

ICS 27.140

CCS K 51

团 体 标 准

T/CSHE XXX—20XX

抽水蓄能电站主要设备设施寿命 与折旧年限通则

Technical specification for (英文翻译)

****-**-**发布

****-**-**实施

中国水力发电工程学会 发 布

目 次

1. 范围4

2. 规范性引用文件4

3. 术语和定义5

 3.1. 主要资产5

 3.2. 固定资产分类5

 3.3. 资产折旧寿命 错误！未定义书签。

 3.4. 设计使用寿命5

4. 资产使用寿命评估依据6

 4.1. 影响寿命的典型修正要素6

 4.2. 使用寿命评估依据6

 4.3. 设计使用寿命与修正因素6

5. 主要设备设施寿命与折旧7

 5.1. 发电机及附属设备7

 5.2. 水泵水轮机13

 5.3. 调速器15

 5.4. 进水阀17

 5.5. 励磁系统21

 5.6. 主变压器（包括联络变压器）22

 5.7. GIS 设备26

 5.8. 高压引出设备28

 5.9. SFC 系统44

 5.10. 电气二次设备45

 5.11. 水工结构设备47

 5.12. 公用设备53

 5.13. 挡水系统设施58

 5.14. 输水系统设施60

 5.15. 泄水系统设施61

 5.16. 边坡62

 5.17. 压力钢管63

 5.18. 厂内交通公路65

5.19. 建构筑物	67
附 录 A	70
(资料性)	70
附 录 B	71
(资料性)	72

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。

本文件由中国水力发电工程学会所提出。

本文件由中国水力发电工程学会归口。

本文件起草单位：国网新源集团有限公司；南方电网储能股份有限公司；内蒙古电力（集团）有限责任公司；中国华电集团有限公司。

本文件主要起草人：相飞行、王志明、杨浩、李程、张小宇、伍家纬、陈创佳、闫文斌、严汉秋、洪敏绮、向江汉、栗梓操、何瑞洁、贾清泽、卢海潮、黎昌杰、刘苑华、刁凝凝、刘连德、张晓娟、李奇罡、汪柳林、宋湘辉、宋旭峰、常龙、郝国文、郑凯、宫晶、张正宇、朱姝、张义晗、李昕怡。

本文件为首次发布。

抽水蓄能电站主要设备设施寿命与折旧年限通则

1. 范围

本文件规定抽水蓄能电站主要资产类型包括发电设备、机械设备、电厂二次设备、变电设备、水电站建筑物、厂房等主要生产类资产的使用寿命及折旧年限区间。

本文件适用于抽水蓄能电站主要资产类型包括发电设备、机械设备、电厂二次设备、变电设备、水电站建筑物、厂房等主要生产类资产等资产的折旧年限管理。

本文件为资产在使用阶段的寿命与折旧管理提供依据，其评估结果可作为工程退役决策的输入条件之一。工程退役设计应遵循 NB/T 11018-2022 等相关标准。

本文件适用于抽水蓄能电站主要设备设施寿命与折旧年限，常规水电厂参照使用。

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 20834-2024 发电电动机技术要求

GB/T 7894-2023 水轮发电机基本技术要求

GB/T 15468—2020 水轮机基本技术条件

GB/T 8564—2023 水轮发电机组安装技术规范

GB/T 50964-2014 小型水电站运行维护技术规范

GB/T 4703-2007 电容式电压互感器

GB/T 20840.5-2013 互感器 第5部分：电容式电压互感器的补充要求

GB/T 14478—2025 大中型水轮机进水阀门基本技术规范

GB/T 4703-2007 规定的铁磁谐振试验要求

GB/T 11032-2020 交流无间隙金属氧化物避雷器

GB/T 1985-2023 高压交流隔离开关和接地开关

GB/T 6451-2023 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB 1094 系列 电力变压器

GB/T 14405—2011 通用桥式起重机

GB/T 3811—2008 起重机设计规范

GB/T 5656—2008 离心泵 技术条件（II类）

GB/T 3853—2017 容积式压缩机 验收试验

GB/T 7777—2021 容积式压缩机机械振动测量与评价
GB 50029—2014 压缩空气站设计规范
GB/T 18481 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
GB/T 2694-2018 输电线路铁塔制造技术条件
GB/T 28545-2023 电力系统无功补偿装置用串联电抗器
GB/T 14824-2021 高压交流发电机断路器
NB/T 10857—2021 风力发电机组 塔架振动监测系统技术要求
NB/T 10791—2021 水电工程金属结构设备更新改造导则
NB/T 11006—2022 水电工程金属结构设备报废
NB/T 10857—2021 水电工程合理使用年限及耐久性设计规范
NB/T 10792—2021 水电站技术供水系统规范
NB/T 10791—2021 水电工程金属结构设备更新改造导则
NB/T 11006—2022 水电工程金属结构设备报废
NB/T 10970—2022 水轮机进水液动蝶阀选用、试验及验收规范
NB/T 35056—2015 水电站压力钢管设计规范
NB/T 10499—2021 水电工程桥式起重机设计规范
DL/T 1303 抽水蓄能发电电动机出口断路器运行规程
DL/T 486-2021 高压交流隔离开关和接地开关

3. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1. 主要资产

一旦失效或性能下降，将直接威胁电网安全稳定运行、导致大面积停电或重大经济损失的物理设施和核心控制系统。

3.2. 固定资产分类

资产分类包括当不限于：房屋建筑物、水工建筑物、发电及电气设备辅助及控制设备及其他固定资产。

3.3. 设计使用寿命

指产品或系统在预期的操作条件下，能够安全、可靠地执行其预定功能的时间期限。

3.4 预计使用寿命

企业按照会计准则规定，结合资产实际使用条件综合判断确定的资产经济使用年限，是资产预期为企业带来经济利益的存续周期。该年限区别于资产实物损耗年限、税收政策规定的法定最低折旧年限；会计核算所采用的折旧分摊年限，以本条款界定的预计使用寿命为确定依据，核算口径统一。

4. 资产使用寿命评估依据（需确认以下内容口径）

4.1. 影响寿命的典型修正要素

水文泥沙、工程地质”因素。“地质条件变化：库岸稳定性、边坡滑坡、地质缺陷发展等；水库淤积：泥沙淤积对过流部件、闸门启闭的影响及库容损失。”

4.2. 预计使用寿命评估依据

预计使用寿命评估应遵循安全性、经济性和可维护性原则，基于行业标准、制造技术、运行环境和典型运行工况、行业实践最优情形，历史经验，对抽水蓄能电站主要资产的设计寿命和实际寿命进行系统分析。

评估过程中，应从专业角度识别影响设备寿命的主要因素，并结合设备运行实践，考虑运行维护水平、运行状态劣化、环境腐蚀、材料性能退化、技术迭代更新等对寿命的修正影响。寿命评估应坚持“按类分级、分项辨识、实事求是、动态修正”的原则，为后续折旧年限设定和资产管理提供基础支撑。

评估应基于充分的现场调查、检测监测数据和计算分析，必要时应委托具备资质的单位进行专项安全评估与鉴定。” 呼应退役导则中强调的收集原始资料、进行地质勘察和安全性评价的要求。

4.3. 设计使用寿命与修正因素

4.3.1. 设计使用寿命指制造商在标准设计工况下对设备或系统设定的预期使用周期，通常以年限表示，作为寿命评估的参考上限。

4.3.2. 修正因素包括以下五类：

运行工况差异：频繁启停、超负荷运行、突发冲击等均可能加剧疲劳累积，缩短使用寿命。

材料与制造工艺：高强度合金、不锈钢、焊接/铸造方式、密封形式等直接影响结构稳定性和抗疲劳性能。

环境因素：高湿、高盐、酸碱、水流冲刷等腐蚀性环境可能显著加快设备老化和失效。

维护管理水平：设备润滑、密封件更换、防腐涂层维护、定期检修等可有效延长设备寿命。

技术更新与替代性：部分设备可能因控制系统或数字化部件更新被提前替换，其经济寿命短于技术寿命。

4.3.3. 设备使用寿命评估应综合上述因素建立修正模型或经验判断机制，根据具体项目和运行情况做适度调整，不应以单一设计值作为寿命依据。

5. 主要设备设施寿命与折旧

5.1. 发电机及附属设备

5.1.1. 电动发电机

按照《GB/T 20834-2024 发电电动机技术要求》和《GB/T 7894-2023 水轮发电机基本技术要求》，发电电动机设计使用寿命一般为40年及以上。发电电动机作为抽水蓄能机组的核心电气设备，承担长期高负荷运行任务，其使用寿命主要受绝缘系统老化、转动部件磨损和热应力影响。随着绝缘材料等级提升、电磁优化设计与轴系结构强化等因素进步，现代发电电动机具备较强的长期运行能力。在满足长期安全稳定运行要求的前提下，折旧年限的确定应综合反映设备在经济使用周期内的价值消耗特征，而不等同于其技术或设计寿命。

5.1.1.1. 可能缩短寿命的因素

1) 长期高温运行。若定子绕组热点温度、冷却风温或轴承温度长期超过制造厂允许值，绝缘热老化显著加快（绕组温度每升高约 10°C ，热老化速率约增加一倍），宜缩短3~8年；若超过绝缘等级或保护限值，应按缺陷处置或减值评估处理。

2) 高湿、凝露、高盐雾、粉尘或腐蚀性环境。机组长期处于上述环境，易引起绝缘表面爬电、局部放电和金属腐蚀，宜缩短2~5年；若伴随绝缘电阻、介损或局放异常，宜缩短5~8年。

3) 频繁启停和冷热循环。按年启停次数修正：年启停 ≤ 1000 次且状态正常，宜缩短0~2年；年启停1000~1500次（日均2.7~4.1次），宜缩短2~4年；年启停1500~2200次（日均4.1~6次），宜缩短5~8年；年启停 > 2200 次（日均超过6次）或超过制造厂设计启停次数，宜缩短8~12年，并应开展定子绝缘热循环、转子疲劳和轴系状态专项评估。¹

4) 甩负荷、飞逸、短路、过电流、不平衡负荷等特殊或极端工况频繁发生。若超过设计校核条件或制造厂允许次数，转子磁极、磁轭、连接线、端部绕组和轴系产生附加疲劳损伤，宜缩短2~6年；严重超限或有缺陷记录时宜缩短5~10年。

5) 振动、摆度、轴承温度或油质长期异常。轴振、瓦振、摆度趋势恶化，或润滑油污染、水分、金属磨粒异常，说明轴承、轴系或转子存在劣化风险，宜缩短2~6年。

6) 冷却通风能力下降。冷却器结垢、堵塞，风路污染，冷却水质差，油冷却器换热不足，造成绕组和轴承温度升高，宜缩短2~5年。

7) 局部放电、介质损耗、绝缘电阻或极化指数异常。若局放量持续上升、介损增量异常、绝缘电阻下降，表明绝缘老化加速，宜缩短3~8年。

8) 谐波、过电压、SFC启动冲击或异常电气暂态。高 dv/dt 、谐波畸变、电压频率偏差会增加绝缘电应力和局部发热，宜缩短2~5年。

9) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。如线棒空隙、浸漆不良、端部绑扎松动、槽楔

松动、铁芯松动、运输存储受潮等，会缩短寿命，宜缩短 2~6 年。

5.1.1.2. 可能延长寿命的措施

1) 采用高等级绝缘系统（如环氧云母、VPI、优质防晕结构）并优化电磁、通风与散热设计，控制热点温度，通过电压耐久、冷热循环和局放试验验证，可延长 3~5 年。

2) 加强轴承润滑系统管理、油质监测、冷却器清洗及冷却水水质管理，保持冷却风路、水路和油路洁净，可延长 2~4 年。

3) 建立状态检修体系，定期开展局部放电、介损、绝缘电阻、极化指数、绕组温度、轴振、摆度、气隙、油液和铁芯状态监测，结合运行状态调整检修计划，可延长 2~5 年。

4) 将启停次数和工况转换严格控制在制造厂设计边界内，避免不必要的热态反复启停和快速负荷冲击，可延长 2~4 年。

5) 改善运行环境，设置除湿、防凝露、空气过滤、防盐雾、防腐蚀和防尘措施，可延长 2~4 年。

6) 实施重大寿命延长改造，如定子重绕组、转子磁极连接结构加固、轴承与冷却器更新等，经转子关键部位无损检测合格且专项寿命评估通过，可延长 5~10 年。

5.1.1.3. 资产折旧年限区间（基本取值 20~35 年）

考虑抽水蓄能机组运行过程中启停频次高、工况切换频繁、电磁与机械应力交变显著等特点，设备实际价值消耗速度较常规水电及火电设备更为复杂。为兼顾资产价值真实反映、技术改造与更新灵活性，发电电动机折旧年限取 20~35 年作为基本取值区间，并在此基础上根据实际状况进行延长或缩短。

1) 基本取值：根据机组运行方式与状态在 20~35 年内选取。

对于高频启停（如长期年启停>1500 次，长期日均>4 次）、高调节强度、状态监测和检修条件一般的机组，宜取 20~25 年；

对于常规调峰运行、维护水平正常的机组，宜取 25~30 年；

对于运行工况相对平稳、绝缘和机械状态良好、状态检修体系完善的机组，可取 30~35 年；

经重大技术改造、定子重绕组或转子关键部件寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 35~40 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当发电电动机冷却空气温度长期超过 40° C，或定子绕组、轴承温度超过制造厂允许值，依据《GB/T 50964-2014 小型水电站运行维护技术规范》及绝缘热老化规律（绕组温度每升高约 10° C，热老化速率约增加一倍），寿命宜缩短 3~8 年，取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 30 年，可调整为 22~27 年）。

b. 频繁启停运行（如长期日均启停超过 5 次，即长期年启停>1500 次）造成热机械应力累积，依据《GB/T 20834-2024 发电电动机技术要求》及定子绕组热循环试验研究结论，

寿命宜缩短 5~8 年；若长期日均启停超过 6 次（长期年启停>2200 次）或超过制造厂设计启停次数，寿命宜缩短 8~12 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 30 年，可调整为 18~25 年或更低）。

c. 在甩负荷、飞逸、短路、过电流、不平衡负荷等特殊或极端工况下频繁运行（超过设计校核条件或制造厂允许次数），依据《GB/T 20834-2024 发电电动机技术要求》及转子疲劳寿命研究，寿命宜缩短 2~6 年；严重超限或有缺陷记录时宜缩短 5~10 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 30 年，可调整为 20~28 年或更低）。

d. 在局部放电量持续上升、介质损耗增量异常、绝缘电阻或极化指数下降等绝缘状态劣化情况下持续运行，依据《IEC 60034-27》系列及《IEEE 1434-2014》局放检测标准，寿命减少 3~8 年；严重时应按重绕组或资产减值处理。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 30 年，可调整为 22~27 年或更低）。

e. 在采用高等级绝缘材料（如环氧云母、VPI 整体浸渍、优质防晕结构），优化电磁与散热设计条件下，依据《IEC 60034-18-31:2012》绝缘系统热老化与功能评价标准，通过电压耐久、冷热循环和局放试验验证，可延长设备折旧年限 3~5 年，取值调整为原拟定折旧年限加 3~5 年（例如原取 25 年，可调整为 28~30 年）。

f. 在设备运行期间加强轴承润滑系统与冷却通风系统运行管理，保持油质、水温、风路洁净，依据《ISO 19283:2020》水轮发电机组状态监测与诊断标准及设备使用说明书，可在设备折旧基本取值中增加 2~4 年，取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年（例如原取 25 年，可调整为 27~29 年）。

g. 实施定期的局部放电检测、轴振监测和绝缘状态评估，结合运行状态调整检修计划，对设备开展定期优质维护，依据《ISO 20816-5:2018》机组振动测量与评价标准及《IEEE 43-2013》绝缘电阻测试标准，可在设备折旧基本取值中增加 2~5 年，取值调整为原拟定折旧年限加 2~5 年（例如原取 25 年，可调整为 27~30 年）。

h. 在改善运行环境（设置除湿、防凝露、空气过滤、防盐雾、防腐蚀和防尘措施），保证机组长期处于清洁、干燥、无腐蚀性环境的情况下，依据《GB/T 50964-2014 小型水电站运行维护技术规范》及绝缘多因子老化评价原则，宜延长折旧年限 2~4 年，取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年（例如原取 25 年，可调整为 27~29 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（如定子重绕组、转子磁极连接结构加固、轴承与冷却器更新等），且经转子关键部位无损检测合格并完成专项寿命评估的情况下，依据《GB/T 20834-2024 发电电动机技术要求》及《GB/T 7894-2023 水轮发电机基本技术要求》，宜延长折旧年限 5~10 年，取值调整为原拟定折旧年限加 5~10 年（例如原取 25 年，可调整为 30~35 年）。

5.1.2. 发电机出口成套开关及辅助设备（GCB、ECB、换相刀等发电机出口母线设备）

发电机出口断路器是抽水蓄能电站发电电动机与主变压器之间的关键控制和保护设备,承担正常工况下机组的并网、解列和负荷调节操作,以及在短路、接地等故障条件下快速开断故障电流、隔离故障区域的功能。GCB 应按照 GB/T 14824-2021《高压交流发电机断路器》、IEC/IEEE 62271-37-013:2021《交流发电机断路器》以及设备专用技术协议、制造厂文件进行设计、制造、试验、运行和维护。常规断路器通常设计寿命为 10-20 年,而抽水蓄能领域 GCB 设备的设计寿命一般在 30 年以上,其中触头系统、操作机构、灭弧介质(SF₆ 或真空)和密封系统是影响寿命的关键环节。

GCB 长期承受发电、抽水、调相、启停、工况转换等运行方式下的频繁操作和电流开断应力,其实际寿命主要受触头电磨损、操作机构机械疲劳、灭弧介质劣化、密封系统老化和运行环境影响。抽水蓄能电站 GCB 具有特殊性,表现在更高的额定电流开断要求和更频繁的操作要求等方面,抽水蓄能电站的运行方式决定了 GCB 需在较短时间内完成多次电流开断操作。发电机回路额定容量小于 10 MVA、安装于抽水蓄能电站的断路器被认为是特殊应用场合,其要求不完全包含在现行标准中,需按实际运行条件进行专项评估。设计使用寿命不等于资产折旧年限。折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。

5.1.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 开断操作频繁触头电磨损加剧。抽水蓄能机组工况切换和启停频繁, GCB 需在较短时间内完成多次开断和关合操作,每次开断产生的电弧高温会蒸发和烧蚀触头材料。频繁操作会急剧加速触头电磨损,导致触头接触电阻增大,引起异常发热,最终使断路器载流能力下降、寿命终结。若年操作次数接近或超过制造厂机械寿命限值,宜缩短 3-6 年;若超出制造厂设计允许操作次数,宜缩短 6-10 年。

2) 短路电流开断造成的电寿命消耗。GCB 在发生短路故障时需开断具有高直流分量的短路电流(发电机电源直流分量可达 130%),电弧能量对触头和灭弧介质造成严重损伤。GCB 的电寿命直接决定其正常运行周期。当前国产真空型 GCB 短路电流开断次数一般为 5~8 次, SF₆ 型 GCB 电寿命通常为 5 次。若累计短路开断次数超过制造厂允许值的 50%,宜缩短 2-4 年;若接近或超过允许值,宜缩短 4-7 年。

3) 操作机构机械疲劳和磨损。每一次操作,断路器的操作机构(弹簧、连杆、脱扣装置)都会经历一次机械应力循环。过于频繁的操作会加速机构部件的金属疲劳和磨损,导致合闸能量不足、分闸速度变慢、甚至造成机械卡涩或部件断裂。抽水蓄能领域 GCB 机械寿命通常为 10000~20000 次。宜缩短 2-5 年。

4) SF₆ 气体泄漏或真空度下降。对于 SF₆ 型 GCB,密封系统老化引起 SF₆ 气体泄漏,水分或杂质侵入导致绝缘强度和灭弧能力下降;对于真空型 GCB,真空灭弧室漏气将直接导致开断能力丧失。宜缩短 2-5 年;若 SF₆ 气体含水量或纯度超出制造厂允许值或真空度超标,宜缩短 5-8 年。

5) 主回路电阻超标和温升异常。长期运行后导电回路镀银层磨损、触指弹簧压力不足、接触面氧化与污染,会使接触电阻增大,导致温升异常。回路电阻超标与温升异常问题危及机组安全稳定运行。宜缩短 2-4 年。

6) 高湿、凝露、高盐雾、粉尘或腐蚀性环境。GCB 长期处于上述环境,密封件加速老化,绝缘支撑性能退化,金属部件腐蚀。宜缩短 2-4 年。

7) 高 dv/dt 、谐波畸变或过电压冲击。抽水蓄能机组在 SFC 启动、工况转换或系统故障时可能产生高频过电压和过电流暂态,增加绝缘电应力,若超过设计承受能力,宜缩短 2-4 年。

8) 控制与辅助回路故障。分合闸线圈烧损、辅助触点接触不良、二次回路绝缘下降等,可能导致误动或拒动,缩短 GCB 整体使用寿命。宜缩短 1-3 年。

9) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。触头装配精度不足、密封面缺陷、机构调试不当、运输存储受潮等会显著缩短 GCB 寿命。宜缩短 2-5 年。

5.1.2.2. 可能延长寿命的措施

1) 采用真空灭弧技术替代 SF_6 技术。西门子等厂商的真空型 GCB 平均故障间隔时间高达约 77000 年,在抽水蓄能等操作频繁的应用场景中具有更高的耐久性和可持续性,且在机械寿命周期内实现免维护设计。宜延长 2-4 年。

2) 选用高机械寿命的操作机构。针对抽水蓄能频繁操作的特点,选用大功率、短行程弹簧操作机构,部分国产设备机械寿命可达 20000 次,远超常规 GCB 的 10000 次标准。宜延长 2-3 年。

3) 优化停机策略以减小开断电流。抽水蓄能机组可通过优化电动工况停机过程,减小 GCB 开断电流值,降低触头电磨损,延长电气寿命。通过分析 GCB 开断电流值可选取更优停机策略,有效延长电气寿命。宜延长 2-4 年。

4) 建立状态检修体系,定期开展回路电阻测试、主回路温升监测、 SF_6 气体微水及分解产物检测(SF_6 型)、真空度测试(真空型)、操作机构动作特性分析、分合闸时间和速度测试、局部放电检测等。依据 Q/GDW 46 10022.18-2020《发电机出口断路器运检导则》开展运检工作。宜延长 2-4 年。

5) 加强运行环境控制,室内 GCB 保持通风良好,设置除湿、防凝露、防腐蚀和防尘措施,严格控制环境温度和湿度在规定范围内。宜延长 1-3 年。

6) 优化主回路导电结构和散热设计。采用熔铸一体式导电结构和优化散热通道,增大温升裕度,降低回路电阻超标风险。宜延长 1-2 年。

7) 实施重大寿命延长改造,如触头系统更新、操作机构整体更换、灭弧介质更换、密封系统升级改造、控制与辅助回路升级等,经专项寿命评估合格。宜延长 3-6 年,但应以专项寿命评估报告为依据。

