

ICS 29.240

P 60

备案号: J2916-2021

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5608—2021

电源规划设计规程

Code for design of generation planning

2021-04-26 发布

2021-10-26 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

电源规划设计规程

Code for design of generation planning

DL/T 5608—2021

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国家能源局

施行日期：2021年10月26日

中国计划出版社

2021 北 京

国家能源局

公告

2021年 第3号

国家能源局批准《水电工程建设征地企业处理规划设计规范》等282项能源行业标准(附件1)、《Code for Buildings Design of Wind Power Projects》等19项能源行业标准外文版(附件2),现予以发布。

- 附件:1. 行业标准目录
2. 行业标准外文版目录

国家能源局
2021年4月26日

附件1:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	出版机构	批准日期	实施日期
.....							
276	DL/T 5608-2021	电源规划设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
.....							

前 言

根据《国家能源局关于下达 2016 年能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技〔2016〕238 号)的要求,标准编制组经调研、总结实际工程经验,在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准的主要技术内容有:总则、发电能源与电源条件、电力需求预测、电力电量平衡、电源规划方案论证。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送电力规划设计标准化管理中心(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮编:100120,邮箱:bz_zhongxin@eppei.com)。

本标准主编单位:中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司

本标准参编单位:电力规划总院有限公司

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司

本标准主要起草人员:吴敬坤 章 浩 肖景良 刘天慧
李淑慧 胡 杰 王雪松 吴 婧

范丽霞 蔡瑞强 史大军 李飞科
周啸波 宁康红 钟杰峰 刘 云
李岩春 刘少午 徐 栋 李东野
本标准主要审查人员:佟明东 李娟萍 凡鹏飞 李春山
苏 和 濮 钧 黄 豫 姜 旭
周立波 贾双起 于庆贵 谭永才
王绍德 杨攀峰 林廷卫 陈志刚
席 晶 高 宇

目 次

1	总 则	(1)
2	发电能源与电源条件	(2)
2.1	电源现状及存在问题	(2)
2.2	发电能源供应	(2)
2.3	待选电源条件	(3)
3	电力需求预测	(4)
4	电力电量平衡	(6)
4.1	一般要求	(6)
4.2	电力平衡	(6)
4.3	电量平衡	(7)
4.4	调峰平衡	(7)
5	电源规划方案论证	(9)
5.1	一般要求	(9)
5.2	电源规划方案拟定	(9)
5.3	方案比较分析	(10)
5.4	投资估算和上网电价测算	(10)
	本标准用词说明	(12)
	附:条文说明	(13)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Primary energy for generation and conditions of power source	(2)
2.1	Current situation of power source and existing problems	(2)
2.2	Supply of primary energy for generation	(2)
2.3	Conditions of selected power source	(3)
3	Power demand forecasting	(4)
4	Power and energy balance	(6)
4.1	General requirements	(6)
4.2	Power balance	(6)
4.3	Energy balance	(7)
4.4	Peak-shaving balance	(7)
5	Demonstration of power source planning schemes	(9)
5.1	General requirements	(9)
5.2	Drafting of power source planning schemes	(9)
5.3	Comparison and analysis of schemes	(10)
5.4	Estimation of investment and feed-in tariff	(10)
	Explanation of wording in this standard	(12)
	Addition; Explanation of provisions	(13)

1 总 则

1.0.1 为了更好地适应电源绿色低碳发展需要,规范电源规划设计工作,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于省级及以上地区电源规划设计,以及水河流域、电源基地等电源专项规划设计,省级以下电源专项规划设计参照执行。

1.0.3 电源规划是电力规划的重要支撑,是电网规划的前提和基础。电源规划分为综合规划和专项规划,各规划间应有效衔接。

1.0.4 电源规划设计分为五年、中期、长期三个阶段。五年规划侧重于电源建设项目优化调整;中期规划为5年~15年,侧重于电源结构和布局研究;长期规划为15年以上,侧重于电源可持续发展、能源电力合理流向等战略问题的研究。

1.0.5 电源规划设计除应符合本标准的规定外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 发电能源与电源条件

