



团体标准

T/CES XXX-XXXX

算力中心备用电源系统技术规范

Technical Specification for Computing Center Backup Power Systems

(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国电工技术学会 发布

目 次

前 言 III

引 言 IV

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 术语和定义..... 1

4 总则..... 4

 4.1 系统可靠性原则 4

 4.2 分级配置原则 4

 4.3 柔直替代柴发原则 4

 4.4 绿色高效原则 4

 4.5 高品质供电原则 4

 4.6 协同共享原则 5

 4.7 智能可维原则 5

 4.8 消防与本质安全原则 5

5 备用电源系统架构与配置..... 5

 5.1 典型架构..... 5

 5.2 柔直互联备用电源架构..... 5

 5.3 配置要求..... 6

6 关键技术要求..... 6

 6.1 性能指标..... 6

 6.2 柔性直流互联备用电源 7

 6.3 储能系统..... 8

 6.4 氢储能系统..... 9

 6.5 柴油发电机设备（补充方案） 9

 6.6 智能化监控..... 9

 6.7 消防安全与极端工况 9

7 智能运维与系统评价..... 10

 7.1 智能化运维..... 10

 7.2 系统测试..... 10

7.3 系统评价 11

附 录 A （资料性） 算力中心备用电源系统架构 12

 A.1 典型架构说明..... 12

附 录 B （资料性） 备用电源系统评价指标定义及计算方法..... 13

 B.1 可靠性指标..... 13

 B.2 灵活性指标..... 13

 B.3 经济性指标..... 13

 B.4 弹性指标..... 14

 B.5 绿色指标..... 14

附 录 C （资料性） 柔直互联与传统备用电源方案对比 15

附 录 D （资料性） 柔性直流互联装置运行与运维要点 17

 D.1 换流器控制原理要点 17

 D.2 运行方式组合 17

 D.3 常规运维 17

 D.4 数字化智能运维 17

 D.5 远程操作安全 17

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》给出的规则起草。编制过程参考了《算力标准体系建设指南》（2025 版）。

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这些专利的责任。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会标准工作委员会能源智慧化工作组归口。

本文件起草单位：国网北京市电力公司、国网信息通信产业集团有限公司、清华大学。

本文件主要起草人：张頔、陈波、石鑫、彭博、陈凯雨、王含光、武志栋、高峰、李济伟、李娟、李皖金、张乐丰、王海峰、王雁河、曹灿、付忠霖、贾涛。

本文件为首次发布。

引 言

随着数字经济发展、碳中和碳达峰目标的深入推进，算力作为新型生产力，高密度算力中心已成为关键基础设施，其业务连续性高度依赖电力供应的绝对可靠，其绿色环保性则高度取决于供电系统的绿电占比。备用电源系统是保障算力中心在外部电网中断或内部故障时持续运行的最后一道防线。传统以柴油发电机组作为长时间备用电源的技术路线，存在启动慢、倒闸时间长、排放高、噪声大、燃料储备受限、闲置资产利用率低等问题，难以同时满足算力负荷“零闪动”、高品质供电和绿色低碳要求。

多端柔性直流互联技术可在保持各路电源电气隔离的前提下实现功率快速互济和负荷转供，形成“2N（两路主电源）+N（柔直互联备用电源）”架构，以独立市电通道替代柴发或第三路交流备用电源，具备故障自愈快、供电品质高、冗余容错强、可智能均衡负荷、运维少人化等优势。为引导算力中心备用电源系统由“柴发保电”向“柔直备电、绿色协同”演进，解决当前发展中面临的可靠性、电能质量和低碳化矛盾，特制定本文件。该技术路线仍需结合试点工程积累运行、故障和能效数据。本文件给出的配置示例和可靠性对比用于统一评价方法，不替代项目专项论证。

算力中心备用电源系统技术规范

1 范围

本文件规定了算力中心备用电源系统的总则、架构与配置、关键技术要求、智能运维与系统评价。

本文件适用于新建、改建和扩建的各类算力中心（包括通用数据中心、高性能算力中心、智能算力中心、中小算力中心及边缘算力节点等）备用电源系统的规划、设计、建设、运维和评价。既有以柴油发电机组为主的备用电源系统进行改造时，可参照使用。本文件与 GB 50174 配套使用，不替代其对数据中心供配电系统的基础规定。多端柔直互联作为长时间备用电源时，应经可靠性论证，并与 GB 50174 对相应等级备用电源的要求对照；在工程运行经验仍需积累的条件下，可与柴油发电机组过渡并存，不宜未经论证即视为等效替代。

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 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 13498 高压直流输电术语
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 14715 信息技术设备用不间断电源通用规范
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 22390（所有部分） 高压直流输电控制与保护设备
- GB/T 2820.1 往复式内燃机驱动的交流发电机组 第1部分：用途、定额和性能
- GB/T 30553—2023 基于电压源换流器的高压直流输电
- GB/T 34118 高压直流输电换流阀 电气试验
- GB/T 34139 柔性直流输电换流器技术规范
- GB/T 35727 中低压直流配电电压导则
- GB/T 36276 电力储能用锂离子电池
- GB/T 42288 电化学储能电站安全规程
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB 50174 数据中心设计规范
- DL/T 2915 氢储能电站储氢系统运行规程
- YD/T 2442 互联网数据中心资源占用、能效及排放技术要求和评测方法
- T/CES 351 分布式制储发氢储能综合能源站集控系统监控与通信技术要求
- T/CSEIA 1008 城市综合能源智慧物联管控技术导则
- T/NXTXXH 001 数据中心集群算电协同供配电系统建设规范
- IEC 62040-3 不间断电源系统（UPS） 第3部分：规定性能和试验要求的方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

算力中心 computing power center

集中部署高性能计算设备、存储设备和网络设备，以提供数据计算、处理、存储和交换等服务的基础设施。

3.2

A 级算力中心 A-level computing power center

即容错级算力中心，要求在任何单点故障（N-1 故障）或单系统维护时，算力中心仍能不间断运行。

3.3

B 级算力中心 B-level computing power center

即冗余级算力中心，要求在冗余能力范围内，不应因设备故障导致运行中断，但在维护时可能需要部分系统停机。

3.4

高密度算力柜 high-density computing power cabinet

单机柜功率密度远超传统标准、专为满足高性能计算等场景对超高算力需求而设计的专用机柜。

3.5

备用电源系统 backup power system

在正常供电电源失电、品质越限或内部故障时，能为算力中心关键负载提供持续、合格电能的全部设备组合。可由多端柔性直流互联装置、不间断电源、储能单元、柴油发电机组及自动转换与控制系统等构成。多端柔直互联用作长时间备用电源时，应经可靠性论证，并注意工程经验仍在积累。

3.6

2N+N 电源架构 2N+N power architecture

以两路完全独立的主电源构成 2N 供电，并以多端柔性直流互联接入另外一路或多路独立电源作为 N 路备用电源的供电架构。柔直互联在电气上隔离各路电源，在功率上实现互济和快速转供，可作为柴油发电机组或第三路交流备用电源的替代或补充方案。

3.7

柔性直流互联 flexible DC interconnection

采用电压源换流器（通常为模块化多电平换流器）将两路及以上独立交流电源在直流侧互联，实现有功、无功独立控制、故障快速隔离和功率互济的配电技术。

3.8

多端柔性直流备用电源 multi-terminal flexible DC backup power

以三端及以上柔性直流互联装置为核心，将相互电气隔离的独立电源连接为可合环运行的备用电源系统，在主电源 N-1、N-2 乃至部分 N-3 故障时完成负荷转供，经可靠性论证后可用于承担长时间备用电源功能。