5.1.2.3. 资产折旧年限区间（基本取值 12-22 年）

结合抽水蓄能机组启停频次高、操作频繁、开断应力显著等特点，GCB 折旧年限建议以 12-22 年作为基本取值区间：

开断操作频繁、电磨损严重、状态监测和检修条件一般的 GCB，宜取 12-16 年；

常规操作频率、维护水平正常的 GCB，宜取 16-19 年；

操作频率相对平稳、触头和机构状态良好、状态检修体系完善的 GCB，可取 19-22 年；

经重大技术改造、触头或操作机构更新、灭弧介质更换且经专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 22-25 年。

1) 基本取值：根据 GCB 运行方式与状态在 12-22 年内选取。对于开断操作频繁（年操作次数接近机械寿命限值）、电磨损严重、主回路温升偏高、状态监测和检修条件一般的 GCB，宜取 12-16 年；对于常规操作频率、维护水平正常的 GCB，宜取 16-19 年；对于操作频率相对平稳、触头和机构状态良好、状态检修体系完善的 GCB，可取 19-22 年；经重大技术改造、触头或操作机构更新且经专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 22-25 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当 GCB 年操作次数接近制造厂机械寿命限值（如 10000 次或 20000 次），或累计短路开断次数超过制造厂允许电寿命限值（如 5~8 次），依据 GB/T 14824-2021《高压交流发电机断路器》及 IEC/IEEE 62271-37-013:2021 标准中的型式试验要求，寿命宜缩短 3-10 年（接近限值宜缩短 3-6 年，超出限值宜缩短 6-10 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 8-15 年或更低）。

b. 主回路电阻超标或温升持续异常，镀银层磨损严重、触指弹簧压力不足，依据 GB/T 14824-2021《高压交流发电机断路器》温升试验要求及 Q/GDW 46 10022.18-2020 运检导则，寿命宜缩短 2-4 年。取值应在原拟定折旧年限基础上缩短（例如原取 18 年，可调整为 14-16 年）。

c. 在 SF₆ 气体泄漏、含水量或纯度超出制造厂允许值（SF₆ 型），或真空灭弧室真空度超标（真空型）的条件下持续运行，依据 GB/T 14824-2021 出厂试验要求及 DL/T 1303《抽水蓄能发电电动机出口断路器运行规程》，寿命宜缩短 2-8 年（轻微异常且及时处理宜缩短 2-5 年，严重超标宜缩短 5-8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上缩短（例如原取 18 年，可调整为 10-16 年或更低）。

d. 在高湿、凝露、高盐雾或腐蚀性环境条件下长期运行，密封件加速老化和绝缘支撑退化，依据 GB/T 14824-2021 使用条件要求，寿命宜缩短 2-4 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 14-16 年）。

e. 在采用真空灭弧技术替代 SF₆ 技术，选用高机械寿命操作机构（如 20000 次）条件下，依据 IEC/IEEE 62271-37-013:2021 及 GB/T 14824-2021 标准要求，可延长设备折旧年限 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 18 年，可调整为 20-22 年）。

f. 在设备运行期间优化停机策略以减小开断电流，加强操作机构润滑和维护管理，保持触头接触状态良好，依据 DL/T 1303《抽水蓄能发电电动机出口断路器运行规程》及设备使用说明书，可在设备折旧基本取值中增加 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 18 年，可调整为 20-22 年）。

g. 实施定期的回路电阻测试、主回路温升监测、SF₆ 气体微水及分解产物检测（SF₆ 型）、真空度测试（真空型）、操作机构动作特性分析、分合闸时间和速度测试、局部放电检测，对设备开展定期优质维护，依据 Q/GDW 46 10022.18-2020《发电机出口断路器运检导则》及 GB/T 14824-2021 标准，可在设备折旧基本取值中增加 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 18 年，可调整为 20-22 年）。

h. 在改善运行环境（室内安装保持通风良好，设置除湿、防凝露、防腐蚀和防尘措施），保证 GCB 长期处于清洁、干燥、温度适宜的室内环境中的情况下，依据 GB/T 14824-2021 使用条件要求（环境温度上限+40℃，24h 内平均值不超过 35℃，下限-25℃），宜延长折旧年限 1-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1-3 年（例如原取 18 年，可调整为 19-21 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（触头系统更新、操作机构整体更换、灭弧介质更换、密封系统升级改造、控制回路升级等），且经回路电阻测试、绝缘试验、机械特性试验和专项寿命评估合格的情况下，依据 GB/T 14824-2021 及 IEC/IEEE 62271-37-013:2021 标准，宜延长折旧年限 3-6 年。取值调整为原拟定折旧年限加 3-6 年（例如原取 18 年，可调整为 21-24 年）。

5.2. 水泵水轮机

按照 GB/T 22581—2024《混流式水泵水轮机基本技术条件》，水泵水轮机设计使用寿命一般为 40 年及以上。水泵水轮机是抽水蓄能电站实现发电、抽水和调相等工况转换的核心动力设备，长期承受水力载荷、机械载荷和交变应力作用。其使用寿命主要受转轮空蚀磨损、过流部件疲劳、主轴及导水机构磨损、启停冲击、水质条件和检修质量等因素影响。

水泵水轮机设计使用寿命反映设备在标准设计工况下的技术服役能力。资产折旧年限反映设备在经济使用周期内的价值消耗特征，不等同于技术寿命或设计寿命，且不宜超过设计使用寿命。

5.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 年度启停及发电、抽水、调相等工况转换次数超过设计允许值，或明显高于同类型机组正常运行水平。

2) 机组长期偏离稳定运行区，振动、摆度、压力脉动、轴承温度等参数超过规定限值或呈持续上升趋势。

3) 转轮、导叶、主轴、轴承及主轴密封等关键部件出现裂纹、空蚀、磨损、腐蚀或异常变形。

4) 发生飞逸、异常水锤、导叶异常关闭、严重甩负荷等事件, 并对关键部件造成不利影响。

5) 水质条件劣于设计条件, 造成过流部件空蚀、磨蚀或腐蚀加剧。

6) 状态监测、无损检测、检修工艺或质量验收不到位, 影响设备寿命的缺陷未及时发现和处理。

5.2.2. 可能延长寿命的措施

1) 采用耐空蚀、耐磨蚀和耐腐蚀材料制造、更换或修复转轮、导叶等关键部件。

2) 实施水力优化、流道修复和过流表面处理, 降低空蚀、磨蚀及压力脉动影响。

3) 定期开展振动、摆度、压力脉动、温度和无损检测, 并根据状态评价结果实施检修。

4) 规范启停、工况转换、调相运行及试验管理, 减少异常水力和机械冲击。

5) 对关键部件缺陷实施规范修复, 并完成质量验收和运行效果验证。

6) 通过大修、技术改造或关键部件更换, 恢复设备性能和结构完整性。

5.2.3. 资产折旧年限区间

考虑抽水蓄能机组存在启停频次高、抽水与发电工况切换频繁、水力瞬变明显、转轮及导水机构交变载荷突出的特点, 水泵水轮机折旧年限宜取 20—35 年作为基本取值。

1) 基本取值: 水泵水轮机折旧年限宜取 20—35 年。运行强度较高、设备状态较差或关键缺陷较多的, 宜在 20—25 年区间取值; 运行和设备状态正常的, 宜在 25—30 年区间取值; 运行工况相对稳定、设备状态良好且检修维护质量较高的, 宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 机组长期偏离设计水头、设计流量或稳定运行区, 或者在正常运行区内水泵水轮机导轴承相对轴振动峰值超过 $170\ \mu\text{m}$ 、轴承座振动速度有效值超过 1.9mm/s 时, 宜缩短 2—5 年。

b. 年度启停及工况转换次数超过设备设计允许值, 且转轮、导叶、主轴及连接部位出现疲劳损伤或状态劣化趋势时, 宜缩短 2—5 年。

c. 水质条件明显劣于设计条件, 过流部件空蚀、磨蚀或腐蚀持续发展时, 宜缩短 2—4 年。

d. 发生甩负荷、飞逸、导叶异常关闭、异常水锤等事件, 并经检查确认对关键部件产生不利影响时, 宜缩短 1—3 年; 影响较大的, 应按专项评估结果确定。

e. 长期调相、低负荷运行或运行方式发生明显变化, 且振动、摆度、压力脉动或轴瓦温度出现异常时, 宜缩短 1—3 年。

f. 采用常规巴氏合金轴瓦的导轴承轴瓦稳定温度达到或超过 $70\ ^\circ\text{C}$ 、推力轴承轴瓦稳定温度达到或超过 $85\ ^\circ\text{C}$, 相对轴振动超过冷态轴承直径间隙的 70%, 或者相同工况下振动幅值较基准值变化超过 25%, 经检查确认设备状态劣化时, 宜缩短 2—4 年。

g. 采用耐空蚀、耐磨蚀或耐腐蚀材料制造、更换或修复关键过流部件，并经检测和运行验证状态良好时，宜延长 2—4 年。

h. 完成水力优化、流道修复或过流表面处理，且压力脉动、空蚀和磨蚀得到有效控制时，宜延长 1—3 年。

i. 连续 3 个年度水泵水轮机导轴承相对轴振动峰峰值不超过 $170\ \mu\text{m}$ 、轴承座振动速度有效值不超过 $1.9\ \text{mm/s}$ ，相对轴振动不超过冷态轴承直径间隙的 70%，导轴承和推力轴承轴瓦稳定温度分别低于 70°C 和 85°C ，且相同工况下振动幅值变化不超过 25% 时，宜延长 1—3 年。

j. 年度启停及工况转换次数未超过设备设计允许值，压力脉动未超过合同保证值、设计值或制造厂规定值，且连续 3 个年度无异常水力冲击时，宜延长 1—3 年。

k. 转轮、导叶、主轴等关键部件缺陷经规范化修复，并通过质量验收和运行验证，确认无发展性裂纹、空蚀和异常磨损时，宜延长 2—4 年。

l. 经大修、重大技术改造或关键部件更换，主要性能和结构完整性恢复良好，且振动、摆度、压力脉动、轴瓦温度和无损检测结果满足要求时，宜延长 2—5 年；修正后折旧年限不宜超过 35 年。

注：振动和轴瓦温度量化值适用于相关标准规定的设备结构和正常运行工况，设备设计文件或制造厂规定严于上述数值时，应执行较严要求。启停次数、压力脉动、空蚀损伤等无统一限值的参数，应依次采用设备设计值、合同保证值、制造厂规定值、投产或大修后试验值以及相同工况下的历史稳定值作为评价基准。同一影响因素不得重复修正，修正后折旧年限不宜低于 20 年，不宜超过设备设计使用寿命。（下同）

5.3. 调速器

按照 GB/T 18481、NB/T 10857—2021 及抽水蓄能机组调速器相关技术规范，抽水蓄能电站调速器（含机械液压本体、电气控制部分、主配压阀、接力器、蓄能器、伺服系统、传感器及配套管路阀门等）设计使用寿命一般为 40 年及以上。调速器是机组调节、工况转换与安全停机的核心控制设备，由机械液压系统（主配压阀、接力器、蓄能器等）与电气控制系统（控制器、伺服模块、传感器）组成，长期承受频繁调节、工况切换、油压冲击与油质劣化影响。

5.3.1. 可能缩短寿命的因素

1) 调节频次高、启停频繁：机组年启停、工况切换、调频调节次数远超常规水电，主配压阀、接力器、伺服阀、活塞杆、轴承、弹簧、密封件疲劳磨损加剧。

2) 调节冲击、油压波动频繁：甩负荷、紧急停机、超速、低油压、工况突变频繁，液压冲击、应力循环加速部件疲劳损伤。

3) 液压油质劣化：油液污染、含水、乳化、酸值超标、油温长期偏高，导致阀组卡涩、

密封老化、内漏增大、磨损加快。

4) 机械液压磨损泄漏：主配压阀、接力器、活塞杆磨损，内漏、外漏增大，响应迟缓、精度下降、可靠性降低。

5) 电气控制老化：控制器、PLC、伺服模块、传感器、通信部件老化，软硬件更新滞后、兼容性差、故障率上升。

6) 运行振动、电磁干扰：机组振动、电磁干扰影响伺服精度、传感器稳定性、控制信号可靠性。

7) 维护检修不足：滤油、校验、巡检不到位，缺陷累积、隐患未及时处置。

8) 环境腐蚀、密封失效：潮湿、粉尘、腐蚀环境加速密封老化、部件锈蚀。

5.3.2. 可能延长寿命的措施

1) 优化调节策略：减少无效频繁调节、工况切换冲击，控制启停与调节频次。

2) 提升部件耐久性：采用高精度伺服阀、耐磨密封、抗污染液压部件、高可靠电气元件。

3) 液压系统精细化管理：定期油质检测、过滤、净化、冷却，控制油温油质。

4) 定期检修校验：主配压阀、接力器拆检研磨，密封、滤芯、传感器、伺服阀定期更换校验。

5) 状态监测与诊断：油压、油温、动作特性、调节精度、振动、内漏在线监测。

6) 控制平滑升级：分期更新老化板卡、伺服系统、传感器，平滑过渡兼容。

7) 环境与密封防护：防尘防潮、防腐密封、电磁屏蔽，延长密封与电气寿命。

8) 关键部件延寿改造：主配压阀、接力器、液压站、控制回路大修升级，恢复性能。

5.3.3. 资产折旧年限区间

调速器设计使用寿命为整体服役年限，机械本体结构耐久、电气控制更新周期短，折旧年限需区分机械液压本体与电气控制部分，且不应超过设计使用寿命。结合抽水蓄能电站高调节强度、频繁工况切换的运行特点，折旧年限综合取值。

调速器折旧年限区分本体与控制部分：

机械液压本体：20 年～35 年

电气控制部分：8 年～15 年

综合取值：

高频启停、调节频繁、油质一般、维护常规：15 年～18 年

常规调节、工况稳定、维护规范：18 年～22 年

工况平稳、维护优良、监测完善：22 年～25 年

5.3.4. 折旧年限修正

- 1) 高频启停、调节频繁、工况切换多：缩短 2 年~5 年
 - 2) 甩负荷、紧急停机、冲击事件多：缩短 2 年~5 年
 - 3) 油质长期劣化、油温偏高、污染严重：缩短 2 年~4 年
 - 4) 主配压阀、接力器内漏增大、磨损明显：缩短 2 年~4 年
 - 5) 电气控制老化、故障频发、兼容性差：缩短 2 年~4 年
 - 6) 维护不足、校验滞后、缺陷累积：缩短 1 年~3 年
 - 7) 调节策略优化、冲击减少、工况平稳：延长 1 年~3 年
 - 8) 油质管控严格、过滤净化及时、油温稳定：延长 2 年~4 年
 - 9) 定期拆检研磨、密封 / 传感器 / 伺服阀定期更换：延长 2 年~4 年
 - 10) 状态监测完善、在线诊断到位：加 2 年~4 年 k) 电气平滑升级、部件更新及时：延长 2 年~5 年
 - 11) 本体大修、液压站改造、控制回路升级：延长 2 年~5 年
- 修正后折旧年限不应超过 25 年，机械本体不超过 35 年、控制部分不超过 15 年。

5.4. 进水阀

5.4.1. 进水球阀

按照 NB/T 10078—2018《水轮机进水球阀选用、试验及验收规范》和 GB/T 14478—2025《大中型水轮机进水阀门基本技术规范》，进水球阀设计使用寿命一般为 40 年及以上。进水球阀是抽水蓄能电站主水路控制和事故隔离的重要设备，长期承受高水头压力、启闭冲击、水锤作用、密封摩擦和水质腐蚀等影响。

进水球阀设计使用寿命体现设备本体在规定压力等级、启闭方式和水力条件下的长期承载能力。折旧年限应反映完整主进水阀设备的经济使用周期，不等同于密封件、轴承、液压元件等易损件更换周期，且不宜超过设计使用寿命。

5.4.1.1. 可能缩短寿命的因素

- 1) 年度启闭次数超过设备设计允许值，或连续 3 年明显高于同类型设备正常运行水平，导致密封副、枢轴、轴承、接力器及液压控制部件磨损加剧。
- 2) 动水关闭、事故关闭或紧急关闭次数超过设计允许值，阀体、活门、密封副和基础连接部位承受较大水力冲击。
- 3) 旁通均压系统、缓闭机构、液压系统或保护逻辑异常，实际启闭时间与设计值偏差超过 10%，或最大瞬态压力超过设计允许值。
- 4) 水质含沙、腐蚀性介质或沉积性杂质较多，造成阀体内壁、密封副、活门表面和连接部位腐蚀、结垢或磨损。
- 5) 密封泄漏量超过合同保证值、制造厂规定值，或连续两个检测周期较投产、大修后基准值增长 20%以上。

6) 液压油温度、清洁度等指标不满足制造厂要求, 阀组卡涩、接力器内漏等问题反复发生, 导致实际启闭时间与设计值偏差超过 10%。

5.4.1.2. 可能延长寿命的措施

1) 设置并保持旁通均压、缓闭控制、液压锁定和事故保护功能可靠, 实际启闭时间、动作曲线和最大瞬态压力满足设计要求。

2) 采用不锈钢密封面、耐磨耐蚀密封材料、防腐涂层或耐腐蚀阀体内衬。

3) 建立启闭次数、动水关闭次数、事故关闭次数、启闭时间、密封泄漏量和液压系统状态台账。

4) 定期开展密封检查、阀体内窥检查、液压油化验、接力器动作试验和保护联动试验, 主要参数连续 3 年保持稳定。

5) 结合大修对密封副、枢轴、轴承、液压阀组和接力器进行状态评估和必要更换, 并经试验确认性能恢复。

6) 完成阀体、活门、密封副、枢轴或液压操作系统技术改造, 并经试验确认状态良好。

5.4.1.3. 资产折旧年限区间

考虑进水球阀承担机组投退、事故隔离和水路控制功能, 折旧年限宜取 20—35 年作为基本取值。

1) 基本取值: 进水球阀折旧年限宜取 20—35 年。启闭频繁、动水关闭次数较多, 启闭时间、密封泄漏量或瞬态压力超过规定值的, 宜在 20—25 年区间取值; 主要运行参数满足设计要求, 设备状态正常的, 宜在 25—30 年区间取值; 连续 3 年启闭时间、密封泄漏量、瞬态压力和液压系统状态稳定, 且检修维护质量较高的, 宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 年度启闭次数超过设备设计允许值, 或连续 3 年较同类型设备年均启闭次数高 10%以上, 且密封副、枢轴或轴承出现磨损加剧时, 宜缩短 2—5 年。

b. 动水关闭、事故关闭或紧急关闭次数超过设计允许值, 并经检查确认对阀体、活门、密封副或基础连接部位产生不利影响时, 宜缩短 2—5 年。

c. 实际启闭时间与设计值偏差超过 10%, 动作曲线不满足设计要求, 或最大瞬态压力超过设计允许值时, 宜缩短 2—5 年。

d. 水质腐蚀、泥沙磨蚀或结垢造成阀体内壁、密封面、活门表面持续损伤时, 宜缩短 2—4 年。

e. 密封泄漏量超过合同保证值、制造厂规定值, 或连续两个检测周期较投产、大修后基准值增长 10%以上时, 宜缩短 2—3 年。

f. 液压油温度、清洁度等指标不满足制造厂要求, 阀组卡涩、接力器内漏反复出现, 或由此造成实际启闭时间与设计值偏差超过 10%时, 宜缩短 1—3 年。

g. 连续 3 年实际启闭时间与设计值偏差不超过 10%, 动作曲线和最大瞬态压力满足设计要求, 旁通均压、缓闭控制、液压锁定和事故保护功能可靠时, 宜延长 1—3 年。

h. 采用耐磨耐蚀密封材料、防腐涂层或耐腐蚀阀体内衬,并经检查确认运行状态良好时,宜延长 2—4 年。

i. 连续 3 年年度启闭次数未超过设备设计允许值,无异常动水关闭和事故关闭,密封泄漏量未超过规定值且较基准值增长不超过 10%时,宜延长 1—2 年。

j. 连续 3 年密封检查、液压油化验、接力器动作试验和保护联动试验结果合格,启闭时间、密封泄漏量和液压系统状态稳定时,宜延长 1—3 年。

k. 大修期间完成密封副、枢轴、轴承、液压阀组和接力器状态评估及必要更换,启闭时间、密封泄漏量和动作曲线恢复至验收要求时,宜延长 2—4 年。

l. 阀体、活门、密封副、枢轴或液压操作系统实施技术改造,且启闭时间、密封泄漏量、瞬态压力和保护联动试验结果满足设计要求时,宜延长 2—5 年;修正后折旧年限不宜超过 35 年。

5.4.2. 进水蝶阀

按照 NB/T 10970—2022《水轮机进水液动蝶阀选用、试验及验收规范》和 GB/T 14478—2025《大中型水轮机进水阀门基本技术规范》,进水蝶阀设计使用寿命一般为 40 年及以上。进水蝶阀作为中低水头或特定布置条件下的主水路控制设备,承担水流切断、机组隔离和运行控制功能。

进水蝶阀寿命主要受阀轴疲劳、蝶板变形、密封副磨损、启闭冲击、液压操作系统可靠性和水质腐蚀等因素影响。其折旧年限宜与进水球阀保持同类设备口径,且不宜超过设计使用寿命。

5.4.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 年度启闭次数超过设备设计允许值,或连续 3 年明显高于同类型设备正常运行水平,导致阀轴、轴承、密封副、接力器和液压控制元件磨损加剧。

2) 动水关闭、事故关闭或异常关闭次数超过设计允许值,并对蝶板、阀轴、密封副或基础连接部位造成不利影响。

3) 蝶板关闭不到位,实际启闭时间与设计值偏差超过 10%,或启闭过程反复出现卡涩、抖动和动作曲线异常。

4) 水流中含沙、杂物或腐蚀性成分较多,造成蝶板、阀体内壁和密封副磨损、腐蚀或结垢。

5) 液压油温度、清洁度等指标不满足制造厂要求,阀组卡涩、接力器内漏或锁锭机构异常反复发生,影响阀门动作可靠性。

6) 联锁保护、缓闭控制或开关位置反馈异常,实际位置与指令位置不一致,或保护联动试验不合格。

5.4.2.2. 可能延长寿命的措施

- 1) 优化启闭时间、缓闭曲线和联锁保护, 确保实际启闭时间与设计值偏差不超过 10%, 阀门动作平稳。
- 2) 采用耐磨密封材料、防腐涂层和耐蚀阀轴材料, 提高密封副和转动部件耐久性。
- 3) 定期开展启闭动作试验、液压系统油样分析、密封泄漏检测和阀轴状态检查, 主要参数连续 3 年保持稳定。
- 4) 对蝶板、阀体、阀轴、密封副、接力器和锁锭机构开展周期性检修, 并经试验确认状态良好。
- 5) 建立启闭次数、动水关闭次数、事故关闭次数、启闭时间、密封泄漏量和异常启闭事件记录。
- 6) 对液压系统、锁锭机构、联锁保护和位置反馈装置实施技术改造或更新, 并经试验确认功能正常。

