资源的区域，规划应明确可为规划区域提供的

用于生物质燃气或生物质发电的资源量。

6.2.4.3 根据当地沼气数据统计，估算可用于沼气发电的资源量。

6.2.5 其他

6.2.5.1 对于地热能、海洋能等可再生能源丰富地区，宜调查可开发利用的资源量。

6.2.5.2 规划应因地制宜利用地热能、海洋能，并考虑当前地热能、海洋能等资源开采技术的可能性、经济的合理性以及开发利用的科学性。

6.2.5.3 地热能开发利用应基于温度等级区划及流体水化学特征区划，并结合以往的开发利用情况、地区经济发展状况，充分考虑梯级开发利用技术等确定其合理开发利用方向。主要包括：地热发电、地热供暖、旅游疗养、养殖、种植和工业利用等。

6.2.5.4 海洋能开发利用应基于海洋通过各种物理过程储存和散发能量的大小，并结合以往的开发利用情况和开发利用的经济性等确定其开发利用的方向。主要包括：海洋能发电、区域供冷和工业利用等。

6.3 氢能源

6.3.1 应落实本地区是否有氢能产业发展的相关政策，特别是电解水制氢优惠电价政策，以便根据政策情况科学规划氢能产业。

6.3.2 宜调研规划区内及周边地区的涉氢企业，包含氢气制备、氢气储运、氢燃料电池、研发与检测企业。

6.3.3 调研规划区内制氢企业现状，掌握化石能源、工业副产提纯、电解水等制氢的规模和潜力。

7 能源现状

7.1 基本要求

7.1.1 调研本地区能源供应现状，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。

7.1.2 对重大能源供应设施、供应管网，应掌握能源基础设施的规模、数量、位置等信息。

7.1.3 能源供给现状的相关数据、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。

7.2 能源供给

7.2.1 供电

7.2.1.1 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。

7.2.1.2 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。

7.2.1.3 宜归纳规划区内电源发电量，了解近年来各类电源的发电量和占比。

7.2.1.4 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。

7.2.2 供冷（热）

7.2.2.1 应归纳规划区内集中供冷站的基本情况，掌握供冷站的类型、位置、供冷量、建设年份。

7.2.2.2 应归纳规划区内热电联产及供热锅炉的基本情况，掌握电站类型、位置、装机容量、供热规模、供热范围等。

7.2.3 供煤、天然气、油

7.2.2.1 应归纳规划区内近几年煤炭供应数量、供应来源。

7.2.2.2 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、门站的位置、输气能力、供气范围、供气线路、供气压力等。

7.2.2.3 应归纳规划区近几年各类油品的供应数量、石油储量。

7.2.2.4 应归纳油气基础设施的建设情况，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。

7.2.4 供氢

7.2.4.1 应归纳调研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。

7.2.4.2 应调研各制氢企业的氢气对外供应量、制氢技术发展规划、重点项目建设计划等。

7.3 能源消费

7.3.1 电量消费

7.3.1.1 应归纳规划区内全社会用电量、最高电力负荷。

7.3.1.2 应归纳规划区内分产业电量消费情况。

7.3.2 冷（热）消费

7.3.2.1 应归纳规划区内集中供冷站的冷量消费情况。

7.3.2.2 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。

7.3.3 煤、天然气、油消费

7.3.3.1 应归纳规划区内近几年煤炭消费数量，掌握重点煤炭消费企业的用煤量。

7.3.3.2 应归纳规划区近几年天然气消费量，掌握重点燃气消费企业的用气量。

7.3.3.3 应归纳规划区近几年各类油品的消费数量，掌握重点交通运输行业的用油量。

7.3.4 氢气消费

7.3.4.1 应归纳规划区氢气的消费量，氢能交通的发展需求。

7.3.4.2 对以煤化工、石油化工、钢铁冶金等产业为主的城市，应掌握用氢企业的用氢量。

8 能源需求预测

8.1 基本要求

8.1.1 城市能源需求预测应符合地区能源系统、电力系统规划总体要求，并应与城市总体规划相协调。

8.1.2 近期规划应着重解决能源结构、能源网络安全等的主要问题，满足城市重点建设区域的负荷增长需求。

8.1.3 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应方案、电网网架结构、供能管网建设方案。

8.1.4 远期规划主要侧重于对能源供应系统进行战略性的研究和展望，制定整体和长远发展目标。

8.1.5 负荷预测需收集的资料一般包括以下内容：

a) 城市总体规划中有关人口、用地、能源、产值、投资、功能布局和发展规划等。

b) 与社会经济发展、国民收入水平等有关的历史数据和预测信息。

c) 政府工作报告、文献、政策，以及电力系统、燃气系统、供热（冷）系统发布的专项规划。

d) 规划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) 各电压等级变电站、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) 本地区资源禀赋（风、光、生物质、地热、海洋能、化石能源等）相关的各类图文资料。
- j) 能源产业及新能源技术对本地区能源规划可能带来的影响。

8.2 电需求预测

8.2.1 负荷分类

8.2.1.1 城市用电负荷按城市建设用地性质分类，应与现行国家标准 GB 50137 所规定的城市建设用地分类相一致。城市用电负荷按产业和生活用电性质分类，可分为第一产业用电、第二产业用电、第三产业用电、城乡居民生活用电。

8.2.1.2 城市用电负荷按城市负荷分布特点，可分为一般负荷（均布负荷）和点负荷两类。

8.2.2 负荷预测

8.2.2.1 城市总体规划阶段的电力规划负荷是城网规划设计的基础，预测宜包括下列内容：

- a) 规划区域的电力需求；
- b) 规划区域的电量需求；
- c) 重点城区规划负荷密度。

8.2.2.2 负荷预测工作应在长期调查分析的基础上，收集和积累本地区用电量和负荷的历史数据以及城市建设和各行各业发展的信息，充分研究国民经济和社会发展各种相关因素与电力需求的关系。

8.2.2.3 城市电力负荷预测应确定一种主要的预测方法，并应用其他预测方法进行补充、校核。

8.2.2.4 负荷同时率的大小，应根据各地区电网用电负荷特性确定。

8.2.2.5 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、最大电力负荷进行预测，预测方法的选择宜符合下列规定：

a) 城市总体规划阶段预测方法，宜选用人均用电指标法、横向比较法、电力弹性系数法、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、经济发展指标法等。

b) 重点区域的电力负荷预测，一般负荷（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) 电负荷指标可参见附录 G。

8.3 热需求预测

8.3.1 负荷分类

8.3.1.1 城市用热负荷按服务对象分类，可分为民用热负荷和工业热负荷。

8.3.1.2 民用热负荷主要包括采暖、通风、空调、生活热水等的用热，工业热负荷包括工艺热负荷和动力热负荷。

8.3.1.3 工艺热负荷是指企业在生产过程中用于工艺流程的用热负荷（包括企业生产厂房的采暖、通风及空调负荷），动力热负荷专指用于驱动机械设备的用热负荷。

8.3.2 民用热负荷预测

8.3.2.1 建筑采暖负荷预测可采用设计院提供的工程计算值、现场调查、建筑采暖指标法进行估算。

1) 对于现有建筑和近期建筑的采暖热负荷，宜首先采用当地设计院或规划院提供的工程计算值。

2) 采用现场调查法时，需现场调查各类建筑物的热负荷历史记录数据，分析建筑热用能特点，得出现场调查的数据。

3) 现场调查的数据, 应根据相关设计规范及同地区同类型建筑的调研情况, 分析近期新增建筑用热特点, 并结合工程实际情况进行修正后得出。

8.3.2.2 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。

8.3.3.3 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, 可按本标准所列的指标进行计算。

8.3.2.4 民用热负荷指标预测见附录 H。

8.3.2.10 节能指标的相关要求尚需满足 GB 50189、GB/T 51161 等有关标准的规定。

8.3.3 工业热负荷预测

8.3.3.1 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进行计算。

1) 对于现有的工艺用户, 应采用调查实际值, 优先采用全面热负荷曲线叠加法确定工艺蒸汽负荷值。

2) 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, 可采用同时使用系数法确定工艺蒸汽负荷。

3) 无法提供准确值的工艺用户, 可参考同类型同等生产条件、规模的项目实际值进行相关分析。

4) 对于规划中的工业热负荷, 可采用指标法进行估算。

8.3.3.2 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。

8.3.3.3 对于工业蒸汽负荷, 经统计的工业蒸汽热负荷值(最大、最小、平均), 需要考虑同时使用系数 0.5~0.9。

8.3.3.4 对于现状负荷, 曲线叠加前不考虑折减系数; 对于新增负荷, 曲线叠加前应充分考虑用户性质、负荷是否稳定、连续等特点, 考虑是否需要乘以 0.7~0.9 的折减系数。

