



中电建新能源集团有限公司

智能风电场技术规范

(2024版)

2024 年 5 月

目 录

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总体要求 2

 4.1 体系构架 2

 4.2 数据网络构架 3

 4.3 顶层设计 5

5 支撑平台及建设 5

 5.1 一般要求 5

 5.2 运行要求 6

 5.3 信息安全防护 11

6 智能风电设备与运行 13

 6.1 一般要求 14

 6.2 风电机组智能化 14

 6.3 输变电设备智能化 16

 6.4 智能监控 16

 6.5 智能巡检 20

 6.6 功率预测 23

 6.7 有功调频 24

 6.8 无功调压 25

7 智能场站调控和管理 26

 7.1 运行调优 26

 7.2 多能源调控 26

 7.3 智能诊断 27

 7.4 健康评估 27

 7.5 物资管理 28

7.6 智能报表	29
7.7 经营分析	30
7.8 电力营销	30
7.9 仿真培训	31
7.10 智能安防	31
7.11 智能安监	32
7.12 移动应用	32
8 智慧化工地	33
8.1 一般要求	33
8.2 系统功能	33
9 存量风场智能化改造	42
9.1 可行性论证	42
9.2 改造目标和方向	42
附录 A 风力发电机组信息表	44
附录 B 升压站信息表	48
附录 C 电能计量系统信息表	49
附录 D AGC/AVC 系统信息表	50
附录 E 故障录波采集信息	51

1 范围

本标准规定了中电建新能源集团有限公司智能风电场的总体要求、智能设备、数据平台、调控管理、智慧化改造等方面的技术要求。

本标准适用于智能风电场的规划、设计、建设、运行与维护。

2 规范性引用文件

本标准引用下列文件或其中的条款，其最新版本（包括所有的修改版）适用于本文件。

GB/T 19963-2011	风电场接入电力系统技术规定
GB/T 22239-2019	信息安全技术网络安全等级保护基本要求
GB/T 22240-2020	信息安全技术 网络安全等级保护定级指南
GB/T 30155-2013	智能变电站技术导则
GB/T 33905.1~5-2017	智能传感器
GB/T 34068-2017	物联网总体技术 智能传感器接口规范
GB/T 34069-2017	智能传感器的特性与分类方法
GB/T 36572-2018	电力监控系统网络安全防护导则
GB/T 40595-2021	并网电源一次调频技术规定及试验导则
GB/T 50549-2020	电厂标识系统编码标准
DL/T 1411-2015	智能高压设备技术导则
DL/T 1732-2017	电力物联网传感器信息模型规范
NB/T 10596-2021	风电场智能巡检技术导则
NB/T 10918-2022	智能风电场技术导则
NB/T 31083-2016	风电场控制系统功能规范
NB/T 31099-2016	风力发电场无功配置及电压控制技术规定
NB/T 31122-2017	风力发电机组在线状态监测系统技术规范

3 术语和定义

3.1 智能化风电场 Intelligent Wind Farm

融合智能监测技术、智能故障诊断技术、智能控制技术、大数据智能分析等技术，实现安全、

稳定、高效运行的风电场。

3.2 智能设备 Intelligent Equipment

具有感知、分析、推理、决策、控制功能的制造设备，是先进制造技术、信息技术和智能技术的集成和深度融合。

3.3 自适应 Self-adaption

采用智能控制技术，根据自然环境和电网环境的变化，自动调整控制策略和管理方式，以适应风电机组的各种运行工况，使机组长期处于安全、经济和稳定运行状态。

3.4 自感知 Self-perception

采用先进的传感测量及网络通讯技术，实现对风电场设备的全方位检测和感知，实时跟踪自然环境的变化并进行精确预测，以获取风电场设备的全量信息。

3.5 自学习 Self-learning

基于自感知的或者关联系统提供的数据信息，利用机理模型、统计分析、机器学习等算法，使风电场设备能够辨识运行中的各种关键指标的关联性和内在逻辑，评估当前设备的真实运行状态，获取优化运行的有效知识。

3.6 自寻优 Self-optimizing

基于智能融合和自感知所获得的数据资源和自学习所获得知识，利用各类寻优算法，实现对风电场设备运行效能、经营管理和外部监管与市场等信息的自动处理与分析，根据分析结果自动对运行方式和电力交易行为持续优化。

3.7 自诊断 Self-diagnosis

基于自感知和智能融合所获取的数据资源和自学习所获得的知识，通过进一步深度挖掘与数据处理，实时评估风电机组的运行状态，指导机组运行与维护。

4 总体要求

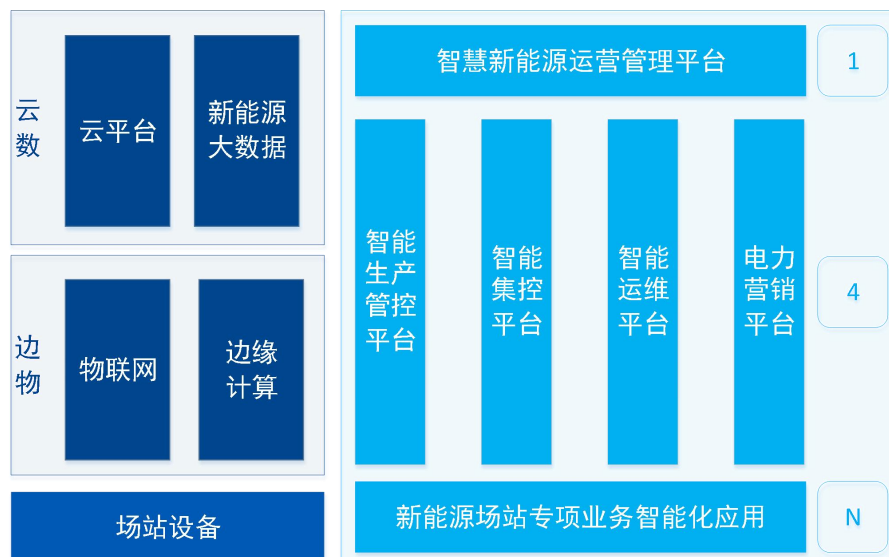
4.1 体系构架

4.1.1 智能风电场体系架构应遵循电建新能源智慧运营规划的“云数-物边”和“1+4+N”架构。

4.1.2 场站侧建设应按照生产控制大区（I、II区）和管理信息大区（III区）架构设计，应采用符合电网安规的边缘采集装置和专线传输渠道，并且应遵循“标准统一、数据集中”的原则将场站数据汇集到云端大数据平台上，在此基础上支撑“智慧新能源运营管理平台”、“智能生产管控平