3.9

模块化多电平换流器 modular multilevel converter (MMC)

由若干功率子模块级联构成桥臂的电压源换流器，具备低谐波、可冗余、四象限运行等特点，是柔性直流互联装置的推荐拓扑。

3.10

电气隔离、功率互联 electrical isolation with power interconnection

各路交流电源进线在交流侧保持电气隔离，不直接合环；同时通过柔直换流阀直流侧实现可控的功率交换和负荷转供，避免交流合环带来的环流、冲击和保护配合困难。

3.11

直流互联模式 MVDC interconnection mode

各端换流阀与公共直流母线相连，按上层指令或就地策略传递功率的主要运行方式。功率发送端通常控制直流电压，功率接收端控制有功功率，控制模式可根据需要转换。

3.12

STATCOM 运行方式 STATCOM operation mode

换流器在直流侧隔离或退出功率互济时，仅对所连交流母线进行无功控制、电压支撑和谐波/不平衡补偿的运行方式。

3.13

构网控制 grid-forming control

换流器主动建立或支撑交流电压和频率的控制方式。一端交流电源丢失时，失电端换流阀可切换为 V/F 控制，按电压、频率给定向无源母线供电。

3.14

零闪动供电 zero-flicker power supply

电源切换或电网扰动过程中，负荷侧电压不发生导致 IT 设备掉电、重启或业务中断的暂降和中断，供电在业务感知上保持连续。

3.15

穿越时间 ride-through time

从正常供电电源中断开始，到备用电源系统能稳定承接全部关键负载为止的最大允许时间。穿越时间应按保障层级分别考核：毫秒级保障层对应 UPS 或信息技术设备直流供电系统的切换时间；百毫秒级转供层对应柔直互联负荷转供时间；秒至分钟级储能保障层对应控制模式切换或备用通道恢复的桥接时间，三者不得混用同一限值。

3.16

不间断电源 uninterruptible power supply; UPS

当输入电源发生异常或中断时，能够毫秒级甚至零切换地向负载持续供应交流电或直流电的电源设备。

3.17

N+X 冗余 N+X redundancy

系统配置中，在满足基本需求（N）的设备数量外，额外增加 X 个备份设备，当不超过 X 个设备发生故障时，系统仍能满负荷运行。

3.18

2N 架构 2N architecture

两套完全独立、互为备份的系统架构，确保在任意单一设备或路径故障时，业务供电不受影响。

3.19

算电协同 computing-power coordination

算力负载与电力供应、储能及备电系统之间，通过信息化和智能化手段实现双向互动与协同优化，以提升整体能效和经济性。

3.20

储备一体化 storage-backup integration

储能系统同时承担备用电源与储能的双重角色。

3.21

信息技术设备直流供电系统 IT equipment DC power supply system

以直流电为算力中心 IT 设备供电的电源系统，常用电压等级包括 240 V、336 V、380 V 等，属于 GB/T 35727 规定的低压直流范畴。

注：信息通信行业习惯称为“高压直流（HVDC）电源”。本文件在沿用该习称时，均指上述信息技术设备直流供电系统，不表示 GB/T 13498 所定义的高压直流输电，也不表示 GB/T 35727 中高于低压直流的电压等级。

3.22

故障预测与健康管理 prognostics and health management (PHM)

利用传感器采集系统的各种数据，借助信号处理、人工智能、物理模型等技术，评估系统的当前健康状态，预测其未来剩余使用寿命，并在故障发生前提供管理和维护决策。在本文件中，PHM 主要用于对柔直换流阀子模块、阀冷系统、储能电芯等核心部件进行健康评估和剩余寿命预测，支撑预测性维护和备件决策。

3.23

C 级算力中心 C-level computing power center

即基本级算力中心，在电气系统正常运行情况下可保障业务运行，允许因故障或维护导致局部或短时中断。

4 总则

4.1 系统可靠性原则

算力中心备用电源系统是其稳定运行的最后一道防线，其可靠性应不低于主用供配电系统。系统设计应坚持“电气隔离、功率互联”，在提升转供速度和供电品质的同时，避免交流合环风险。备用电源应在主供电源 N-1 时自然承接负荷，在 N-2 时实现快速自愈，并具备应对部分 N-3 故障的容错能力。

4.2 分级配置原则

算力中心备用电源系统的配置等级应与算力中心的可靠性等级（参照 GB 50174 中 A、B、C 级）相匹配，实行差异化设计，避免过度配置或配置不足。A 级应配置双重电源、多端柔直互联备用电源和全冗余不间断电源；B 级宜配置双重电源和多端柔直互联备用电源，输出功率可按限时运行选择；C 级可采用两端柔直、储能或柴油发电机组等简化备用电源方案，不强制配置多端柔直互联。具体配置要求见 5.3。

4.3 柔直替代柴发原则

在具备两路及以上相互电气隔离的独立电源条件时，宜采用多端柔性直流互联作为备用电源，并与柴油发电机组、传统第三路交流备用电源（备自投/ATS 倒闸）比较后确定技术路线。柔直替代柴发的运行经验仍在积累，新建项目应通过可靠性论证、试点运行或同类工程数据，说明其可用度、转供时间和容错能力能够达到 GB 50174 对相应等级备用电源的目标后，方可作为长时间备用电源；论证或经验不足时，应保留柴油发电机组等补充手段。具备多路独立电源条件时，柴油发电机组不宜作为 A 级算力中心的唯一长时间备用电源。

4.4 绿色高效原则

在满足可靠性要求的前提下，应优先选用高效率、低碳排的设备和技术路线，鼓励以柔直互联调用独立市电通道、以储备一体化和氢储能等绿色技术作为补充，减少柴油发电机组的配置容量、试机频次和燃料储备，降低备用电源系统全生命周期碳排放。

4.5 高品质供电原则

备用电源系统不应仅以“不停电”为考核目标，还应抑制电压暂降、短时波动、波形畸变、三相不平衡和宽频振荡等隐性电能质量问题，实现从“保供电”到“保高质量供电”的提升，满足算力负荷对零闪动、不停产的要求。

4.6 协同共享原则

在数据中心集群、智算园区、边缘推理节点等算电协同新场景下，宜统筹规划多端柔直互联通道和集中式备用电源设施，实现电源互济、储能共享、负荷协同和虚拟电厂响应，提高资源利用效率，降低整体投资和运营成本。集群共享的容量分配、调度调用、责任划分和接口要求见 5.3。

4.7 智能可维原则

备用电源系统应具备全面的智能化监控和管理能力，支持状态感知、故障预警、一键顺控、远程遥控、故障自愈和能效分析，实现少人/无人值守和预测性维护。

4.8 消防与本质安全原则

备用电源系统的阀厅、储能舱（室）、氢储能设施和柴油发电机房应满足防火、防爆、防泄漏和消防联动要求，并针对高温、电压暂降、燃料中断、通信中断等极端工况明确保供策略和试验要求。

5 备用电源系统架构与配置

算力中心备用电源系统宜采用多端柔直互联备用电源的典型架构，“2N 主电源+多端柔直互联备用电源”典型示意图见附录 A。多端柔性直流互联可作为 N 路备用电源的技术路线之一，用于在直流侧形成功率互济和负荷快速转供通道；该路线尚需积累工程经验，容量应按 5.2.4 匹配，共享备用应按 5.3.6 留出裕度。电池储能系统（含 UPS/HVDC）用于毫秒级保障和品质支撑；氢储能等可作为长时绿色补充。电池储能和氢储能可利用新能源低谷电充电，促进新能源消纳并提高运行经济性。柴油发电机组在独立多路电源不具备或柔直方案尚未经工程验证时，仍作为补充备用电源。