8.3.2.5 工业热负荷预测见附录 H。

8.3.3.6 工业建筑的采暖、通风、空调热负荷, 可根据本标准 8.3.2 条的相关规定计算。

8.4 冷需求预测

8.4.1 负荷分类

8.4.1.1 城市用冷负荷按服务对象分类, 可分为民用冷负荷和工业冷负荷。

8.4.1.2 本标准冷负荷主要指建筑空调供冷、数据中心冷负荷、冷间设备负荷和机械负荷。

注: 由于数据中心用能的特殊性, 为满足电子信息系统安全、稳定、可靠等方面的较高要求, 本标准对数据中心用能单独分类。

8.4.1.3 冷间是指通过制冷系统制冷降温的具有保冷功能的建筑, 包括冷库、冷间、冷藏间、冰库等。

8.4.2 民用冷负荷预测

8.4.2.1 民用冷负荷预测可采用设计院提供的工程计算值、现场调查、建筑空调指标法进行估算。

1) 对于现有建筑和近期建筑的空调冷负荷, 宜首先采用当地设计院或规划院提供的工程计算值。

2) 采用现场调查法时, 需现场调查各类建筑物的冷负荷历史记录数据, 分析建筑热用能特点, 得出现场调查的数据。

3) 现场调查的数据, 应根据相关设计规范及同地区同类型建筑的调研情况, 分析近期新增建筑用冷特点, 并结合工程实际情况进行修正后得出。

8.4.2.2 规划冷指标应包括空调冷指标、数据中心冷指标。

8.4.2.2 民用冷负荷指标见附录 I。

8.4.3 工业冷负荷预测

8.4.3.1 工业冷负荷预测可采用叠加法、相关分析法等进行计算。

1) 对于现有的工艺用户,应采用调查实际值,优先采用全面冷负荷曲线叠加法确定负荷值。

2) 无法提供准确值的工艺用户,可参考同类型同等生产条件、规模的项目实际值进行相关分析。

8.4.3.2 冷间的设计温度和相对湿度应根据各类食品的冷藏工艺要求确定,也可按 GB 50072 中的规定选用。

8.4.3.3 冷间设备负荷和机械负荷的计算可参照 GB 50072 中的相关规定执行。

8.5 天然气需求预测

8.5.1 负荷分类

8.5.1.1 城镇燃气用气负荷按用户类型,可分为居民生活用气负荷、商业用气负荷、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。

8.5.1.2 城镇燃气用气负荷按负荷分布特点,可分为集中负荷和分散负荷。

8.5.1.3 城镇燃气用气负荷按用户用气特点,可分为可中断用户和不可中断用户。

8.5.2 负荷预测

8.5.2.1 负荷预测应结合气源状况、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。

8.5.2.2 负荷预测应满足下列要求:

- 1) 优先保证居民生活用气,同时兼顾其他用气;
- 2) 根据政策需要,合理发展新增燃气替代负荷,如气代煤、气代油;
- 3) 根据气源条件及调峰能力,合理确定高峰用气负荷,包括采暖用气、电厂用气;
- 4) 鼓励发展非高峰期用户,减小季节负荷差,优化年负荷曲线;
- 5) 不宜发展非节能建筑采暖用气。

8.5.2.3 燃气负荷预测宜包括用气量和用气结构、负荷增长率、负荷曲线、应急储备量等内容。

8.5.2.4 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。

8.5.3 规划指标

8.5.3.1 城镇总体规划阶段,当采用人均用气指标法或横向比较法预测总用气量时,规划人均综合用气量指标应符合表 11 的规定。

表 11 人均综合用气量指标推荐值

城镇用气水平	人均综合用气量 (MJ/人/a)	
	现状	规划
较高	≥10501	35001~52500
中上	7001~10500	21001~35000
中等	3501~7000	10501~21000
较低	≤3500	5250~10500

注: 1. 用气量指标尚应结合城镇发展定位、能源结构、气源供应条件、资源禀赋、政策环境、人口规模、地理位置、产业结构、经济社会发展水平、国内生产总值等因素综合考量。

2. 城镇燃气规划用气指标应按节能减排要求,在调查各类用户用能水平、分析用气发展趋势的基础上综合确定。

8.5.3.2 居民生活用气指标，应根据气候条件、居民生活水平及生活习惯、燃气用途等综合分析比较后确定。

8.5.3.3 商业用气指标，应根据不同类型用户的实际燃料消耗量折算，或按其占城镇居民生活用气的适当比例确定。

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

8.5.3.5 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量。用气指标按国家现行标准 GB 50019、CJJ 34 等确定。

8.5.3.6 燃气汽车、船舶用气量，应根据各类汽车、船舶的用气指标、车辆数量和行驶里程确定用气量。

8.5.3.7 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

8.5.3.8 不可预见用气及其他用气量可按总用气量的 3%~5%估算。

8.6 煤炭需求预测

8.6.1 应用分类

8.6.1.1 城镇煤炭应用根据使用目的分为动力煤、炼焦煤、煤化工用煤。

8.6.1.2 动力煤的主要应用领域包括发电用煤、蒸汽机车用煤、建材用煤、工业锅炉用煤、生活用煤、冶金用动力煤等。

8.6.2 需求预测

8.6.2.1 应结合国家及地区煤炭发展政策，考虑现有煤电机组改建、燃煤锅炉淘汰等对煤炭需求的减少量。

8.6.2.2 应考虑现有在建燃煤电厂并网发电后新增的燃煤需求。

8.6.2.3 对于煤化工产业区应考虑新建、扩建或改建工艺，对燃煤需求带来的影响。

8.6.2.4 城镇煤炭需求应符合国家碳达峰、碳中和的政策要求，除以煤化工为主的产业外，应减少煤炭等化石能源的消耗。

8.7 成品油需求预测

8.7.1 应用分类

8.7.1.1 城镇石油应用主要包括交通运输用油、工业用油和石油化工用油等。

8.7.1.2 交通运输用油主要包括陆上、水上交通用汽柴油以及航空领域用燃料油，其中以陆上交通用油为主。

8.7.2 需求预测

8.7.2.1 应结合国家交通运输领域电代油、气代油、氢代油等发展政策，考虑交通运输领域成品油需求的减少量。

8.7.2.2 应考虑区域新增重大工业项目、港口和机场建设带来的新增的成品油需求。

8.7.2.3 应考虑电能替代、港口岸电的推广，对区域现有成品油需求的减少量。

8.7.2.4 城镇石油需求应符合国家碳达峰、碳中和的政策要求，除以石油化工和石油制品为主的产业外，应减少石油等化石能源的消耗。

8.8 氢气需求预测

8.8.1 应用分类

8.8.1.1 氢气产业链包含上游制氢、中游储运和下游加氢及终端应用。

8.8.1.2 氢能应用主要包括交通运输用氢、工业用氢等。

8.8.2 需求预测

8.8.2.1 应结合国家及地方氢能交通发展政策及趋势，考虑交通运输领域的氢气需求。

8.8.2.2 对以煤化工、石油化工、钢铁冶金等产业为主的城市，应根据绿氢耦合发展的需求，考虑在建及规划重大项目的氢气需求潜力。

9 能源供应

9.1 规划原则

9.1.1 综合能源供应

9.1.1.1 城市综合能源规划应打造多能互补综合能源系统，通过多种能源形式耦合、协同优化和互补来提高能源的利用率，并实现能源梯级利用，提高能源的综合利用水平。

9.1.1.2 规划应利于提高能源供需协调能力，推动能源清洁生产和就近消纳，减少弃风、弃光、弃水限电，促进可再生能源消纳。

9.1.1.3 能源供给方式，应着重实现用能区电、热、冷、气、水等多能源的协同生产、协同配送、协同销售、协同消费和源、网、荷、储、用的协同运营。

9.1.2 智慧化管控

9.1.2.1 城市综合能源系统应建立综合智慧能源管理平台，实现能源监测信息化、能源管控智能化。

9.1.2.2 平台具有电、热、冷、气、水、氢等多品种能源的管控能力，具有智慧结算及节能诊断模块。

9.1.3 综合能源站

9.1.3.1 综合能源站的规划应贯彻国家节能政策，合理利用土地，合理利用能源，且应符合 DL/T 5508 的规定。

9.1.3.2 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，选址应有方便的电源、水源、热源及通信线路并与现有城市规划配套设施与需求统一协调。