台”、“智能集控平台”（区域集控场景）、“智能运维平台”、“电力营销平台”、以及多个专项智能化应用。

图1 智能风电场体系架构图



4.2 数据网络构架

4.2.1 数据网络建设应遵循智能风电场体系架构，以新能源场站为数据基础，向上至区域集控及智慧新能源运营管理平台，没有区域集控场景的，由新能源场站直接送至云端大数据平台。

4.2.2 场站侧建设应按照生产控制大区（I、II区）和管理信息大区（III区）架构设计，应采用符合电网安规的边缘采集装置和专线传输渠道，并且应遵循“标准统一、数据集中”的原则将场站数据汇集到云端大数据平台上，在此基础上支撑“智慧新能源运营管理平台”、“智能生产管控平台”、“智能集控平台”（区域集控场景）、“智能运维平台”、“电力营销平台”、以及多个专项智能化应用。

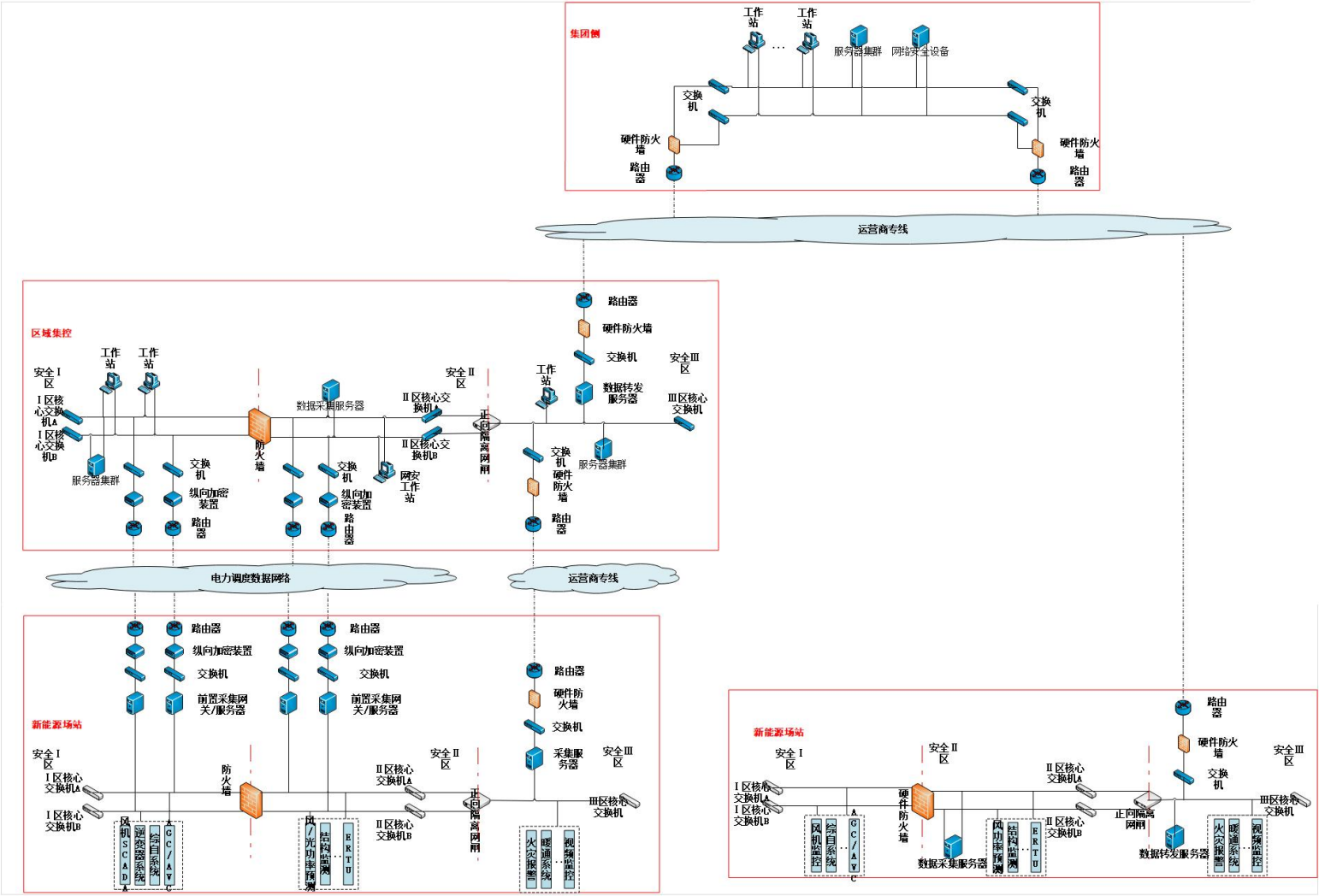
4.2.3 新能源场站生产控制大区与区域集控连接应采用电力调度数据网，安全I区与安全II区分别采用2×2M的电力专线通道。

4.2.4 新能源场站管理信息大区与区域集控连接应采用专线网络，网络通道带宽不宜低于20M。

4.2.5 区域集控与集团级云端大数据平台应采用专线网络进行连接，根据区域集控接入的新能源场站装机规模，100万千瓦以下，网络通道带宽不宜低于50M；100万千瓦以上，网络通道带宽不宜低于100M。

4.2.6 未接入到区域集控的新能源场站，应在新能源场站侧对生产控制大区及管理信息大区数据进行汇聚，采用专线网络与集团级云端大数据平台进行连接，网络通道带宽不宜低于20M。