5.1 典型架构

5.1.1 算力中心备用电源系统应采用多层级、多时间尺度的协同保障架构，通常应包括毫秒级保障层、百毫秒级转供层、秒至分钟级储能保障层和长时间保障层。

5.1.2 毫秒级保障层应以 UPS、信息技术设备直流供电系统（行业习称 HVDC）及配套储能电池为主，用于应对电网暂态扰动，实现关键 IT 负荷零中断。

5.1.3 百毫秒级转供层应以多端柔性直流互联装置为主。各段中压母线之间常态合环于直流侧，主供进线发生 N-2 故障时，应能在 50 ms~100 ms 内完成负荷转供（含故障判断、保护出口和断路器动作时间），非严重故障时应保持对负荷的零闪动供电，替代传统备自投/ATS 不低于 1 s 的倒闸过程。

5.1.4 秒至分钟级储能保障层可用于桥接柔直转供确认、换流阀控制模式切换或备用市电通道恢复的短暂空窗，并参与调峰、备用共享和算电协同。当柔直转供满足零闪动要求时，该层容量可按支撑冷却、辅机和品质调节需求优化配置，不宜再按“等待柴发启动 15 s”的传统桥接时长确定。

5.1.5 长时间保障层应以柔直互联所接入的独立备用市电通道为主，利用其余健全电源持续向失电母线供电，提供与市电同等的不限时供电能力。氢储能可作为绿色长时补充，柴油发电机组仅作为不具备独立多路电源条件时的补充方案。

5.2 柔直互联备用电源架构

5.2.1 柔直互联备用电源宜采用三端或四端模块化多电平（MMC）换流器以背靠背方式，将不同方向、相互电气隔离的中压交流母线连接至公共直流母线，实现潮流快速可控和故障快速隔离。推荐采用四端互联，以形成四路具备带载能力的电源通道。

5.2.2 接入柔直互联的各路电源原则上应完全电气隔离，宜来自不同上级变电站或不同电源点，避免共因故障。四路电源对应的中压母线应能通过柔直实现合环运行，但交流侧不得无控合环。

5.2.3 每端换流器应分别连接于不同的中压母线。正常运行时，每条电源进线的负载率宜按不超过 50% 控制，以便任一回进线或母线故障后，其余健全电源可经柔直转供并承担全部算力负荷；故障转供后，健全进线的短时传输功率可按其热稳定和保护定值允许的上限运行。此处 50% 负载率针对交流进线载流量，不表示换流器额定容量按 2 倍母线负荷选取，换流器容量应按 5.2.4 根据接线方式分别确定。

5.2.4 换流器额定容量应按 N-2 工况下该端实际承担的最大稳态有功确定，并与单段母线负荷、健全进线热稳定相匹配。不应出现 N-2 稳态功率达到额定容量 2 倍的配置。典型四端、各段负荷相等时，记单段母线额定负荷为 P_L （配置示例取 5 MW，四段合计 20 MW），按接线区分：a）交流进线与换流器并

联，本段负荷由本段进线供给时，换流器只承担经直流送出的转供功率。N-2 时两故障段负荷 $2P_L$ 由两健全端换流器送出，每端转供功率为 P_L ，换流器额定容量宜取 P_L （示例为 5 MW），为转供功率的 1.0 倍；健全进线同时承担本段负荷 P_L 与转供功率 P_L ，合计 $2P_L$ （示例为 10 MW），由进线热稳定承担，不计入换流器出力。b）若接线使本段负荷也需经本端换流器供给，则换流器额定容量应不小于本段负荷与最大转供功率之和，示例中应不小于 10 MW，不得仍按 5 MW 配置。两种接线的 N-2 稳态功率均不应大于换流器额定容量，短时过载只用于暂态，不作为常态转供能力，过载倍数和持续时间见 6.2.3。

5.2.5 柔直互联装置退出（检修或全停）时，不应影响原有 2N 主电源对负荷的正常供电。单端换流阀故障退出时，其余健全换流阀应能继续运行并维持功率互济。

5.3 配置要求

5.3.1 A 级算力中心应配置双重电源，并应设置多端柔性直流互联备用电源。柔直备用电源应能连续不限时运行，输出功率应满足最大平均负荷需求，同时应配置全冗余的不间断电源系统。不宜以柴油发电机组作为 A 级算力中心的唯一长时间备用电源。经可靠性论证满足 4.3 等效替代条件时，柔直方案可作为满足 GB 50174 中 A 级可靠性目标的长时间备用电源。

5.3.2 B 级算力中心宜由双重电源供电，并宜设置多端柔性直流互联备用电源，其输出功率可按限时运行功率选择。不具备独立多路电源条件时，可采用氢储能或柴油发电机组作为备用电源。

5.3.3 C 级算力中心可采用两端柔性直流互联、电池储能或柴油发电机组等简化备用电源方案，不强制配置多端柔直互联和全冗余不间断电源，但应保证故障或维护期间的安全停机和数据保护。

5.3.4 中小算力中心和边缘算力节点宜采用轻量化配置：在电源路数或场地受限时，可采用两端柔直互联、储备一体化或小型储能作为备用电源，不强制采用四端互联；换流器容量、储能时长和监控功能可按实际负荷和运维条件简化，但毫秒级保障和消防安全要求不应降低。

5.3.5 高密度算力机柜备用电源的配电回路、换流器和转换设备应具备相应的载流能力和短时耐受能力，并应校验 N-2 转供后健全电源、换流阀和母线的过载能力。校验时按 5.2.4 区分进线功率与换流器功率，过载能力按 6.2.3 的倍数和持续时间执行，不应以 2 倍额定容量作为 N-2 常态转供能力。

5.3.6 鼓励在集群、园区和边缘节点层面采用算电协同架构，通过柔直互联、集群级共享储能、负荷协同和虚拟电厂等方式整合响应资源，作为传统备用电源的有效补充或部分替代。多算力中心共享柔直备用电源时，应事先明确容量分配、调度调用和责任划分规则：共享容量宜按各站约定保障负荷和同时率分配，并预留公共应急裕度；调用顺序宜为站内 2N 主电源、站内柔直互济、集群共享备用、补充电源；调度权限、操作接口、故障责任和电量结算宜在运行协议中约定。算电协同通信宜采用 IEC 61850 等电力自动化接口，并与集群调度、负荷管理系统对接，满足 T/NXTXXH 001 的适用要求。公共应急裕度不宜小于各站约定保障负荷之和的 10%，且不宜小于其中最大单站约定保障负荷；该裕度仅用于故障转供，不参与日常经济调用。容量匹配应满足：各站分配容量与公共应急裕度之和不大于共享备用电源可用容量；任一站在其他站同时按约定负荷调用时，仍应获得不少于本站约定保障负荷的功率。

5.3.7 既有以柴油发电机组为长时间备用电源的算力中心进行改造时，宜优先增配或多端接入柔性直流互联装置，按容量削减梯度降低柴发装机和燃油储备：近期宜将柴发保留容量降至原装机的 50%~70%，覆盖冷却、消防及部分关键负荷；目标阶段宜降至原装机的 30%及以下，或仅按冷却、消防、安防等必要负荷配置。降级后的柴发应按应急补充电源管理，试验周期可相应延长，燃油储备按降级容量配置，并纳入与柔直、储能的联动控制。