9.1.3.3 综合能源站的电网建设应符合城市中低压配电网规划的要求。

9.1.3.4 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。

9.1.3.5 综合能源站内设备与站外建（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。

9.2 电力供应

9.2.1 基本要求

9.2.1.1 城镇供电电源的选择，应综合研究所在地区的能源资源状况、环境条件和可开发利用条件，进行统筹规划，经济合理地确定城市供电电源。

9.2.1.2 城镇供电电源包括高压输电网中的 220kV（或 330kV）变电站和接入城市配电网中的各类电厂及分布式电源。

9.2.1.3 城镇供电电源的选择应贯彻国家能源政策，坚持节能、环保、节约用地的原则，积极发展水电、风电、太阳能、燃气电厂等清洁能源。

9.2.1.4 城市供电电源的选择，应综合研究所在地区的能源资源状况、环境条件和可开发利用条件，进行统筹规划，经济合理地确定城市供电电源。

9.2.1.5 规划应结合地方电力发展政策、现状和资源禀赋，制定适宜的电力发展路径和原则，根据需求提出煤电替代方案和退出机制。

9.2.2 电源布局

9.2.2.1 电源布置应根据所在城市的性质、人口规模和用地布局，合理确定城市电源点的数量和布局，大、中城市应组成多电源供电系统，并应符合现行国家标准 GB 50137 的有关要求。

9.2.2.2 电源布局应充分依托太阳能、风、生物质、燃气等资源情况合理配置城市电源点，协调好电源布点与城市港口、机场、国防设施和其他工程设施之间的关系。

9.2.2.3 燃煤（气）电厂的布局应统筹考虑煤炭、燃气输送、环境影响、用地布局、电力系统需求等因素。

9.2.2.4 可再生能源电厂应依据资源条件布局并应与城市规划建设相协调。

9.2.2.5 燃煤电厂应与国家和地方的政策相协调，对于限制发展地区应做好燃煤电站替代方案；燃气电厂应有稳定的燃气资源，并应规划设计相应的输气管道。

9.2.1.6 供冷（热）电厂宜靠近冷（热）负荷中心，并与城市热力网设计相匹配。

9.2.3 电源建设

9.2.3.1 规划应根据重点项目建设计划及地区电力需求情况，编制电源建设规划。

9.2.3.2 规划应根据政府需求，考虑能耗高、污染大、调峰能力差的机组的关停计划。

9.2.3.3 宜充分利用、保护好退役电源的厂址及线行资源，安排厂址改建及需配输变电项目的建设工作的。

9.2.3.4 电源点（包括变电站站点）和有关线路以及相应配套工程的建设年限规模及进度。

9.2.3.5 规划宜编制电源建设规划表，明确电源项目建设计划、电压等级、电源类型等情况。

9.2.4 电力（电量）平衡

9.2.4.1 电力平衡应根据城市总体规划和地区电力系统中长期规划，在负荷预测的基础上，考虑合理的备用容量，提出地区电力系统需要提供该城市的电力总容量，并应协调地区电力规划。

9.2.4.2 城网规划以电力平衡为主。对于受电电源不确定因素较多的城区，既要进行电力平衡计算，也要进行电量平衡计算。

9.2.4.3 城网规划宜根据预测的负荷水平（电力需求预测）和分布情况，与电力系统规划安排的电源容量和主变容量进行电力平衡。

9.2.4.4 电力平衡应根据大型电源建设进度和电力需求发展情况，确定每年关停机组的总量；根据输变电工程建设进度，确定具体的关停项目。

9.2.4.5 电力平衡应按目标年分阶段分区进行，为电力系统供给的电源容量和变电容量考虑必要的备用容量。

9.2.4.6 水电能源的比例较高时，电力平衡应根据各类电源在不同季节的构成比例，分丰期、枯期进行平衡。

9.2.4.7 应根据电源规划编制电力平衡表，电力（电量）供需表见附录 J。

9.3 热能供应

9.3.1 基本要求

9.3.1.1 规划应结合供热方式、供热分区及热负荷分布，综合考虑能源供给、存储条件及供热系统安全性等因素，合理确定城市集中供热热源的规模、数量、布局及其供热范围，并应提出供热设施用地的控制要求。

9.3.1.2 根据用热需求合理选择热源位置和供热方式，确定供热热源的规模、数量、位置及供热范围。

9.3.1.3 规划应根据本地区的需求预测数据配置并布局供热设施，做到远近结合、适度超前，并留有发展余地。

9.3.2 热源选择

9.3.2.1 在有稳定热源点或电源点的地区，宜优先采用工业余热或区域供热。

9.3.2.2 有工艺冷却水可利用，且经技术经济比较合理时，可采用热泵机组进行热回收供热。

9.3.2.3 有足够稳定的冷、热负荷的城市，规划宜与电源规划相结合，建设适当容量的冷、热、电联产电厂。

9.3.2.4 以燃气为主的城市，宜根据热力负荷分布规划建设热电联产的燃气电厂、燃气锅炉等供热，同时与城市供热管网规划相协调。

9.3.2.5 以煤为主的城市，宜将煤炭清洁利用与供热统筹规划，同时与城市热网规划相协调。

9.3.2.6 当采用冬季热电联供、夏季冷电联供或全年冷热电三联供能取得较好的能源利用效率及经济效益时，可采用冷热电联供系统。

9.3.2.7 全年进行空气调节，且各房间或区域负荷特性相差较大，需长时间向建筑物同时供热和供冷时，经技术经济比较后，可采用水环热泵空气调节系统供冷、供热。

9.3.2.8 在执行分时电价、峰谷电价差较大的地区，空气调节系统采用低谷电价时段蓄冷（热）能明显节电及节省投资时，可采用蓄冷（热）系统供冷（热）。

9.3.2.9 对可再生能源资源条件较好的地区，宜优先使用可再生能源供热。

9.3.3 热源规划

9.3.3.1 有条件的地区应积极实施源网荷储一体化和多能互补示范工程，满足区域冷热电等能源需求。

9.3.3.2 对“以热定电”的燃煤或燃气电厂，应合理选取热化系数，并应符合以下规定：

1) 以工业热负荷为主的系统，季节热负荷的峰谷差别及日热负荷峰谷差别不大的，热化系数宜取 0.8~0.9；

2) 以供暖热负荷为主的系统，热化系数宜取 0.5~0.7；

3) 既有工业热负荷又有采暖热负荷的系统，热化系数宜取 0.6~0.8。

9.3.3.3 单台机组发电容量 400MW 及以上规模的燃气热电厂规划应具有接入高压天然气管道的条件，厂址应便于热网出线和电力上网。

9.3.3.4 燃气集中锅炉房规划应便于热网出线和天然气管道接入，且应靠近负荷中心。

9.3.3.5 核能供热应在确保安全的情况下，开展区域级核能综合利用。

9.3.3.6 热力站合理供热规模应通过技术经济比较确定，供热面积不宜大于 30 万 m²。

9.4 冷能供应

9.4.1 基本要求

9.4.1.1 规划应结合供冷方式、供冷分区及冷负荷分布，综合考虑气候条件、能源政策及能源价格等因素，合理确定城市供冷站的规模、数量、布局及其供冷范围，并提出供冷设施用地的控制要求。

9.4.1.2 根据用冷需求合理选择冷源位置和供冷方式，确定供冷站的规模、数量、位置及其供冷范围。

9.4.1.3 规划应根据本地区的需求预测数据配置并布局供冷设施，做到远近结合、适度超前，并留有发展余地。

9.4.2 冷源选择

9.4.1.1 有供冷需求且技术经济上可行时，宜采用工业余热驱动吸收式冷水机组供冷；无工业余热的地区，可采用电动压缩式冷水机组供冷。

9.4.1.2 有条件时，可采用江水湖水、地下水或室外新风作为天然冷源。具有多种能源的地区可采用复合式能源供冷。

9.4.1.3 有天然地表水或有浅层地下水等资源可供利用，且保证地下水 100%回灌时，可采用水源热泵冷热水机组供冷供热。

9.4.1.4 燃气供应充足的地区，可采用燃气吸收式冷（温）水机组供冷。

9.4.1.5 可再生能源供冷应依据资源条件布局并应与城市规划建设相协调。

9.4.3 冷站规划

9.4.3.1 工商业建筑群同时具备下列条件且技术经济比较合理时，可设集中的供冷站：

- 1) 区域供冷点相对集中，总冷负荷大时；
- 2) 集中供冷能减少人员岗位设置，方便运行管理时；
- 3) 集中供冷能满足冷媒参数需求，且能适应冷负荷调节需求。