图2 数据网络架构图



4.3 顶层设计

- 4.3.1 智能风电场应实现无人值守、少人运检的目标，通过数字化、智能化技术手段来支撑平价时代风电场运营降本增效。
- 4.3.2 智能风电设备端应基于智能传感、智能控制、智能优化等技术来实现自感知、自学习、自适应、自寻优、自诊断等，支撑场站级、区域级、集团级智慧化运营管控。
- 4.3.3 智慧风电场运营端应基于一体化数据采集、大数据治理、智慧化算法来构建智慧应用数据底座，在此基础上构建智慧运营管理、智能生产管理、智能集控、智慧运维、电力营销，以及多个专项智能化应用，实现风电场智慧化调控和管理。

5 支撑平台及建设

5.1 一般要求

- 5.1.1 支撑平台应在集团数字化战略引领下，利用数字化技术，通过数据底座建设实现数据的资源化，实现集团全类型数据融合、全过程数据管控、全产业数据协同。
- 5.1.2 数据底座应包括场站边缘侧数据采集、集团数据湖、数据中台。

图3 支撑平台体系架构图



- 5.1.3 在场站边缘侧应可通过部署小微传感、芯片化智能物联等终端和智能网关，以及一体化数据采集平台，提升场站侧数据采集能力。
- 5.1.4 应对风电场站各子系统数据源进行“应采尽采”，同时为保证数据的有效性及系统安全性，采集装置及数据服务器接入时间应同步系统，对采集的数据加入时间戳。

5.1.5 数据从源端系统经数据采集应可汇入区域集控或集团数据湖或其他数据库中，其中采集也应包含手工填报的数据。

5.1.6 数据湖作为数据汇聚与存储的容器，应包括各类原始数据的汇聚，也包括数据标准化的存储。

5.1.7 数据中台应以统一的数据接入标准，统一的数据架构体系，统一的数据服务为基础。应通过数据仓库搭建以及数据集成开发的方式实现对数据资产的科学管理，应提供数据加工与处理，包括数据分析、数据服务、数据管理等数据全生命周期的管理能力。

5.1.8 数据底座通用服务应包括下列要求：

a) 应支持如下的通用组件和服务：

- 1) 实时计算组件：Spark Streaming 流处理，Map reduce 组件；
- 2) 数据存储与管理：Kudu 存储、HDFS 存储、HBase 存储、Parquet 存储；
- 3) 数据集成：SQOOP 数据组件，Flume 数据组件；
- 4) 数据分析：Spark Mllib 分析组件、Mahout 分析组件、Spark R 分析组件；
- 5) 数据仓库：Hive 组件；
- 6) 数据查询：Impala 查询组件，SparkSQL 查询组件；
- 7) 消息组件：Kafka 消息队列。

b) 应支持可视化作业监控界面，支持可视化的基于组态的作业管理与控制、历史作业查询等通用管理、数据加密、数据溯源、数据管控组件、身份认证、统一授权、权限控制等管理组件及服务。

c) 应支持自动化安装/部署/升级、资源监控和管理、可视化界面参数、事件诊断及管理、第三方工具集成等运维组件及服务。

5.2 运行要求

5.2.1 硬件配置

5.2.1.1 一般要求

智能风场场站侧数据采集包含场站侧生产区和管理信息大区等各类系统数据。数据采集系统硬件建设包括但不限于通讯管理机、服务器、存储设备、网络安全设备、电源设备等，相关设备安全防护须严格遵守国家网络安全等级保护制度，根据国家网络安全等级保护的有关要求，坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护”的原则保障智能风电场各类系统网络安全，所有硬件设备优先使用国产自主可控设备。

5.2.1.2 通讯管理机

- a) 优先采用国产自主可控的机架式服务器；
- b) 应配置 6 路千兆 RJ45、4 路 RS232/RS485 等以上接口，满足场站各类系统数据采集；
- c) 应配置冗余内存及存储介质；
- d) 应具备通过冗余网卡与交换机、防火墙等连接，具备一主一备的功能，能根据通讯情况，自主智能切换；
- e) 应配置冗余电源系统和冗余风扇散热系统；
- f) 应具备操作员站功能，能监控通讯管理机运行情况；
- g) 应具备高扩展性、兼容性，满足未来建设要求。

5.2.1.3 服务器

- a) 优先采用国产自主可控的机架式服务器；
- b) 处理器、内存、存储应满足应用服务功能要求，并有 50%以上冗余；
- c) 宜配置冗余电源系统和冗余风扇散热系统；
- d) 应配置 4 路以上 RJ45 接口，满足应用、安防等要求；
- e) 应具备高扩展性、兼容性，满足未来建设要求。

5.2.1.4 存储设备

- a) 应根据场站装机规模、各类系统等前置条件评估 5 年数据存储容量，存储设备应满足 5 年数据存储要求，并有 50%以上冗余；
- b) 存储设备应支持高扩展性、兼容性，满足未来建设要求。

5.2.1.5 网络安全设备

- a) 应采用国产防火墙、隔离装置、纵向加密等网络安全设备；
- b) 隔离装置、纵向加密应通过国家电网认证；
- c) 网络设备选型应满足智能风场通讯传输要求，并有 30%以上冗余。

5.2.1.6 电源设备

应采用双路UPS 220V交流电。

5.2.2 软件环境

智能风场场站侧数据采集系统应采用自主可控的软件系统，应满足但不限于以下要求：

- a) 操作系统应采用国产自主可控 64 位操作系统；
- b) 运行环境应支持 Java 1.8 或更高版本；
- c) 数据库宜采用国产数据库；

d) 应支持主机加固、安全探针、入侵检测等安全防护。

5.2.3 接口规范

5.2.3.1 场站边缘侧数据采集后,应采用标准的数据接口,应满足站内其他子系统的数据对接,同时应满足区域集控或集团数据湖的数据接入。

5.2.3.2 数据接入方式应满足:文件接入、库表接入、标准 API 接口等接入方式。

5.2.3.3 数据接口应满足以下条件:

- a) 预定义的结构及字段应易懂,如有更改内部结构或字段,应及时周知相关;
- b) 应考虑安全性,例如,防抓取,防 sql 注入;
- c) 接口应记录关键性日志;
- d) 接口性能,应考虑耗时要少,应具备合适的缓存降低数据库压力;
- e) 即使按预定义格式返回给需求方,也应让自己的代码结构化,易维护。

5.2.4 数据标准

5.2.4.1 数据采集范围

- a) 采集的数据源应包括:风力发电机组 SCADA 系统数据、升压站综合自动化系统、电能计量系统、AGC/AVC 系统;
- b) 风力发电机组 SCADA 系统数据的采集范围应至少包含风机控制系统、变流系统、变桨系统、发电机系统、气象系统,详见附录 A;
- c) 升压站综合自动化系统数据的采集范围应满足区域集控/转发中心要求,至少包含主变压器电压、主变压器三相电流、主变压器频率、各段母线间电压、各段母线三相电压、母线频率、各集电线间电压、各集电线三相电压等,详见附录 B;
- d) 电能计量系统数据的采集范围应至少升压站内发电机侧、厂用变侧、送出线等位置的电能数据,详见附录 C;
- e) AGC/AVC 系统应分别采集到基本遥测信息、基本遥信信息、基本遥控信息和基本遥调信息,详见附录 D;
- f) 故障录波系统数据的采集范围应至少覆盖故障录波装置异常监测,详见附录 E。

5.2.4.2 测点编码规则

5.2.4.2.1 风电机组测点数据信息标准化格式

- a) 风机 SCADA 系统或者风电场一体化监控系统对外提供的风电机组数据点表信息应包括数据点序号、数据点描述、数据点 ID、数据点类型,并符合下列要求:

- 1) 数据点描述宜能够清晰描述该测点所表示的含义;
 - 2) 数据点类型应为遥信、遥测、遥控、遥脉、遥调档位中的一种;
 - 3) 数据点 ID 采用“风电场名_风机名_风机部件名_信号名”的格式,唯一定位风机监控系统内的一个数据点信息,总长度不应超过 64 个英文字符,如
“SiteName_FanName_Partname_SignalName”。
- b) 数据点 ID 各部分应符合下列规定:
- 1) 风电场的场站名称应参照电建新能源公司新能源项目编码规范中的要求进行定义;
 - 2) 风机名宜以风电场对风机的实际编号定义,以英文字母开头,可含有数字,总长度不大于 7;
 - 3) 风机部件划分和定义参见表 1;
 - 4) 信号名应使用 IEC61400-25-2 规范中定义的数据属性名。

表 1 风机部件表

风机部件	英文释义	中文描述
WTUR	Wind Turbine General Information	风机基本信息
WROT	Wind Turbine Rotor Information	风机轮毂系统
WTRM	Wind Turbine Transmission Information	风机传动系统
WGEN	Wind Turbine Generator Information	风机发电机系统
WCNV	Wind Turbine Converter Information	风机变频器系统
WTRF	Wind Turbine Transformer Information	风机变压器系统
WNAC	Wind Turbine Nacelle Information	风机吊舱系统
WYAW	Wind Turbine Yawing Information	风机偏航系统
WTOW	Wind Turbine Tower Information	风机塔架系统
WMET	Wind Power Plant Meteorological Information	风机气象系统

5.2.4.2.2 升压站测点数据信息标准化格式

- a) 升压站综合自动化系统的点表信息应包括场站名、测点类型、测点序号、测点描述。应满足以下要求:
- 1) 测点描述应包含设备信息和测点信息。例如: 2211 线路开关合位;
 - 2) 测点类型应为遥信、遥测、遥控、遥脉、遥调档位中的一种。

5.2.4.2.3 AGC/AVC 测点数据标准化格式

- a) AGC/AVC 系统的点表信息应包括场站名、测点类型、测点序号、测点描述。应满足以下要求:
- 1) 测点描述应包含设备信息和测点信息。例如: 2211 线路有功功率;

2) 测点类型应为遥信、遥测、遥控、遥调中的一种。

5.2.4.3 数据格式要求

- a) 采集数据应满足常见数据类型：遥信、遥测（整型、浮点型）、遥控、遥调、遥脉的采集工作；
- b) 数据采集精度一般依据通讯协议确定。应遵循 IEC60870-5-104 规约规约要求主动上送、实时感知，采集刷新数据周期为 1 秒；Modbus 采用轮询方式，采集周期几秒到数十秒不等，取决于单个通道开出数据量和设备性能。新能源场（站）采集系统应根据现场实际情况确定采集周期。

5.2.4.4 数据传输方式

5.2.4.4.1 场站数据到集控到总部应包含数据传输、接收、存储、转发等环节，通过标准化数据链路各个环节，规定具体传输协议、接口技术、存储结构和机制，确保数据结构合理并提供通用型数据转发接口，为后续生产数据中心平台建设提供数据保障。

5.2.4.4.2 数据传输应符合下列要求：

- a) 数据在传输过程中应对数据通讯进行加密和验证，对其安全性进行保障。加密后的数据包中除了包括加密数据，还应该包括加密数据的校验数据，防止其在传输中被篡改；
- b) 数据传输过程中应支持压缩传输，以降低网络带宽，提高传输效率，应避免带宽不足的情况对系统的使用产生影响；
- c) 在数据的采集和传输过程中，应对数据进行质量检查和统计。数据质量的检查算法应包括但不限于阈值范围检查、数据丢失检查、离散数据检查、增量值域（跳变）检查。各检查之间应相互独立，互不影响，数据应可以同时被赋予多种检查属性；
- d) 应具备断点续传功能，在通讯出现故障时，可将数据缓存在场站服务器，缓存时间不少于 1 个月；在通讯恢复后，首先及时恢复实时通讯，在优先保障实时通讯带宽质量的前提下，缓存文件通过独立后台进程持续上传，保障数据的完整性；
- e) 系统应部署传输节点监测。应具备对于数据包完整性、连续性的检验。如校验失败后，平台应再次请求数据上送；
- f) 系统应能够通过登录配置管理中心 Web 页面，实现远程设备接入通讯调试。通讯调试模块应基于 Web 页面提供丰富调试功能，满足各种设备接入时的数据调试需求。