6 关键技术要求

6.1 性能指标

不同类型备用电源应分类提出技术要求：UPS 和信息技术设备直流供电系统承担毫秒级保障；电池储能承担秒至分钟级桥接、品质支撑和算电协同；多端柔直互联承担百毫秒级转供和长时间市电互济；氢储能承担小时级绿色长时补充；柴油发电机组仅作为补充方案。各类设备不得简单套用同一启动时间、容量和试验要求。

6.1.1 备用电源 UPS 或信息技术设备直流供电系统在全负荷突加条件下切换时间应不超过 5 ms，输入电流谐波畸变率 THDi 应不超过 5%。该时间作为毫秒级保障层穿越时间考核。

6.1.2 多端柔性直流互联备用电源在中压进线 N-2 故障时，负荷转供时间应控制在 50 ms~100 ms 以内（含故障判断、保护出口和断路器动作时间）。非严重故障时，应实现对算力负荷的零闪动供电，母线电压恢复至额定值 $\pm 10\%$ 偏差范围内的时间应满足百毫秒级转供层穿越时间要求。

6.1.3 快速响应的储能备用电源系统响应时间应不超过 2 ms，备电时长应不低于设计时长。

6.1.4 当确需配置柴油发电机组时，机组启动至带载时间应不超过 15 s，性能等级应不低于 G3 级，并机同步误差通常应不超过 3°。

6.1.5 配电链路列头柜输出端电压降通常不超过 2 V，回路阻抗通常不超过 0.1 Ω 。

6.1.6 柔直互联备用电源接入后，公共连接点电能质量应满足 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543 的要求，换流器应具备抑制电压暂降、谐波和三相不平衡的能力。

6.2 柔性直流互联备用电源

6.2.1 一般要求

柔性直流互联装置应采用电压源换流器，宜采用模块化多电平（MMC）拓扑。装置应能实现有功功率和无功功率的瞬时独立调节和四象限运行，并满足 GB/T 34139、GB/T 34118 和 GB/T 22390 的适用要求。基于电压源换流器的系统构成、运行方式及控制保护原则宜参照 GB/T 30553—2023 的适用规定。换流器从系统角度看可视为无转动惯量的可控电源，应能根据运行方式在功率控制、直流电压控制、无功/交流电压控制和 V/F 构网控制之间切换。

6.2.2 拓扑结构与主接线

每组柔直互联装置宜由三个或四个 MMC 换流器以背靠背方式接入公共直流母线，交流端接入不同方向的独立中压母线（典型为 10 kV）；直流侧实现电气隔离条件下的功率互联，交流侧保持分列运行；单端换流器主接线应包括交流接口、联结变压器或接口电抗、换流阀、直流接口及阀冷系统等。

6.2.3 主要技术参数

交流侧额定电压宜与算力中心中压配电电压一致，典型为 10 kV。公共直流母线宜采用双极性，标称电压宜为 ± 10 kV；受绝缘、损耗或设备供货条件限制时，可采用 ± 5 kV。二者极对极电压分别为 20 kV 和 10 kV。电压选取应符合 GB/T 35727，并与 6.2.10 的中压直流接口为同一母线、同一电压制式，不应把双极性极对地电压与单极性极对极电压混称。每端换流器额定容量应按 5.2.4 确定，N-2 稳态转供功率不应大于额定容量。短时过载能力不宜低于 1.1 倍额定容量持续 2 h、1.2 倍额定容量持续 1 min；过载期间子模块电压、阀温和直流电压不应越限，过载结束后应能恢复额定工况。功率模组应设置冗余：新建工程每个阀臂的冗余子模块数量不宜少于该臂子模块总数的 8%，且不宜少于 2 个；每相换流阀仅当故障模组比例超过冗余配置（通常为 8%）时，该端换流阀才应退出运行。

6.2.4 系统组成与布置

柔性直流互联装置应包括一次设备和二次设备。一次设备可由交流接口柜、功率柜、直流接口柜、水冷柜（含空冷器）、电抗器柜、阀启动柜、阀组进线柜以及变压器柜等组成，可集中布置于阀厅，也可采用预制舱安装。二次设备应完成控制、保护、监视功能，采用屏柜化布置，可安装于二次小室或预制舱。布置方案和尺寸应根据现场条件详细设计。

6.2.5 运行方式

每端换流器应至少具备下列运行方式，并可按运行在直流互联模式下的换流器数量构成四端、三端或两端运行，未投入直流互联的换流器可在停运与 STATCOM 方式中选择：

a) 直流互联模式（MVDC）：为系统主要运行方式，换流阀与公共直流母线相连，按上层指令或就地策略传递功率；功率发送端宜控制直流电压，功率接收端宜控制有功功率，各端控制模式可根据需要转换；任一端交流电源丢失时，系统仍应能通过直流向无源端供电，失电端换流阀应自动切换为 V/F 构网控制，具备电压和频率调节功能。

b) STATCOM 方式：在直流隔离状态下进行无功控制、电压支撑、谐波抑制和三相不平衡补偿，不中断对所连母线的电能质量治理。

6.2.6 故障自愈与供电连续性

对于至少双重供电的算力负荷，进线电源发生 N-1 故障时，另一路电源应无需切换即可自然承担全部负荷，N-2 故障时，不应依赖传统第三路交流备用电源的检无压、检同期和多断路器倒闸（该过程一般不低于 1 s，且母线残压跌落至 0.2 p.u. 以下才允许切换，存在负荷停电和误操作风险）。柔直互联应

利用常态直流合环和换流阀低电压可穿越、构网特性，省去检无压和第三路电源并列合闸时间，在 50 ms~100 ms 内完成负荷转供。

柔直转供可省去传统交流检无压、检同期并列过程，但在母线残压较高、存在非同期分量或直流侧发生极故障/母线短路等极端场景下，换流阀应以构网控制或限流控制承接负荷，交流断路器重合或外部电源并列应设置残压、频差和压差约束；不满足约束时不得无控并列，防止冲击电流扩大故障。

在已发生两路主电源失电的基础上，再叠加一端失电侧换流阀故障时，系统仍宜保障全部或部分负荷供电。仅当两路主电源以及与负荷相邻的两端换流阀全部故障退出时，该段负荷才允许失电。上级电源发生 N-3 故障时，柔直互联方案应仍能保障部分负荷供电。

6.2.7 供电质量与电网支撑

换流阀应具备低电压穿越能力，必要时应能实现构网功能，在电网侧电压波动、闪变、暂降甚至故障时向母线快速输出无功，抑制电压跌落，支撑零闪动供电。换流阀同时应能抑制算力负荷短时大幅波动对上级电网的冲击。

针对服务器电源、固态变压器等电力电子负荷产生的动态谐波，换流阀应能应用谐波抑制控制策略，抑制波形畸变和网侧谐波电流。针对算力负荷单相供电导致的三相不平衡，换流阀应能运行于分相无功补偿 SVG 模式，抑制交流母线三相电压不平衡。

6.2.8 潮流控制与智能均衡负荷

柔性直流互联装置应具备潮流精准、快速控制能力，能根据调度和运行需求设置各端口功率指令，实时控制所在线路和上级主变的负荷率，优化潮流分布，避免主变和线路轻载与重载并存，降低网损，提高设备利用率，保障各区域、各时段算力负荷供应平稳。