9.4.3.2 清洁能源分散供冷设施应结合用地规划、建筑布局、规划建设实施时序等因素确定位置。

9.4.3.3 对“以冷定电”燃气分布式能源站，可根据 9.2.3.2 条合理选取热化系数。

9.4.3.4 燃气吸收式冷（温）水机组供冷规划应便于热网出线 and 天然气管道接入，且应靠近负荷中心。

9.5 燃气供应

9.5.1 基本要求

9.5.1.1 城镇燃气供应应根据区域资源禀赋及发展需求，科学合理选择各类气源，以满足经济社会发展需求、保障供需平衡。

9.5.1.2 城镇燃气供应应与城镇的总体规划、详细规划相衔接，规划范围及期限的划分应与城市规划相一致。

9.5.1.3 城镇燃气供应应与城镇道路交通、水系、给水、排水、电力、电信、热力及其他专业规划相协调。

9.5.1.4 城镇燃气供应应近、远期相结合，统筹近期建设和远期发展的关系，且应适应城市远景发展的需要。

9.5.1.5 根据气源条件、输送距离、输送量、用户的特点和要求等，经综合分析和技术经济对比后统筹规划燃气供应。

9.5.1.6 以国家和地方节能减排、大气污染防治、天然气利用政策为指导，开展锅炉淘汰、煤改气、油改气的方案，鼓励发展天然气高效利用项目。

9.5.1.7 应深入分析研究，合理预测城市燃气需求量，科学规划城市燃气站场和输配系统，指导燃气利用工程的建设实施。

9.5.1.8 以地方天然气利用相关规划为依据，合理组织天然气气源，保证天然气资源的有效供给和供气安全。

9.5.1.9 应根据负荷分布、站内工艺、管网布置、气源条件，合理配置厂站数量和用地规模布置燃气厂站。

9.5.2 燃气开发利用

9.5.2.1 燃气气源主要包括天然气、液化石油气和人工煤气。

9.5.2.2 燃气气源选择应遵循国家能源政策，坚持降低能耗、高效利用的原则，满足资源节约、环境友好、安全可靠的要求。

9.5.2.3 燃气气源宜优先选择天然气、液化石油气和其他清洁燃料。

9.5.2.4 燃气气源供气压力 and 高峰日供气量，应能满足燃气管网的输配要求。

9.5.2.5 气源点的布局、规模、数量等应根据上游来气方向、交接点位置、交接压力高峰日供气量、季节调峰措施等因素，经技术经济比较确定。门站负荷率宜取 50%~80%。

9.5.2.6 燃气气源选择应考虑本地区重大燃气基础设施建设情况。

9.5.3 调峰与应急

9.5.3.1 燃气调峰量应根据城镇用气负荷曲线 and 上游供气曲线确定。

9.5.3.2 城镇燃气调峰方式选择应根据当地地质条件和资源状况，经技术经济分析等综合比较确定，并宜选择地下储气库、高压管道、液化天然气或压缩天然气进行调峰。

9.5.3.3 调峰设施应根据季节、日、时调峰量合理选择，并按实际调峰需求，统一规划，分期建设。

9.5.3.4 城镇燃气应急储备设施的储备量应按 3d~10d 城镇不可中断用户的年均日用气量计算。

9.5.3.5 应急储备设施布局应结合城镇燃气负荷分布、输配管网结构，经技术经济比较确定。

9.5.4 燃气厂站

9.5.4.1 天然气厂站应符合下列规定：

1) 门站站址应根据长输管道走向、负荷分布、城镇布局等因素确定，宜设在规划城市或镇建设用地边缘。

2) 储配站站址应根据负荷分布、管网布局、调峰需求等因素确定，宜设在城镇主干管网附近。

3) 门站和储配站用地应符合 GB 50028 的要求。

4) 规划有 2 个及以上门站时，宜均衡布置，储配站宜与门站合建；但当城镇只有 1 个门站时，储配站宜根据输配系统具体情况与门站均衡布置。

5) 调压站（箱）的规模应根据负荷分布、压力级制、环境影响、水文地质等因素，经技术经济比较后确定。调压站（箱）的负荷率宜控制在 50%~75%。

6) 高中压调压站不宜设置在居住区和商业区内；居住区及商业区内的中低压调压设施，宜采用调压箱。

9.5.4.2 液化石油气厂站应符合下列规定：

1) 液化石油气厂站的供应和储存规模，应根据气源情况、用户类型、用气负荷、运输方式和运输距离，经技术经济比较确定。

2) 液化石油气供应站的站址选择应选择在全年最小频率风向的上风侧，且应选择在地势平坦、开阔，不易积存液化石油气的地段。

3) 液化石油气气化、混气、瓶装站的选址，应结合供应方式和供应半径确定，且宜靠近负荷中心。

9.5.4.3 燃气厂站的用地面积指标可按 GB/T 51098 的规定执行。

9.6 煤炭供应

9.6.1 基本要求

9.6.1.1 应根据区域资源禀赋、产业结构、政策导向、节能要求等，合理规划煤炭供应，以满足经济社会发展需求。

9.6.1.2 城镇煤炭供应符合国家能源发展政策，并与城镇电力、化工、热力等发展统筹考虑。

9.6.1.3 以国家和地方节能减排、大气污染防治、煤炭清洁化利用政策为指导，开展减煤降碳行动，降低煤炭消耗。

9.6.2 煤炭开发利用

9.6.2.1 煤炭开发利用坚持统一规划、整体勘察、有序开发、清洁高效利用。

9.6.2.2 优化煤炭应用布局和生产结构，推进煤炭安全绿色开采，鼓励发展矿区循环经济，促进煤炭清洁高效利用，适当发展煤制燃料和化工原料。

9.6.2.3 发展清洁、安全、高效火力发电以及相关技术，提高能效，降低污染物排放，优化火力发电结构，因地制宜发展热电联产、热电冷联产和热电煤气多联供等。

9.7 成品油供应

9.7.1 基本要求

9.7.1.1 城镇成品油供应应根据区域产业结构、政策导向、节能要求等，合理规划油品供应，以满足经济社会发展需求。

9.7.1.2 城镇油品供应与城镇交通运输、电力、工业等发展统筹考虑。

9.7.2 石油开发利用

9.7.2.1 鼓励规模、先进和集约的石油加工转换方式，优化石油加工转换产业布局 and 结构。

9.8 氢气供应

9.8.1 基本要求

9.8.1.1 城镇氢气应根据区域政策导向、节能要求等，合理规划氢气供应，以满足氢能产业发展需求。

9.8.1.2 城镇氢气供应与城镇交通运输、电力、工业、医疗等发展统筹考虑。

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

9.8.2 氢源选择

9.8.2.1 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。

9.8.2.2 氢气制取宜根据地方产业结构和资源禀赋，近中期用氢可以工业副产氢提纯结合化石能源重整制氢为主。

9.8.2.3 在有电解水制氢优惠政策的地区，鼓励开展电解水制氢。中远期宜发展可再生能源电解水制氢模式。

9.8.3 供氢基础设施

9.8.3.1 根据区域氢能政策提出氢能及相关产业发展的原则、目标和重点工作。

9.8.3.2 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。

9.8.3.3 鼓励利用现有的加油站建设综合供能站。

10 供能网络

10.1 规划原则

10.1.1 综合管廊

10.1.1.1 城市综合智慧能源规划应考虑供能网络的系统性建设，综合考虑城市发展规划、交通规划、市政设施规划等各方面因素，确保管廊系统与城市整体发展相协调。

10.1.1.2 综合管廊规划应考虑资源利用效率、环境保护和社会经济效益，以实现可持续发展。

10.1.1.3 综合管廊规划应合理布局，最大程度地利用地下空间，与地上空间相协调，避免重复建设和资源浪费。

10.1.1.4 综合管廊规划应具备一定的灵活性和可调整性，以适应城市发展和技术进步的变化。

10.2 电网规划

10.2.1 基本要求

10.2.1.1 城市电网规划应根据城市国民经济和社会发展规划、地区电网规划和相关的国家、行业标准编制。

10.2.1.2 规划应考虑城市的功能定位、社会经济发展情况、城网的布局以及负荷分布的现状，应与地方的电网发展总体规划相协调。

10.2.1.3 规划应符合地方电网发展现状，做到供电可靠、运行灵活、节能环保、远近结合、适度超前、

标准统一。

10.2.1.4 规划应提高城网供电能力和电能质量，满足国民经济增长和城市社会发展对负荷增长的需求。

10.2.1.5 合理配置电源，提高配电网的适应性和抵御事故及自然灾害的能力。

10.2.1.6 规划应采用成熟可靠的新技术、新设备、新材料，促进配电技术创新，服务电力市场，取得社会效益。

10.2.2 规划内容

10.2.2.1 电网规划宜按高压配电网和中低压配电网分别进行，两者之间应相互衔接。高压配电网应编制近期和中期规划，必要时编制远期规划；中低压配电网可只编制近期规划。

10.2.2.2 供电能力（包括外部来电和当地电源）能否满足现有负荷的需要，能否适应负荷的增长。

10.2.2.3 现有电网的供电可靠性能否满足用户的要求（主要考虑 N-1 准则的供电可靠性，故障条件下转供负荷的能力），社会经济发展是否对电网提出了更高的可靠性要求。

10.2.2.4 应明确规划目标和技术原则，确定规划各分期的目标、电网结构的原则、供电设施的标准，及技术原则。

10.2.2.5 规划应提出新建变电站的站点数量、电站的容量、位置和布局、线路路径方案，确定分期建设的项目及规模、分期末及各规划水平年的目标网架。

10.2.2.6 中期规划应在近期电网规划的基础上将基准年和中期规划目标年的预测负荷分配到变电站上进行分析。从远期电网的初步布局中选取初定的项目，确定必要的电网改进方案。