5.2.4.4.3 数据传输协议应符合下列要求：

- a) 管理区数据传输应支持 QoS 协议；

b) 传输协议应满足集团安全防护要求。

5.2.4.5 数据治理手段

5.2.4.5.1 全面的数据治理体系应包含四个方面：战略、机制、专题和实现。

5.2.4.5.2 应在集团战略愿景和规划下，决定智能风电场数据治理的目标和原则。

5.2.4.5.3 工作机制方面应设立数据治理组织以及出台相关管理制度，来明确各主题数据的责任方与各角色的职责边界。另外，应设计数据流动的管控流程，并通过相应考核机制保障制度落地。

5.2.4.5.4 专项能力建设主要通过对数据架构、数据标准、数据质量、数据安全以及数据共享等内容的设计与管理，提供标准化的数据资产目录清单以及数据全生命周期管理服务。

5.2.4.5.5 数据治理实现应基于业务目标开展数据调研、数据标准清洗规则梳理、数据架构设计、数据建模、数仓分层管理、指标体系建设、大数据平台建设展开。

5.2.4.5.6 数据治理应从源头充分考虑数据的质量，确保数据的可靠、可信、安全、易用，源头数据采集的类型、位置、精度和时间分辨率等应充分考虑智能风电场的建设及应用需求，应制定各类采集数据的质量控制目标及质量控制方案，应明确相关人员的职责和权限，实施并持续改进。

- a) 应定期校准智能传感设备，确保数据采集的有效性和精度；
- b) 应遵循集团统一的数据清洗规则，对采集数据进行清洗和治理，保证数据完整性和正确性；
- c) 应对采集数据实行标准化管理，包括：分级与分类管理、编码规范等；
- d) 应形成统一的数据字典，应包括准确的数据中文名称及其代号、单位、所属级别和类别等；
- e) 应指定数据管理专员，保障数据安全与质量；
- f) 应对采集数据进行数据质量评价，评价维度应至少包括以下几个方面：完整性、准确性、充足性、可追溯性。其中，充足性应度量数据类型和测点数量的丰富程度，以及时间和空间分辨率的精细程度等。

5.3 信息安全防护

5.3.1 网络边界

5.3.1.1 安全分区

根据发改委 14 号文《电力监控系统安全防护规定》要求，新能源场站和区域集控需划分生产控制大区和管理信息大区。其中生产控制大区分为控制区（安全Ⅰ区）和非控制区（安全Ⅱ区）。管理信息大区作为安全Ⅲ区。集团级云端大数据平台作为信息化系统，应参照管理信息大区进行安全防护。

5.3.1.2 网络专用

- a) 区域集控与新能源场站生产控制大区应通过电力调度数据网进行专用连接，针对安全Ⅰ区及安全Ⅱ区分别建设逻辑隔离的冗余网络，实现智能集控平台对新能源场站的实时监控与非实时业务管理；
- b) 区域集控、新能源场站向集团级云端大数据平台的数据网络应采用专线网络进行连接，并与公共互联网进行逻辑隔离；
- c) 各安全区边界清晰明确，区内根据业务的重要性提出不同安全要求，制定强度不同的安全防护措施。为保护生产控制业务应建设集控专用电力调度数据网，实现与其它数据网络物理隔离，并以技术手段在专网上形成多个相互逻辑隔离的子网，保障上下级各安全区的纵向互联仅在相同安全区进行，避免安全区纵向交叉。

5.3.1.3 横向隔离

- a) 根据能源局 36 号文《电力监控系统安全防护总体方案》中规定：在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置，隔离强度应当接近或达到物理隔离。生产控制大区内部的安全区之间采用防火墙实现逻辑隔离。正向安全隔离装置用于生产控制大区到管理信息大区的非网络方式的单向数据传输。反向安全隔离装置用于从管理信息大区到生产控制大区的非网络方式的单向数据传输，是管理信息大区到生产控制大区的唯一数据传输途径；
- b) 应禁止生产控制大区内部的 E-Mail 服务，禁止控制区内通用的 WEB 服务；
- c) 生产控制大区内的业务系统间应采取 VLAN 和访问控制等安全措施，限制系统间的直接互通；
- d) 生产控制大区的拨号访问服务，服务器和用户端均应采取加密、认证和访问控制等安全防护措施。

5.3.1.4 纵向加密认证

- a) 区域集控与新能源场站生产控制大区使用电力调度数据网进行专用连接，在纵向连接两端处，应遵循能源局 36 号文《电力监控系统安全防护总体方案》规定，设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置，实现双向身份认证、数据加密和访问控制。同时应具有安全过滤功能。
- b) 采用认证、加密、访问控制等手段满足各种数据在远程通信中的保密性、完整性和可用性要求，防止远程攻击和违规操作，形成纵向边界的安全防御，与调度机构和上级管理单位建立互信可靠的通信机制。

5.3.2 综合防护

5.3.2.1 入侵检测

区域集控与新能源场站应在生产控制大区部署入侵检测系统，并合理设置检测规则，检测发现隐藏于流经网络边界正常信息流中的入侵行为，分析潜在威胁。

5.3.2.2 安全审计

应在集团级云端大数据平台、区域集控以及新能源场站分别部署安全审计系统，应支持对网络运行日志、操作系统运行日志、数据库及业务系统重要操作日志、业务应用系统运行日志、安全设施运行日志等进行集中收集、自动分析，及时发现各种违规行为以及病毒和黑客的攻击行为。

5.3.2.3 恶意代码防范

应在智能风电场系统中所有计算机节点安装防病毒软件，并及时更新特征码，查看查杀记录。防病毒软件应具有预防、侦测、清除病毒功能，并具有远程报告功能。重点防范数据文件破坏型病毒，以保证数据的可靠性、完整性和安全性。

5.3.2.4 主机加固

应对智能风电场系统中所有主机采取加固措施，应对设备及子系统的安全漏洞及时进行防护或加固；应及时了解相关软件漏洞发布信息并及时获得补救措施或软件补丁对软件进行加固；应关闭不需要的服务，对用户和进程赋予完成任务所需的最小权限等；应安装防病毒终端，并纳入防病毒服务器统一管理。