5.4.2.3. 资产折旧年限区间

进水蝶阀折旧年限宜取 20—35 年作为基本取值。

1) 基本取值: 进水蝶阀折旧年限宜取 20—35 年。启闭频繁, 动水关闭次数较多, 启闭时间、密封泄漏量或液压系统状态不满足规定要求的, 宜在 20—25 年区间取值; 主要运行参数满足设计要求、设备状态正常的, 宜在 25—30 年区间取值; 连续 3 年启闭时间、密封泄漏量和液压系统状态稳定, 且检修维护质量较高的, 宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 年度启闭次数超过设备设计允许值, 或连续 3 年较同类型设备年均启闭次数高 20% 以上, 且阀轴、轴承或密封副出现磨损加剧时, 宜缩短 2—5 年。

b. 动水关闭、事故关闭或异常关闭次数超过设计允许值, 并经检查确认对蝶板、阀轴、密封副或基础连接部位产生不利影响时, 宜缩短 2—5 年。

c. 实际启闭时间与设计值偏差超过 10%, 启闭过程反复出现卡涩、抖动, 或蝶板关闭位置不满足设计要求时, 宜缩短 2—4 年。

d. 密封泄漏量超过合同保证值或制造厂规定值, 或连续两个检测周期较投产、大修后基准值增长 20% 以上时, 宜缩短 2—3 年。

e. 水质腐蚀、泥沙磨蚀或杂物冲击造成阀体、蝶板、阀轴或密封副持续损伤时, 宜缩短 2—4 年。

f. 液压油温度、清洁度等指标不满足制造厂要求, 阀组卡涩、接力器内漏、锁锭机构异常或位置反馈故障反复发生时, 宜缩短 1—3 年。

g. 连续 3 年实际启闭时间与设计值偏差不超过 10%, 启闭过程平稳, 缓闭曲线、联锁保护和位置反馈满足设计要求时, 宜延长 1—3 年。

h. 采用耐磨密封材料、防腐涂层或耐蚀阀轴材料, 并经检查确认运行状态良好时, 宜延

长 2—4 年。

i. 连续 3 年年度启闭次数未超过设备设计允许值，无异常动水关闭和事故关闭，密封泄漏量未超过规定值且较基准值增长不超过 10%时，宜延长 1—3 年。

j. 连续 3 年启闭动作试验、液压油化验、密封泄漏检测和保护联动试验结果合格，主要运行参数无明显劣化趋势时，宜延长 1—3 年。

k. 蝶阀、阀体、阀轴、密封副、接力器和锁锭机构经检修或更换后，启闭时间、密封泄漏量和动作曲线恢复至验收要求时，宜延长 2—4 年。

1. 液压系统、锁锭机构、联锁保护和位置反馈装置实施技术改造后，启闭时间、密封泄漏量、动作曲线和保护联动试验结果满足设计要求时，宜延长 2—5 年；修正后折旧年限不宜超过 35 年。

5.5. 励磁系统

抽水蓄能电站励磁系统（含变压器、浇筑母线、交流或直流动力电缆、交流断路器、直流断路器、晶闸管模块、灭磁电阻、风机等一次元件和 PCB 集成电路板卡、电源、继电器、接触器等二次元器件），设计使用寿命一般为 10 年～ 20 年。励磁属于电站二次核心控制设备，承担机组电压调节、无功调节等核心功能。系统寿命受一二次元器件老化、技术迭代、维护管理水平及更新换代周期影响。设计使用寿命不等同于折旧寿命，应结合技术寿命、经济寿命、更新成本及行业实践综合确定。

5.5.1. 可能缩短寿命的因素

1) 电子等二次元器件长期带电老化，继电器、接触器等动作频繁，PCB 集成电路板卡、电源、人机界面等性能衰减、故障率上升。

2) 技术迭代快，软硬件兼容性下降、备件停产、新系统适配困难。

3) 地下主温湿度超标、粉尘、振动、电磁干扰、电源波动影响设备稳定运行。

4) 维护不到位，缺乏定期巡检、除尘、固件或者软件升级。

5) 制造、安装、检修质量缺陷，导致隐性故障频发。

6) 变压器、浇筑母线、交流或直流动力电缆、晶闸管模块、灭磁电阻等一次元件长期带电老化，直流断路器和风机动作频繁，故障率上升。

7) 抽蓄机组启停频率高，单次启停及电制动流程下直流开关需至少分合 4 次，如通常一天内单台机组一抽一发，开关动作次数可达 8 次。进入现货市场后机组跟踪价格曲线会进一步加剧直流开关的电气、机械寿命的衰减。

5.5.2. 可能延长寿命的措施

1) 定期巡检、除尘、固件 / 软件更新、性能测试。

2) 分期平滑升级，避免一次性大改造。

3) 提前储备备件，签订长期维保、技术支持协议。

4) 逐步更新老化板卡、电源、继电器等,实施模块级延寿改造。

5.5.3. 资产折旧年限区间

1) 基本取值

励磁折旧年限宜取 5 年~12 年。

运行环境差、负荷高、技术迭代快、维护一般: 5 年~8 年;

环境正常、维护规范、更新及时: 8 年~10 年;

环境优良、维护完善、状态检修到位: 10 年~12 年。

2) 折旧年限修正

1) 厂房温湿度、粉尘、振动、电源异常: 宜缩短 1 年~2 年。

2) 软硬件老化、漏洞多、长期未升级: 宜缩短 1 年~2 年。

3) 维护不足、备件缺失、维保不到位: 宜缩短 2 年~4 年。

4) 厂房恒温恒湿、粉尘压制、环境优良: 宜延长 1 年~2 年。

6) 定期巡检、除尘、固件/软件升级、数据备份: 宜延长 1 年~2 年。

7) 关键设备冗余、分期平滑升级: 宜延长 5 年~6 年。

8) 模块级延寿改造、板卡更新: 宜延长 5 年~6 年。

5.6. 主变压器(包括联络变压器)

主变压器是抽水蓄能电站的电能输送枢纽,连接发电电动机与电网,承担电压变换、功率输送和隔离功能。其主要由铁芯、绕组(线圈)、绝缘系统(绝缘油和绝缘纸)、油箱、套管、有载分接开关、冷却系统及保护装置组成,应按 GB/T 6451-2023《油浸式电力变压器技术参数和要求》、GB 1094 系列《电力变压器》以及设备专用技术协议、制造厂文件进行设计、制造、试验、运行和维护。相关研究表明,抽水蓄能电站变压器设计使用寿命一般可按 30 年,IEC 及各国标准通常建议变压器设计寿命为 20-30 年,而 IEC 60076-7 规定在额定负载、热点温度 98°C 条件下,标准绝缘系统设计寿命为 180000 小时(约 20.5 年),在良好的维护条件下,变压器实际工作寿命可接近 40 年。

主变压器长期承受发电、抽水、调相等工况下的持续负荷、周期性波动、短时过载及电磁应力,其实际寿命主要受绝缘系统热老化、电老化、机械应力累积、绝缘油劣化、有载分接开关磨损、冷却系统效率下降及运行环境影响。绝缘纸的寿命决定了电力变压器的技术寿命,通常以聚合度作为衡量绝缘纸劣化程度的直接指标,新绝缘纸初始聚合度值约为 1200,当聚合度下降到 200 左右时被认为已到达寿命终点。设计使用寿命不等同于资产折旧年限。折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。

5.6.1. 可能缩短寿命的因素

1) 长期高温运行。若绕组热点温度、顶层油温长期超过制造厂允许值,绝缘纸热老化

显著加快。按照 IEC 60076-7 的 6°C 法则，在 $80\sim 140^{\circ}\text{C}$ 温度范围内，温度每升高约 6°C ，绝缘老化速率约增加一倍。宜缩短 3-6 年；若热点温度超过 140°C 极限值，油中可能产生气泡，降低绝缘强度，应按缺陷处置或减值评估处理。

2) 长期过载或频繁过负荷。抽水蓄能机组在调峰、调频工况下常面临短时过载，若超过制造厂允许的过载倍数和持续时间，绕组温升急剧增加，绝缘寿命损失加速。宜缩短 2-5 年；若出现过载保护动作或油温持续超标，宜缩短 5-8 年。

3) 频繁的负荷波动与热循环。抽水蓄能主变压器因机组频繁启停和工况切换，负荷周期性变化引发绕组和绝缘系统反复热胀冷缩，造成机械应力累积，可能导致绝缘纸脆化、绕组松动。建议按年等效负荷波动次数修正：

年等效波动 ≤ 500 次，且状态正常：宜缩短 0-1 年；

年等效波动 500-1000 次：宜缩短 1-3 年；

年等效波动 > 1000 次：宜缩短 3-5 年。

4) 高湿、凝露、高盐雾、粉尘或腐蚀性环境。若变压器长期处于上述环境，密封件老化加速，水分进入绝缘油，导致介电强度下降，金属部件腐蚀。宜缩短 2-4 年；若伴随绝缘油微水含量超标、介损异常，宜缩短 4-6 年。

5) 绝缘油劣化。油中水分、酸值、介质损耗因数升高，会加速绝缘纸老化，降低绝缘整体性能。若油质长期未处理或油色谱分析 (DGA) 显示过热或放电特征气体异常增长，说明内部存在潜伏性故障，宜缩短 3-6 年。

6) 局部放电、介质损耗、绝缘电阻异常。若局放量持续上升、介损增量异常、绝缘电阻下降，应认为绝缘老化加速。宜缩短 2-5 年；严重时应按绝缘翻新或资产减值考虑。

7) 谐波、过电压、暂态过电压或短路电流冲击。抽水蓄能机组在 SFC 启动、工况转换或系统故障时可能产生高 dv/dt 、谐波畸变和过电压，增加绝缘电应力。若超过设计承受能力，宜缩短 2-4 年。受到短路电流冲击每次宜缩短 1-2 年。

8) 冷却系统能力下降。冷却器结垢、堵塞，油泵或风扇故障，散热器表面污染，会造成油温和绕组温度升高。宜缩短 2-4 年。

9) 有载分接开关 (OLTC) 频繁动作。抽水蓄能主变压器因运行方式调整需要频繁调压，OLTC 触头磨损、油室污染加速。若超出制造厂推荐检修周期或触头磨损超限，宜缩短 1-3 年。

10) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。铁芯多点接地、绕组变形、绝缘受潮、油箱密封不良、套管缺陷等会缩短寿命。宜缩短 2-5 年。

11) 直流偏磁。偶发性直流偏磁且不超过设计值，不宜缩短；偶发性直流偏磁且超过设计值，宜缩短 1 年/次；持续性直流偏磁且不超过设计值，宜缩短 5 年。

5.6.2. 可能延长寿命的措施

1) 采用高等级绝缘系统,如耐高温绝缘纸(Nomex)、热改性绝缘纸,配合优质矿物油或植物酯绝缘油,通过 IEC 60076 系列绝缘试验验证。宜延长 2-4 年。

2) 优化电磁和散热设计,控制绕组热点温度在 98°C 以下,保持冷却油路和散热器洁净,确保顶层油温在设计限值内。宜延长 2-3 年。

3) 加强绝缘油管理,定期进行油过滤、脱气、脱水处理,监测油中水分、酸值、介损及溶解气体,保持油质合格。宜延长 2-4 年。

4) 建立状态检修体系,定期开展油色谱分析(DGA)、局部放电检测、绝缘电阻和介损测试、绕组变形测试(FRA)、铁芯接地电流监测等。宜延长 2-5 年。

5) 将负载率和过载次数控制在制造厂设计边界内,避免长期过载和频繁过负荷冲击。宜延长 2-3 年。

6) 改善运行环境,设置防水、防潮、防腐蚀、防尘措施,控制安装场所环境温度和通风条件。宜延长 1-3 年。

7) 实施重大寿命延长改造,如绝缘翻新(换油及绝缘纸更换)、有载分接开关更新、冷却系统改造、油箱密封升级、套管更换等,经专项寿命评估合格。宜延长 3-6 年,但应以专项寿命评估报告为依据。

5.6.3. 资产折旧年限区间(基本取值 15-25 年)

结合抽水蓄能机组运行方式灵活、负荷波动频繁、电磁与热应力交变明显等特点,主变压器折旧年限建议以 15-25 年作为基本取值区间:

高负载率运行、负荷波动剧烈、状态监测和检修条件一般的变压器,宜取 15-18 年;

常规负载运行、维护水平正常的变压器,宜取 18-22 年;

负载率平稳、绝缘和冷却状态良好、状态检修体系完善的变压器,可取 22-25 年;

经重大技术改造、绝缘翻新或关键部件评估合格的,可在专项评估后延长至 25-28 年。

1) 基本取值:根据变压器运行方式与状态在 15-25 年内选取。对于高负载率运行、负荷波动剧烈、油温和绕组热点温度偏高、状态监测和检修条件一般的变压器,宜取 15-18 年;对于常规负载运行、维护水平正常的变压器,宜取 18-22 年;对于负载率平稳、绝缘和冷却状态良好、状态检修体系完善的变压器,可取 22-25 年;经重大技术改造或绝缘翻新且经专项寿命评估合格的,可在专项评估后延长至 25-28 年。

2) 资产折旧年限修正:

a. 当主变压器绕组热点温度或顶层油温长期超过制造厂允许值,依据 IEC 60076-7:2018 绝缘热老化 6°C 法则及 IEC 60076-2 温升限值标准,寿命宜缩短 3-6 年;若热点温度超过 140°C 且油中产生气泡,应按缺陷处置或减值评估处理。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减(例如原取 20 年,可调整为 14-17 年)。

b. 频繁负荷波动和热循环运行(如年等效波动次数 >500 次,含机组频繁启停引起的功

率周期性变化），造成绕组机械应力累积和绝缘纸脆化，依据 IEC 60076-7:2018 负载导则及绝缘纸热老化研究，寿命宜缩短 1-5 年（年波动 500-1000 次宜缩短 1-3 年，>1000 次宜缩短 3-5 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 20 年，可调整为 15-19 年或更低）。

c. 在长期过载或频繁过负荷情况下运行，超过制造厂允许过载倍数或持续时间，依据 IEC 60076-7:2018 负载导则，寿命减少 2-5 年；若出现过载保护动作或油温持续超标，宜缩短 5-8 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 20 年，可调整为 12-18 年或更低）。

d. 在绝缘油劣化（油中水分、酸值超标，介质损耗因数升高）或油色谱分析（DGA）显示过热、放电特征气体异常情况下持续运行，依据 IEC 61181:2007 油中溶解气体分析标准及 IEC 60599 故障气体判据标准，寿命宜缩短 3-6 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 20 年，可调整为 14-17 年）。

e. 在采用高等级绝缘材料（耐高温绝缘纸、植物酯绝缘油等），优化电磁与散热设计条件下，依据 IEC 60076-7:2018 绝缘寿命评估方法及 IEC 60076-14 高温绝缘系统标准，可延长设备折旧年限 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 20 年，可调整为 22-24 年）。

f. 在设备运行期间加强绝缘油管理（定期滤油、脱气、脱水处理），保持油质合格并监测油中溶解气体，依据 IEC 61181:2007 油中溶解气体分析标准及设备使用说明书，可在设备折旧基本取值中增加 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 20 年，可调整为 22-24 年）。

g. 实施定期的油色谱分析（DGA）、局部放电检测、绝缘电阻和介损测试、绕组变形测试（FRA）、铁芯接地电流监测，结合运行状态调整检修计划，对设备开展定期优质维护，依据 IEC 60076-3:2013 绝缘水平和介电试验标准及 IEC 60076-7:2018 负载导则，可在设备折旧基本取值中增加 2-5 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-5 年（例如原取 20 年，可调整为 22-25 年）。

h. 在改善运行环境（设置防水、防潮、防腐蚀、防尘措施，控制环境温度和通风条件），保证变压器长期处于清洁、干燥、通风良好的环境中运行的情况下，依据 IEC 60076-7:2018 运行环境影响评估方法，宜延长折旧年限 1-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1-3 年（例如原取 20 年，可调整为 21-23 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（绝缘翻新、有载分接开关更新、冷却系统改造、油箱密封升级等），且经绝缘纸聚合度检测、油质分析和专项寿命评估合格的情况下，依据 IEC 60076-7:2018 绝缘寿命评估方法，宜延长折旧年限 3-6 年。取值调整为原拟定折旧年限加 3-6 年（例如原取 20 年，可调整为 23-26 年）。

5.7. GIS 设备

气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)是抽水蓄能电站的重要一次设备,承担电能汇集、分配、控制与保护功能。GIS 将断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线及连接导体及附件等高压电器元件封闭组合在充有六氟化硫等绝缘气体的金属外壳中。应按 GB/T 7674-2020《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》、IEC 62271-203-2022 及相关标准进行设计、制造、试验、运行和维护。

根据设备制造厂技术资料及国内外工程运行经验,GIS 的设计使用寿命一般为 30-40 年。设备实际使用寿命主要受操动机构磨损、密封系统老化、SF₆ 气体质量变化、绝缘性能劣化、局部放电及运行环境等因素影响。设计使用寿命不等同于资产折旧年限。资产折旧年限应综合考虑设备经济使用周期内的价值消耗、设备运行工况、检修维护水平、更新改造情况等因素后确定。

5.7.1. 可能缩短寿命的因素

1) 断路器、隔离开关等操动机构动作频繁,机械磨损增加。抽水蓄能机组工况切换和启停频繁,GIS 断路器需在较短时间内完成开断和合闸操作。若断路器累计操作次数或短路开断次数接近、达到或超过制造厂规定的机械寿命、电寿命限值,宜结合设备状态评价结果对折旧年限进行修正。当累计操作次数接近或达到制造厂寿命限值时,宜缩短 3-6 年;当累计操作次数超过制造厂寿命限值时,宜缩短 6-10 年。

2) 密封性能下降导致 SF₆ 气体泄漏或气体质量指标异常。GIS 密封性能是保障绝缘和灭弧能力的关键,密封件老化、法兰密封性能下降或气室微漏可能导致 SF₆ 气体压力下降、含水量升高,从而影响设备绝缘性能。若 SF₆ 气体压力、含水量、纯度或分解产物等指标接近或达到制造厂允许值,宜缩短 2-5 年;若 SF₆ 气体压力、含水量、纯度或分解产物等指标超出制造厂允许值,宜缩短 5-8 年。

3) 绝缘缺陷或局部放电持续发展,引起绝缘性能劣化。若 GIS 内部绝缘缺陷(导体毛刺、悬浮屏蔽、绝缘子裂纹)导致局部放电量持续上升,会加速 SF₆ 气体分解和绝缘表面劣化,增加闪络风险。宜缩短 3-7 年;严重时应按缺陷处置或资产减值考虑。

4) 高湿、高盐雾、腐蚀性气体及粉尘等环境因素加速设备老化。GIS 长期处于高湿、盐雾、腐蚀性气体环境,密封圈加速老化,外壳金属腐蚀,绝缘支撑性能退化。宜缩短 2-5 年。

5) 设备基础沉降、振动或结构变形影响设备长期运行可靠性。若 GIS 安装区域存在振动超标、地基不均匀沉降,可能造成连接部位松动、密封失效和绝缘支撑受力异常。宜缩短 2-4 年。

6) 运行维护水平不足,设备缺陷未得到及时发现和处理。断路器、隔离开关和接地开关的操动机构是 GIS 中的主要运动部件,若出现液压/弹簧机构漏油、压力下降、机械卡涩

等故障，长期存在拒动、误动或动作时间超限风险，从而影响设备可靠性并缩短使用寿命。宜缩短 2-5 年。

7) 关键部件老化、磨损或性能退化。GIS 内断路器累计短路开断次数接近或达到制造厂规定的寿命限值时，应结合断路器状态评估结果，对 GIS 整体折旧年限进行修正。

8) 重大故障、异常运行工况及外部冲击造成设备损伤。设备发生内部闪络、绝缘击穿、电气误操作、运输不当、受潮、地震等事件后，可能导致不可逆的损伤。建议结合专项评估结果宜缩短 2-5 年；损伤严重时应重新评估设备剩余使用寿命。

5.7.2. 可能延长寿命的措施

1) 建立完善的状态检修和设备评价体系。基于设备运行数据、状态监测结果及历史缺陷信息开展状态评价，合理制定检修策略和检修周期，提高缺陷发现和处理的及时性，有利于延长设备使用寿命。

2) 定期开展气体质量检测、局部放电检测及设备状态监测。定期开展 SF₆ 气体压力、含水量和纯度检测，定期开展 SF₆ 气体分解产物检测、局部放电在线监测、超声波局部放电检测，定期开展断路器动作特性分析、操动机构状态评估和密封性能检查。宜延长 3-5 年。

3) 加强运行环境管理，采取防潮、防凝露、防腐蚀和防尘措施。室内 GIS 保持通风良好，设置除湿、防凝露、防腐蚀和防尘措施，严格控制环境温度和湿度在规定范围内。宜延长 1-3 年。

4) 及时处理设备缺陷，防止缺陷扩大。对气体泄漏、局部放电、机构异常、接触不良及绝缘劣化等缺陷及时采取治理措施，避免缺陷进一步发展导致设备性能下降或故障停运。

5) 严格控制设备运行工况和操作频次。减少不必要的倒闸操作，避免频繁开断额定电流和短路电流，将断路器开断次数控制在制造厂允许范围内，减缓操动机构和触头系统磨损。

6) 定期开展设备维护、检修和性能恢复工作。改善安装基础条件，定期检查设备基础沉降和紧固力矩，确保 GIS 本体和连接部位受力均匀。宜延长 1-2 年。

7) 实施关键部件更新改造及寿命延长技术改造，建立设备全寿命周期管理机制。如密封系统升级改造、操动机构整体更换、断路器极柱更新、绝缘子更换等，经专项寿命评估合格，宜延长 5-8 年，应以专项寿命评估报告为依据。

5.7.3. 资产折旧年限区间（基本取值 18-30 年）

结合抽水蓄能电站运行方式复杂、开关站倒闸操作及设备可靠性要求较高等特点，GIS 折旧年限建议以 18-30 年作为基本取值区间。

1) 基本取值：抽水蓄能电站 GIS 设备资产折旧年限宜取 18-30 年。

对于操作较频繁、设备老化程度较高或运行环境较差的 GIS 设备，宜取 18-22 年；对于常规运行条件下的 GIS 设备，宜取 22-26 年；对于运行工况良好、设备状态优良且状态检修

体系完善的 GIS 设备，宜取 26-30 年；经重大技术改造或关键部件更新并通过专项寿命评估的设备，可适当延长折旧年限，但原则上不宜超过 35 年。

2) 资产折旧年限修正

GIS 设备折旧年限应在基本取值基础上，根据设备运行状态和寿命影响因素进行修正。

当存在下列情况时，可在原拟定折旧年限基础上进行宜缩短（例如原取 25 年，可调整为 15-22 年或更低）。

a. 断路器、隔离开关等操动机构动作频繁，累计操作次数接近或达到制造厂寿命限值时，宜缩短 3-6 年；超过制造厂寿命限值时，宜缩短 6-10 年。

b. SF₆ 气体泄漏或气体压力、含水量、纯度、分解产物等指标异常或密封性能明显下降时，宜缩短 2-5 年；严重泄漏或气体质量指标持续超标时宜缩短 5-8 年。

c. 局部放电持续发展、绝缘性能劣化或存在影响安全运行的绝缘缺陷时，宜缩短 3-7 年。

d. 长期处于高湿、高盐雾、腐蚀性气体及粉尘等不利环境条件时，宜缩短 2-5 年。

e. 设备基础沉降、振动超标或结构变形影响设备运行可靠性时，宜缩短 2-4 年。

f. 运行维护水平不足，设备缺陷未能及时发现和处理时，宜缩短 2-5 年。

g. 发生重大故障、异常运行工况或外部冲击事件并造成设备损伤时，宜缩短 2-5 年；损伤严重时应重新评估剩余使用寿命。

当具备下列条件时，可在原拟定折旧年限基础上进行增加（例如原取 25 年，可调整为 28-30 年或更高）。

h. 定期检测 SF₆ 气体压力、含水量、纯度和分解产物，保持气体质量合格且设备状态良好时，宜延长 2-4 年。

i. 实施定期的 SF₆ 气体分解产物检测、局部放电在线监测、超声波局部放电检测、断路器动作特性分析、操动机构状态评估和密封性能检查，对设备开展定期优质维护时，宜延长 3-5 年

j. 运行环境良好，防潮、防凝露、防腐蚀及防尘措施有效时，宜延长 1-3 年；

k. 实施关键部件更新改造或寿命延长技术改造（密封系统升级改造、操动机构整体更换、断路器极柱更新、绝缘子更换等）后，且经 SF₆ 气体分析、局部放电测试、密封性能试验和专项寿命评估合格的情况下，宜延长 5-8 年。