10.2.2.7 远期规划以中期规划的电网布局为基础，依据远期预测负荷，经各项计算后编制远期规划。

10.2.2.8 城市电网规划应吸收国内外先进经验、采纳先进的电力新技术，规划内容和深度应满足现行国家标准 GB 50613、GB/T 50293、DL/T 5729 的有关规定。

10.2.3 主要指标

10.2.3.1 容载比的选取宜考虑网架结构、负荷分散系数、平均功率因数、变压器负载率、储备系数、负荷增长速度等因素。各电压等级电网容载应符合表 12 的规定。

表 12 各电压等级电网容载比选择范围

负荷增长情况	较低增长	中等增长	较高增长
年负荷平均增长率（建议值）	小于 7%	7%~12%	大于 12%
500kV	1.5~1.8	1.6~1.9	1.7~2.0
220kV（330kV）	1.6~1.9	1.7~2.0	1.8~2.1
35~110kV	1.8~2.0	1.9~2.1	2.0~2.2

10.2.3.2 对于区域较大、负荷发展水平极度不平衡、分区最大负荷出现在不同季节的地区，可分区计算容载比。

10.2.3.3 对于高可靠性供电需求地区，可适当提高容载比的取值。

10.2.3.4 对接入中压配网的分布式电源应结合所在地区配网情况综合考虑规划接入容量与接入方式。

表 13 分布式电源并网电压等级

电源容量	并网电压等级	电源容量	并网电压等级
8kW 及以下	220V	400kW~6MW	10kV
8kW~400kW	380V	6MW~50MW	35kV、66kV、110kV

10.2.4 变电站规划

10.2.4.1 变电站的位置应根据城市规划布局、负荷分布及变电站的建设条件合理确定。

10.2.4.2 在负荷密集的中心城区，变电站应尽量深入能源负荷中心。

10.2.4.3 变电站应至少有两路电源接入。

10.2.4.4 变电站的设计应尽量节约用地，变电站用地面积应根据变电站容量、接线和设备的选型确定，可采用占地面积较少的户外型和半户外型布置。

10.2.4.5 市中心区的变电站可考虑采用占空间较小的全户内型或紧凑型变电站，并考虑与其他建设物混合建设，或建设半地下、地下变电站。

10.2.4.6 变电站建设应符合 GB/T 50293 的相关规定。

10.3 供冷管网规划

10.3.1 基本要求

10.3.1.1 供冷管网规划应考虑城市区域发展功能定位，与现有城网的布局、负荷分布的现状、城市总体规划相协调。

10.3.1.2 规划旨在提高城镇区域集中供冷水平，做到技术先进、经济合理、安全适用。

10.3.1.3 能源站尽量设置在负荷中心，减少冷水管网的供能半径，降低能源站的供能泵耗和能量损失。

10.3.1.4 能源站规划响应新城土地集约化发展方针，尽量少占用建设用地指标。

10.3.1.5 能源站的供能半径满足 GB 50736 的相关要求。

10.3.2 管网布置

10.3.2.1 供冷管网的布置应在城镇规划的指导下，根据冷负荷分布、冷源位置、其他管线及构筑物、园林绿地、水文、地质条件等因素，经技术经济比较确定。

10.3.2.2 由于供冷管网一般为枝状敷设，因此一般在布置供冷管网时，近站区域的管网，管径酌情减小；远离能源站区域的管径考虑放大，以此来实现供冷系统各分支的总体平衡，保证最不利末端的流量输送稳定充足。

10.3.2.3 规划的供冷管道寿命不应低于 25 年，管道应较好的保温性能、可靠的防水性能、良好的耐腐蚀性能。

10.3.2.4 管网应根据冷负荷的设计资料进行布置；对规划的供冷管网，可按不同行业项目估算指标中典型生产规模进行估算，也可按同类型、同地区企业的设计资料或实际耗冷定额计算。

10.4 供热管网规划

10.4.1 基本要求

10.4.1.1 供热管网规划应充分考虑区域用热需求，与现有城网的布局、负荷分布的现状、城市总体规划相协调。

10.4.1.2 热力网支线及用户热力站规划时，采暖、通风、空调及生活热水热负荷，宜采用经核实的建筑物设计热负荷。

10.4.1.3 工业热负荷应包括生产工艺热负荷、生活热负荷和工业建筑的采暖、通风、空调热负荷。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。

10.4.1.4 当无工业建筑采暖、通风、空调、生活及生产工艺热负荷的设计资料时，对现有企业，应采用生产建筑和生产工艺的实际耗热数据，并考虑今后可能的变化；对规划建设的工业企业，可按不同行业项目估算指标中典型生产规模进行估算，也可按同类型、同地区企业的设计资料或实际耗热定额计算。

10.4.1.5 热力网最大生产工艺热负荷应取经核实后的各热用户最大热负荷之和乘以同时使用系数。同时

使用系数可按 0.6~0.9 取值。

10.4.2 管网布置

10.4.2.1 供热管网的布置应在城镇规划的指导下，结合城市近、远期建设的需要，综合热负荷分布、热源位置、道路条件、其他管线及构筑物等多种因素，经技术经济比较后确定。

10.4.2.2 由于供热管网一般为枝状敷设，因此一般在布置供热管网时，近站区域的管网，管径酌情减小；远离能源站区域的管径考虑放大，以此来实现供热系统各分支的总体平衡，保证最不利末端的流量输送稳定充足。

10.4.2.3 供热面积大于 1000 万 m² 的热水供热系统采用多热源供热时，各热源热网干线应连通，在技术经济合理时，热网干线宜连接成环状管网。

10.4.2.4 热网应采用地下敷设方式，工业园区的蒸汽管网在环境景观、安全条件允许时可采用地上架空敷设方式。

10.4.2.5 规划的供热管道寿命不应低于 25 年，管道应较好的保温性能、可靠的防水性能、良好的耐腐蚀性能。

10.5 供天然气管网规划

10.5.1 基本要求

10.5.1.1 天然气管网规划应符合地方国民经济和社会发展的总体要求，与城市总体规划和其他相关专题规划相衔接。

10.5.1.2 规划应符合国家能源政策及相关产业政策，积极落实燃气可供资源，合理配置和利用燃气资源，调整和优化能源生产和消费结构。

10.5.1.3 应根据气源条件、输送距离、输送量、用户的特点和要求，结合已建管网的布局对管道进行系统优化。

10.5.1.4 管道输气能力应与输气站设计输气能力匹配。

10.5.1.5 燃气管网系统宜结合城镇远期规划，优先选择较高压力级管网，提高供气压力。

10.5.2 线路选择

10.5.2.1 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向。

10.5.2.2 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施。

10.5.2.3 大中型穿（跨）越工程和压气站位置的选择，应符合线路总体走向。局部线路走向应根据大中型穿（跨）越工程和压力站的位置进行调整。

10.5.2.4 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海（河）港码头等区域。

10.5.2.5 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件。

10.5.3 管网布置

10.5.3.1 应减少对城镇用地的分割和限制，同时方便管道的巡视、抢修和管理。

10.5.3.2 应尽量避免与高压电缆、电气化铁路、城市轨道等设施平行敷设。

10.5.3.3 中心城区规划人口大于 100 万人的城市，燃气主干管应选择环状管网。

10.5.3.4 长输管道应布置在规划城镇区域外围，当必须在城镇内布置时，应按现行国家标准 GB 50251 和 GB 50028 执行。

10.5.3.5 长输管道和城镇高压燃气管道的走廊，应在城市总体规划编制时进行预留，并与公路、城镇道路、铁路、河流、绿化带及其他管廊等的布局相结合。

10.5.3.6 大型集中负荷应采用较高压力燃气管道直接供给。

10.5.3.7 城镇中压管道布线，宜靠近用气负荷，提高供气可靠性。当为单一气源供气时，连接气源与城镇管网的主干管线宜采用双线布置。

10.6 供氢气规划

10.6.1 基本要求

10.6.1.1 氢气的储运应满足国家有关法律法规、技术标准的规定，做到安全可靠、技术先进。

10.6.1.2 应根据地方氢能产业发展现状和需求情况，合理规划氢能供应路径和工艺方式。

10.6.2 氢气储运

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

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

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

10.6.2.4 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等于或高于自燃点的设备。

10.6.3 加氢站

10.6.3.1 氢气站、供氢站的规划应负荷区域的方针政策，确保安全生产节约能源，保护环境，满足生产要求，做到技术先进，规划合理。

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

10.7 充电桩、充（换）电站规划

10.7.1 基本要求

10.7.1.1 充电桩、充（换）电站的规划应满足国家有关法律法规、技术标准的规定，做到安全可靠、经济合理、使用便利。

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

10.7.1.3 充电桩、充（换）电站的规划、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。

10.7.1.4 充电桩、充（换）电站的设计应采用新技术、新设备以及节能、环保材料。

10.7.1.5 充电桩、充（换）电站规划应与城市配电网规划相协调，考虑对电网负荷、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的要求。