5.3.2.5 备份容灾

智能风电场系统各级节点应设置备份功能，自动定期对关键业务数据进行备份，宜采用异地保存的形式。集团级以及区域集控关键节点主机设备、网络设备及电源设备应进行冗余配置。

5.3.3 智能感知

依据等级保护 2.0 “一个中心、三重防护”的管理要求，以及能源局 36 号文《电力监控系统安全防护总体方案》规定的网络安全防护要求，应在区域集控部署电力监控系统态势感知平台，并在新能源场站部署态势感知探针设备。平台应采用广域消息传送机制，满足应用跨区、跨系统推送实时消息的业务需求，应将主机监管平台一体化技术嵌入到安全监视平台，实现对区域侧主机系统终端行为记录与分析，应收集入侵检测、防火墙、网络安全监测防毒库信息并提供告警，实现“安全防护事件实时预警，问题处置流程管控，防控效果量化考核，安全责任有效落实”的目标。系统应按照设备自身感知、监测装置分布采集、管理平台统一管控的原则，构建感知、采集、管控的集中审计与统一管控技术体系，保障整体电力监控系统网络安全。

6 智能风电设备与运行

6.1 一般要求

- a) 风力发电机组、箱变（变压器）、升压站内的主要设备应配置相应的传感器或者智能辅助装置，选型时应充分考虑风电场所在区域的气候条件，应能自适应现场的温湿度、风沙、雨雪、盐雾等要求；
- b) 风电场输变电设备的选型可参照 GB/T 30155《智能变电站技术导则》及 DL/T1411《智能高压设备技术导则》；
- c) 智能传感器功能和接口应符合 GB/T 33905（所有部分）、GB/T 34068、GB/T 34069 的要求，信息模型宜符合 DL/T 1732 的要求；
- d) 风电场标识编码规则应符合 GB/T 50549《电厂标识系统编码标准》的要求，编码内容包括地域、场站、类型、设备、数据、物理意义等信息。

6.2 风电机组智能化

6.2.1 环境自适应

6.2.1.1 风机应能主动识别风电场自然环境变化和电网环境变化，在保障机组安全运行的前提下，适配外部环境变化来做出保护动作，且应能满足电网的无功补偿及高、低电压穿越要求。

6.2.1.2 风机应能识别并预判复杂风速工况以及极端异常风况，主动激发相应的控制保护逻辑，规避叶轮超速、叶片扫塔、叶轮过载等风险。

6.2.1.3 风机应能主动识别环境或设备过冷或过热的变化并自动开启散热或冷却装置，保障机组设备处于正常运行温度范围内；风机应能针对超出极限温度状态下主动限功率运行，确保健康稳定的运行发电。

6.2.1.4 对于高寒地区风机，应配置叶片结冰监测系统，并制定相应的除冰解决方案；风速仪、风向标应具备加热装置，满足现场融冰需求。

6.2.1.5 风机并网适应性应满足 GB/T19963 的要求，应能满足快速调频、无功调压、虚拟惯量响应等要求；电压跌落期间，应严格限定动态无功控制策略参数，并智能调节其加载速度和响应时间。

6.2.2 状态自感知

6.2.2.1 风机应能对机舱、叶片、发电机、主轴、齿轮箱等核心部件的传递载荷、振动响应、局部应力应变等进行监测和评估，对于异常振动、频率超限等及时触发故障告警，必要时配合主控及时调整运行姿态，降载降功率运行，降低安全风险，提升机组运行寿命。

6.2.2.2 风机宜对叶片载荷、叶片净空、叶片结冰（高寒地区）、叶片防雷（多雷以上地区）进行监测，综合评估叶片健康状态，对于异常隐患及时告警。

6.2.2.3 风机应实时监测机舱、发电机、偏航、变桨、变流、齿轮箱、控制柜温度、湿度、压力等运行状态参量，对于各类型温度异常及时告警，自动开启环控系统，必要时触发故障停机，降低安全风险。

6.2.2.4 发电机、变桨、偏航、主轴、齿轮箱等承受载荷传递的系统部件应配置自动润滑装置，应能监测润滑油温、油压、油位，并应不定期检测油品，保障润滑系统正常工作。

6.2.2.5 风机应对塔架及基础振动、倾斜、局部应力应变、沉降、螺栓进行监测，并分析振幅、固有频率、倾斜趋势、预紧力变化、沉降速率等关键特征，及早识别塔架及基础存在的安全隐患，指导预防性维护。