2.1 电源现状及存在问题

2.1.1 说明规划区域相关电力系统现况,其中电源部分应包括电源装机容量、结构及其发电量,电源运行主要技术经济指标,区外送受电情况等。

2.1.2 分析规划区域目前电源运行及发展存在的主要问题,内容宜包括供需、调峰、消纳、设备出力受阻等问题,以及已采取的技术和政策措施。

2.2 发电能源供应

2.2.1 说明与发电能源供应有关的国家政策、指导意见和发展规划等,内容应包括国家能源发展规划,对能源消费总量的控制,对各类能源开发的政策或控制性规划,能源基地开发建设的指导意见,能源发展与国民经济、环境约束之间的关系等。

2.2.2 说明规划区域发电能源的供应现状,内容宜包括煤炭、油气和核燃料来源的总量、种类、价格和运输等情况。

2.2.3 分析规划区域发电能源的种类、供应能力和开发前景,应包括下列内容:

1 水电资源的蕴藏量、技术可开发量、经济可开发量、开发利用情况及开发规划;

2 煤炭、油气、核燃料等能源的储量、分布、生产能力及开发利用情况,能源调入(出)总量及用于发电资源数量;

3 风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等可再生能源的资源蕴藏情况,技术可开发量,开发利用情况,开发利用前景;风能和太阳能所属资源等级和资源特性;规划期内风能、太阳能等可再

生能源的开发利用规划。

2.2.4 电源有燃料储运需求的,还应对电力可用的铁路运输能力、航运能力、港口码头吞吐能力、天然气管线现状和发展规划等进行分析。

2.3 待选电源条件

2.3.1 规划中待选电源应具备相应的前期工作基础,水电宜有普查或流域水电规划,抽水蓄能、火电、核电等电源宜有厂址普查报告,风电、太阳能发电等电源宜有风、光资源普查报告。

2.3.2 根据不同规划阶段,对各类电源建设条件的说明可由详到略有所不同,应符合下列原则:

1 水电及流域水电宜说明名称、站址、规划容量、单机容量、设计年发电量、保证出力、水库调节特性、代表水文年出力过程、前期工作进展情况及主要技术经济指标等,抽水蓄能电站还应说明日抽水(或发电)小时数;

2 煤电、油气、核电电源宜说明名称、厂址、规划容量、单机容量、设计年发电利用小时数、燃料供应、前期工作进展情况及主要技术经济指标;

3 风能、太阳能发电电源宜按资源区域说明名称、厂址、规划容量、设计年发电利用小时数、出力特性、前期工作进展情况及主要技术经济指标;

4 生物质能、地热能、海洋能等其他类型待选电源宜说明主要技术经济指标。

2.3.3 规划中应对待选的电源按建设进度分类整理,包括在建电源和新建电源(含规划期内投产、未投产)。

3 电力需求预测

3.0.1 电力需求现状分析应收集国民经济、社会发展和电力电量的相关信息,主要资料包括:规划区域的国民经济、社会发展的历史资料以及发展规划、发展战略等,规划区域电力电量、电力负荷特性的历史资料。

3.0.2 根据规划任务的要求,电力需求水平宜采用相关电力规划、专题研究、政府主管部门确认的电力需求预测结果。

3.0.3 根据目前经济发展形势和用电负荷增长变化情况,必要时可对引用的电力需求预测水平进行调整,调整时应说明原因、幅度和依据。

3.0.4 若无合适的预测成果可以引用,应开展电力需求预测研究,内容应包括电力需求现状分析、需电量预测、电力负荷预测、负荷特性预测等。必要时还应进行分区域电力需求预测,分区划分宜参照行政区划、分区电网管理的分界线或者电网连接的薄弱断面。