10.7.2 规划布局

10.7.2.1 在自用领域按“一车一桩”的原则配置。公共领域以直流充电桩为主，实现快速补给。

10.7.2.2 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。

10.7.2.3 新建住宅配建停车位应 100%建设充电设施或预留建设安装条件，大型公共建筑物配建停车场、社会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低于 10%，每 2000 辆电动汽车至少配套建设一座公共充电站。

10.7.2.4 预留充电设施配套智能化功能，如自动充电、时间管控等。

10.7.2.5 高速路和市级一级公路结合服务区，及市区车流密集的主要环路及主干路上统筹规划充电设施，网间距不超过 30 公里。

10.7.2.6 城镇结合重要科技园区、商业中心、大型商超、医院、交通枢纽场站等公共服务场所，远郊区县优先考虑旅游景点 P+R 停车场、变电站等区域在公共停车场配套建设直流桩和交流桩。

10.7.3 站源选址

10.7.3.1 充电站的选址应与城市总体规划，充电站应便于供电电源的取得和供电电源线路的进出。

10.7.3.2 公共充电桩、充（换）电站应选择在进出车辆便利的场所，新充电桩、充（换）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。

10.7.3.3 充（换）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，应满足 GB50058 的要求。

10.7.3.4 充（换）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。

10.7.3.5 充电桩、充（换）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。

10.7.4 等级划分

10.7.4.1 规划应根据当地经济社会发展趋势、停车场规划布局、汽车保有量、地方政策法规等对未来电动汽车数量、充电桩的需求进行合理预测，明确车桩比配置原则。

10.7.4.2 充（换）电站应符合当地电动汽车发展需求，做到远近结合、适度超前。

10.7.4.3 规划应根据区域发展需求明确充（换）电站的建设等级，建设等级依据充电桩个数、电池容量、配电容量等条件进行适当的分级。

10.7.4.4 规划应根据不同规模的充电桩、充（换）电站明确充电智能服务平台的建设要求，提高充电基础设施安全性、一致性、可靠性，提升智能化和服务保障水平。

10.7.4.5 规划应提供新能源汽车用电负荷分析的结论，明确总体充电需求。

11 碳排放分析

11.1 基本要求

11.1.1 规划的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。

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

11.1.3 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进行初步核算。

11.1.4 碳排放核算可采用排放因子法、物料平衡法或通过智慧化、信息化技术实现碳排放监测、计量。

11.2 碳排放核算

11.2.1 碳排放核算的生产系统包括主要生产系统、辅助生产系统和直接为生产服务的附属生产系统。

11.2.2 根据生产工艺流程和业务范围等确定碳排放核算边界，应包括：燃料燃烧排放，过程排放，购入的电力、热力产生的排放，输出的电力、热力产生的排放等。

11.2.3 发电企业的全部排放包括化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、脱硫过程的二氧化碳排放、企业购入电力产生的二氧化碳排放。

11.2.4 化石燃料燃烧排放包括天然气、燃油、煤炭等化石燃料（包括发电用燃料、辅助燃油与搬运设备用油等）在各种类型的固定或移动燃烧设备中发生氧化燃烧过程产生的二氧化碳排放。化石燃料低位发热量、单位热值含碳量等碳相关参数推荐值，详见附录 K。

11.2.5 对于生物质混合燃料发电企业，其燃料燃烧的二氧化碳排放仅统计混合燃料中化石燃料（如燃煤）的二氧化碳排放；对于垃圾焚烧发电企业，其燃料燃烧的二氧化碳排放仅统计化石燃料（如燃煤）的二氧化碳排放。

11.2.6 脱硫过程排放是指燃煤机组采用脱硫剂（碳酸盐）分解硫产生的二氧化碳排放。

11.2.7 电网企业的碳排放主要指输配电损失所对应的电力环节产生的二氧化碳。

11.2.8 有色金属行业的碳排放总量等于企业边界内所有生产系统的化石燃料燃烧排放量，能源作为原材料用途的排放量、过程排放量以及企业购入的电力、热力消费的排放量之和，同时扣除输出的电力、热力所对应的二氧化碳排放量。

11.2.9 钢铁生产企业的碳排放总量等于核算边界内所有的化石燃料燃烧排放量、过程排放量及企业购入的电力和热力所对应的二氧化碳排放量之和，同时扣除固碳产品隐含的二氧化碳排放量以及输出的电力和热力所对应的二氧化碳排放量。

11.2.10 建材生产企业的碳排放总量等于企业边界内的燃料燃烧排放量、原料配料中碳粉氧化产生的排放、原料碳酸盐分解产生的排放、购入电力及热力的产生的排放的排放量之和，扣除输出的电力及热力产生的排放量。

11.2.11 化工生产企业的碳排放为各个核算单元的化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、生产过程中的二氧化碳排放和氧化亚氮排放（如果有）、购入电力、热力产生的二氧化碳排放之和，同时扣除回收且外供的二氧化碳的量（如果有），以及输出的电力、热力所对应的二氧化碳量。

11.2.12 民用航空、公（铁）路运输、港口水运企业的碳排放总量等于核算边界内所有的燃料燃烧排放量以及企业购入的电力、热力消费产生的排放量之和，扣除输出的电力、热力产生的排放量。

12 实施效果

12.1 社会影响

12.1.1 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。

12.1.2 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。

12.1.3 为推动规划的顺利实施提出必要的保障措施，包含体制机制、资金保障、人才强化和服务保障等。

12.1.4 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。

12.2 环境影响

12.2.1 对煤炭、石油、天然气等行业进行环境影响分析，并提出相应的生态影响治理、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。

12.2.2 在条件允许的地区的加快天然气资源的利用，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。

12.2.3 积极推动风电、光电、太阳能热发电等可再生能源开发利用，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。

12.2.4 对火电行业提出明确的清洁煤电发展路径或减排措施，提出防止烟尘、二氧化硫、氧化氮、废水、噪音、粉尘灰渣等污染物的保护措施。

12.2.5 对水电行业提出对气候、地质、生态等的环境影响及保护措施。

12.2.6 与传统能源供应相比，测算城市综合能源规划节能降碳带来的减碳量，实现的碳交易价值。

附录 A

(资料性)

规划调研收集的资料

序号	城镇综合智慧能源规划需要调研收集的资料名称
1	城市总体规划、详细规划、能源规划文件及图例
2	与社会经济发展、国民收入水平等有关的历史数据和预测信息
3	政府工作报告、文献、政策文件、统计年鉴等资料
4	有关电力系统、燃气系统、供热（冷）系统发布的专项规划
5	现状及潜在能源相关的基本状况和发展资料，城镇各类能源发展现状及历史负荷以及各类指标等
6	水文、地质、气象、自然地理资料及城镇地形图
7	各类用户的负荷曲线；集中负荷的运行变化规律。大用户能源消费现状以及规划重点建设项目的能源预计资料等
8	规划编制需要的其他资料

附录 B

(资料性)

能源发展主要指标

类别	主要指标		单位/类型	****年	规划目标		属性
					****年 目标	年均增长	
能源消费	全社会能源消费总量		万吨 标煤				约束性指标
	碳排放总量		万吨				
	煤炭及其制品		万吨				约束性指标
	石油及其制品		万吨				
	燃气	天然气	亿立方				
		液化气	万吨				
	全社会用电量		亿千 瓦时				预期性指标
能源结构	全市最高用电负荷		万千瓦				
	煤炭消费比重		%			——	
	石油消费比重		%			——	
	天然气消费比重		%			——	
	清洁能源消费比重		%			—	
	非化石能源发电装机 比重		%			—	
	清洁能源装机占比		%			—	
能源供应	电能占终端能源消费 比重		%			—	
	电源总装机容量		万千瓦				
	常规水电		万千瓦		%		
	抽水蓄能		万千瓦		%		
	煤电		万千瓦		%		
	天然气分布式		万千瓦		%		
	风电		万千瓦		%		
	光伏发电		万千瓦		%		
能源效率	垃圾发电		万千瓦		%		
	单位 GDP 能耗下降率		%				
	碳排放强度		tCO ₂ /t				
	综合能源站热力系 数效率		%				
	建筑能耗		新建住宅				