6.2.9 全频段振荡抑制

算力负荷存在多台 UPS/电源模块并联并网引发振荡的风险，柔直换流器应具备振荡抑制功能，能主动提供正阻尼、重塑阻抗特性，抵消控制延时带来的负阻尼，避免与电网阻抗谐振，消除各频率段可能的振荡问题。

6.2.10 中压直流接口预留

柔性直流互联装置宜预留中压直流接口，接口应取自 6.2.3 规定的同一公共直流母线，电压制式与该母线一致：母线为±10 kV 双极性时，接口按±10 kV 预留；母线为±5 kV 双极性时，极对极电压为 10 kV，可按 10 kV 直流接口预留。不应另行设置一套与公共直流母线不一致的单极性 10 kV 母线。该接口用于远期 DC/DC 直流变压器等中压直流输入、低压直流输出的智算供电设备。DC/DC 方案可减少多级交直流变换，有利于新能源接入和降低 PUE。远期设备的输入电压应与所连接极的电压制式一致。

6.2.11 控制与保护

控制保护系统应满足冗余配置要求，具备直流电压控制、功率控制、V/F 控制、低电压穿越、孤岛检测、阀保护、直流故障隔离和与交流保护的配合功能。直流极故障、阀臂故障和直流母线短路应能快速隔离，健全极或健全端应能继续运行。保护定值应与交流进线、母线和备自投配合：柔直转供时限应短于交流备自投，备自投在柔直转供期间应闭锁或延时；故障处置宜按“检测—隔离—转供—恢复”执行。保护动作应与 50 ms~100 ms 转供时序相匹配，避免交流备自投与柔直转供争抢或误动，应支持一键顺控、远程遥控和自动故障自愈。远程改变运行方式的操作应执行双人权限校验。

6.3 储能系统

6.3.1 电池储能系统应配置具备电芯电压、温度监控、充放电管理、状态估计和均衡功能的电池管理系统，并符合 GB/T 36276 的适用要求。

6.3.2 电池储能系统应明确标称容量、额定功率、最大充放电速率及预期寿命。容量配置应与柔直转供时间、冷却和辅机保障需求以及算电协同策略相匹配，不宜简单沿用“覆盖柴发启动时长 15 s”的传统算法。容量可按式核算：

$$E_{\text{bess}} \geq P_{\text{aux}} \times T_{\text{sw}} + P_{\text{pq}} \times T_{\text{pq}} + E_{\text{coop}} \quad (1)$$

式中： E_{bess} 为储能配置能量， P_{aux} 为冷却及重要辅机功率， T_{sw} 为柔直转供确认及控制模式切换的桥接时长，宜按秒至分钟级取值，不应再按柴发启动 15 s 取值， P_{pq} 为电能质量调节功率， T_{pq} 为品质支撑时长， E_{coop} 为算电协同预留电量。

6.3.3 鼓励采用储备一体化，使储能能在备用、削峰填谷、新能源消纳和电网辅助服务之间协同，提高资产利用率。

6.4 氢储能系统

6.4.1 氢储能系统可作为柔直备用电源的绿色长时补充，应满足负载突变时输出电压的恢复速度要求，且不同负载率下氢能至电能的转化效率应达到规定要求。用于算力中心长时保供时，额定连续供电时长不宜低于 4 h，鼓励按 8 h 及以上配置，并与冷却、辅机和部分关键 IT 负荷相匹配。

6.4.2 氢储能系统适用功率范围、额定输出电压、最少运行时长、工作环境应满足现行标准规定，储氢与运行应满足 DL/T 2915 的要求。

6.4.3 氢储能设施布置应结合算力中心人员密集、设备贵重的特点，划分防爆区域，设置氢气泄漏探测、通风置换、紧急切断和消防联动；泄漏报警应能联动切断氢源并启动排风，防爆电气按 GB 50058 执行，消防设施按 GB 50016 和项目消防设计执行。

6.5 柴油发电机设备（补充方案）

6.5.1 柴油发电机组可作为备用电源。不具备独立多路电源条件，或柔直互联尚未经工程验证时，应以柴油发电机组或其他成熟电源作为长时间备用。具备条件且完成可靠性论证的项目，宜用柔直互联减少柴发装机；在运行经验积累阶段，柴发可按补充电源保留，不宜未经试点验证即取消。柴油发电机组不宜作为具备多路独立电源条件的新建 A 级算力中心的唯一长时间备用电源。

6.5.2 当确需配置时，柴油发电机启动与响应时间通常不超过 15 s，现场储油量应满足不低于 12 h（具体时间根据算力中心等级与风险确定）全负荷运行的需求，应建立油品定期检测与更换制度。

6.5.3 柴油发电机输出电压稳定性、频率、功率与容量、噪声水平和碳排放应满足 GB/T 2820.1 及环境保护相关规定，并应能保障 IT 设备正常运行。

6.5.4 已配置柔直互联备用电源的项目，柴油发电机组容量宜按冷却、消防、安防等必要负荷或部分关键负荷校核，不宜再按全部 IT 负荷的 N 或 N+1 配置。

6.6 智能化监控

6.6.1 备用电源系统各关键节点应部署传感器，监测电压、电流、功率、频率、设备状态（开/关/故障）、电池 SOC/SOH、换流阀功率模块温度、阀冷进出水温度与液位等参数，数据采集周期应不大于 1 s，故障报警准确率应不低于 99.9%。

6.6.2 监控主机应采用双电源冗余供电，通信层面宜采用双网口冗余，单体模块间宜采用环形通信，确保单个模块故障时不影响整组通信。

6.6.3 柔性直流互联装置应实现少人/无人值守监视，具备一键顺控、远程遥控和故障自愈；运行巡视应能通过监控后台查看告警事件、电气量、水冷系统进出水温度和功率模块温度等；报警宜分为轻微故障、严重故障和紧急故障三级，轻微故障不应影响设备安全运行；功率模块出现故障时应立即自动旁路，旁路数量不超过冗余数量时，系统应继续正常运行。

6.6.4 电池储能系统应满足电池级精细化监控，具备自动记录并分析电池组充放电曲线功能，监测误差通常不超过 0.5%。

6.6.5 氢储能系统应具备全域氢气泄漏监测功能，其监控与通信技术应满足 T/CES 351 等现行技术标准。

6.6.6 如仍配置柴油发电机组，通常采用“N+X”冗余方式在中压侧并机运行，宜采用 IEC 61850 GOOSE 等高速数字化通信协议，并具备燃油液位、启动电池电压、冷却液温度、机油压力等监测功能。

6.7 消防安全与极端工况

6.7.1 备用电源系统应设置覆盖阀厅、储能舱（室）、氢储能区和柴油发电机房的消防安全措施，并与算力中心主体消防系统联动。氢储能安全要求见 6.4.3。

6.7.2 电池储能系统防火防爆应满足 GB/T 42288 的适用要求，设置火灾探测、自动灭火、排烟和紧急切断；阀厅应设置气体灭火或等效灭火设施、漏水检测和事故排风；柴油发电机房应满足燃油储存、排烟、灭火和泄压要求。上述场所均应接入火灾自动报警和应急照明系统。

6.7.3 应针对高温、电压暂降叠加 N-2、燃料或氢气供应中断、监控通信中断等极端工况制定保供策略，并纳入定期试验。极端工况下应优先保障人身安全和设备安全，再保障关键 IT 负荷和冷却负荷。