折旧年限调整应结合设备状态评价、运行记录、检修历史及专项寿命评估结果综合确定。修正后折旧年限原则上不宜超过 35 年。

5.8. 高压引出设备

5.8.1. 户外电容式电压互感器（CVT）

户外电容式电压互感器是抽水蓄能电站开关站/升压站中的重要高压测量设备，连接于

线路与地之间，将一次高电压按比例变换为标准的低电压信号（通常为 $100/\sqrt{3}\text{V}$ 或 100V ），供计量、测量、控制和继电保护装置使用，并可兼作电力线路载波（PLC）耦合装置。CVT 由电容分压器和电磁单元两部分组成，其设计及内部接线使电磁单元的二次电压实质上与施加到电容分压器上的一次电压成正比，且在连接方法正确时其相位差接近于零。户外 CVT 应按照 GB/T 4703-2007《电容式电压互感器》、GB/T 20840.5-2013《互感器 第 5 部分：电容式电压互感器的补充要求》、IEC 61869-5:2011 以及设备专用技术协议、制造厂文件进行设计、制造、试验、运行和维护。抽水蓄能电站高压配电装置（220kV 及以上）通常采用户外 CVT，其技术优势在于绝缘性能优良、成本可控、兼具载波通信功能，广泛适配高压场景。

相关研究表明，CVT 的电容分压器部分采用全膜介质结构，电容温度系数在 $2 \times 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ 之内，介质损耗小、局部放电量低，产品外露金属件多采用铝合金材质，结构美观且防腐性能良好。CVT 设计使用寿命一般可按 30-40 年考虑，其中电容分压器绝缘系统、电磁单元绕组绝缘、中间变压器、补偿电抗器、二次端子箱及户外密封系统是影响寿命的关键环节。

CVT 长期承受系统电压、操作过电压、雷电过电压及户外环境（日照、雨水、温差、盐雾等）的持续作用，其实际寿命主要受电容元件绝缘老化与击穿、绝缘油劣化、电磁单元密封失效受潮、中间变压器及补偿电抗器绕组绝缘劣化、二次接线盒密封不良、局部放电及运行环境影响。设计使用寿命不等同于资产折旧年限。折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。

5.8.1.1. 可能缩短寿命的因素

1) 电容元件击穿或电容量异常。CVT 的电容分压器由多个电容元件串联组成，是决定 CVT 性能的核心部分。若部分电容元件发生击穿，将导致电容量变化、分压比偏移、二次电压异常降低，CVT 无法正常工作。抽水蓄能电站已有 500kV CVT 因内部 4 个电容元件击穿导致二次电压偏低的实际案例。宜缩短 3-8 年；若电容分压器多数元件老化严重，应按缺陷处置或资产减值处理。

2) 电磁单元内部受潮或绝缘油劣化。电磁单元（含中间变压器、补偿电抗器）若密封不良，水分侵入后引起绝缘油微水含量升高、介损增大，甚至引发二次电压异常波动和保护告警，严重时导致匝间短路。宜缩短 2-5 年；若伴随绝缘电阻下降或油色谱异常，宜缩短 5-8 年。

3) 介质损耗因数（介损）持续增大。介损是反映 CVT 电容分压器绝缘状况的重要指标，若介损值持续上升或随试验电压下降而增加，表明电容元件绝缘存在老化、受潮或局部缺陷。宜缩短 3-6 年。

4) 局部放电量持续上升。若 CVT 内部存在绝缘缺陷（电容元件连接片接触不良、绝缘材料有气泡或杂质等），局部放电量持续增大，会加速绝缘老化。宜缩短 2-5 年。

5) 户外运行环境恶劣。CVT 长期暴露于高盐雾、高湿、强紫外线、酸雨、粉尘等户外

环境，外绝缘爬电比距不足时可能发生污闪；密封件和金属件加速老化与腐蚀。宜缩短 2-5 年；若伴随外绝缘表面严重积污或裂纹，宜缩短 5-7 年。

6) 铁磁谐振过电压冲击。CVT 的电容分压器与中间变压器的非线性励磁电感构成谐振回路，在系统操作或故障清除时可能激发铁磁谐振过电压，造成内部元件过热、绝缘损伤甚至爆炸。宜缩短 2-4 年；若发生多次铁磁谐振事件且无有效抑制措施，宜缩短 4-6 年。

7) 中间变压器绕组绝缘老化。中间变压器是电磁单元的核心部件，长期承受工作电压和过电压应力，绕组匝间绝缘逐步老化劣化，可能导致匝间短路或二次电压畸变。宜缩短 2-4 年。

8) 二次接线盒密封不良。二次端子箱密封不良导致潮气侵入，二次回路绝缘下降，造成测量误差增大或保护装置误动作。宜缩短 1-3 年。

9) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。电容元件连接片工艺不良、电磁单元绝缘浸渍不充分、密封面加工精度不足、运输存储受潮等会显著缩短 CVT 寿命。一起 110kV CVT 故障案例分析表明，电容分压器内电容元件之间连接片处存在绝缘薄弱点是导致设备失效的根本原因。宜缩短 2-5 年。

5.8.1.2. 可能延长寿命的措施

1) 选用全膜介质电容元件，优化电容分压器温度特性。采用高质量聚丙烯薄膜与绝缘油复合介质，电容温度系数低，介质损耗小，局部放电量低，具有长期性能和可靠性。宜延长 2-4 年。

2) 加强电磁单元密封设计，提升防潮防腐性能。电磁单元密封结构优化升级，户外法兰密封面采用优质耐老化密封件，二次端子箱设置呼吸器或防凝露装置。宜延长 2-3 年。

3) 设置可靠的铁磁谐振抑制装置。采用谐振型阻尼器或速饱和电抗型阻尼器，在系统操作时快速消耗谐振能量，避免铁磁谐振对设备造成累积损伤。宜延长 2-4 年。

4) 优化外绝缘设计。针对户外运行环境，采用防污型瓷套或复合绝缘外套，适当增加爬电比距，提高抗污闪和抗老化能力。宜延长 2-3 年。

5) 建立状态检修体系，定期开展介质损耗及电容量测试、绝缘电阻测试、二次绕组直流电阻测试、绝缘油试验及油色谱分析，必要时开展局部放电测试和红外测温。通过状态监测实现早期缺陷预警和精准检修。宜延长 2-4 年。

6) 改善运行环境，对户外 CVT 底座及二次接线盒设置防水、防潮、防小动物措施，加强日常巡视检查和红外测温频次。宜延长 1-2 年。

7) 实施重大寿命延长改造，如电容分压器整体更新、中间变压器更换、电磁单元整体更换、密封系统升级改造等，经专项寿命评估合格。宜延长 4-8 年，但应以专项寿命评估报告为依据。

5.8.1.3. 资产折旧年限区间（基本取值 12-25 年）

结合抽水蓄能电站高压配电装置运行特点和户外环境条件，CVT 折旧年限建议以 12-25

年作为基本取值区间：

户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、温差大）、运行年限较长、状态监测和检修条件一般的 CVT，宜取 12-14 年；

户外环境条件正常、维护水平正常的 CVT，宜取 15-17 年；

运行环境相对良好、电容分压器和电磁单元状态良好、状态检修体系完善的 CVT，可取 18-20 年；

经电容分压器更新、中间变压器更换或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 21-25 年。

1) 基本取值：根据 CVT 运行方式与状态在 12-25 年内选取。对于户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、温差大）、运行年限较长、电容分压器电容量或介损出现异常趋势、状态监测和检修条件一般的 CVT，宜取 12-14 年；对于户外环境条件正常、维护水平正常的 CVT，宜取 15-17 年；对于运行环境相对良好、电容分压器和电磁单元状态良好、状态检修体系完善的 CVT，可取 18-20 年；经电容分压器更新、中间变压器更换或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 21-25 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当 CVT 电容分压器出现电容元件击穿、电容量偏差超出制造厂允许范围（如超出额定值 $-5\%\sim+10\%$ ），或介质损耗因数持续增大且超出出厂值的 1.3 倍或 0.2%，依据 GB/T 4703-2007《电容式电压互感器》出厂试验及例行试验要求，寿命宜缩短 3-8 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 15 年，可调整为 7-12 年）。

b. 当 CVT 电磁单元内部受潮，绝缘油微水含量或介损超标，或发生二次电压异常波动，依据 GB/T 4703-2007 及 DL/T 726《电力用电压互感器订货技术条件》中绝缘性能要求，寿命宜缩短 2-8 年（轻微受潮且及时处理宜缩短 2-5 年，严重受潮或绝缘油劣化宜缩短 5-8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 15 年，可调整为 7-13 年或更低）。

c. 当 CVT 长期在户外高盐雾、高湿、强紫外线等恶劣环境条件下运行，外绝缘表面严重积污或出现裂纹，爬电比距不满足要求，依据 GB/T 4703-2007 使用条件要求及 DL/T 726 环境适应性要求，寿命宜缩短 2-7 年（一般恶劣环境宜缩短 2-5 年，严重积污或爬电不足宜缩短 5-7 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 15 年，可调整为 8-13 年或更低）。

d. 当 CVT 发生多次铁磁谐振事件且无有效抑制措施，造成内部元件多次承受过电压冲击，依据 GB/T 4703-2007 规定的铁磁谐振试验要求，寿命宜缩短 2-6 年（偶发且已加装抑制装置宜缩短 2-4 年，多次发生且无保护宜缩短 4-6 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 15 年，可调整为 11-13 年或更低）。

e. 在选用全膜介质电容元件，优化电容分压器温度特性（电容温度系数 $\leq 2 \times 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ ），介质损耗小、局部放电量低的产品条件下，依据 GB/T 4703-2007 及 IEC 61869-5:2011

标准要求，可延长设备折旧年限 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 15 年，可调整为 17-19 年）。

f. 在设备运行期间加强电磁单元密封管理，定期检测绝缘油微水含量和介损，保持二次接线盒密封良好，依据 DL/T 726《电力用电压互感器订货技术条件》及设备使用说明书，可在设备折旧基本取值中增加 2-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-3 年（例如原取 15 年，可调整为 17-18 年）。

g. 实施定期的介质损耗及电容量测试、绝缘电阻测试、二次绕组直流电阻测试、绝缘油试验及油色谱分析，必要时开展局部放电测试和红外测温，结合运行状态调整检修计划，对设备开展定期优质维护，依据 GB/T 4703-2007 例行试验要求及 DL/T 726 维护要求，可在设备折旧基本取值中增加 2-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-3 年（例如原取 15 年，可调整为 17-18 年）。

h. 在改善户外运行环境（对 CVT 底座及二次接线盒设置防水、防潮、防小动物措施，安装防污闪涂料或增爬裙，加强日常巡视检查和红外测温频次）的情况下，依据 GB/T 4703-2007 使用条件及户外设备运行环境要求，宜延长折旧年限 1-2 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1-2 年（例如原取 15 年，可调整为 16-17 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（电容分压器整体更新、中间变压器更换、电磁单元整体更换、密封系统升级改造等），且经介损及电容量测试、绝缘电阻测试、油试验和专项寿命评估合格的情况下，依据 GB/T 4703-2007 及 IEC 61869-5:2011 标准，宜延长折旧年限 4-8 年。取值调整为原拟定折旧年限加 4-8 年（例如原取 15 年，可调整为 19-23 年）。

5.8.2. 户外避雷器

户外避雷器是抽水蓄能电站开关站/升压站中保护电气设备免受过电压损害的关键保护设备，并联连接于高压导体与地之间，用于限制雷电过电压和操作过电压的幅值，保护发电电动机、主变压器、GIS、CVT 等高压电气设备的绝缘安全。抽水蓄能电站高压配电装置（220kV 及以上）通常采用户外金属氧化物避雷器（MOA），其主要由氧化锌（ZnO）非线性电阻阀片串联堆叠构成，外部采用瓷套或复合硅橡胶外套封装。户外避雷器应按照 GB/T 11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》、IEC 60099-4:2014《避雷器 第 4 部分：交流系统用无间隙金属氧化物避雷器》以及设备专用技术协议、制造厂文件进行设计、制造、试验、运行和维护。GB/T 11032-2020 规定了交流无间隙金属氧化物避雷器的标志及分类、标准额定值和运行条件、技术要求及试验方法等，适用于为限制交流电力系统瞬态过电压而设计的无间隙金属氧化物避雷器。IEC 60099-4:2014 适用于无火花隙的非线性金属氧化物电阻式电涌放电器，设计用于限制交流电源电路上超过 1kV 的电压浪涌。

相关研究表明，在长期稳定性方面，MOA 阀片老化率低于 0.5%/年，泄漏电流稳定在 1mA 以下，寿命一般可达 30 年以上。户外避雷器在运行中长期承受系统工频电压、操作过电压、

雷电过电压以及户外环境（日照、雨水、温差、盐雾等）的共同作用，其实际寿命主要受氧化锌电阻阀片电老化、密封系统老化、内部受潮、局部放电、多重雷击冲击老化及运行环境影响。密封老化导致潮气侵入是影响避雷器寿命的主要因素，密封不良会使内部绝缘水平下降，加速电阻片的劣化。由于杂散电容的存在使得 MOA 电阻片的电压承担率分布不均匀，部分电阻片运行荷电率升高，将因承担电压过高而加速老化并率先损坏，最终导致整个 MOA 损坏，缩短其预期运行寿命。设计使用寿命不等同于资产折旧年限。折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。

5.8.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 密封老化与内部受潮。避雷器密封结构（密封圈、法兰密封面）老化导致潮气侵入内部，是影响避雷器寿命的首要因素。密封不良后潮气侵入，造成内部绝缘水平下降，加速电阻片劣化，严重时可引起爆炸。宜缩短 3-8 年；若泄漏电流异常增大或绝缘电阻显著下降，应按缺陷处置或资产减值处理。

2) 氧化锌阀片电老化。MOA 在运行中长期承受工频电压，阀片在持续的电场应力下发生缓慢的电老化，表现为泄漏电流增大、阻性电流分量上升、参考电压下降。阀片老化率虽然通常低于 0.5%/年，但若持续运行电压偏高或散热不良，老化速率将显著加快。宜缩短 2-5 年；若阻性电流占比超过 40%或参考电压下降超过 5%，宜缩短 5-8 年。

3) 多重雷击冲击老化。避雷器在其运行寿命过程中承受多次雷电冲击过电压，多重雷击会导致氧化锌避雷器老化速率加快、使用寿命及电气性能降低，甚至直接造成避雷器破裂损坏。抽水蓄能电站多建于山区，雷电活动较为频繁，宜缩短 2-5 年；若历年雷击动作次数远超同类设备平均水平，宜缩短 5-8 年。

4) 操作过电压频繁作用。抽水蓄能机组在发电、抽水、调相等工况间频繁切换，断路器和隔离开关操作过程中产生的操作过电压对避雷器阀片造成累积冲击，加速电老化进程。宜缩短 2-4 年。

5) 暂态过电压（TOV）耐受。系统发生单相接地故障或甩负荷时可能产生较高的暂态过电压，若避雷器额定电压选取裕度不足，在 TOV 作用下阀片吸收能量超过耐受能力，将加速劣化甚至热崩溃。宜缩短 2-5 年。

6) 户外运行环境恶劣。避雷器长期暴露于高盐雾、高湿、强紫外线、酸雨、粉尘等户外环境，复合外套或瓷套表面积污严重时，爬电比距不足可能导致外绝缘闪络；密封件和金属法兰加速老化与腐蚀。宜缩短 2-5 年。

7) 泄漏电流持续增大。运行电压下全电流和阻性电流是判断避雷器状态的重要指标。当全电流突变量超过初始值 20%，或阻性分量占比超过 40%时，判定阀片存在显著劣化。宜缩短 3-7 年。

8) 局部放电与内部缺陷。若避雷器内部存在制造缺陷(阀片侧面绝缘不良、内部气体间隙、连接件松动等),局部放电持续加剧,加速绝缘劣化。宜缩短 2-5 年。

9) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。阀片侧面绝缘涂覆不良、密封面加工精度不足、装配过程中清洁度不够、运输存储受潮等会显著缩短避雷器寿命。宜缩短 2-5 年。

5.8.2.2. 可能延长寿命的措施

1) 选用优质氧化锌阀片,严格控制老化率。选用老化率低($\leq 0.5\%$ /年)、非线性系数高($\alpha > 30$)、通流容量大的高性能阀片,确保在持续运行电压下长期稳定性优良。宜延长 2-4 年。

2) 加强密封设计与防潮措施。采用激光焊接不锈钢壳体或优质复合硅橡胶外套,配置高性能密封圈,密封防爆设计通过 3000kPa 压力释放试验。户外法兰密封面采用耐老化、耐温差的密封材料,可有效防止潮气侵入。宜延长 2-3 年。

3) 合理选取额定电压和持续运行电压。根据抽水蓄能电站系统中性点接地方式和单相接地故障切除时间,合理选取避雷器的持续运行电压 U_c 和额定电压 U_r ,确保在暂态过电压条件下具有足够的热耐受能力。避雷器持续运行电压应不小于系统最高相电压。宜延长 2-3 年。

4) 合理配置避雷器数量和安装位置。采用电力系统暂态仿真程序(如 ATP/EMTP),对多种过电压保护方案进行雷电过电压仿真计算,合理配置避雷器的数量和位置,能降低各电气设备上的最大雷电过电压,使各电气设备具有足够的绝缘裕度。宜延长 1-2 年。

5) 建立状态检修体系,定期开展泄漏电流测试(全电流和阻性电流分量)、绝缘电阻测试、底座绝缘电阻测试、红外测温、局部放电检测和动作计数器检查。依据 DL/T 474.5-2018《现场绝缘试验实施导则 避雷器试验》和 DL/T 596-2021《电力设备预防性试验规程》开展检测工作。500kV 及以上电压等级避雷器应 3~5 年进行一次停电试验。宜延长 2-4 年。

6) 配置在线监测装置。安装避雷器在线监测系统,实时连续采集泄漏电流、阻性电流、全电流、动作次数等关键参数,实现 24 小时不间断监测和故障预警。通过泄漏电流谐波分析,可提前预警阀片受潮或劣化。宜延长 1-3 年。

7) 改善运行环境,对户外避雷器瓷套或复合外套定期清扫和检查,保持外绝缘表面清洁,设置防污闪涂层或增爬裙,加强日常巡视检查和红外测温频次。宜延长 1-2 年。

8) 实施重大寿命延长改造,如避雷器整体更换、选用更高额定电压和更大通流容量的升级产品等,经专项寿命评估合格。宜延长 3-6 年,但应以专项寿命评估报告为依据。

5.8.2.3. 资产折旧年限区间(基本取值 12-25 年)

结合抽水蓄能电站高压配电装置运行特点和户外环境条件,避雷器折旧年限建议以

12-25 年作为基本取值区间：

户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、强紫外线）、雷电活动频繁、运行年限较长、状态监测和检修条件一般的避雷器，宜取 12-14 年；

户外环境条件正常、维护水平正常的避雷器，宜取 15-17 年；

运行环境相对良好、密封和阀片状态良好、状态检修体系完善的避雷器，可取 18-20 年；经整体更换或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 21-25 年。

1) 基本取值：根据避雷器运行方式与状态在 12-25 年内选取。对于户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、强紫外线）、雷电活动频繁、泄漏电流出现异常趋势、状态监测和检修条件一般的避雷器，宜取 12-14 年；对于户外环境条件正常、维护水平正常的避雷器，宜取 15-17 年；对于运行环境相对良好、密封和阀片状态良好、状态检修体系完善的避雷器，可取 18-20 年；经整体更换或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 21-25 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当避雷器泄漏电流持续增大，全电流突变量超过初始值 20%，或阻性电流分量占比超过 40%，阀片存在显著劣化，依据 DL/T 474.5-2018《现场绝缘试验实施导则 避雷器试验》及 DL/T 596-2021《电力设备预防性试验规程》中泄漏电流及阻性电流测试要求，寿命宜缩短 3-8 年（阻性电流异常增大宜缩短 3-5 年，全电流和阻性电流均严重超标宜缩短 5-8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上缩短（例如原取 15 年，可调整为 10-12 年）。

b. 当避雷器密封老化、内部受潮，表现为绝缘电阻显著下降或泄漏电流异常增大，依据 GB/T 11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》密封性能试验要求及 DL/T 596-2021 绝缘电阻测试要求，寿命宜缩短 3-8 年（轻微受潮且及时处理宜缩短 3-5 年，严重受潮或已发生内部放电宜缩短 5-8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上缩短（例如原取 15 年，可调整为 7-17 年）。

c. 当避雷器历年雷电动作次数远超同类设备平均水平，承受多重雷击冲击导致阀片加速老化，依据 GB/T 50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》雷电过电压保护要求及 MOA 冲击老化研究结论，寿命宜缩短 2-8 年（动作次数偏高且状态正常宜缩短 2-5 年，动作频繁且泄漏电流已增大宜缩短 5-8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上缩短（例如原取 15 年，可调整为 7-13 年）。

d. 当避雷器在户外高盐雾、高湿、强紫外线等恶劣环境条件下长期运行，外绝缘表面严重积污或复合外套出现老化龟裂，依据 GB/T 11032-2020 使用条件及外套绝缘要求，寿命宜缩短 2-5 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 15 年，可调整为 10-13 年）。

e. 在选用优质氧化锌阀片（老化率 $\leq 0.5\%$ /年、非线性系数 $\alpha > 30$ ），采用激光焊接不

锈钢壳体或优质复合硅橡胶外套，密封防爆设计通过 IEC 60099-4 压力释放试验的条件下，依据 GB/T 11032-2020 及 IEC 60099-4:2014 标准要求，可延长设备折旧年限 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 15 年，可调整为 17-19 年）。

f. 在设备运行期间合理选取额定电压和持续运行电压，确保在暂态过电压条件下具有足够热耐受能力，合理配置避雷器数量和安装位置以降低各电气设备最大雷电过电压，依据 GB/T 50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》绝缘配合设计要求及设备使用说明书，可在设备折旧基本取值中增加 2-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-3 年（例如原取 15 年，可调整为 17-18 年）。

g. 实施定期的泄漏电流测试（全电流和阻性电流分量）、绝缘电阻测试、底座绝缘电阻测试、红外测温、局部放电检测和动作计数器检查，对设备开展定期优质维护，依据 DL/T 474.5-2018《现场绝缘试验实施导则 避雷器试验》及 DL/T 596-2021《电力设备预防性试验规程》，可在设备折旧基本取值中增加 2-4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2-4 年（例如原取 15 年，可调整为 16-19 年）。

h. 在配置避雷器在线监测装置，实时连续采集泄漏电流、阻性电流、全电流、动作次数等关键参数，实现 24 小时不间断监测和故障预警的情况下，依据 DL/T 596-2021 在线监测技术要求，宜延长折旧年限 1-3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1-3 年（例如原取 15 年，可调整为 16-18 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（避雷器整体更换、选用更高额定电压和更大通流容量的升级产品等），且经泄漏电流测试、绝缘电阻测试、红外测温 and 专项寿命评估合格的情况下，依据 GB/T 11032-2020 及 IEC 60099-4:2014 标准，宜延长折旧年限 3-6 年。取值调整为原拟定折旧年限加 3-6 年（例如原取 15 年，可调整为 18-21 年）。