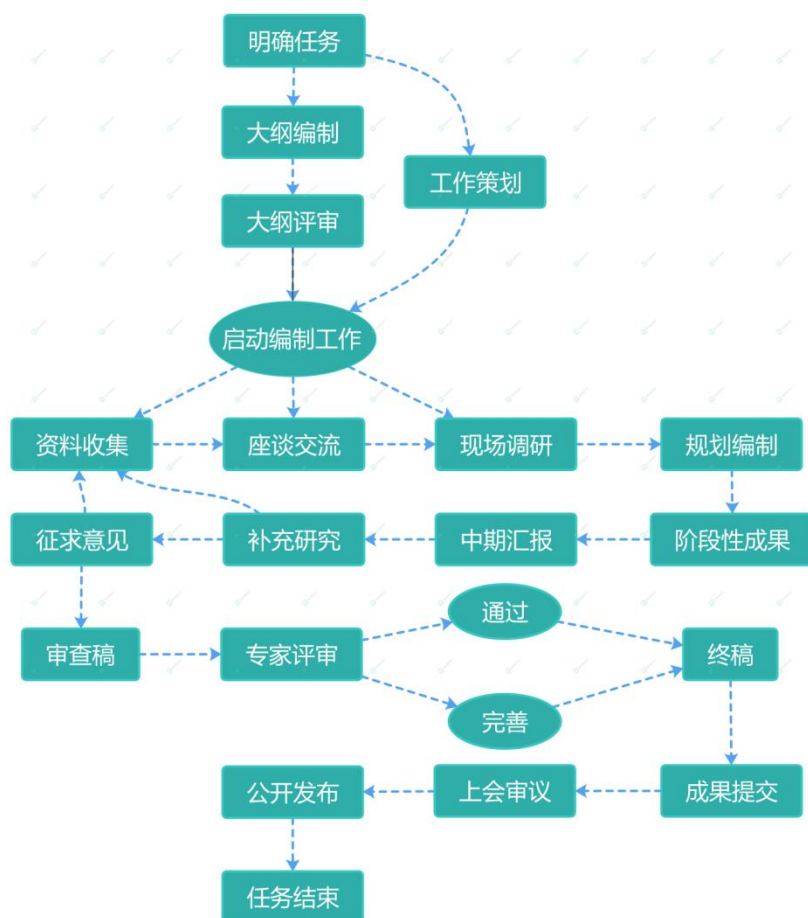
类别	主要指标	单位/类型	****年	规划目标		属性
				****年 目标	年均增长	
		新建公共建 筑				
		既有改造建 筑				
民生保 障	居民人均生活用电	千瓦时 /人				
	县及以上建成区通气 比例	%				
	充换电站	座				
	公共充电桩	个				
	加氢站数量	个				
	电能自给率	%				
	供电可靠率	%				

附录 C
(规范性)
规划编制流程

C.0.1 城镇综合智慧能源规划文本主要流程：

- 1 能源发展调研收资；
- 2 能源发展现状分析；
- 3 资源禀赋研究；
- 4 各类负荷预测；
- 7 确定近中远期能源发展的布局，作为编制分期规划的发展目标；
- 6 根据近、中期规划确定的最后阶段的能源规模和远期预测的负荷水平编制远期规划
- 8 规划实施路径，进行平衡分析，明确重点工作。

C.0.2 城镇综合智慧能源规划整体流程示意图：



附录 D

（资料性）

重点建设项目清单

编号	项目名称	地点	总投资 (亿元)	建设内容及规模	建设年限（年）
示例	xx 抽水蓄能电站	xx 县	100	4 台 30 万千瓦可逆式抽水蓄能机组， 总装机总容量 120 万千瓦	2021 年-2025 年
1					
2					

附录 E
(资料性)
经济社会发展情况

类别	主要指标	单位	**** 年	**** 年	**** 年	**** 年	**** 年	过去五年
			过去五年					年均值或 年均增长
经济和社会 发展	国内生产总值	亿元						
	国内生产总值增速	%						
	第一产业	亿元						
	第二产业	亿元						
	第三产业	亿元						
	常住人口	万人						
	人均地区生产总值（按 常住人口计算）	元						
	财政总收入（亿元）	元						
	城镇化率	%						

附录 F

(资料性)

能源发展现状

F.0.1 能源生产总量和消费总量统计表

类别	区指标名称	单位	****年	****年	****年	****年	****年
			过去五年				
能源生产	一次能源生产量	万吨标准煤					
	其中：煤炭	万吨					
	原油	万吨					
	天然气	亿立方米					
	一次电力及其他能源	亿千瓦时					
	全社会发电量	亿千瓦时					
能源消费	能源消费总量	万吨标准煤					
	能源消费结构 其中：煤炭	%					
	石油	%					
	天然气	%					
	非化石能源	%					
	全社会用电量	亿千瓦时					

F.0.2 分产业能源消费总量及构成

年份	能源消费总量及构成								
	能源消费总量 (万吨标准煤)	分产业能源消费总量及其比重 (%)							
		第一产业		第二产业		第三产业		居民消费	
		消费量 (万吨标准煤)	比例 (%)	消费量 (万吨标准煤)	比例 (%)	消费量 (万吨标准煤)	比例 (%)	消费量 (万吨标准煤)	比例 (%)
**** 年									
**** 年									
**** 年									
(过去五年)									

附录 G

(资料性)

电负荷指标

G.1 当采用人均用电指标法或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 G.1.1 的规定。

G.1.1 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	4501~6000	8000~10000	1501~2500	2000~3000
用电水平中上城市	3001~4500	5000~8000	801~1500	1000~2000
用电水平中等城市	1501~3000	3000~5000	401~800	600~1000
用电水平较低城市	701~1500	1500~3000	201~400	400~800

注:当城市人均综合用电量、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,应视其城市具体情况因地制宜确定。

G.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 G.2.1 的规定。

G.2.1 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)	400~1200	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,可根据所在城市的具体情况确定。

G.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 G.3.1 的规定。

G.3.1 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. 电负荷指标可参考《实用供热空调设计手册》《全国民用建筑工程设计技术措施》及 GB/T51161 民用建筑能耗标准等选取。

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，可结合当地实际情况和规划供能要求，因地制宜确定。

附录 H

(资料性)

热负荷指标

H.1 民用热负荷指标

H.1.1 建筑采暖综合热指标可按式计算：

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

式中： q —— 建筑采暖综合热指标 (W/m²)；

q_i —— 未采取节能措施建筑采暖热指标 (W/m²)；

p_i —— 不同类型工业的用地面积 (W/m²)；

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。

H.1.2 采用指标法计算采暖热负荷时，可按式计算：

$$Q_h = \sum_{i=1}^n q_{hi} \cdot A_i \cdot 10^{-3}$$

式中： Q_h —— 采暖热负荷 (kW)；

q_{hi} —— 建筑采暖热指标 (W/m²)，可按表 H.1.2 取用；

A_i —— 采暖建筑物的建筑面积 (m²)；

i —— 建筑类型。

H.1.2 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。

2. 采暖指标中已包括约 5%的管网热损失。

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，可按照相应的标准或数据执行。

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。

H.1.3 采用指标法计算生活热水热负荷时，可按式计算：

$$Q_s = \sum_{i=1}^n q_{si} \cdot A_i \cdot 10^{-3}$$

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 H.1.3 取用；

A_i —— 供生活热水的建筑物的建筑面积 (m^2) ;

i —— 建筑类型。

H.1.3 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。

2. 热指标中已包括约 10%的管网热损失。

3. 生活热水最大热负荷 $Q_{s,\max} = K_h Q_s$, 其中 K_h 为小时变化系数, 根据用热水计算单位数按现行国家标准 GB 50015 规定取用。

H.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:

$$Q_v = K_v \cdot Q_h$$

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。

H.1.5 采用指标法计算空调热负荷时, 可按下列式计算:

$$Q_a = \sum_{i=1}^n q_{ai} \cdot A_i \cdot 10^{-3}$$

式中: Q_a —— 空调热负荷 (kW) ;

q_{ai} —— 空调热指标 (W/m^2) , 可按表 H.1.5 取用;

A_i —— 空调建筑物的建筑面积 (m^2) ;

i —— 建筑类型。

H.1.5 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。

2. 采暖指标中已包括约 5%的管网热损失。

3. 寒冷地区热指标取较小值; 严寒地区热指标取较大值。

H.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 H.1.6 取用。

H.1.6 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	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

H.2 工业热负荷指标

H.2.1 采用指标法预测工业热负荷时，可按下式计算：

$$Q_g = \sum_{i=1}^n q_{gi} \cdot A_i \cdot 10^{-3}$$

式中： Q_a —— 工业热负荷（t/h）；

q_{ai} —— 工业热负荷指标[（t/（h·km²）），可按表 H.2.1 取用；

A_i —— 不同类型工业的用地面积（km²）；

i —— 工业类型。

H.2.1 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：1. 热负荷指标可参考 GB/T51074 城市供热规划规范、CJJ34 城镇供热管网设计规范、华电电科院《燃气分布式供能系统设计手册》等。

附录 I

(资料性)