7 智能运维与系统评价

7.1 智能化运维

7.1.1 应建立统一的智慧运维管理平台，实现备用电源系统与主用供电、制冷、IT 负载等系统的数据互通与联动控制。

7.1.2 平台应建立故障诊断系统，具备故障类型识别、故障定位、故障原因分析、故障影响评估等功能，实现从定期预防性维护向预测性维护转变。

7.1.3 针对柔性直流互联装置，平台宜基于控制保护、阀控、阀冷控保的实时遥信遥测数据及辅控系统巡检数据，结合运检信息、设计参数和制造特点，实现换流阀状态分析、健康评估和故障诊断。健康状态评估应能对子模块及组部件自动评价，至少包括旁路数量、电容电压偏差、压接或模块温度、驱动故障次数，并按正常、注意、异常分级；电容电压偏差超过 $\pm 5\%$ 、功率模块温度超过设计限值，或同阀臂累计旁路模块数达到冗余配置的 50%时，应预警。故障诊断宜具备故障定位分析、故障列表与诊断、故障案例检索等功能，包括漏水检测报警决策、旁路模块分析和故障统计。

7.1.4 柔性直流互联装置的计划检修应重点关注换流阀、水冷系统等设备，包括机械外观检查、连接检查、污秽情况检查和清扫等。主要备件宜为功率模块和重要控制板卡，运维物料成本应可控。

7.1.5 平台应具备设备健康状态评估功能，对柔性直流互联装置、电池储能系统、氢储能系统及（如有）柴油发电机等设备健康状态进行定期评估，并能够对备用电源系统的整体可靠性进行评估。储能电芯健康评估至少包括 SOC、SOH、内阻增幅和单体温差；SOH 低于 80%或单体压差、温差超过规定值时应预警并纳入更换计划。换流阀电容电压偏差 $\pm 5\%$ 、功率模块温度设计限值、旁路模块数达到冗余配置的 50%、储能电芯 SOH 80%以及制造厂规定的单体压差、温差，作为健康预警阈值；达到阈值应分级告警。

7.1.6 平台应具备设备剩余寿命预测功能，预测结果用于备件采购和更换计划，并应能据此制定差异化维护策略、动态优化维护计划。预测应给出剩余寿命估计值、所依据的输入量和触发更换的阈值，至少覆盖：a) 换流阀功率子模块，输入为电容容量衰减、等效串联电阻增幅、旁路次数和模块温度超限累计时间；电容容量衰减至初始值的 80%，或等效串联电阻增幅超过初始值的 50%，或同阀臂累计旁路模块数达到冗余配置的 50%时，应预警并安排更换；b) 阀冷系统，输入为冷却液电导率、滤芯压差和泵运行小时数；电导率或压差达到制造厂限值的 80%时预警，达到限值时安排更换；c) 储能电芯，输入为 SOH、内阻增幅和累计等效循环次数；SOH 低于 80%或内阻增幅超过初始值的 50%时，应纳入更换计划。预测宜采用老化模型与运行统计相结合的方法；暂不具备模型时，可采用基于上述阈值的线性外推，并在报告中说明输入数据和外推区间。剩余寿命短于一个检修周期或低于 180 天时，应自动生成备件和更换建议。

7.2 系统测试

7.2.1 应制定并执行定期的备用电源系统带载测试计划，包括但不限于定期预防性测试、故障诊断测试和改造验证测试。

7.2.2 测试应模拟真实故障场景，至少包括 100%负荷突加、双路电源 N-1 自然转带、中压进线 N-2 故障下的柔直负荷转供、单端换流阀退出、换流阀单极（单端或单桥臂）故障、直流母线短路、直流互联模式与 STATCOM/V/F 模式切换、电能质量扰动抑制，以及高温、电压暂降叠加 N-2、监控通信中断等极端工况。测试场地应具备良好的安全防护措施，并设置明显警示标识和隔离措施。每个场景应事先规定负荷水平、故障点、允许过载倍数及持续时间和重复次数。转供类场景的合格判据见 7.2.3。

7.2.3 柔直转供测试应记录故障起始时刻、保护动作时刻、断路器动作时刻、失电母线电压恢复时刻和负荷电流恢复时刻。同一场景宜重复不少于 3 次，3 次均满足下列判据为合格：a) 自故障起始至负荷电压恢复至额定值的 90%~110%的时间应不大于 100 ms，50 ms 及以内作为推荐目标；b) 恢复过程中负荷侧不应出现导致 IT 设备重启的电压中断；配置 UPS 或信息技术设备直流供电系统时，其输出或直流母线电压不应低于设备允许的最低工作电压；c) 转供期间健全换流器输出功率不应长期超过额定容量，1.1 倍过载持续时间不应超过 2 h，1.2 倍过载持续时间不应超过 1 min；d) 交流侧不应无控并列，不满足残压、频差和压差约束时并列操作应被闭锁。

7.2.4 系统测试还应包括充电测试、放电测试、工作模式切换测试、安全保护测试等，测试标准应满足现行标准技术要求。

7.2.5 测试报告应包含测试基本信息、被测系统/设备信息、测试依据、测试仪器、测试项目及结果、测试结论、问题与建议等内容，并建立完整的测试记录档案。采用柔直替代柴发后，不宜再以定期满负荷柴发试机作为主要验证手段。

7.3 系统评价

7.3.1 应从可靠性、灵活性、能效、运维成本、资源利用率和绿色低碳等维度建立算力中心备用电源系统的综合评价体系，鼓励采用全生命周期成本进行分析。柔直互联方案应与第三路交流备用电源方案、双环网方案进行对比评价，评价方法参见附录 B、附录 C。

7.3.2 备用电源系统可靠性指标应涵盖备用电源可用度、算力损失率、供电故障率、供电可靠率等；灵活性指标应包括最大功率响应速率、功率转移裕度、电源切换时间等；经济性指标应包括供电电能利用效率、单位算力供电能耗、单位算力成本、冗余成本占比等；弹性指标应涵盖关键负荷保供时长、系统恢复时间、自愈率等；绿色指标宜包括备用电源系统碳排放强度、柴发试机时长和燃油消耗量等。

7.3.3 以柔直互联与柴发、第三路交流备用电源进行比较时，应按附录 B 的指标和 7.3.5、附录 C 给出的统计口径，在同一假设下计算电源切换时间、自愈率和供电可靠率。附录 C 的数值为按所给参数得到的计算示例。柔直替代柴发的运行经验仍在积累，示例结果不得直接作为工程达标结论。方案宜说明上级电源 N-3 时能否保障部分负荷供电。

7.3.4 评价报告应包括评价基本信息、系统概述、评价依据、评价指标数据及计算结果、综合评价得分及等级、存在问题及改进建议等内容。

7.3.5 评价统计口径应统一。统计期宜取一个自然年，不足一年时应折算并说明实际时长；供电异常只统计导致算力负荷中断或降额的事件，转供成功且负荷未中断的事件计入切换时间、不计入停电时间；可靠率、故障率按附录 B 计算，故障率和修复时间应说明是运行统计值还是设计取值；与第三路备用电源、双环网对比时，应采用同一负荷、同一统计期和同一元件可靠性参数。健康预警阈值见 7.1.3、7.1.5 和 7.1.6。

附录 A
(资料性)
算力中心备用电源系统架构

A.1 典型架构说明

推荐的算力中心备用电源系统架构如图 A.1 所示，以“2N 主电源+多端柔直互联备用电源”为核心：四路（或三路及以上）相互电气隔离的中压电源分别接入各段母线，各段母线经 MMC 换流器接入公共直流母线，形成电气隔离、功率互联的合环通道。UPS/HVDC 及电池储能承担毫秒级保障；柔直互联承担百毫秒级转供和长时间市电互济，替代柴油发电机组；氢储能等作为可选绿色长时补充。柔直装置全停时，系统回退为 2N 供电。