5.8.3. 户外隔离开关

户外隔离开关是抽水蓄能电站高压配电装置中的重要开关设备，串联连接于高压导体回路中，主要功能是在无载流或小电流情况下进行电路切换，为被检修的发电电动机、主变压器、GIS、断路器、电压互感器等高压电气设备提供安全可靠的明显断开点，实现电气隔离。户外隔离开关没有专门的灭弧装置，不能用于开断负载电流和短路电流，通常与断路器配合使用，在断路器开断后再进行分合操作，也可用于小电流开合（如母线转换电流、电压互感器充电电流等）。户外隔离开关应由导电回路（触头系统）、绝缘支撑（瓷柱/瓷瓶）、操动机构及基座框架等主要部件组成，应按照 GB/T 1985-2023《高压交流隔离开关和接地开关》、IEC 62271-102:2018、DL/T 486-2021《高压交流隔离开关和接地开关》以及设备专用技术协议、制造厂文件进行设计、制造、试验、运行和维护。

GB/T 1985-2023 规定了高压交流隔离开关和接地开关的正常和特殊使用条件、额定值

以及设计与结构的要求，描述了相应的型式试验及出厂试验方法，提供了选用导则，规定了运输、储存、安装、运行和维护要求，适用于设计安装在户内和户外，且运行在频率 50Hz 及以下、标称电压 3kV 及以上系统中的交流隔离开关和接地开关。DL/T 486-2021 规定了用于电压 3.0kV 及以上、频率为 50Hz 的电力系统中运行的户内和户外安装的交流隔离开关和接地开关的术语和定义、使用条件、额定值、设计与结构、型式试验、出厂试验等各项技术要求。IEC 62271-102:2018 适用于额定电压 1000V 以上、服务频率 60Hz 及以下的交流隔离开关和接地开关。户外隔离开关因工作在开放环境中，经历不同天气状况，叠加现场安装调试的不确定性，其运行可靠性直接影响电站的安全稳定运行。

相关研究表明，户外高压隔离开关设计使用寿命一般可按 25~30 年考虑，其额定短路耐受电流、额定峰值耐受电流、母线转换电流开合能力和机械寿命（M1 级 2000 次、M2 级 10000 次）是标准规定的关键性能指标。隔离开关在运行中长期承受正常负载电流、短路电流、户外环境（日照、雨水、温差、盐雾、覆冰等）的共同作用，其实际寿命主要受触头系统磨损与氧化、弹簧老化疲劳、机构传动部件锈蚀卡涩、绝缘瓷瓶老化和运行环境影响。国家电网公司运行统计表明，高压隔离开关在运数量巨大，故障次数位列高压输变电设备榜首；2015 年 72.5kV 及以上隔离开关发生缺陷 7682 台·次；浙江电网 2014 年在役 110kV 及以上开放式隔离开关 32934 台，2006 年~2014 年发生故障 3777 起，其中锈蚀、触头发热、卡涩等典型故障占总故障的 70% 以上。其中，触头发热现象普遍存在，约占总缺陷问题的 30%，而锈蚀产生的导电回路发热故障约占隔离开关故障的三分之一。

户外隔离开关数量多、分布广，且受研发投入不足、性能提升缓慢的市场现状影响，年久失修引起的事故占比越来越高。设计使用寿命不等同于资产折旧年限。折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。

5.8.3.1. 可能缩短寿命的因素

1) 触头系统发热与接触电阻增大。触头发热是户外隔离开关最常见的缺陷类型，约占触头缺陷问题的 30%。主要原因包括：触指弹簧长期处于受拉状态而疲劳松弛，弹簧严重生锈甚至锈断造成接触压力下降；触头表面氧化、脏污形成高电阻覆盖层；合闸不到位使电流通过截面缩小；镀银层硬度不足引起局部露铜等。宜缩短 3~8 年；若发热严重（如刀口热点温度超过 90℃）、出现烧损甚至熔焊现象，应按缺陷处置或资产减值处理。

2) 机构卡涩与传动部件锈蚀。户外隔离开关操作机构长期暴露于大气环境中，机构箱进水、轴承部位进水现象十分普遍。金属零部件锈蚀问题严重，包括外壳、连杆、轴销、弹簧等，加之润滑措施不当，导致机械传动失灵、分合闸不到位。锈蚀产生的导电回路发热故障约占隔离开关故障的三分之一。宜缩短 2~5 年；若锈蚀已导致机构卡涩频繁或操作失灵，宜缩短 5~7 年。

3) 绝缘瓷瓶劣化与断裂。瓷瓶断裂是对安全运行威胁最大的故障之一，包括瓷瓶表面

裂纹、胶装部位松动、瓷瓶内部缺陷扩展、污秽条件下爬电等，严重时导致瓷瓶断裂倒塌或闪络事故。宜缩短 2~6 年；若瓷瓶存在明显裂纹或已发生断裂事件，宜缩短 5~8 年。

4) 操作频繁造成的机械磨损。抽水蓄能电站换相隔离开关等特殊位置隔离开关因操作频繁，每次分合闸过程中触头间产生的电弧烧损接触面、机构传动部件加速磨损。频繁操作增大了三相不能同时合闸或跳闸的概率。宜缩短 2~5 年。

5) 户外运行环境恶劣。隔离开关长期暴露于高盐雾、高湿、覆冰、强紫外线、酸雨、粉尘等户外环境，污秽积累叠加使外绝缘爬电比距不足，可能引发污闪；机构箱密封不良导致内部凝露，加速金属件锈蚀。在 -40°C 至 $+85^{\circ}\text{C}$ 温度梯度下，低温冷启动和高温热膨胀补偿问题影响操作可靠性。宜缩短 2~5 年。

6) 触头弹簧性能劣化。触指弹簧是决定触头接触压力的关键部件，长期处于受拉状态而疲劳松弛，弹簧应力松弛率在 10000 次操作后可能超过 15%。中间触指进水使弹簧严重生锈甚至锈断，直接导致接触压力下降、接触电阻上升。宜缩短 2~4 年。

7) 接线座内部接触不良。接线座采用滚动接触设计，装于密封罩壳内，不易发现内部过热。长期运行后转动轴芯和滚轮间接触面氧化、二者咬合太紧造成转动困难和机械磨损，罩壳内潮气侵入引发凝露造成滚轮压簧等部件锈蚀。宜缩短 2~4 年。

8) 过负荷运行与迎峰度夏。迎峰度夏期间负荷较大时隔离开关发热频繁发生，常年处于稳定大负荷状态的隔离开关触头系统加速老化。宜缩短 2~5 年。

9) 机构箱及端子箱密封不良。机构箱密封圈老化导致进水进潮，造成端子松动、保险熔断、辅助接点转换不良、加热器失效等二次回路故障。箱门密封圈易老化，需经常更换。宜缩短 2~4 年。

10) 制造、安装、存储或检修质量缺陷。导电回路各元件组装工艺水平不足、触指弹簧材质不良（未采用不锈钢）、现场安装调试不到位、检修质量不高（如接触电阻测量不达标即投入运行）等会显著缩短隔离开关寿命。宜缩短 2~5 年。

5.8.3.2. 可能延长寿命的措施

1) 选用高可靠性触头系统并优化导电回路设计。采用不锈钢触指弹簧替代普通弹簧，防止锈蚀断裂；选用镀银层硬度高、耐磨性好的触头材料，防止局部露铜导致的接触电阻升高。采用动触头两步运动的转动式或插入式触头结构，提高接触可靠性。宜延长 2~4 年。

2) 加强机构箱和转动部位密封防水防锈设计。机构箱改用不锈钢材料，对转动部位做到全密封防水，实现长期免维护。对触头系统采用干润滑工艺，减少油脂吸附灰尘导致的机构卡涩。宜延长 2~3 年。

3) 建立状态检修体系，开展在线监测和定期检测。基于在线监测数据制定检修计划，

按操作次数而非固定年限进行润滑和调试，避免过度拆装导致的人为损伤。定期开展回路电阻测试、红外测温、触头接触电阻变化率监测，及时发现发热隐患。对机构操作电流、力矩特性进行在线分析，判断是否存在卡涩等机械缺陷。宜延长 2~4 年。

4) 加强日常巡视检查和红外测温。巡视工作是发现设备缺陷的有效手段，重点测温是对普测发现温升超过一定值的部位定期进行测温，疑点测温是负荷较大时为大负荷点及可能发热的部位进行在线测温。宜延长 1~3 年。

5) 定期开展防污清扫和绝缘子维护。每次设备停电时安排检修人员对隔离开关支撑瓷瓶及相关独立支撑瓷瓶进行防污清洗，采用灰垢型清洗剂清洗瓷瓶表面。每年冬季来临之前，对瓷瓶下部铸铁钻孔进行疏通，保证出水正常，防止结冰冻裂设备。宜延长 1~3 年。

6) 提高检修质量，缩短关键部件更换周期。重点检查导电回路触头弹簧的弹性和锈蚀情况，更换失去弹性或锈蚀严重的触头弹簧；检查触指有无变形、过热及变色等异常现象，清扫接触面；对于烧损严重的条形触指及柱形触头进行修平或更换。触头弹簧部件更换或整个静触头的更换应视老化程度缩短周期。宜延长 2~3 年。

7) 改善户外运行环境条件。对机构箱、端子箱加装密封圈并进行密封改造，对户外隔离开关底座做好防水、防潮、防小动物措施。在冬季做好覆冰防护措施，额定覆冰厚度应满足标准要求。宜延长 1~2 年。

8) 实施重大寿命延长改造，如整体更换导电回路触头系统、机构升级为不锈钢全密封结构、绝缘瓷瓶更换、接线座改造为铜辫子接触等，经专项寿命评估合格。宜延长 3~6 年，但应以专项寿命评估报告为依据。

5.8.3.3. 资产折旧年限区间（基本取值 12~22 年）

结合抽水蓄能电站户外运行环境特点和维护实际，户外隔离开关折旧年限建议以 12~22 年作为基本取值区间：

户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、覆冰、温差大）、运行年限较长、触头发热或机构卡涩频繁、状态监测和检修条件一般的隔离开关，宜取 12~16 年；

户外环境条件正常、定期维护到位、运行状态正常的隔离开关，宜取 16~19 年；

运行环境相对良好、触头和机构状态良好、状态检修体系完善的隔离开关，可取 19~22 年；

经整体更换导电回路、机构升级改造或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 22~25 年。

1) 基本取值：根据隔离开关运行方式与状态在 12~22 年内选取。对于户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、覆冰、温差大）、运行年限较长、触头发热或机构卡涩频繁、状态监测

和检修条件一般的隔离开关，宜取 12~16 年；对于户外环境条件正常、定期维护到位、运行状态正常的隔离开关，宜取 16~19 年；对于运行环境相对良好、触头和机构状态良好、状态检修体系完善的隔离开关，可取 19~22 年；经整体更换导电回路、机构升级改造或专项寿命评估合格的，可在专项评估后延长至 22~25 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当隔离开关触头发热频繁出现（如刀口热点温度超过 90℃），触指弹簧疲劳锈蚀严重，接触电阻持续增大，依据 DL/T 596-2021《电力设备预防性试验规程》回路电阻测试要求及 DL/T 593《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》温升限值要求，寿命宜缩短 3~8 年（发热反复出现且弹簧性能下降宜缩短 3~5 年，触头严重烧损或已发生熔焊宜缩短 5~8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 10~15 年）。

b. 当隔离开关机构卡涩频繁、传动部件严重锈蚀、操作失灵现象反复发生，依据 DL/T 486-2021《高压交流隔离开关和接地开关》机械操作试验要求及 GB/T 1985-2023 结构设计规定，寿命宜缩短 2~7 年（一般锈蚀卡涩宜缩短 2~5 年，严重锈蚀导致操作失灵宜缩短 5~7 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 11~16 年或更低）。

c. 当隔离开关绝缘瓷瓶存在明显裂纹、胶装部位松动、发生过闪络或瓷瓶断裂事件，依据 GB/T 1985-2023 绝缘水平要求及 DL/T 596-2021 绝缘电阻和耐压试验要求，寿命宜缩短 2~8 年（轻微裂纹或表面污秽宜缩短 2~6 年，已发生断裂或多次闪络宜缩短 5~8 年）。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 10~16 年）。

d. 当隔离开关在高盐雾、高湿、强紫外线等恶劣环境条件下长期运行，机构箱进水频繁，金属零部件锈蚀严重，外绝缘表面严重积污，依据 GB/T 1985-2023 使用条件要求及 DL/T 486-2021 环境适应性要求，寿命宜缩短 2~5 年。取值应在原拟定折旧年限基础上扣减（例如原取 18 年，可调整为 13~16 年）。

e. 在选用高可靠性触头系统（不锈钢触指弹簧、高硬度镀银层），机构箱采用不锈钢材料，转动部位采用全密封防水设计和干润滑工艺的条件下，依据 GB/T 1985-2023 设计结构要求及 IEC 62271-102:2018 标准要求，可延长设备折旧年限 2~4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年（例如原取 18 年，可调整为 20~22 年）。

f. 在设备运行期间加强日常巡视检查和红外测温，定期开展防污清扫和绝缘子维护，冬季做好覆冰防护措施，依据 GB/T 1985-2023 运行维护要求及 DL/T 486-2021 维护周期要求，可在设备折旧基本取值中增加 1~3 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1~3 年（例如原取 18 年，可调整为 19~21 年）。

g. 实施定期的回路电阻测试、红外测温、触头接触电阻变化率监测、机构操作特性分析和绝缘电阻测试，结合运行状态调整检修计划，对设备开展定期优质维护，依据 DL/T

596-2021《电力设备预防性试验规程》及 DL/T 486-2021 标准，可在设备折旧基本取值中增加 2~4 年。取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年（例如原取 18 年，可调整为 20~22 年）。

h. 在改善户外运行环境（对机构箱、端子箱加装密封圈并进行密封改造，设置防水防潮防小动物措施），保持隔离开关处于清洁、干燥的良好运行环境的情况下，依据 GB/T 1985-2023 使用条件要求，宜延长折旧年限 1~2 年。取值调整为原拟定折旧年限加 1~2 年（例如原取 18 年，可调整为 19~20 年）。

i. 在实施重大寿命延长改造（整体更换导电回路触头系统、机构升级为不锈钢全密封结构、绝缘瓷瓶更换、接线座改造等），且经回路电阻测试、绝缘试验、机械操作试验和专项寿命评估合格的情况下，依据 GB/T 1985-2023 及 IEC 62271-102:2018 标准，宜延长折旧年限 3~6 年。取值调整为原拟定折旧年限加 3~6 年（例如原取 18 年，可调整为 21~24 年）。

5.8.4. 户外铁塔

户外铁塔是抽水蓄能电站出线场高压输电线路的重要设备，主要由塔基、塔身、塔头组成。有支撑输电导线，让导线保持安全高度与间距，避免对地、建筑物、树木放电；承载高压/超高压输电线路，远距离输送电能；搭配绝缘子，让导线和铁塔本体电气分离，防止漏电、触电；转角塔、分支塔用于改变线路走向、分出支路；塔身接地，引导雷击电流入地，保护线路和设备等作用。

GB/T 2694-2018 规定了铁塔制造用钢材、焊接材料规格和等级应按设计要求选用，对紧固件以及施工工艺也提出具体要求。因户外铁塔因工作在室外环境中，易受环境因素、地基沉降、滑坡、冻土冻融可导致塔体倾斜、基础开裂、塔腿受力不均；铁塔寿命也受母材材质、强度、施工安装工艺、运行外力与荷载、运维管理等因素影响。GB/T 28545-2023 规定了铁塔的预期寿命根据路径合理性、腐蚀、运行安全性、气候条件、最新的技术发展水平、输电容量和服务（负荷）条件等一般可按 35~50 年考虑。

5.8.4.1. 可能缩短寿命的因素

1) 大气腐蚀。铁塔地处工业区、沿海盐雾、酸雨、粉尘会加速热镀锌层锈蚀，逐步侵蚀角钢本体；高湿度、昼夜温差大，凝露会加剧电化学腐蚀。宜缩短 2~5 年。

2) 气象荷载。受大风、覆冰、暴雪因素影响反复受力造成结构疲劳、螺栓松动、杆件变形；频繁雷击损伤镀锌层、连接部位，间接加速腐蚀。机构卡涩与传动部件锈蚀。宜缩短 2~5 年。

3) 地质条件。因地基沉降、滑坡、冻土冻融：导致塔体倾斜、基础开裂、塔腿受力不均。宜缩短 2~10 年。

4) 材料与制造质量。母材材质材质不达标，强度不足易变形断裂；镀锌层厚度不够、

漏镀、起皮，防护寿命大幅缩短；焊缝、冲孔、折弯处有裂纹、毛刺，成为腐蚀薄弱点。宜缩短 2~5 年。

5) 施工与安装。基础尺寸、混凝土标号、埋深不达标，承载力不足；杆件错位、螺栓紧固力矩不足/漏装，运行中持续松动；施工磕碰、划伤镀锌层，破坏防腐保护层。宜缩短 2~5 年。

6) 运行外力与荷载。导线、避雷线张力异常，长期偏拉塔身；车辆撞击、施工挖损基础、攀爬、违章取材；违规搭挂线缆、广告牌、藤蔓缠绕。宜缩短 2~5 年。

7) 运维管理。巡检不到位未及时发现腐蚀、倾斜、螺栓松动、部件缺失；缺陷未及时处理，小锈蚀、小变形逐步发展为结构性隐患；防腐复涂不及时，镀锌层老化后未做补漆、二次防腐。宜缩短 2~5 年。

5.8.4.2. 可能延长寿命的措施

1) 选材升级。选用高强角钢替代普通钢材，提升结构抗疲劳、抗变形能力；腐蚀严重区域选用耐候钢，提高镀锌层设计厚度，优先采用热镀锌+封闭漆复合防腐体系。宜延长 2~5 年。

2) 优化结构。在易积雨水、凝露的节点做导流、倒角处理，减少积水滞留；薄弱杆件、连接部位适当加大截面，降低应力，按覆冰、大风荷载复核结构，对薄弱杆件加装补强件，优化导线、地线挂点，减少舞动、覆冰振动带来的结构疲劳；塔腿、接地连接点等重腐蚀部位，增设防腐包覆、沥青涂层。宜延长 2~3 年。

3) 地基适配地质。在冻土、软基、滑坡地段采用灌注桩、锚杆基础，加强抗沉降、抗倾覆设计；山区做好排水，避免基础泡水。宜延长 2~4 年。

4) 严控制造阶段工艺。保证镀锌层厚度达标，杜绝漏镀、虚镀、起皮；折弯、冲孔、焊缝等应力集中部位重点补镀/打磨；杆件切口、毛刺打磨平整，避免应力集中与腐蚀起点；焊接部位做防腐强化处理；提前校验孔位、杆件匹配度，避免现场强行拼装产生附加应力。宜延长 2~5 年。

5) 避免施工安装阶段损伤。在吊装、搬运加装软垫，严禁直接拖拽、撞击；镀锌层划伤、磕碰处，现场及时用专用锌漆修补；按标准力矩紧固，不漏装、不缺垫；同塔螺栓规格统一，防止受力不均；混凝土强度、埋深、养护周期达标；回填分层夯实，周边设置排水沟，防止雨水冲刷基础；严格把控铁塔垂直度、结构偏差，避免长期偏载受力。宜延长 1~3 年。

6) 精细化日常运行与巡检运维。运维侧重于塔身倾斜、杆件变形、螺栓松动/缺失、焊缝开裂、镀锌层锈蚀；在风雨、覆冰、台风后增加特巡；建议新建线路投运 1 年、之后每 3~5 年开展全塔螺栓复紧，消除运行震动导致的松脱；及时清除塔身藤蔓、鸟巢、积尘、漂

浮物；严禁私拉乱接线缆、悬挂广告牌，杜绝额外荷载；塔基周边设置警示标识、防护围栏；协调管控线下施工、车辆通行，防止撞击、开挖损毁基础；基础周边加深加宽排水渠，防止融雪、雨水浸泡；定期监测基础沉降、塔体倾斜，超标及时纠偏加固。宜延长 2~5 年。

5.8.4.3. 资产折旧年限区间（基本取值 16~30 年）

户外铁塔数量多、分布广，且受材料性能提升缓慢的市场现状影响，一旦引起铁塔相关事故，会严重影响线路输电能力。另外设计使用寿命不等于资产折旧年限，折旧年限应综合反映设备经济使用周期内的价值消耗、检修策略、运行强度和技术更新风险。结合抽水蓄能电站户外运行环境特点和维护实际，依据《输配电定价成本监审办法》，结合抽水蓄能电站户外运行环境特点和维护实际，户外铁塔折旧年限建议以 16~30 年作为基本取值区间：

户外环境条件恶劣（高盐雾、化工区、酸雨带）条件下的户外铁塔，宜取 16~25 年；

户外环境条件正常、定期维护到位、运行状态正常的户外铁塔，宜取 16~30 年。

1) 基本取值：根据不同电压等级在 16~30 年内选取。对于户外环境条件恶劣（高盐雾、高湿、覆冰、温差大）、运行年限较长、状态监测和巡检条件一般的铁塔，宜取 16~25 年；对于户外环境条件正常、定期维护到位、运行状态正常的铁塔，宜取 16~30 年。

2) 资产折旧年限修正：

a. 当按大气腐蚀性分级（T/CSCP 0014-2024），结合铁塔结构腐蚀速率、锈蚀等级调整：

轻度腐蚀（C1-C2）：内陆干燥、无工业污染，镀锌层完好，取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年。

中度腐蚀（C3）：城郊/一般工业区，轻度酸雨，镀锌层局部磨损。取值调整为原拟定折旧年限不变。

重度腐蚀（C4）：沿海（盐雾）、重工业区（酸碱废气）、潮湿山区，镀锌层大面积脱落。取值调整为原拟定折旧年扣减 2~4 年。

极重腐蚀（C5）：海岛、化工园区、强酸雨区，塔体全面锈蚀、局部壁厚减薄。取值调整为原拟定折旧年扣减 2~5 年。

b. 当铁塔采用材质等级 Q345 及以上高强度钢、耐候钢（如 Q355NH），取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年；

c. 当铁塔设计标准采用新国标 GB 50545-2010 时，取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年；采用 2000-2010 年旧国标时，取值调整为原拟定折旧年限不变；采用 2000 年前老旧标准，取值调整为原拟定折旧年扣减 2~4 年。

d. 当铁塔在重载区（大跨越、重冰区、台风频发区），取值调整为原拟定折旧年扣减 2~4 年；正常荷载时取值调整为原拟定折旧年限不变；轻载/备用线路，取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年。

e. 开展优质维护（年度检修+定期防腐+缺陷即时处理，记录完整），取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年；开展常规维护，取值调整为原拟定折旧年限不变；维护缺失（无定期检修、防腐超期、缺陷长期遗留），取值调整为原拟定折旧年扣减 2~4 年。

f. 铁塔已开展合规加固（已完成抗震/抗冰加固、防腐升级，符合最新安全标准），取值调整为原拟定折旧年限加 2~4 年。因地基问题导致塔腿受力不均，建议取值调整为原拟定折旧扣减 2~10 年。