冷负荷指标

I.1 民用冷负荷指标

I.1.1 采用指标法计算空调冷负荷时，可按式计算：

$$Q_c = \sum_{i=1}^n q_{ci} \cdot A_i \cdot 10^{-3}$$

式中： Q_c —— 空调冷负荷 (kW)；

q_{ci} —— 空调冷指标 (W/m²)，可按表 I.1.1 取用；

A_i —— 空调建筑物的建筑面积 (m²)；

i —— 建筑类型。

I.1.1 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. 体形系数大，使用过程中换气次数多的建筑取上限；

2. 寒冷地区冷指标取较大值；严寒地区冷指标取较小值。

I.1.2 空调夏季冷负荷可按式计算：

$$Q_c = Q_a \cdot COP$$

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）。

I.1.3 数据中心冷负荷指标可按表 I.1.3 取用。

I.1.3 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. 冷负荷指标可参考 GBT51074 城市供热规划规范、CJJ34 城镇供热管网设计规范、华电电科院《燃气分布式供能系统设计手册》等。

2. 表中数值宜根据工艺情况和设备散热情况确定；

3. 主机房冷负荷指标以设备厂家提供资料为准。

附录 J

(资料性)

电力(电量)供需表

J.0.1 电力(电量)供需预测表

项目	单位	**** 年(基准年)	(未来五年)	2025 年	2035 年
全社会用电量	亿 kWh				
全社会用电量增长率	%				
全社会用电最高负荷	MW				
全社会用电最高负荷增长率	%				
全社会最大负荷利用小时数	h				
供电量	亿 kWh				
供电量增长率(%)	%				
供电最高负荷(MW)	MW				
供电最高负荷增长率(%)	%				

J.0.2 电力平衡表

序号	项目	电力容量(MW)			
		**** 年(基准年)	(未来五年)	2025 年	2035 年
1	最大电力负荷				
2	需要备用容量				
3	需要装机容量				
4	计划装机总容量				
4.1	其中:风电				
4.2	太阳能发电				
4.3	煤电				
4.4	燃气发电				
4.5	生物质(垃圾)发电				
4.6	水电				
4.7	其他				
5	受阻容量				

6	区域内可用容量				
7	外来可用容量				
8	电力盈(+)亏(-)				

附录 K

(资料性)

碳相关参数推荐值

K.0.1 化石燃料低位发热量、单位热值含碳量与碳氧化率推荐值

燃料品种	计算单位	低位发热量 (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	燃料碳氧化率
无烟煤	t	20.304	27.49×10^{-3}	85%
一般烟煤	t	19.57	26.18×10^{-3}	85%
燃料油	t	40.19	21.1×10^{-3}	98%
汽油	t	44.8	18.9×10^{-3}	98%
柴油	t	43.33	20.2×10^{-3}	98%
煤油	t	44.75	19.6×10^{-3}	98%
液化石油气	t	47.31	17.2×10^{-3}	98%
天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31	15.3×10^{-3}	99%
炼厂干气	t	46.05	18.2×10^{-3}	98%
石油焦	t	31.998	27.5×10^{-3}	98%
其他油品	t	41.031	20×10^{-3}	98%

K.0.2 碳酸盐排放因子推荐值

碳酸盐	排放因子 (tCO ₂ /t)	碳酸盐	排放因子 (tCO ₂ /t)
CaCO ₃	0.44	K ₂ CO ₃	0.318
MaCO ₃	0.552	SrCO ₃	0.298
Na ₂ CO ₃	0.415	NaHCO ₃	0.524
BaCO ₃	0.223	FeCO ₃	0.38
Li ₂ CO ₃	0.596	电力	选用国家主管部门公布的相应区域电力排放因子

注：1. 碳排放计算方法可参考 GB/T 32150 工业企业温室气体排放核算和报告通则、GB/T 32151 温室气体排放核算与报告要求等。

2. 碳酸盐排放因子推荐值为二氧化碳与碳酸盐的相对分子质量之比。

3. 低位发热量来源于《中国温室气体清单研究》，单位热值含碳、燃料碳氧化率来源于《省级温室气体清单指南（试行）》

《城市综合智慧能源规划导则》团体标准编制说明

一、编制背景

按照国家对团体标准的指导意见，聚焦新技术、新产业、新业态和新模式，为满足协会成员单位将先进技术、优秀创新成果转化成自主化标准的需求，扩大先进适用团体标准供给，经中国电力技术市场协会标准化技术委员会讨论通过，发布了《关于印发中国电力技术市场协会 2021 年第一批团体标准制订计划的通知》（中电技协[2021]5 号），根据本通知的相关要求编制《城市综合智慧能源规划导则》（编号：T/CET2021A12）。

本项目依托国家、行业技术标准和城镇综合智慧能源发展前景，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。城镇综合智慧能源规划明确了规划应包含的主要内容，包括发展现状、资源禀赋、能源供给及消费、需求预测、能源供应及选择、管网布置、智慧化规划、重点区域规划等内容。

二、主要起草单位

本标准根据中国电力技术市场协会《关于印发中国电力技术市场协会 2021 年第一批团体标准制订计划的通知》（中电技协[2021]5 号）安排，由国核电力规划设计研究院有限公司、福建永福电力设计股份有限公司等单位共同完成标准文本编制工作。

三、编制原则和编制计划

1.编制原则

本文编写符合 GB/T1.1《标准化工作导则》的规定。

2.编制过程

2021 年 5 月，上报中国电力技术市场协会标准项目申请书，参加标准评审会，会上审议本标准立项申请，编号 T/CET2021A12。

2021 年 5 月至 8 月，在行业内调研城镇综合智慧能源规划编制需求，走访已经建成的区域综合智慧能源项目，了解沟通项目前期规划阶段需要开展的工作和面临的问题，相关资料。

2021 年 9 月，组织编制标准大纲。根据中国电力技术市场协会综合智慧能源专业委员对《城镇型综合智慧能源规划设计导则》（T/CET2021A12）等四项团标的，召开团体标准编制启动会及大纲评审会暨第一次工作会议。会议邀请了电力、能源领域的专家，介绍了标准立项背景、标准大纲、重点内容等内容。

2022 年 1 月，完成标准编制初稿，并召开第一次讨论会。与会代表对标准初稿进行了集中研讨，提出修改意见并进行修订完善。

2022 年 3 月，完成标准编制修改稿，报送中国电力技术市场协会并召开第二次讨论会。与会代表对标准再次进行了集中研讨，对标准进行逐条讨论，并对多数问题形成了一致修改意见。

2022 年 4 月-2023 年 7 月，标准编写组根据专家审查意见讨论会要求，详细修订完善标准文本，形成征求意见稿。

2023 年 12 月 5 日，中国电力技术市场协会召开团体标准编制征求意见稿评审会，邀请行业内 9 位知名专家对标准进行逐条审议。编制组认真落实完善，于 2024 年 1 月形成修订稿。

四、标准主要内容

城镇综合智慧能源规划的主要内容应包括：发展现状、资源禀赋、能源供给及消费、需求预测、能源供应及选择、管网布置、智慧化规划、重点区域规划等，成果文件应包括规划文本、说明书及图纸。

前 言

1.范围

2.规范性引用文件

3.术语和定义

4.基本规定

5.发展现状

6.资源禀赋分析

7.能源现状

8.能源需求预测

9.能源供应

10.供能网络

11.碳排放分析

12.实施效果

附录 A 规划调研收集的资料

附录 B 能源发展主要指标

附录 C 规划编制流程

附录 D 重点建设项目清单

附录 E 经济社会发展情况

附录 F 能源发展现状

附录 G 电力（电量）供需表

附录 H 碳相关参数推荐值

五、采用国内和国外先进标准情况

无

六、与现行法规标准的关系

本文件的编制，遵循现行的国家标准、行业标准以及法律法规。编制过程中，充分考虑与我国现有标准的统一和协调。

文件编制时，引用标准如下：

GB 50137	城市用地分类与规划建设用地标准
GB 50189	公共建筑节能设计标准
GB 50072	冷库设计规范
GB 50019	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB 50028	城镇燃气设计规范
GB 50613	城市配电网规划设计规范
GB 50736	民用建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB 50966	电动汽车充电站设计规范
GB 50016	建筑设计防火规范
GB/T 18710	风电场风能资源评估方法
GB/T 37526	太阳能资源评估方法
GB/T 51074	城市供热规划规范
GB/T 51161	民用建筑能耗标准

GB/T 51098	城镇燃气规划规范
GB/T 50293	城市电力规划规范
GB/T 51077	电动汽车电池更换站设计规范
DL/T 5729	配电网规划设计技术导则
DL/T 5508	燃气分布式供能站设计规范

七、实施标准的要求和措施的建议

本标准可以作为城镇及区域综合智能能源前期规划和建设方案指导的推荐团体标准实施。