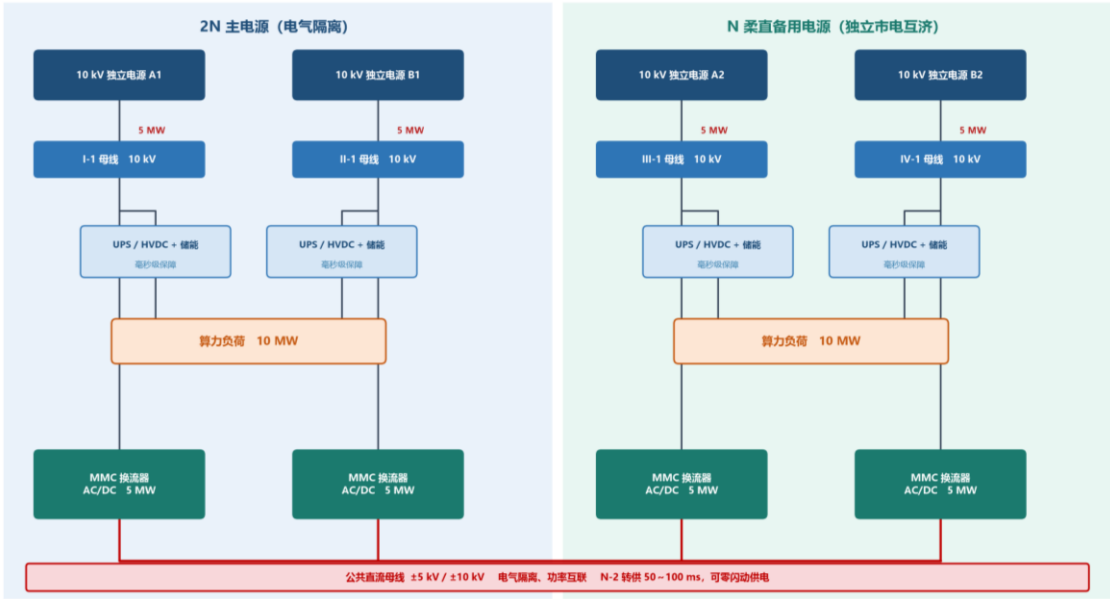


图 A.1 算力中心柔直互联备用电源系统架构示意图

附 录 B

(资料性)

备用电源系统评价指标定义及计算方法

B.1 可靠性指标

(1) 备用电源可用度

备用电源系统在统计时间段内,所有供电路径中有任一路径处于正常供电状态的概率。对于包含 N 个冗余单元的备用电源系统,可用度计算为:

$$A = 1 - \prod (1 - U_i) \quad (B.1)$$

式中, U_i 为第 i 个独立供电单元的可用度。

(2) 算力损失率

备用电源失效导致算力中断的概率,计算公式为:

$$L = (\sum \Delta Q_t \times \Delta t_t) / (Q_N \times T) \times 100\% \quad (B.2)$$

式中, ΔQ_t 为第 t 次供电异常导致损失的算力, Δt_t 为该次中断或降额持续时长, Q_N 为统计对象额定算力, T 为统计时长。求和范围为统计期内全部供电异常事件。

(3) 供电故障率

备用电源系统至少有一路电源发生故障时导致系统处于不正常供电状态的概率,计算公式为:

$$F = T_{fail} / T \times 100\% \quad (B.3)$$

式中, T_{fail} 为备用电源系统处于不正常供电状态的累计时长, T 为统计时长。设计校核时,对由 M 条相互独立路径并联保障、全部路径同时不可用才导致系统停电的架构,可按 $F = \prod (1 - A_j)$ 估算, A_j 为第 j 条路径可用度。

(4) 供电可靠率

统计期内实际供电时间与统计期全部时间之比。评价柔直方案时,应分别计及中压线路/间隔 N-3 和上级电源 N-3 两类事件,并与第三路备用电源、双环网方案对比。

B.2 灵活性指标

(1) 最大功率响应速率

备用电源系统单位时间内可提供的最大功率调节能力,反映系统对负载突变的响应速度,计算公式为:

$$R = \Delta P_{max} / \Delta t \quad (B.4)$$

式中, ΔP_{max} 为系统可提供的最大功率变化量, Δt 为达到该变化所需的响应时间。

(2) 功率转移裕度

系统当前运行功率与最大允许功率的差值,计算公式为:

$$M_t = P_{max} - P_t \quad (B.5)$$

式中, P_{max} 为系统极限供电容量, P_t 为系统当前输出功率。

(3) 电源切换时间

从主供电源故障到备用电源稳定供电所需的时间,计算公式为:

$$T_{sw} = t_s - t_f \quad (B.6)$$

式中, t_f 为故障发生时刻, t_s 为负荷电压恢复至额定值 $\pm 10\%$ 偏差范围内的时刻。传统第三路备用电源倒闸时间一般不低于 1 s; 柔直互联转供时间应在 50 ms ~ 100 ms 以内。

B.3 经济性指标

(1) 供电电能利用效率

备用电源系统在电能转换和传输过程中的效率,定义为 IT 设备功耗与备用电源系统总功率的比值:

$$\eta = P_{load} / (P_{load} + P_{loss}) \quad (B.7)$$

式中, P_{load} 为负载功率, P_{loss} 为备用电源系统内部损耗功率。

(2) 单位算力供电能耗

备用电源系统每提供 1 TFLOPS 算力所消耗的电能：

$$e = E_{\text{total}} / Q_{\text{TFLOPS}} \quad (\text{B.8})$$

式中， E_{total} 为统计期内备用电源系统总能耗， Q_{TFLOPS} 为统计期内算力设备完成的总运算量。

(3) 单位算力成本

备用电源系统在全生命周期内，分摊到每单位算力的平均成本：

$$c = LCC / Q \quad (\text{B.9})$$

式中， LCC 为备用电源系统全生命周期成本，包括初始投资、运维、故障损失、残值回收等。

(4) 冗余成本占比

为保障可靠性而配置的冗余设备所增加的额外成本占备用电源系统总成本的比例：

$$r = C_{\text{redundant}} / (C_{\text{redundant}} + C_{\text{base}}) \quad (\text{B.10})$$

式中， $C_{\text{redundant}}$ 为冗余配置所增加的成本， C_{base} 为不配置冗余时的基础成本。

B.4 弹性指标

(1) 关键负荷保供时长

在主供电电源完全失电的状态下，备用电源系统维持关键负荷运行的最长时间：

$$T_{\text{hold}} = E_{\text{available}} / P_{\text{critical}} \quad (\text{B.11})$$

式中， $E_{\text{available}}$ 为可用备用电源总容量， P_{critical} 为需保障的关键负荷功率。对柔直互联方案，当仍存在健全独立市电通道时，保供时长可视为不限时。

(2) 系统恢复时间

从系统遭受极端事件导致供电中断，到恢复核心功能所需的总时间，包含故障定位、隔离、重构三个阶段：

$$T_{\text{rec_total}} = T_{\text{loc}} + T_{\text{iso}} + T_{\text{rec}} \quad (\text{B.12})$$