5.9. SFC 系统

抽水蓄能电站 SFC 系统（含变压器、浇筑母线、开关柜、交流或直流动力电缆、接地刀闸、旁路刀闸、晶闸管模块、风机、冷却水管、阀门等一次元件和 PCB 集成电路板卡、电源、继电器、接触器等二次元器件），设计使用寿命一般为 10 年~ 20 年。

5.9.1 可能缩短寿命的因素

- 1) 电子等二次元器件长期带电老化，继电器、接触器等动作频繁，PCB 集成电路板卡、电源、人机界面等性能衰减、故障率上升。
- 2) 技术迭代快，软硬件兼容性下降、备件停产、新系统适配困难。
- 3) 地下主温湿度超标、粉尘、振动、电磁干扰、电源波动影响设备稳定运行。
- 4) 维护不到位，缺乏定期巡检、除尘、固件或者软件升级。
- 5) 制造、安装、检修质量缺陷，导致隐性故障频发。
- 6) 变压器、浇筑母线、开关柜、交流或直流动力电缆、接地刀闸、旁路刀闸、晶闸管模块、风机、冷却水管、阀门等一次元件长期带电老化，旁路刀闸器、风机动作频繁，故障率上升。

5.9.2 可能延长寿命的措施

- 1) 定期巡检、除尘、固件 / 软件更新、性能测试。
- 2) 分期平滑升级，避免一次性大改造。
- 3) 提前储备备件，签订长期维保、技术支持协议。
- 4) 逐步更新老化板卡、电源、继电器等，实施模块级延寿改造。

5.9.3 资产折旧年限区间

SFC 属于电站二次核心控制设备，承担机组泵工况启动的核心功能。系统寿命受一二次元器件老化、技术迭代、维护管理水平及更新换代周期影响。设计使用寿命不等同于折旧寿命，应结合技术寿命、经济寿命、更新成本及行业实践综合确定。

- 1) 基本取值

SFC 折旧年限宜取 5 年~12 年。

运行环境差、负荷高、技术迭代快、维护一般：5 年~8 年；

环境正常、维护规范、更新及时：8 年~10 年；

环境优良、维护完善、状态检修到位：10 年~12 年。

2) 折旧年限修正

1) 厂房温湿度、粉尘、振动、电源异常：宜缩短 1 年~2 年。

2) 软硬件老化、漏洞多、长期未升级：宜缩短 1 年~2 年。

3) 维护不足、备件缺失、维保不到位：宜缩短 2 年~4 年。

4) 厂房恒温恒湿、粉尘压制、环境优良：宜延长 1 年~2 年。

6) 定期巡检、除尘、固件/软件升级、数据备份：宜延长 1 年~2 年。

7) 关键设备冗余、分期平滑升级：宜延长 5 年~6 年。

8) 模块级延寿改造、板卡更新：宜延长 5 年~6 年。

5.10. 电气二次设备

5.10.1. 继电保护设备

抽水蓄能电站继电保护设备,通常指负责电网第一道防线的保护装置及配套的通讯接口装置、故障录波器、保信子站等二次设备(含 PCB 集成电路板卡、电源、继电器、接触器、光电转化器等二次元器件及交直流电缆、光纤、网线等负责连接及传输的线缆),设计使用寿命一般为 10 年~ 20 年。

5.10.1.1. 可能缩短寿命的因素

1) 电子等二次元器件长期带电老化,继电器、接触器等动作频繁,PCB 集成电路板卡、电源、人机界面等性能衰减、故障率上升。

2) 技术迭代快,软硬件兼容性下降、备件停产、新系统适配困难。

3) 地下主温湿度超标、粉尘、振动、电磁干扰、电源波动影响设备稳定运行。

4) 维护不到位,缺乏定期巡检、除尘、固件或者软件升级。

5) 制造、安装、检修质量缺陷,导致隐性故障频发。

6) 接线端子定检反复紧固,光纤反复拆装或长期折叠,导致接触不良埋下故障隐患

7) 交直流电缆、电源插件长期带电老化,故障率上升。

5.10.1.2. 可能延长寿命的措施

1) 定期巡检、除尘、固件 / 软件更新、性能测试。

2) 分期平滑升级,避免一次性大改造。

3) 提前储备备件,签订长期维保、技术支持协议。

4) 逐步更新老化板卡、电源、继电器等,实施模块级延寿改造。

5.10.1.3. 资产折旧年限区间

系统寿命受一二次元器件老化、技术迭代、维护管理水平及更新换代周期影响。设计使

使用寿命不等于折旧寿命，应结合技术寿命、经济寿命、更新成本及行业实践综合确定。

1) 基本取值

继电保护折旧年限宜取 11 年~12 年。

运行环境差、负荷高、技术迭代快、维护一般：5 年~8 年；

环境正常、维护规范、更新及时：8 年~10 年；

环境优良、维护完善、状态检修到位：10 年~12 年。

2) 折旧年限修正

1) 厂房温湿度、粉尘、振动、电源异常：宜缩短 1 年~2 年。

2) 软硬件老化、漏洞多、长期未升级：宜缩短 1 年~2 年。

3) 维护不足、备件缺失、维保不到位：宜缩短 2 年~4 年。

4) 厂房恒温恒湿、粉尘压制、环境优良：宜延长 1 年~2 年。

6) 定期巡检、除尘、固件/软件升级、数据备份：宜延长 1 年~2 年。

7) 关键设备冗余、分期平滑升级：宜延长 5 年~6 年。

8) 模块级延寿改造、板卡更新：宜延长 5 年~6 年。

5.10.2. 计算机监控系统

抽水蓄能电站计算机监控系统（含上位机、服务器、工作站、LCU、网络设备、监控软件、数据采集与通信装置等），设计使用寿命一般为 5 年~12 年。计算机监控系统属于电站二次核心控制设备，承担机组及全厂监视、控制、调节、数据采集、调度交互、安全联锁、工况转换、故障告警、数据存储与分析等核心功能。

下位机 LCU 包含发电机（控制部分）、机组母线设备（控制部分）、水轮机（控制部分）、主进水阀（控制部分）、尾闸系统（控制部分）、水冷却系统（控制部分）、压缩空气系统（控制部分）、上下库（控制部分）、排水系统（控制部分）、水淹厂房保护系统、同期装置。

5.10.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 电子元器件长期带电老化，服务器、PLC、交换机、电源、硬盘、内存等性能衰减、故障率上升。

2) 技术迭代快，软硬件兼容性下降、备件停产、新协议新系统适配困难。

3) 机房温湿度超标、粉尘、振动、电磁干扰、电源波动影响设备稳定运行。

4) 操作系统、数据库、组态软件老化，漏洞增多，补丁更新困难，安全风险上升。

5) 高频调节、海量数据、高并发通信，CPU、内存、I/O 长期高负载加速损耗。

6) 维护不到位，缺乏定期巡检、除尘、固件升级、数据备份、病毒防护。

7) 接口频繁改动、系统扩容频繁，稳定性下降、故障风险增加。

- 8) 网络攻击、病毒入侵、数据丢失或篡改风险增大。
- 9) 制造、安装、存储或检修质量缺陷，导致隐性故障频发。

5.10.2.2. 可能延长寿命的措施

- 1) 机房恒温恒湿、防尘防静电、防雷接地，配置 UPS 稳定供电。
- 2) 定期巡检、除尘、固件 / 驱动更新、性能测试、磁盘健康检查、网络优化。
- 3) 定期打补丁、病毒防护、数据备份、灾备演练、权限管控、日志审计。
- 4) 关键设备双机热备、网络冗余，分期平滑升级，避免一次性大改造。
- 5) 提前储备备件，签订长期维保、技术支持协议。
- 6) 优化运行策略，合理分配负载，降低无效运算与高频冲击。
- 7) 逐步更新老化的板卡、电源、交换机，实施模块级延寿改造。

5.10.2.3. 资产折旧年限区间

系统寿命受电子元器件老化、技术迭代、软硬件兼容性、网络安全、运行环境、维护管理水平及更新换代周期影响。设计使用寿命不等于折旧寿命，应结合技术寿命、经济寿命、更新成本及行业实践综合确定

1) 基本取值

计算机监控系统折旧年限宜取 5 年~12 年。

运行环境差、负荷高、技术迭代快、维护一般：5 年~8 年；

环境正常、维护规范、更新及时：8 年~10 年；

环境优良、维护完善、状态检修到位：10 年~12 年。

2) 折旧年限修正

1) 机房温湿度、粉尘、振动、电源异常：缩短 1 年~2 年。

2) 长期高负载、高频调节、并发高：缩短 1 年~2 年。

3) 软硬件老化、漏洞多、长期未升级：缩短 1 年~2 年。

4) 维护不足、备件缺失、维保不到位：缩短 1 年~2 年。

5) 机房恒温恒湿、UPS 稳定、环境优良：延长 1 年~2 年。

6) 定期巡检、除尘、固件升级、数据备份：延长 1 年~2 年。

7) 关键设备冗余、分期平滑升级：延长 2 年~4 年。

8) 模块级延寿改造、板卡更新：延长 2 年~4 年。

5.11. 水工金属结构

5.11.1. 闸门

按照 NB/T 10791—2021《水电工程金属结构设备更新改造导则》和 NB/T 11006—2022《水电工程金属结构设备报废》，闸门设计使用寿命一般为 40 年及以上。闸门是抽水蓄能电站水工系统中控制通水、断水和检修隔离的重要金属结构设备，长期处于水下、高湿、干

湿交替或受水流冲击环境。

闸门寿命主要受面板及梁系腐蚀、焊缝疲劳、止水老化、门槽磨损、启闭冲击、泥沙淤积、杂物卡阻和防腐体系状态影响。折旧年限应按整体固定资产经济使用周期确定，不应简单等同于止水、滑块、滚轮等易损件更换周期。

5.11.1.1. 可能缩短寿命的因素

1) 年度启闭次数超过设计允许值，或启闭时间、启闭力等参数明显高于投产或大修后基准值，门槽、滑块、滚轮、支承部件和止水结构磨损加剧。

2) 泥沙淤积、漂浮物堆积或异物卡阻，造成启闭时间较设计值偏差超过 10%，或启闭力、驱动电流等参数较基准值增长 20%以上。

3) 闸门长期处于高湿、干湿交替、腐蚀性水质或高盐雾环境，面板、梁系、焊缝和连接件实测厚度持续减小。

4) 闸门承受异常水位、地震或水流冲击，门体变形超过设计允许值，或焊缝出现裂纹等影响承载能力的缺陷。

5) 防腐涂层破损、起泡或剥落范围持续扩大，连续两个检测周期涂层失效面积增长 20%以上，且未及时修复。

6) 止水老化、压缩变形或损伤，漏水量超过设计值或验收标准，并造成局部冲刷。。

5.11.1.2. 可能延长寿命的措施

1) 合理控制启闭频率和启闭程序，保持导向、缓冲和限位装置可靠，启闭时间与设计值偏差不超过 10%。

2) 定期开展清淤、清漂和异物检查，保持门槽畅通，启闭力或驱动电流较基准值增幅不超过 10%。

3) 采用热喷锌、热喷铝、封闭涂层、重防腐涂层或其他适用的防腐体系，并根据检测结果及时维护。

4) 寒冷地区设置防冻结构、融冰或加热措施，避免闸门、门槽和止水发生冻结损伤。

5) 定期开展外观检查、腐蚀测厚、焊缝无损检测、门槽检查和启闭试验，主要检测参数连续保持稳定。

6) 及时更换止水、滑块、滚轮、紧固件等易损部件，并经启闭试验和止水试验确认功能正常。

5.11.1.3. 资产折旧年限区间

综合考虑闸门结构寿命长、局部构件可维修更换、环境差异较大的特点，闸门折旧年限宜取 10—35 年作为基本取值，且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值：闸门折旧年限宜取 10—35 年。门体腐蚀或变形较重、关键焊缝存在缺陷、启闭功能或承载能力明显下降的，宜在 10—20 年区间取值；启闭功能正常，主要结构、止水和防腐状态基本满足要求的，宜在 20—30 年区间取值；运行环境较好，启闭参数稳定，

腐蚀测厚、焊缝检测和承载能力复核结果良好的，宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正：

a. 年度启闭次数超过设计允许值，或启闭时间较设计值偏差超过 10%，启闭力、驱动电流等参数较投产或大修后基准值增长 20%以上时，宜缩短 2—4 年。

b. 泥沙淤积、漂浮物或异物卡阻造成启闭异常、止水损坏，且同类问题反复发生时，宜缩短 2—4 年。

c. 面板、梁系等主要承载构件实测剩余厚度低于设计有效厚度，或连续两个检测周期腐蚀减薄量增长 20%以上时，宜缩短 3—5 年。

d. 闸门发生结构变形、焊缝裂纹或支承异常，超过设计、制造安装允许值，并影响承载或启闭功能时，宜缩短 3—5 年。

e. 防腐涂层失效面积连续两个检测周期增长 20%以上，并造成局部腐蚀持续扩展时，宜缩短 2—4 年。

f. 止水漏水量超过设计值或验收标准，或连续两个检测周期较投产、大修后基准值增长 20%以上，并造成局部冲刷时，宜缩短 1—3 年。

g. 连续 3 年启闭时间与设计值偏差不超过 10%，启闭力或驱动电流较基准值增幅不超过 10%，导向、缓冲和限位装置可靠时，宜延长 1—3 年。

h. 定期开展清淤、清漂和异物检查，连续 3 年未发生卡阻、异常启闭或止水损坏时，宜延长 1—3 年。

i. 防腐体系按周期维护，连续两个检测周期主要构件实测厚度无明显减小，涂层失效面积未明显扩大时，宜延长 2—4 年。

j. 寒冷地区防冻结构、融冰或加热措施有效，连续 3 年未发生冻结卡阻或止水冻损时，宜延长 1—3 年。

k. 腐蚀测厚、焊缝无损检测、门槽检查和启闭试验结果满足设计及相关标准要求，且主要检测参数连续保持稳定时，宜延长 2—4 年。

l. 门体、门槽、止水、滚轮、滑块等关键部位经改造或大修，启闭时间、启闭力、漏水量和承载能力恢复至设计或验收要求时，宜延长 2—5 年；修正后折旧年限不宜超过 35 年。

5.11.2. 拦污栅

按照 NB/T 10791—2021《水电工程金属结构设备更新改造导则》和 NB/T 11006—2022《水电工程金属结构设备报废》，拦污栅设计使用寿命一般为 40 年及以上。拦污栅用于拦截水流中的漂浮物、杂物和较大颗粒物，保护水泵水轮机、进水阀、输水系统及相关设备安全运行。

拦污栅寿命主要受污物负荷、水流冲击、栅条振动、腐蚀磨损、焊缝疲劳、清污作业方式和防腐维护质量影响。局部栅条、连接件、支承件更换或修复不等同于整体资产折旧寿命。

5.11.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 来水漂浮物、树枝、垃圾、水草等污物负荷较大, 栅前堵塞频繁, 前后压差超过设计允许值或呈持续上升趋势。

2) 水流速度、紊流、脉动压力或流道布置导致栅条振动超过设计允许值, 或相同工况下振动幅值较历史稳定值增长 20%以上。

3) 水质腐蚀性较强, 或长期处于干湿交替、高湿、高盐雾环境, 栅条、边框和焊缝实测厚度持续减小。

4) 漂浮物、滚石、冰凌或清污设备冲击造成栅条变形超过设计允许值, 或出现断裂、焊缝裂纹和支承损伤。

5) 防腐涂层破损、起泡或剥落后未及时修复, 主要构件剩余厚度低于设计有效厚度或腐蚀允许值。

6) 清污作业不及时或清污方式不当, 造成拦污栅长期带堵运行, 前后压差、清污次数或异常堵塞次数明显增加。

5.11.2.2. 可能延长寿命的措施

1) 建立定期清污、汛期专项清污和异常堵塞处置机制, 保持拦污栅前后压差不超过设计允许值。

2) 采用耐腐蚀钢材、防腐涂层、金属热喷涂或复合防护措施, 提高栅条及焊缝耐久性。

3) 定期开展栅条变形、焊缝裂纹、连接松动、腐蚀减薄和振动检查, 主要检测参数保持稳定。

4) 优化清污设备运行方式和清污力控制, 避免清污设备对栅条产生异常冲击。

5) 对变形、断裂、腐蚀严重的栅条和连接件及时更换, 并经检查确认整体通流和承载功能正常。

6) 对拦污栅整体防腐体系进行翻新, 或更换主要受力构件并通过验收。

5.11.2.3. 资产折旧年限区间

综合考虑拦污栅结构简单、局部可更换、环境影响明显的特点, 折旧年限宜取 10—35 年作为基本取值, 且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值: 拦污栅折旧年限宜取 10—35 年。前后压差经常超过设计允许值, 主要构件腐蚀、变形或焊缝缺陷较多的, 宜在 10—20 年区间取值; 前后压差、结构状态和防腐状态基本满足要求的, 宜在 20—30 年区间取值; 连续 3 年前后压差稳定, 腐蚀测厚、栅条变形、焊缝检测和振动检查结果良好的, 宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 拦污栅前后压差超过设计允许值, 或连续两个检测周期较相同工况历史稳定值增长 20%以上时, 宜缩短 2—4 年。

b. 相同工况下栅条振动幅值较历史稳定值增长 20%以上, 或出现连接松动、焊缝裂纹和疲劳损伤时, 宜缩短 2—4 年。

c. 栅条、边框等主要构件实测剩余厚度低于设计有效厚度, 或连续两个检测周期腐蚀减薄量增长 20%以上时, 宜缩短 2—4 年。

d. 漂浮物、冰凌、滚石或清污设备冲击造成栅条变形超过设计允许值, 或出现断裂和支承损伤时, 宜缩短 2—5 年。

e. 防腐涂层失效面积持续扩大, 并造成主要构件局部腐蚀或截面削弱时, 宜缩短 2—4 年。

f. 清污不及时或方式不当, 造成长期带堵运行, 异常堵塞或机械损伤反复发生时, 宜缩短 2—4 年。

g. 连续 3 年拦污栅前后压差不超过设计允许值, 且较相同工况历史稳定值增幅不超过 10%时, 宜延长 1—3 年。

h. 采用耐腐蚀材料、防腐涂层、金属热喷涂或复合防护措施, 连续两个检测周期主要构件厚度和防腐状态稳定时, 宜延长 2—4 年。

i. 连续 3 年栅条变形、焊缝、连接、腐蚀和振动检查结果满足设计及相关标准要求时, 宜延长 1—3 年。

j. 优化清污设备运行方式后, 连续 3 年未发生清污设备冲击导致的栅条变形、断裂或连接损伤时, 宜延长 1—2 年。

k. 变形、断裂或腐蚀严重的栅条和连接件更换后, 前后压差、栅条变形和结构检查结果满足设计要求时, 宜延长 1—3 年。

1. 整体防腐体系翻新或主要受力构件更换后, 腐蚀测厚、焊缝检测、栅条变形和承载能力检查结果满足设计及验收要求时, 宜延长 2—5 年; 修正后折旧年限不宜超过 35 年。

5.11.3. 启闭机

按照 NB/T 10791—2021《水电工程金属结构设备更新改造导则》和 NB/T 11006—2022《水电工程金属结构设备报废》, 启闭机设计使用寿命一般为 40 年及以上。启闭机是实现闸门启闭控制的重要机电设备, 主要由卷筒、钢丝绳、减速器、制动器、电机、液压系统、传动机构、限位保护和控制装置等组成。

启闭机寿命主要受启闭频次、载荷水平、制动可靠性、润滑状态、钢丝绳疲劳、传动部件磨损、腐蚀环境和安全保护装置状态影响。折旧年限应按完整启闭系统经济使用周期确定, 不应简单等同于钢丝绳、制动器、密封件、轴承等易损件更换周期。

5.11.3.1. 可能缩短寿命的因素

1) 年度启闭次数超过设计允许值, 或实际启闭载荷超过额定启闭力, 卷筒、钢丝绳、减速器、制动器和轴承等部件疲劳磨损加剧。

2) 闸门卡阻、偏载、门槽变形或泥沙淤积, 造成启闭载荷、电机电流或液压系统工作

压力超过设计允许值。

3) 制动下滑量超过设计或验收要求, 荷载限制、行程限位、联锁保护或紧急停机功能异常。

4) 实际启闭时间、起升速度与设计值偏差超过允许范围, 或轴承温度、减速器油温持续升高。

5) 启闭机长期处于高湿、腐蚀、粉尘或露天环境, 钢丝绳、卷筒、机架和电气部件锈蚀老化; 遭受地震、基础沉降或结构位移后, 机架、基础连接、卷筒轴系、液压管路或保护装置出现变形、松动、错位、渗漏或功能异常。