3.0.5 应采用不少于三种方法进行需电量预测,预测方法可采用产值单耗法、人均电量法、弹性系数法、回归分析法、时间序列法、专家预测法等。

3.0.6 应通过研究分析用电结构、负荷特性的历史数据和变化趋势,进行电力负荷特性预测并给出负荷特性参数,根据需电量和负荷特性预测结果进行电力负荷预测。

3.0.7 电力需求预测应推荐 2 个~3 个方案,并说明方案的应用场景,必要时可进行敏感性分析。

3.0.8 宜根据电力尖峰负荷持续时间以及实际需求侧响应资源,

合理选择需求侧响应比例。

3.0.9 电力负荷特性预测宜编制电力负荷曲线,包括日负荷、年负荷、周负荷以及年持续负荷曲线等。

4 电力电量平衡

4.1 一般要求

- 4.1.1 电力电量平衡应包括电力平衡、电量平衡、调峰平衡。
- 4.1.2 宜选择规划期内近期逐年及中长期代表年进行逐月(或代表月)电力平衡、电量平衡、调峰平衡计算。
- 4.1.3 水电比重较大的系统应选择枯水年进行电力平衡,平水年进行电量平衡,必要时还应对丰水年和特枯水年进行校核。
- 4.1.4 新能源电源比重较大的系统,应结合电源出力特性参与电力平衡。
- 4.1.5 应进行规划区域的全网电力平衡、电量平衡、调峰平衡,必要时还应进行分区平衡。

4.2 电力平衡

- 4.2.1 电力系统应设置一定的备用容量,包括负荷备用、事故备用、检修备用,应符合下列原则:
 - 1 负荷备用容量为最大发电负荷的 2%~5%;
 - 2 事故备用容量为最大发电负荷的 10%左右,但不小于系统一台最大机组或馈入最大容量直流的单极容量;
 - 3 检修备用容量应结合电源结构、负荷特性、设备质量、检修水平等情况确定,检修备用容量的选取应确保周期性地检修所有运行机组。
- 4.2.2 对于跨区的联网送电,一般考虑送端承担外送容量的电源检修备用,受端承担受电容量的负荷备用和事故备用。
- 4.2.3 水电工作容量根据其水文出力特性,结合负荷曲线及负荷特性计算得出;风电和太阳能发电等电源按可信容量安排工作容

量;储能电站按可替代的火电容量参加平衡;核电一般可按开机容量承担工作容量;区外送受电按照送受端协议确定送电容量;系统其余工作容量由火电承担。

4.2.4 当年新增机组宜按投产月份参加电力平衡。

4.2.5 电源实际可利用容量应从装机容量中扣除各种原因引起的受阻容量。

4.2.6 电力平衡中应计入与区外交换的电力。

4.2.7 电力平衡中宜考虑需求侧响应。

4.2.8 电力平衡结果应给出水电空闲容量、火电盈亏容量等。

4.3 电量平衡

4.3.1 非燃煤发电电源的年利用小时数及发电量由其自身特点决定。风电、太阳能发电和其他可再生能源的年利用小时数主要根据资源特性决定,可取规划区域内的平均值。

4.3.2 对水电比重较大的系统或可能发生水电电量不能充分利用情况的系统,应计算弃水电量。对新能源电源占比较大的系统,应计算新能源弃电量。

4.3.3 电量平衡中应计入与区外交换的电量。

4.3.4 当年新增电源宜按投产时间计入相应的发电量。

4.3.5 电量平衡结果应给出各类电源的利用小时数及弃电量等。

4.4 调峰平衡

4.4.1 水电比重较大的系统宜选择平水年进行调峰平衡计算;对新能源比重较大的系统进行调峰平衡计算时,应对新能源不同出力场景进行计算。

4.4.2 应优先利用水电、蓄能电站的调峰能力,其次考虑调节性能较好的大容量、高效率的纯凝火电(含燃气)机组承担部分调峰任务,光热电站、蓄热电站等非常规调峰电源根据其运行特性承担部分调峰任务,核电机组可降出力承担调峰任务。

4.4.3 现有火电机组的调峰能力应按照实际核定情况考虑,规划火电机组可根据不同机型采用典型值,对于热电联产机组应考虑采暖期和非采暖期调峰能力差异。必要时,可考虑 300MW 及以下火电机组的启停调峰。

4.4.4 调峰平衡应考虑区外送受电特性的影响。

4.4.5 调峰平衡结果应给出调峰容量盈亏额、弃电量、弃电率等。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/728116105017006027>