式中， T_{loc} 、 T_{iso} 、 T_{rec} 分别为故障定位、隔离、重构时间。

(3) 自愈率

无需人工干预，通过系统自动化控制即可恢复供电的故障比例与恢复负荷量的综合指标：

$$H = (\sum L_i \times F_i) / (\sum L_i) \times 100\% \quad (\text{B.13})$$

式中， L_i 为第*i*次故障影响的负荷量， F_i 为该次故障中通过自动化控制恢复的负荷比例，求和范围为统计期内全部故障。

B.5 绿色指标

(1) 备用电源系统碳排放强度

统计期内备用电源系统单位供电量对应的二氧化碳排放量，应计及柴发试机、燃油消耗、储能充放电损耗和柔直装置损耗。

(2) 柴发依赖度

柴油发电机组额定容量与算力中心最大平均负荷之比，以及年试机时长、年燃油消耗量。柔直替代后该项指标应显著下降。

附 录 C

(资料性)

柔直互联与传统备用电源方案对比

第三路交流备用电源、双环网（四电源）以及柔直互联（四电源）均可在一定故障条件下保障负荷供电。表 C.1 给出技术路线对比，表 C.2 给出按统一公式和示例参数算出的供电可靠性对比。该对比用于说明计算方法，柔直方案的失败概率等参数仍需工程数据积累，使用时应替换为项目统计值。

表 C.1 备用电源技术路线对比

对比项	第三路交流备用/柴发	双环网（四电源）	柔直互联（四电源，推荐）
电源构成	2 路主电源+1 路备用或柴发	2 路主电源+2 路联络	2 路主电源+柔直接入另 2 路独立电源
电气关系	交流倒闸，需检无压/同期	交流联络，合环风险较高	交流隔离、直流功率互联
N-1	另一路自然带载	另一路自然带载	另一路自然带载
N-2 转供时间	一般 ≥ 1 s，人工更长	依赖联络倒闸	50 ms~100 ms，可零闪动
N-3（进线/间隔）	该段负荷可能全失电	可部分供电	可部分供电，容错更高
上级电源 N-3	全部负荷失电	仍能保障部分负荷	仍能保障部分负荷
电能质量	暂降、冲击、谐波需另补	合环冲击较大	无功/谐波/不平衡/振荡综合治理
负荷均衡	弱	有限	端口功率指令精准控制
长时间供电	柴发受燃油限制	依赖健全市电	依赖健全独立市电，不限时
绿色低碳	排放、噪声、试机耗能	较好	替代柴发，碳排放显著降低
运维	定期试机、燃油管理	常规配电运维	少人值守、模块旁路、智能诊断
远期扩展	难支撑中压直流负荷	交流为主	可预留 10 kV 直流接口

表 C.2 供电可靠性对比示例

项目	第三路备用电源方案	双环网（四电源）方案	柔直互联（四电源）方案
每 10 MW 负荷供电方式	两路主电源+一路备用电源	两路主电源+两路母线联络间隔	两路主电源+柔直互联装置接入另两路电源
中压间隔或线路 N-3 年故障次数估计	线路 0.1 次/年	线路 0.1 次/年，联络间隔 0.1 次/年	线路 0.1 次/年，柔直装置 0.05 次/年
装置或间隔本体平均修复时间	4 h/次	4 h/次	2 h/次
负荷转供/自愈时间	一般 ≥ 1 s	依赖联络倒闸	50 ms~100 ms，可零闪动
供电可靠率（按注计算）	99.999954%	99.999909%	99.999986%
上级电源 N-3	全部负荷失电	仍能保障部分负荷供电	仍能保障部分负荷供电

供电可靠性评价	高	高	极高
---------	---	---	----

注：表 C.2 的供电可靠率按下列示例参数计算，不是运行统计结果。统计期 $T=8760\text{ h}$ ，供电可靠率 $RS=(1-T_{\text{out}}/T)\times 100\%$ 。 T_{out} 为年期望负荷失电时间，只统计倒闸或转供失败后的停电，转供成功不计入 T_{out} 。示例参数：单回中压线路故障率 $\lambda_L=0.1$ 次/年，平均修复时间 $t_L=4\text{ h}$ ；联络间隔故障率 $\lambda_J=0.1$ 次/年，平均修复时间 $t_J=4\text{ h}$ ；柔直装置导致端退出的故障率 $\lambda_C=0.05$ 次/年，平均修复时间 $t_C=2\text{ h}$ 。第三路方案倒闸失败概率 $p_1=0.01$ ；双环网方案倒闸失败概率 $p_2=0.01$ ；柔直方案转供失败概率 $p_3=0.001$ ，装置故障且冗余失效概率 $p_4=0.01$ 。第三路备用电源方案： $T_{\text{out}}=\lambda_L\times p_1\times t_L=0.1\times 0.01\times 4=0.004\text{ h}$ ， $RS=(1-0.004/8760)\times 100\%=99.999954\%$ 。双环网方案： $T_{\text{out}}=(\lambda_L+\lambda_J)\times p_2\times t_J=0.2\times 0.01\times 4=0.008\text{ h}$ ， $RS=(1-0.008/8760)\times 100\%=99.999909\%$ 。柔直互联方案： $T_{\text{out}}=\lambda_L\times p_3\times t_C+\lambda_C\times p_4\times t_C=0.1\times 0.001\times 2+0.05\times 0.01\times 2=0.0012\text{ h}$ ， $RS=(1-0.0012/8760)\times 100\%=99.999986\%$ 。工程评价应采用项目所在地区电网和设备的统计参数重新计算。装置或间隔本体平均修复时间指设备本身故障后的检修恢复时间，柔直方案因模块化旁路和热更换，该时间可短于传统间隔。负荷转供/自愈时间反映对算力负荷的恢复速度，不重复计入上述停电时间。

附 录 D

(资料性)

柔性直流互联装置运行与运维要点

D.1 换流器控制原理要点

每端柔直换流器可近似等效为电压源 U_c ，电网等效为电压源 U_s ，在忽略阀电抗器损耗和谐波分量时，交换的有功功率 P 和无功功率 Q 主要分别取决于功角差 δ 和换流器出口电压幅值 U_c 。通过对 δ 的控制可控制直流电流方向及输送有功大小，通过控制 U_c 可控制换流器发出或吸收无功，从而实现四象限运行。

D.2 运行方式组合

根据投入直流互联模式的换流器数量，可分为四端、三端、两端运行，其余换流器可停运或运行于 STATCOM 方式；交流电源丢失后，失电端应切至 V/F 控制，接受上层或自动设定的电压、频率指令。

D.3 常规运维

柔性直流互联装置可少人/无人值守，正常巡视以监控后台为主，检查告警、电气量、阀冷水温、功率模块温度等；功率模块故障自动旁路，未超过冗余数量时不影响继续运行；计划检修以换流阀和水冷系统的外观、连接、污秽检查和清扫为主，主要备件为功率模块和重要控制板卡。

D.4 数字化智能运维

宜基于控保、阀控、阀冷实时数据和辅控巡检数据，开展换流阀状态分析、子模块健康评价和故障诊断；故障定位分析可包括漏水检测报警决策（结合漏水检测装置告警和阀冷液位变化估算漏水流量）、旁路模块分类统计和故障案例库的导入、查询与导出。

D.5 远程操作安全

日常远程巡视可以单人监视，但不得单人执行改变运行方式、投退阀组、闭合交流或直流断路器等遥控出口操作。一键顺控、远程遥控和涉及供电连续性的倒闸应实行双人权限校验（操作+监护），具备操作票或防误闭锁，并留下审计记录，防止误操作导致停电。