6) 钢丝绳断丝、磨损、腐蚀、变形或压绳异常达到相关标准规定的修理或报废条件, 且未及时处理。

5.11.3.2. 可能延长寿命的措施

1) 按设备工作级别和额定启闭力控制启闭频次及实际载荷, 避免超载、偏载和冲击运行。

2) 定期开展钢丝绳、卷筒、制动器、减速器、轴承、联轴器和基础连接检查, 主要状态参数保持稳定。

3) 保持润滑、密封、冷却和防腐措施有效, 油位、油温、油质和轴承温度满足制造厂要求。

4) 定期校验荷载限制、行程限位、制动保护、联锁保护和紧急停机功能, 试验结果满足设计要求。

5) 地震、基础沉降或结构位移后, 及时开展机架、基础连接、卷筒轴系、钢丝绳、制动系统、液压系统和安全保护装置专项检查及启闭试验。

6) 完成启闭机系统性大修或技术改造, 并经空载、额定载荷和保护联动试验确认性能恢复良好。

5.11.3.3. 资产折旧年限区间

综合考虑启闭机系统可维护、可修复、运行频次差异较大的特点, 折旧年限宜取 10—35 年作为基本取值, 且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值: 启闭机折旧年限宜取 10—35 年。实际载荷、启闭时间、电机电流或液压系统压力经常超过规定值, 关键部件劣化较快或保护装置可靠性不足的, 宜在 10—20 年区间取值; 主要运行参数满足设计要求、设备状态正常的, 宜在 20—30 年区间取值; 连续 3 年启闭载荷、启闭时间、电机电流、制动性能和关键部件状态稳定, 且检修维护质量较高的, 宜在 30—35 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 年度启闭次数超过设备设计允许值, 实际启闭载荷超过额定启闭力, 或同工况峰值载荷较投产、大修后基准值增长 20%以上时, 宜缩短 2—4 年。

b. 闸门卡阻、偏载或泥沙淤积造成启闭载荷、电机电流或液压系统压力超过设计允许值，并反复出现时，宜缩短 3—5 年。

c. 制动下滑量超过设计或验收要求，荷载限制、行程限位、联锁保护或紧急停机功能异常，并影响安全运行时，宜缩短 2—4 年。

d. 实际启闭时间、起升速度超过设计允许偏差；设计未规定允许偏差时，较投产或大修后基准值偏差超过 10%的，宜缩短 1—3 年。

e. 轴承温度、减速器油温超过制造厂规定值，或连续两个检测周期较相同工况基准值上升 20%以上时，宜缩短 1—3 年。

f. 遭受地震、基础沉降或结构位移后，机架、基础连接、卷筒轴系、制动系统、液压管路或安全保护装置出现变形、松动、错位、渗漏或功能异常，并经检查确认影响结构安全或启闭功能时，宜缩短 3—5 年；影响较大的，应按专项评估结果确定。

g. 钢丝绳断丝、直径减小、腐蚀、变形或压绳异常达到相关标准规定的修理或报废条件时，宜缩短 2—4 年。

h. 连续 3 年年度启闭次数未超过设计允许值，实际启闭载荷未超过额定启闭力，且较相同工况基准值增幅不超过 10%时，宜延长 1—3 年。

i. 连续 3 年实际启闭时间、起升速度、电机电流和液压系统压力满足设计要求，且无卡阻、偏载和冲击运行时，宜延长 1—3 年。

j. 连续 3 年轴承温度、减速器油温和油质检测结果满足制造厂要求，钢丝绳、卷筒和传动机构状态稳定时，宜延长 1—3 年。

k. 荷载限制、行程限位、制动保护、联锁保护和紧急停机功能连续 3 年校验合格时，宜延长 1—3 年。

l. 钢丝绳、制动器、减速器、轴承、卷筒或液压系统经检修、更换后，启闭载荷、启闭时间和制动性能恢复至设计或验收要求时，宜延长 2—4 年。

m. 启闭机完成系统性大修或技术改造，并经空载、额定载荷和保护联动试验确认性能恢复良好时，宜延长 2—5 年；修正后折旧年限不宜超过 35 年。

5.12. 公用设备

5.12.1. 主厂房桥机

按照 GB/T 14405—2011《通用桥式起重机》、GB/T 3811—2008《起重机设计规范》、NB/T 10499—2021《水电工程桥式起重机设计规范》和 TSG 51—2023《起重机械安全技术规程》，主厂房桥机设计使用寿命一般为 30 年及以上。主厂房桥机承担机组安装、大修、设备吊装和重大部件转运任务，是抽水蓄能电站检修维护的关键公用机械设备。

主厂房桥机寿命主要受工作级别、起重量、吊装频次、冲击载荷、金属结构疲劳、轨道状态、制动可靠性、钢丝绳磨损、减速器和电气控制系统老化等因素影响。主厂房桥机属于特种设备，日常安全管理、定期检验、维护保养和重大修理对其持续使用能力影响明显。

5.12.1.1. 可能缩短寿命的因素

- 1) 实际工作级别、吊装频次或重载吊装比例高于设计选型条件, 导致金属结构和起升机构疲劳累积加快。
- 2) 长期接近额定起重量吊装, 或存在冲击吊装、斜拉歪吊、制动冲击等不良工况。
- 3) 主梁、端梁、小车架、轨道梁、车轮、轨道等部位出现变形、裂纹、磨损或啃轨现象。
- 4) 钢丝绳、卷筒、吊钩、滑轮、减速器、制动器等关键部件磨损、疲劳或缺陷频繁出现。
- 5) 限位、超载限制、制动保护、联锁保护和电气控制系统老化或可靠性下降。
- 6) 厂房内高湿、油雾、粉尘或腐蚀环境导致金属结构、电气元件和传动机构劣化加快。

5.12.1.2. 可能延长寿命的措施

- 1) 按设计工作级别和实际吊装任务控制使用, 避免超载、斜拉歪吊和冲击吊装。
- 2) 严格执行特种设备使用管理、维护保养、定期检验和安全附件校验要求。
- 3) 定期开展主梁挠度、轨道偏差、车轮啃轨、焊缝裂纹、连接螺栓和金属结构腐蚀检查。
- 4) 按周期更换或修复钢丝绳、吊钩、滑轮、制动器、减速器、车轮和电气控制元件。
- 5) 对起升机构、运行机构、电气控制系统和安全保护装置实施状态检修。
- 6) 完成金属结构检测、起升机构大修、电气控制系统改造或安全保护装置升级, 且检验结果合格。

5.12.1.3. 资产折旧年限区间

综合考虑其结构寿命、使用频次和技术更新, 主厂房桥机折旧年限宜取 20—30 年作为基本取值, 且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值: 主厂房桥机折旧年限宜取 20—30 年。当吊装频繁、重载比例高、工作级别偏高或结构状态劣化较快时, 宜在 20—25 年区间取值; 当吊装频次较低、使用管理规范、定期检验和维护保养结果良好时, 可在 25—30 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

- a. 实际工作级别高于设计工作级别, 或重载吊装比例明显增加时, 宜缩短 3—5 年。
- b. 长期接近额定起重量吊装, 或存在冲击吊装、斜拉歪吊、制动冲击时, 宜缩短 2—4 年。

c. 主梁、端梁、小车架、轨道、车轮等部位出现变形、裂纹、啃轨或异常磨损时，宜缩短 3—5 年。

d. 钢丝绳、吊钩、滑轮、制动器、减速器等关键部件故障频繁时，宜缩短 2—4 年。

e. 安全保护装置、电气控制系统老化并影响运行可靠性时，宜缩短 2—4 年。

f. 高湿、油雾、粉尘或腐蚀环境导致金属结构、电气元件和传动机构劣化时，宜缩短 1—3 年。

g. 按设计工作级别和实际吊装任务规范使用时，宜延长 1—2 年。

h. 特种设备使用管理、维护保养、定期检验和安全附件校验执行良好时，宜延长 1—3 年。

i. 主梁挠度、轨道偏差、焊缝和金属结构腐蚀检查结果良好时，宜延长 1—3 年。

j. 关键易损件按周期更换或修复且状态良好时，宜延长 1—3 年。

k. 起升机构、运行机构、电气控制系统和安全保护装置状态检修效果良好时，宜延长 1—3 年。

l. 桥机完成金属结构检测、起升机构大修、电气控制系统改造或安全保护装置升级，且检验结果合格时，宜延长 2—4 年；修正后折旧年限不宜超过 30 年。

5.12.2. 高压、低压水泵

按照 GB/T 5656—2008《离心泵 技术条件（Ⅱ类）》和 NB/T 10792—2021《水电站技术供水系统规范》，高压、低压水泵设计使用寿命一般为 20 年及以上。高压、低压水泵包括厂内技术供水、排水、消防、冷却、润滑、渗漏排水等系统中的离心泵或其他泵类设备，是保障机组辅助系统和厂内公用系统运行的重要设备。

高压、低压水泵寿命主要受运行小时数、启停频次、汽蚀、振动、轴承磨损、机械密封失效、叶轮磨损、介质腐蚀和维护质量影响。整体可通过检修和部件更换维持功能，但其经济寿命受运行负荷和故障频次影响明显。

5.12.2.1. 可能缩短寿命的因素

1) 长期连续运行，年运行小时数超过 6000h，或启停频繁，造成轴承、机械密封、电机和联轴器疲劳磨损加剧。

2) 泵长期偏离高效区运行，流量、扬程或系统阻力与设计不匹配，造成振动、噪声和能耗增加。

3) 吸入条件不良，发生汽蚀、气蚀或空转，导致叶轮、泵壳和密封部位损伤。

4) 介质含沙、含杂质、腐蚀性强或温度超出设计条件，造成叶轮、泵壳、轴套和密封

件磨损腐蚀。

- 5) 轴承温度、振动、噪声、泄漏量等运行参数异常，且重复出现同类故障。
- 6) 备用泵长期未轮换试运，导致锈蚀、卡涩、绝缘下降或启动可靠性降低。

5.12.2.2. 可能延长寿命的措施

- 1) 优化运行方式，保持水泵在高效区运行，减少长期小流量、超流量或憋压运行。
- 2) 设置或保持软启动、变频调节、止回和联锁保护可靠，降低启停冲击和水锤影响。
- 3) 定期开展振动、温度、噪声、轴承、电机绝缘、机械密封和流量扬程测试。
- 4) 加强水质过滤、进口清理和吸入条件检查，防止汽蚀、空转和杂物进入。
- 5) 建立运行泵与备用泵轮换制度，按周期开展试运和维护。
- 6) 结合检修更换叶轮、轴承、机械密封、联轴器、轴套等关键易损件。

5.12.2.3. 资产折旧年限区间

高压、低压水泵折旧年限宜取 15—20 年作为基本取值，且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值：高压、低压水泵折旧年限宜取 15—20 年。当水泵长期连续运行、启停频繁、介质条件较差或故障频次较高时，宜在 15—17 年区间取值；当运行负荷适中、备用轮换规范、维护保养及时、状态参数稳定时，可在 18—20 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正：

- a. 年运行小时数超过 6000h，或日均启停次数超过 20 次时，宜缩短 1—3 年。
- b. 水泵长期偏离高效区运行，并出现振动、噪声、温升或能耗异常时，宜缩短 1—3 年。
- c. 发生汽蚀、空转、杂物卡阻或叶轮磨蚀，并造成性能下降时，宜缩短 2—4 年。
- d. 介质含沙、含杂质、腐蚀性强或温度超出设计条件造成磨损腐蚀时，宜缩短 1—3 年。
- e. 轴承、机械密封、联轴器、轴套等部件故障频繁时，宜缩短 1—3 年。
- f. 备用泵长期未轮换试运并影响启动可靠性时，宜缩短 1—2 年。
- g. 水泵保持高效区运行时，宜延长 1—2 年。
- h. 软启动、变频调节、止回和联锁保护可靠时，宜延长 1—3 年。
- i. 定期测试振动、温度、噪声、轴承、电机绝缘、机械密封和流量扬程且结果良好时，宜延长 1—3 年。
- j. 水质过滤、进口清理和吸入条件检查有效时，宜延长 1—2 年。
- k. 运行泵与备用泵轮换制度执行良好时，宜延长 1—2 年。

1. 水泵经大修或关键部件更换后性能恢复良好时，宜延长 1—2 年；修正后折旧年限不宜超过 20 年。

5.12.3. 空压机

按照 GB/T 3853—2017《容积式压缩机 验收试验》、GB/T 7777—2021《容积式压缩机 机械振动测量与评价》、GB 50029—2014《压缩空气站设计规范》和 NB/T 10793—2021《水电站压缩空气系统规范》，中压气机设计使用寿命一般为 15 年及以上。本条所称中压气机，是指用于抽水蓄能机组水泵工况压水的中压压缩空气系统，包括中压气机主机、冷却器、润滑系统、干燥和油水分离装置、储气罐、管路、阀门、安全附件和控制保护装置。

中压气机承担水泵工况启动前压水、压水维持和相关辅助供气任务，其可靠性直接影响水泵工况建立、机组工况转换和安全稳定运行。其寿命主要受年运行小时数、加载卸载频次、排气温度、级间压力、润滑油品质、空气过滤、冷却效果、含水含油控制、振动、阀件状态和维护质量影响。

5.12.3.1. 可能缩短寿命的因素

1) 年运行小时数超过 6000h，或长期频繁加载、卸载、启停，导致主机、轴承、阀片、活塞环和电机磨损加剧。

2) 机房通风散热条件差，环境温度高，排气温度或级间温度长期偏高，造成润滑油劣化和主机热负荷增大。

3) 空气过滤、油过滤、油水分离、干燥装置和冷凝水排放维护不到位，导致油路污染、水分积聚或压缩空气品质下降。

4) 润滑油选型、油质检测或更换周期不符合设备要求，造成主机、轴承和密封件磨损加快。

5) 冷却器堵塞、风扇故障、管路漏气、压力波动较大，导致中压气机长期低效运行。

6) 压水供气能力不足、储气罐和管路积水积油、止回阀、减压阀、安全阀或压水阀组动作异常，影响水泵工况压水可靠性。

5.12.3.2. 可能延长寿命的措施

1) 优化供气系统运行方式，减少频繁加载卸载和启停冲击。

2) 改善机房通风、散热和环境清洁条件，保持中压气机运行温度稳定。

3) 按周期更换空气滤芯、油滤、油水分离器、润滑油和冷凝水排放部件。

4) 定期开展振动、温度、排气压力、级间压力、油质、泄漏和压缩空气品质检测。

5) 对主机、冷却器、电机、控制阀、压力传感器、储气罐和管路系统开展状态检修。

6) 设置合理储气容量和压力控制区间, 定期检查压水阀组和联锁保护, 降低压力波动和频繁启停。

5.12.3.3. 资产折旧年限区间

中压气机折旧年限宜取 10—15 年作为基本取值, 且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值: 中压气机折旧年限宜取 10—15 年。当运行小时数高、加载卸载频繁、压水供气冲击大、机房环境差或维护不到位时, 宜在 10—12 年区间取值; 当运行负荷适中、机房环境良好、维护保养规范、供气品质稳定且压水阀组动作可靠时, 可在 13—15 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

a. 年运行小时数超过 6000h, 或频繁加载卸载导致主机温度、油耗、振动异常时, 宜缩短 1—3 年。

b. 机房通风散热不足, 排气温度或级间温度长期偏高时, 宜缩短 1—3 年。

c. 油滤、空滤、油水分分离器、干燥装置、润滑油维护不到位并造成主机磨损或空气品质下降时, 宜缩短 1—3 年。

d. 润滑油选型、油质检测或更换周期不符合设备要求时, 宜缩短 1—2 年。

e. 冷却器、管路、阀件、主机或控制系统故障频繁时, 宜缩短 2—4 年。

f. 压水供气能力不足、储气或管路系统积水积油、安全附件或压水阀组动作异常时, 宜缩短 2—4 年。

g. 供气系统运行方式优化后, 加载卸载和启停冲击减少时, 宜延长 1—2 年。

h. 机房通风、散热和环境清洁条件良好时, 宜延长 1—2 年。

i. 滤芯、油水分分离器、润滑油和排水部件按周期维护时, 宜延长 1—2 年。

j. 振动、温度、压力、油质、泄漏和空气品质定期检测结果良好时, 宜延长 1—2 年。

k. 主机、冷却器、电机、控制阀、储气罐和管路系统状态检修效果良好时, 宜延长 1—2 年。

1. 储气容量、压力控制区间、压水阀组和联锁保护优化后运行稳定时, 宜延长 1—2 年; 修正后折旧年限不宜超过 15 年。

5.13. 挡水系统设施

挡水建筑物(大坝等)为抽水蓄能电站核心水工基础设施, 服役寿命主要受渗透破坏、地震荷载、结构材料长期老化三类因素制约。根据《水电工程合理使用年限及耐久性设计规范(NB/T 10857-2021)》规范, 水工建筑物级别划分基准使用年限: 1 级挡水建筑物的合理

使用年限是 150 年；2 级挡水建筑物的合理使用年限是 100 年；3 级挡水建筑物的合理使用年限是 50~100 年；4 级、5 级挡水建筑物的合理使用年限是 50 年（仅由装机容量确定的一等工程的挡水建筑物，其合理使用年限可采用 100 年）。

5.13.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 工程区域地震烈度高于设计设防标准，长期高频次地震扰动加剧结构裂缝、坝体损伤；
- 2) 遭遇超标准设计洪水，坝体漫溢、水流淘刷坝基与坝肩，造成不可逆结构损耗；
- 3) 防渗体系局部失效，坝体内部持续渗透、扬压力超标，侵蚀坝体混凝土与地基岩体；
- 4) 库区水体腐蚀性指标超出设计阈值，长期侵蚀坝体混凝土结构；
- 5) 未按期开展结构安全巡检，微小病害持续扩展，加速整体耐久性衰减。

5.13.2. 可能延长使用年限的措施

- 1) 采用多层复合防渗结构体系，常态化检测防渗层完好性，阻断渗透破坏路径；
- 2) 按规范上限标准开展抗震加固设计，提升坝体、地基整体抗震冗余度；
- 3) 选用高抗冻、高抗渗高性能混凝土与新型复合防渗建材，提升本体耐久性能；
- 4) 布设自动化长期安全监测系统，实时监控位移、渗流、应力指标，隐患及时处置；
- 5) 建立年度专项水工维护机制，定期检查修补表层破损、补强薄弱结构部位。

5.13.3. 资产折旧年限区间

水工挡水建筑物承担电站长期蓄水、调峰填谷核心任务，运行工况平稳无极端持续满负荷或长期闲置损耗，实体资产损耗速率平缓，但地质灾害、防渗失效会大幅加速资产价值消耗，因此折旧年限取值需区分技术设计寿命与经济折旧年限，结合工况、防护措施上下浮动。

1) 基准取值：工程地处高地震风险区、存在超标准洪水频发风险、防渗运维投入不足时，折旧年限取区间下限（50 年）；工程为一等大（1）型 1 级挡水建筑物、运维体系完善、常态化结构监测养护到位时，折旧年限可取区间上限（100 年）。折旧年限宜取 50~100 年。

2) 资产折旧年限修正：

依据《GB50199-2013 水利水电工程结构可靠性设计统一标准》：

- a. 区域地震烈度超出设计设防等级，宜缩短 5~15 年；
- b. 发生超标准设计洪水造成坝体淘刷损伤，宜缩短 3~10 年；
- c. 防渗体系出现持续性渗漏病害且处置周期滞后，宜缩短 4~12 年；
- d. 库区水质腐蚀指标超设计限值长期运行，宜缩短 2~8 年；
- e. 采用多层复合防渗结构、高耐久混凝土建材，宜延长 3~10 年；
- f. 高标准抗震加固设计落地实施，依据工程设计说明书，宜延长 2~8 年；

g. 搭建自动化长期结构监测系统、执行年度专项水工养护，运维规范，宜延长 3~12 年；

h. 电站均衡调峰工况无极端超负荷损耗，依据抽水蓄能行业运维惯例，宜延长 2~5 年；

i. 定期开展坝体表层修补、薄弱部位补强，依据水工建筑物运维规程，宜延长 1~6 年。

5.14. 输水系统设施

输水建筑物（压力钢管、引水隧洞等）为上下水库水流连通通道，服役寿命主要制约因素为高速水流内壁冲刷、管壁/衬砌渗漏、水体化学腐蚀，管道内壁磨蚀、局部结构塌陷为核心安全风险。根据《水电工程合理使用年限及耐久性设计规范（NB/T 10857-2021）》规范，水工建筑物级别划分基准使用年限：1 级、2 级引水发电建筑物的合理使用年限是 100 年；3 级引水发电建筑物的合理使用年限是 50~100 年；4 级、5 级引水发电建筑物的合理使用年限是 50 年。

5.14.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 水体含高泥沙硬质颗粒，长期磨蚀管道内壁衬砌、钢管内壁；
- 2) 防腐内衬破损脱落，水体介质直接腐蚀基材；
- 3) 弯道、渐变段等高冲刷薄弱部位无加固措施，局部结构持续损耗；
- 4) 衬砌、钢管焊缝渗漏未及时处置，引发内部钢筋锈蚀、岩体溶蚀；
- 5) 介质酸碱指标超出设计耐受范围，加速基材电化学腐蚀。

5.14.2. 可能延长使用年限的措施

- 1) 输水主管选用高强度耐蚀特种钢材、抗腐蚀复合管材；
- 2) 周期性开展聚氨酯等防腐内衬喷涂修复，阻断介质腐蚀通道；
- 3) 高冲刷弯道、渐变段增设耐磨加固衬板，提升局部抗冲刷能力；
- 4) 布设流量、渗漏、应力在线监测系统，实时预警结构隐患；
- 5) 每年开展管道全域内窥检测，微小渗漏、磨蚀点位及时修补。

5.14.3. 资产折旧年限区间

输水建筑物全年常态化通水运行，介质腐蚀、持续磨蚀损耗均匀发生，折旧年限综合管材材质、防腐运维、冲刷防护水平确定。折旧年限宜取 30~100 年。

1) 基本取值：水体高泥沙、腐蚀介质超标、防腐维护频次低时，折旧年限取区间下限（30 年）；1 级或 2 级高压压力钢管、高耐蚀管材、年度内窥防腐运维体系完善时，折旧年限可取区间上限（100 年）。

2) 资产折旧年限修正：

- a. 高泥沙水体长期磨蚀管道内壁，依据压力钢管设计规范，宜缩短 4~15 年；
- b. 防腐内衬破损长期未修复，依据金属管道防腐标准，宜缩短 3~12 年；
- c. 高冲刷薄弱部位无加固防护持续损耗，依据水力输水设计规程，宜缩短 2~10 年；
- d. 管道渗漏病害滞后处置引发基材锈蚀，依据水工金属结构耐久性标准，宜缩短 3~11 年；
- e. 选用高强度耐腐蚀特种管材制作主管，依据压力钢管设计规范，宜延长 3~14 年；
- f. 周期性聚氨酯内衬防腐喷涂养护，依据管道运维说明书，宜延长 2~12 年；
- g. 冲刷薄弱段增设耐磨加固衬板防护，依据水力防护设计标准，宜延长 3~10 年；
- h. 渗漏应力在线监测系统常态化预警运维，依据电站智能化运维规范，宜延长 2~9 年；
- i. 年度全域管道内窥检测与局部修补，依据输水建筑物养护规程，宜延长 1~8 年。

5.15. 泄水系统设施

泄水建筑物（溢洪道、泄洪闸等）承担电站汛期泄洪、库水位调节功能，服役寿命核心制约因素为高速水流空蚀、过流结构冲刷、结构裂缝扩展、渠道淤积四类。根据《水电工程合理使用年限及耐久性设计规范（NB/T 10857-2021）》规范，水工建筑物级别划分基准使用年限：1 级泄水建筑物的合理使用年限是 150 年；2 级泄水建筑物的合理使用年限是 100 年；3 级泄水建筑物的合理使用年限是 50~100 年；4 级、5 级泄水建筑物的合理使用年限是 50 年（仅由装机容量确定的一等工程的泄水建筑物，其合理使用年限可采用 100 年）。

5.15.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 常年遭遇高重现期超标洪水，高速水流持续冲刷、空蚀过流面构件；
- 2) 结构裂缝未及时修补，水流渗入内部引发钢筋锈蚀、混凝土胀裂；
- 3) 泄洪渠道常年淤积，过流断面缩窄，局部流速骤增加剧冲刷破坏；
- 4) 过流介质含高泥沙含量，磨蚀过流金属、混凝土面层；
- 5) 空蚀防护层破损脱落，基底结构直接暴露于高速气蚀环境。

5.15.2. 可能延长使用年限的措施

- 1) 过流关键部件选用不锈钢等高抗空蚀特种材料，强化表层抗气蚀性能；
- 2) 巡检排查结构裂缝，注浆、修补阻断裂缝延伸路径；
- 3) 汛前、汛后常态化渠道清淤，保障设计过流断面与流速；
- 4) 优化泄洪道线型、消能结构设计，降低局部流速与空化效应；
- 5) 定期复涂、修复过流面抗冲刷防护涂层。

5.15.3. 资产折旧年限区间

泄洪建筑物仅汛期短时投入运行，但泄洪工况下高速水力侵蚀损耗强度高，经济折旧年限需低于设计技术寿命，结合洪水重现期、防护运维水平动态调整。折旧年限宜取 50-100 年。

1) 基本取值：汛期超标洪水频发、泥沙含量高、清淤巡检频次不足，且高腐蚀、高强度运行工况下，折旧年限取区间下限（50 年）；工程为一等大（1）型 1 级泄洪建筑物、消能抗冲设计优化完善、常态化防护运维到位时，折旧年限可取区间上限（100 年）。

2) 资产折旧年限修正：

- a. 常年遭遇超标高重现期洪水长期冲蚀，依据水工泄洪设计规范，宜缩短 5~18 年；
- b. 结构裂缝病害处置滞后持续扩展，依据水工建筑物耐久性标准，宜缩短 3~10 年；
- c. 泄洪渠道淤积常态化未按期清淤，依据电站运维规程，宜缩短 4~12 年；
- d. 水体高泥沙长期磨蚀过流面层，依据水力机械抗磨蚀标准，宜缩短 2~9 年；
- e. 过流部件采用不锈钢等高抗空蚀特种材料，依据泄洪建筑物设计规范，宜延长 4~15 年；
- f. 季度常态化裂缝排查与修补加固，依据水工运维说明书，宜延长 2~9 年；
- g. 汛前汛后定期全域渠道清淤作业，依据电站运维管理标准，宜延长 3~12 年；
- h. 泄洪道线型与消能结构优化降蚀设计，依据水力设计规范，宜延长 3~10 年；
- i. 定期复涂修复过流面抗冲蚀防护涂层，依据耐久性养护规程，宜延长 2~8 年。

5.16. 边坡

边坡支护工程为抽水蓄能电站枢纽配套关键防护工程，服役寿命制约因素包含降雨入渗软化岩土、地震/爆破振动扰动、坡面植被退化失效，降雨渗透+振动耦合诱发滑坡失稳为核心风险点。边坡岩土性质、支护结构类型直接决定耐久损耗速率。

5.16.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 强降雨持续入渗坡体，岩土含水率升高、抗剪强度大幅衰减；
- 2) 近区爆破施工、地震振动扰动，支护锚索、锚杆应力超限松弛；
- 3) 坡面生态植被大面积退化，失去固土截流防护作用；
- 4) 坡体排水盲沟、截水沟淤堵失效，积水持续侵蚀滑动面；
- 5) 腐蚀性地下水长期侵蚀锚索、锚杆金属构件，造成锈蚀断裂。

5.16.2. 可能延长使用年限的措施

- 1) 客土喷播、植被混凝土生态护坡，长效固土截流提升坡面稳定性；
- 2) 多层级截排水系统常态化清淤检修，阻断降雨入渗通道；
- 3) 布设测斜、锚索应力自动化地质监测系统，动态评估稳定状态；
- 4) 腐蚀地下水区域采用防腐涂层锚索、耐蚀锚杆支护构件；
- 5) 季度坡面巡查，补种退化植被、修补破损支护框架。

5.16.3. 资产折旧年限区间

1) 基本取值：强降雨频发、临近爆破施工、排水系统运维缺失时，折旧年限取区间下限（40 年）；永久一级高陡边坡、生态支护完善、自动化地质监测常态化运维时，折旧年限可取区间上限（60 年）。折旧年限宜取：40-60 年。

2) 资产折旧年限修正：

- a. 强降雨区域无完善截排水体系长期入渗软化坡体，依据边坡防护设计规范，宜缩短 4~12 年；
- b. 近区爆破、地震高频振动扰动支护体系，依据岩土边坡抗震规程，宜缩短 3~10 年；
- c. 坡面植被大面积退化无修复措施，依据生态护坡养护标准，折旧年限宜缩短 2~8 年；
- d. 截排水设施淤堵失效长期积水侵蚀滑动面，依据边坡运维管理规程，宜缩短 3~9 年；
- e. 客土喷播+植被混凝土长效生态护坡体系，依据生态边坡设计规范，宜延长 3~11 年；
- f. 多层级截排水系统季度清淤检修，依据边坡防护运维说明书，宜延长 2~9 年；
- g. 锚索应力、坡体位移自动化长期地质监测，依据岩土工程监测标准，宜延长 3~10 年；
- h. 腐蚀地下水区域采用防腐型锚索锚杆构件，依据金属支护防腐规程，宜延长 2~8 年；
- i. 季度坡面巡查、植被补种与支护框架修补，依据边坡养护导则，宜延长 1~7 年。

5.17. 压力钢管

按照 NB/T 35056—2015《水电站压力钢管设计规范》、NB/T 10791—2021《水电工程金属结构设备更新改造导则》、NB/T 11006—2022《水电工程金属结构设备报废》和 NB/T 10857—2021《水电工程合理使用年限及耐久性设计规范》，压力钢管设计使用寿命一般为 50 年及以上。压力钢管是抽水蓄能电站输水系统的重要承压金属结构，承担输送高压水流、连接水工建筑物与机组设备的功能。

压力钢管寿命主要受内水压力、水锤压力、外水压力、围岩和支承条件、焊缝质量、腐蚀减薄、涂层失效、疲劳裂纹、伸缩节状态和运行瞬变影响。压力钢管具有水工结构和金属承压结构双重属性，其技术寿命和安全寿命通常较长。

5.17.1. 可能缩短寿命的因素

1) 压力钢管长期承受高水头、高水锤压力或频繁压力波动，导致管壁、焊缝、加劲环和支承结构疲劳累积。

2) 内壁防腐涂层失效、阴极保护不足或水质腐蚀性较强，造成管壁腐蚀减薄、点蚀或

局部穿孔风险增加。

- 3) 过流部位泥沙磨蚀、弯管段冲刷、局部流态不良,造成内壁磨损和涂层破坏。
- 4) 焊缝存在未熔合、裂纹、咬边、夹渣等缺陷,或服役过程中出现扩展性裂纹。
- 5) 地下埋管外水压力、围岩变形、回填不密实、排水不畅或支承失效导致外压失稳、变形或应力集中。
- 6) 伸缩节、排水排气装置、人孔、支承、镇墩等附属结构状态异常,影响压力钢管整体受力和运行安全。

5.17.2. 可能延长寿命的措施

- 1) 按设计要求保持压力钢管防腐涂层、阴极保护、排水和通风条件有效。
- 2) 定期开展内外壁检查、腐蚀测厚、焊缝无损检测、变形检测和渗漏检查。
- 3) 建立压力、水锤、振动、渗漏、沉降和排水状态监测机制,及时识别异常趋势。
- 4) 对腐蚀减薄、涂层破损、焊缝缺陷、伸缩节异常和支承问题实施专项修复。
- 5) 结合机组运行方式优化启停、导叶关闭、进水阀关闭和水力过渡过程控制,减少异常水锤冲击。
- 6) 对达到一定运行年限或存在趋势性缺陷的压力钢管开展专项安全评估,依据评估结果实施加固、修复或更新改造。

5.17.3. 资产折旧年限区间

综合考虑其长寿命、重要性和检测维护特点,压力钢管折旧年限宜取 40—50 年作为基本取值,且不宜超过设计使用寿命。

1) 基本取值:压力钢管折旧年限宜取 40—50 年。当压力钢管运行水头高、压力波动频繁、腐蚀磨蚀环境较重、检测维护条件受限或存在地质边界变化时,宜在 40—45 年区间取值;当设计裕度充足、防腐体系可靠、检测维护完善、运行状态稳定时,可在 45—50 年区间取值。

2) 资产折旧年限修正:

- a. 压力钢管频繁承受较大水锤压力或压力波动,且压力瞬变水平接近设计控制边界时,宜缩短 3—8 年。
- b. 内壁防腐体系失效、管壁腐蚀减薄、点蚀或局部穿孔风险增加时,宜缩短 5—10 年。
- c. 泥沙磨蚀、弯管段冲刷或流态不良造成管壁减薄、涂层破坏时,宜缩短 3—8 年。

d. 焊缝裂纹、渗漏、变形、外压失稳或支承异常影响结构安全时，宜缩短 5—10 年，并应开展专项安全评估。

e. 外水压力、围岩变形、回填不密实、排水不畅或支承失效导致外压失稳、变形或应力集中时，宜缩短 5—10 年。

f. 伸缩节、排水排气装置、人孔、支承、镇墩等附属结构异常时，宜缩短 3—8 年。

g. 防腐涂层、阴极保护、排水和通风条件持续有效时，宜延长 3—5 年。

h. 内外壁检查、腐蚀测厚、焊缝检测、变形检测和渗漏检查结果稳定时，宜延长 3—5 年。

i. 压力、水锤、振动、渗漏、沉降和排水状态监测机制完善时，宜延长 2—4 年。

j. 腐蚀减薄、涂层破损、焊缝缺陷、伸缩节异常和支承问题经专项修复后状态良好时，宜延长 3—6 年。

k. 启停、导叶关闭、进水阀关闭和水力过渡过程控制优化后异常水锤冲击减少时，宜延长 2—4 年。

1. 压力钢管完成系统性防腐翻新、焊缝修复、加固改造或支承治理，并经专项评估确认状态良好时，宜延长 5—10 年；修正后折旧年限不宜超过 50 年。

5.18. 厂内交通公路

厂区交通公路为电站场内物料运输、设备转运、通勤通行配套构筑物，依据构筑物耐久性设计相关规范，厂内交通公路设计使用年限区间为 20~30 年。

按道路使用荷载与功能划分基准使用年限：重载主干道基准合理使用年限是 20 年；常规通勤、轻型运输支路基准合理使用年限是 20~30 年；小型人行、轻型辅助道路基准合理使用年限是 30 年。

5.18.1. 可能缩短使用年限的因素

1) 厂区重载车辆长期高频通行，路面易出现破损、沉降、裂缝，修复频次高，实际耐用损耗速度快于常规标准；

2) 厂区生产布局规划存在调整预期，后续可能局部改道、拓宽或拆除重建，资产实际可使用期限受限；

3) 生产物料运输腐蚀性、扬尘大，雨水冲刷夹带油污、化工残留物侵蚀路基路面，加速设施老化；

4) 厂区地质条件偏弱，地基易渗水、冻融、沉降，公路维护成本逐年攀升，有效使用周期缩短；

5) 生产产能持续扩容,车流、荷载逐年递增,远超设计初期通行标准,大幅加剧路面损耗;

6) 环保、安全规范更新升级,原有公路配套标线、防护、排水设施需提前改造,原有主体使用年限压缩。

5.18.2. 可能延长使用年限的措施

1. 建设阶段采用高标号混凝土、加厚沥青面层、加固路基防渗处理,提升公路结构耐久强度;

2. 建立常态化养护机制:定期清扫、灌缝、修补坑槽、疏通排水系统,减少雨水、油污侵蚀损伤;

3. 规范厂区车辆通行管理:限重、限速行驶,重载车辆固定专用通道,分散路面荷载压力;

4. 完善配套防护设施:路边修建排水沟、防撞护栏、隔离绿化带,降低外力及自然环境破坏;

5. 厂区中长期总平面规划稳定,无道路改线、拆除、移位计划,资产可长期完整投入使用;

6. 定期开展路基、路面检测评估,提前局部补强修缮,避免小损伤演变为整体结构性报废;

7. 地质环境稳定,做好路基防水、防冻、防滑坡处理,杜绝地基沉降引发整体破坏。

5.18.3. 资产折旧年限区间

厂内交通公路全年常态化通行,服役寿命主要受重载车辆碾压损耗、雨水油污侵蚀、路基沉降、规划改造四类因素制约,实体资产有形损耗随车流荷载逐年累积,折旧年限取值需区分结构设计耐久年限与经济折旧年限,结合运输工况、养护防护措施上下浮动。折旧年限宜取20-30年)。

1) 基本取值:厂区重载车流密集、腐蚀性介质洒落频繁、地质条件较差且养护投入不足时,折旧年限取区间下限(20年);轻型通勤支路、高标准加固施工、规划长期稳定、系统化长效养护执行到位时,折旧年限可取区间上限(30年)。

2) 资产折旧年限修正:

a. 厂区重型车辆长期超载高频碾压,依据厂内道路工程设计规范,宜缩短4~12年;

b. 运输油污、腐蚀性废水长期侵蚀路面路基,依据道路构筑物耐久性标准,宜缩短3~10年;

c. 厂区规划存在道路改道、拆除重建安排,依据厂区总平面管理规定,宜缩短3~9年;

d. 场地地质偏弱易渗水沉降且无加固处理,依据路基设计规范,宜缩短2~8年;

- e. 产能提升车流荷载超出原设计标准, 依据场内运输方案导则, 宜缩短 2~7 年;
- f. 安全环保新规需提前改造道路配套防护设施, 依据安全设施升级规范, 宜缩短 2~6 年;
- g. 仅零星修补无系统化预防性养护, 依据道路运维管理规程, 宜缩短 1~5 年;
- h. 道路采用高标号面层+防渗加固路基施工, 依据场内道路建设标准, 宜延长 3~10 年;
- i. 月度常态化清扫、灌缝、排水疏通养护, 依据道路养护规程, 宜延长 2~9 年;
- j. 分道限重限速管控、重载车辆专用通道分流, 依据场内车辆通行管理办法, 宜延长 2~8 年;
- k. 配套完整截排水、防撞、绿化防护体系, 依据道路附属设施设计规范, 宜延长 2~7 年;
- l. 厂区中长期总平稳定无道路改拆计划, 依据厂区规划管理文件, 宜延长 3~9 年;
- m. 定期路基路面检测、薄弱段提前补强修缮, 依据构筑物检测评估标准, 宜延长 2~8 年;
- n. 路基前期地质防水防冻预处理到位, 依据地基处理设计规程, 宜延长 1~7 年。

5.19. 建构筑物

5.19.1. 电站厂房

电站厂房建筑, 服役寿命受地基不均匀沉降、机组设备振动疲劳、环境温变应力开裂、潮湿腐蚀、火灾风险五大要素控制; 按水工建筑物等级划分: 1 级、2 级发电建筑物 (发电厂房) 的合理使用年限是 100 年, 3 级发电建筑物 (发电厂房) 合理使用年限是 50 年, 4 级、5 级发电建筑物 (发电厂房) 合理使用年限是 30 年。

5.19.1.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 地基不均匀沉降持续发展, 梁柱、墙体产生贯通性结构性裂缝;
- 2) 机组减振装置失效, 长期高频交变振动引发主体结构疲劳损伤;
- 3) 厂房电气火灾高温灼烧混凝土、钢结构承重构件;
- 4) 地下厂房高湿环境, 水汽锈蚀钢筋造成混凝土胀裂破损;
- 5) 温度应力裂缝常年未修补, 季节荷载持续扩大病害范围。

5.19.1.2. 可能延长使用年限的保障措施

- 1) 布设沉降、位移、应力自动化在线监测系统, 结构变形超限及时加固补强;
- 2) 建筑主体采用阻燃建材, 配套烟感、自动灭火成套消防系统;
- 3) 机组基座加装阻尼减振支座, 削减设备振动向土建结构传递;
- 4) 潮湿地下厂房配套通风除湿系统, 钢结构定期防腐涂装;
- 5) 每年开展结构巡检, 温度裂缝注浆封闭、局部补强处理。

5.19.1.3. 资产折旧年限区间及取值

厂房常年受机组启停振动、水压力脉动、地震荷载耦合作用，实体自然损耗不均匀，经济折旧年限区别于结构设计寿命，结合减振配置、消防设施、结构维保水平上下浮动取值。折旧年限宜取 30~100 年。

1) 基本取值：场地地基稳定性差、减振设施缺失、地下厂房高湿无防腐维保，折旧取下限 30 年；一等 1 级地面厂房、消防减振监测体系齐全、年度结构养护落地，折旧可取上限 100 年。

2) 资产折旧年限修正：

- a. 地基不均匀沉降超标持续发展，依据发电厂房结构设计规范，宜缩短 5~16 年；
- b. 机组减振失效长期振动疲劳损伤，依据厂房抗振设计标准，宜缩短 4~13 年；
- c. 厂房火灾高温灼伤承重结构，依据建筑防火耐久性规程，宜缩短 6~18 年；
- d. 地下厂房高湿无通风防腐运维，依据地下厂房运维规范，宜缩短 3~11 年；
- e. 配置自动化结构变形监测并及时加固，依据水工厂房设计规范，宜延长 4~15 年；
- f. 全楼阻燃建材+成套自动消防配置，依据建筑防火标准，宜延长 3~13 年；
- g. 机组阻尼减振支座安装到位减小振动传导，依据机电厂房抗振设计说明书，宜延长 2~11 年；
- h. 高湿厂房通风除湿+钢结构常态化防腐，依据地下厂房养护规程，宜延长 3~10 年；
- i. 年度结构检测、裂缝注浆补强落地执行，依据建筑结构耐久性标准，宜延长 2~9 年。

5.19.2. 开关站

开关站土建建筑、配电构架配套高压电气设备，服役寿命受限：盐雾腐蚀构件、雷电过电压击穿绝缘、密闭空间高温老化、设备技术迭代淘汰、低温凝露绝缘受损五项；按配电构筑物重要性分级：户内外高压成套开关设备设计使用寿命为 40 年及以上，二次保护装置设计使用寿命 20 年。

5.19.2.1. 可能缩短使用年限的因素

- 1) 库区沿海高盐雾环境，金属构架、开关触头锈蚀卡涩；
- 2) 区域雷暴多发、避雷设施不完善，过电压击穿绝缘部件；
- 3) 配电室密闭无通风散热，高温加速绝缘、元器件老化劣化；
- 4) 设备技术老旧无法适配新型电网调控，无智能化改造空间；
- 5) 冬季户外凝露频发，绝缘件表面闪络损耗绝缘性能。

5.19.2.2. 可能延长使用年限的保障措施

- 1) 构架金属构件采用达克罗长效防腐涂层，满足高盐雾防护指标；
- 2) 全站配置避雷器和温湿度在线监测系统，规避雷击过电压破坏；
- 3) 配电房加装强制通风、温控设备，控制室内运行环境温度；
- 4) 分期实施二次系统智能化改造，保留一次主设备减少整体更换；

5) 每年电气预防性试验, 打磨触头氧化层、紧固电气连接点位。

5.19.2.3. 资产折旧年限区间及取值规则

开关站内电气元器件更新迭代快, 经济折旧普遍短于构筑物物理使用年限, 依托防腐、防雷、温控、技改投入确定最终折旧年限。折旧年限宜取: 20-35 年。

1) 基准取值规则: 高盐雾多雷库区、无防腐温控维保投入, 折旧取下限 20 年; 内陆低腐蚀区域、防雷防腐温控齐全、可分步智能化改造, 折旧取上限 35 年。

2) 资产折旧年限修正:

- a. 高盐雾区域无长效防腐涂层防护, 依据高压开关设备防腐标准, 宜缩短 2~6 年;
- b. 多雷区缺少成套避雷装置频繁过电压损伤, 依据过电压防护设计规范, 宜缩短 2~5 年;
- c. 配电室无通风温控长期高温运行, 依据电气设备温升标准, 宜缩短 1~4 年;
- d. 设备老旧无智能化升级改造条件, 依据电力设备更新行业惯例, 宜缩短 3~7 年;
- e. 金属构件采用达克罗长效防腐工艺, 依据高压设备防腐规范, 宜延长 1~5 年;
- f. 全站避雷器+温湿度在线监控成套投用, 依据过电压防护说明书, 宜延长 1~4 年;
- g. 配电房强制通风温控常态化运行, 依据电气运维规程, 宜延长 1~3 年;
- h. 二次系统分步智能化改造、一次设备利旧, 依据电网设备改造导则, 宜延长 2~5 年;
- i. 年度预试+触头打磨紧固常态化养护, 依据高压开关检修标准, 宜延长 1~4 年。
- i. 执行年度楼宇修缮、墙面裂缝及外立面定期修补, 依据民用建筑养护导则, 宜延长 1~5 年。

附 录 A
(资料性)

抽蓄电站资产使用寿命及折旧年限区间建议

本附录提供了抽水蓄能电站主要资产的使用寿命及折旧年限建议，供财务核算、资产管理及经济性评估参考。数据基于行业通用实践、技术经济分析及设备运行特性综合确定，可根据实际情况调整。

序号	固定资产一级分类	固定资产二级分类	使用寿命区间	资产折旧基本年限取值区间
1	发电机及附属设备			
2		电动发电机	25-35 年	25-30 年
3		发电机出口成套开关及辅助设备（GCB、ECB、换相刀等发电机出口母线设备）	10-20 年	12-22 年
4	水泵水轮机		20—35 年	20—35 年
5	调速器		40 年及以上	15—25 年
6	进水阀	进水球阀	20—35 年	20—35 年
7		进水蝶阀	20—35 年	20—35 年
8	励磁系统		10—20 年	5—12 年
9	主变压器（包括联络变压器）		20-30 年	18-22 年
10	GIS 设备		30-40 年	18-30 年
11	高压引出设备			
12		户外电容式电压互感器（CVT）	30-40 年	12-25 年
13		户外避雷器	30 年以上	12-25 年
14		户外隔离开关	25-30 年	12-22 年
15		户外铁塔	35-50 年	16-25 年
16	SFC 系统		10-20 年	5-12 年
17	电气二次设备			
18		继电保护设备	10-20 年	11-12 年
19		计算机监控系统	5--12-年	5-12 年
20	水工结构设备			

21		闸门	40 年及以上	20-35 年
22		拦污栅	40 年及以上	20-35 年
23		启闭机	40 年及以上	20-35 年
24	公用设备			
25		主厂房桥机	30 年及以上	20-30 年
26		高压、低压水泵	20 年及以上	15-20 年
27		空压机	15 年及以上	10-15 年
28	挡水系统设施		50-100 年	50-70 年
29	输水系统设施		30-100 年	30-70 年
30	泄水系统设施		50-150 年	40-60 年
31	边坡		40-60 年	40-60 年
32	压力钢管		50 年及以上	40-50 年
33	厂内交通公路		20-30 年	20-30 年
34	建构筑物			
35		电站厂房	30-100 年	30-100 年
36		开关站	20-30 年	20-35 年

(资料性)

目前在运抽水蓄电站资产使用年限表

本附录提供了抽水蓄能电站主要资产的使用寿命及折旧年限建议，供财务核算、资产管理及经济性评估参考。数据基于行业通用实践、技术经济分析及设备运行特性综合确定，可根据实际情况调整。

我国部分在运抽水蓄能电站已服役时间（截至 2025 年）

工程名称	工程 等别	建成投入运行时间	已服役 时间 (年)	固定资产分类	折旧年限 区间
广州抽水蓄能电站	1 等	1993 年首台机组发电	30	发电及供热设备	10/15
				水工机械设备	12
				建筑物	30、45
响洪甸抽水蓄能电站	3 等	2000 年 6 月首台机组投产	25	发电及供热设备	20
				水工机械设备	10
				建筑物-水电站大坝	30、45
天荒坪抽水蓄能电站	1 等	1998 年 9 月首台机组投产	27	发电及供热设备	20
				水工机械设备	10
				建筑物-水电站大坝	30、45
北京十三陵抽水蓄能电站	1 等	1995 年 12 月首台机组投产	30	发电及供热设备	20
				水工机械设备	10
				建筑物-水电站大坝	30、45
潘家口抽水蓄能电站	1 等	1991 年 6 月首台机组投产	34	发电及供热设备	20
				水工机械设备	10
				建筑物-水电站大坝	30、45