6.2.2.6 开关柜、环网柜中宜监测发热接头的发热情况，防止开关设备因发热而引发事故。

6.2.2.7 变桨控制系统、变流控制系统应与风机主控系统实时通讯，并建立完整的故障映射体系，对于感知到的异常及时触发故障告警，必要时停机运行。

6.2.2.8 变流柜体、控制柜体等各个柜体宜监测每个模块的电流、电压、温度等，用于支撑故障精准定位。

6.2.2.9 在机舱和塔底区域宜配置除湿设备、烟雾探测设备、视频监控摄像设备、无线网络 AP 等，主动识别安全风险隐患，告知人员及时采取措施。

6.2.2.10 机组核心系统宜具备一定容错能力，尽可能减少故障停机时长。

6.2.3 运行自寻优

6.2.3.1 风机应能根据外部环境载荷、电网动态、以及自身运行状态，主动优化调整风机控制策略，在保障安全运行的前提下，优化提升发电效率。

6.2.3.2 风机应能自动检测评估偏航误差，当偏航误差超限后应能自动矫正。

6.2.3.3 风机应能自动监测评估风向波动、风速变化、湍流变化，适配相应的控制策略，调整风机偏航、变桨、转速等运行姿态，降低疲劳载荷和损耗，保障安全。

6.2.3.4 风机应能基于加装的前置测风雷达、叶片载荷监测、叶片净空监测等传感设备，对于异常极端工况能适配相应的控制策略，调整运行姿态来规避运行风险。

6.2.3.5 对于有噪音限制的地区，风机应能主动开启降噪运行模式。

6.2.3.6 风机自耗电设备应能根据风机运行状况自动调节启停，针对重点耗电设备，应具备精细化能耗控制策略。

6.2.3.7 对于高塔架、柔性塔架，风机应能基于装配的阻尼装置来适配相应的控制策略，结合风机运行状态来调整风机姿态，控制振幅，降低载荷，规避共振风险。

6.3 输变电设备智能化

6.3.1 GIS 在线监测

采用超声波在线监测装置、SF6 气体在线监测装置对 GIS 运行状态及运行故障进行在线监测，及时识别运行故障并发出告警，以便精准定位和排查故障。

6.3.2 主变/高抗在线监测

采用溶解气体在线监测装置、铁芯及夹件电流在线监测装置、局部放电在线监测装置、变压器油含水量在线监测、光纤测温传感器、套管在线监测装置对变压器运行状态及运行故障进行在线监测，及时识别运行故障并发出告警，以便精准定位和排查故障。

6.3.3 高压电缆在线监测

采用外护层接地电流在线监测装置、局部放电信号在线监测装置、测温光缆对高压交流电缆进行在线监测，及时识别电缆过温、漏电等故障并发出告警，并能够精准定位和排查故障。

6.3.4 避雷针在线监测

应采用绝缘在线监测装置对金属氧化物避雷器的绝缘性能进行在线监测，及时发出告警，以便定位和排查绝缘故障。

6.3.5 断路器在线监测

应采用 SF6 体压力和湿度在线监测装置、分合闸线圈电流在线监测装置对断路器气室内 SF6 气体状态以及短路故障进行监测。

6.3.6 开关柜在线监测

应采用分合闸线圈电流在线监测装置、基于声表面波技术的温度在线监测装置对开关柜进行在线监测，及时识别运行故障并发出告警，以便精准定位和排查故障。

6.3.7 蓄电池在线监测

可在线监测单体蓄电池的运行状态，及时识别运行故障并发出告警，以便精准定位和排查故障。

6.4 智能监控

6.4.1 实时监视

6.4.1.1 全场实时监视应包括下列内容：

- a) 全部风机的相对地理位置分布图、线路拓扑关系；
- b) 全部风机的运行状态及各运行状态的风机数量，包括正常运行、停机、维护、通讯离线等；
- c) 主要场级运行指标，包括实时功率、实时风速、发电量、上网电量等；
- d) 实时告警信息，包括各类运行事件、风险、缺陷、故障、事故等。

6.4.1.2 风机运行监视应包括下列内容：

- a) 风机概况信息，包括风机型号、有功功率、无功功率、功率因数、频率、风速、风向、故障代码、故障描述等；
- b) 风机风轮系统数据，包括风轮转速、轮毂温度、桨距角、变桨速度、控制柜温度等；
- c) 风机传动链系统数据，包括主轴温度、轴承温度、齿轮箱（如有）油温、齿轮箱（如有）油压、振动等；
- d) 风机发电机系统数据，包括发电机转速、绕组温度、轴承温度、制动器温度、振动等；
- e) 风机变压&变频器系统数据，包括三相电压、三相电流、冷却油温、IGBT 温度、控制柜温度等；
- f) 风机偏航系统数据，包括偏航状态、偏航角度、偏航压力、控制柜温度等；
- g) 风机升压变系统数据，包括电压、电流、有功功率、测控信号、告警信号等。

6.4.1.3 综合自动化监视应包括下列内容：

- a) 全站电气主接线图，包括陆上站、海上站、线路的断路器位置及分合情况、隔离开关位置及分合情况、远方/就地状态、变压器分接头挡位等；
- b) 各段电气线路及主要电气设备运行参数，包括电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、频率、变压器绕组温度等；
- c) 各段电气线路及主要电气设备状态信号，包括测控信号、告警信号、继电保护信号、通讯状态信号等。

6.4.1.4 功率预测监视应包括下列内容：

- a) 功率指标，包括实测功率、短期预测功率、超短期预测功率等；
- b) 气象指标，包括实测风速、实测风向、实测气压、预测风速、预测风向、预测气压等；

6.4.1.5 基础结构监视内容应包括风机基础及支撑结构应力、应变、振动、倾斜、防腐蚀等传感器监测数据。

6.4.1.6 SVG 监视内容应包括 SVG 控制模式、开关状态、高低压侧电压、高低压侧电流、水冷系统状态、继电保护信号、告警信号等。

6.4.1.7 AGC&AVC 监视内容应包括控制模式、电压实时值及控制值、无功实时值及控制值、闭锁状态信号等。

6.4.1.8 电气设备在线监测应包括下列内容：

- a) 主变压器监测数据, 包括高低压侧电压、高低压侧电流、绕组温度、接地电流、油色谱浓度、微水浓度、局部放电等;
- b) 高压电抗器监测数据, 包括高低压侧电压、高低压侧电流、绕组温度、油色谱浓度、微水浓度等;
- c) 高压 GIS 监测数据, 包括 SF₆ 浓度、O₂ 浓度、微水浓度、温度、局部放电、告警信号等;
- d) 高压开关柜监测数据, 包括 SF₆ 浓度、O₂ 浓度、温度、湿度、局部放电等;
- e) 蓄电池监测数据, 包括电池组电压、电池组电流、电池组温度、正负对地电阻、告警信号等。

6.4.1.9 视频监视内容应包括场站主要位置实时监控图像, 包括主设备区域、主设备间、通信及继电保护机房、风机内部等。

6.4.1.10 暖通空调监视内容应展示各房间暖通设备的运行参数、运行状态, 设备包括单元式空调、除湿机、电暖气等。

6.4.1.11 消防监视内容应展示各房间内消防设备的位置、告警状态, 设备包括感烟探测器、感温探测器、声光报警器、氢气探测器、报警按钮等。

6.4.2 分析统计

6.4.2.1 历史数据查询应包括下列内容:

- a) 场级生产运行指标, 包括风速、功率、日月年发电量、日月年上网电量等;
- b) 风机监测数据, 包括风轮系统、传动链系统、发电机系统、变压&变频器系统、偏航系统的运行参数、状态信号等;
- c) 综合自动化监测数据, 包括各段电气线路及主要电气设备的运行参数、状态信号等;
- d) 功率预测数据, 包括实测及预测的功率指标、气象指标等;
- e) 基础结构监测数据, 包括风机基础及支撑结构应力、应变、振动、倾斜等;
- f) 电气设备在线监测数据, 包括主变压器、高压电抗器、高压 SIG、高压开关柜、蓄电池、柴油发电机的运行参数、状态信号等;
- g) SVG 监测数据, 包括控制模式、运行参数、状态信号等;
- h) AGC&AVC 监测数据, 包括控制模式、运行参数、状态信号等;
- i) 暖通空调监测数据, 包括各房间暖通设备的运行参数、状态信号等;
- j) 消防监测数据, 包括消防设备的告警状态信号等;

- k) 针对主要断路器和保护信号，应以毫秒级精度记录的状态、动作顺序及动作时间，形成事件顺序表。

6.4.2.2 数据分析统计应包括下列功能：

- a) 对各类运行数据作图分析，包括趋势曲线、棒图、饼图、参数分类表绘制，以及极值筛选、差值计算、拟合计算等；
- b) 分析场级生产效益，包括计划完成率、损失电量、利用小时数、场用电量、场用电率等；
- c) 分析风机运行水平，包括有效发电时长、损失电量、可利用率、平均故障停机时长、平均维护时长等；
- d) 分析电气设备异常隐患，包括油色谱三比值分析、局部放电分析、接地电流分析等；
- e) 分析基础结构健康状态，包括振动异常分析、倾斜罗盘分析、应力异常分析等。

6.4.3 智能告警

6.4.3.1 应支持以闪烁、弹窗、音响、语音等方式对场站各类运行事件、风险、缺陷、故障、事故进行告警。

6.4.3.2 应支持自定义告警级别，针对不同严重等级的告警采取不同的告警方式。

6.4.3.3 应支持自定义告警类型，对不同来源、不同事件类型的告警进行区分。

6.4.3.4 应支持自定义告警策略，包括：

- a) 信号变位告警。选取需关注的状态量，一旦发生变位，则触发告警；
- b) 信号反复变位告警。选取需关注的状态量，在一定时间内变位次数达到限值，则触发告警；
- c) 数值越限告警。选取需关注的运行指标，当数值超出限值范围，则触发告警，并支持设定多级限值；
- d) 数值延时越限告警。选取需关注的运行指标，当数值超出限制范围一定时间后，则触发告警，并支持设定多级限值；
- e) 数值突变告警。选取需关注的运行指标，当数值在一定时间内变化量达到限值范围，则触发告警；
- f) 复杂算法告警。选取需关注的运行指标，结合复杂数据运算、分析统计，实现异常判断、预警，并触发告警。

6.4.3.5 应支持查询历史告警，并支持根据告警时间、恢复时间、告警等级、告警类型、设备等条件进行筛选、打印。

6.4.3.6 应支持告警处置，通过手动或自动、单条或批量的方式对已发生告警进行处置确认，并记录确认人、确认时间。

6.4.3.7 应支持告警事件追忆，包括数值变化趋势放映、画面复现等方式。

6.4.4 远程控制

6.4.4.1 一般规定

- a) 远程控制应限定具体操作员工作站，其他工作站不允许操作；
- b) 远程控制应校验操作人员权限和登陆口令，否则不允许操作；
- c) 远程控制应记录操作日志，并支持查询、打印；
- d) 远程控制应具备防误操作功能，按选点、校验、执行三个步骤进行。

6.4.4.2 风机远程控制应包括：

- a) 单台风机的远程启动、停机、故障复位控制；
- b) 多台风机、整条线路、全场风机的批量启动、停机、故障复位控制。

6.4.4.3 综合自动化远程控制应包括：

- a) 各段电气线路的断路器、隔离开关、接地开关等开合控制；
- b) 各类电气设备投切控制、变压器分接头档位控制；
- c) 软五防微机进行安全逻辑校验。通过逻辑校验和权限校验后才能下发控制指令。

6.4.4.4 SVG 远程控制应包括：

- a) SVG 系统的自动/手动切换、指令下发、设备启停控制；
- b) 软五防微机进行安全逻辑校验。通过逻辑校验和权限校验后才能下发控制指令。

6.4.4.5 机组升压变远程控制应包括：

- a) 各风机内环网柜的断路器、负荷开关等开合控制；
- b) 软五防微机进行安全逻辑校验。通过逻辑校验和权限校验后才能下发控制指令。

6.5 智能巡检

6.5.1 通用要求

6.5.1.1 智能巡检应依据风电场实际运行状态、设备结构、设备材料、同类型设备状态，通过智能设备终端进行无人巡检，应支持将巡检数据传给数据中台，通过分析巡检数据，给出设备运行检修策略。

6.5.1.2 智能巡检应与智能监控、智能门禁、两票系统、工单系统等联动，实现业务智能化闭环。执行巡检任务前，应支持一键快速开票，在任务时间段应自动授权门禁；执行巡检任务中，智能终

端设备发现告警应自动联动监控视频，将视频数据回传集控中心；执行巡检任务后，应支持一键快速发起工单，指派责任人将巡检告警闭环处理。

6.5.2 可视化智能巡检

6.5.2.1 用户可配置巡检路线、巡检时间、巡检设备、需要确认和录入的信息及参数。系统根据巡检周期自动生成巡检任务，并推送至相关岗位人员。

6.5.2.2 应建立巡检区域三维模型，根据系统巡检路线及巡检设备设置自动在三维模型中进行标注。通过在巡检路线部署定位装置，实时监测巡检人员巡检位置，展示在三维模型中，并自动记录位置、时间以及巡检人员经过的路线，可查询并回放路线。结合智能门禁和监控子系统，可实现现场拍照、拍照和视频影像实时反馈、离线巡检、偏移告警提醒。

6.5.2.3 巡检中，自动提醒当前设备在当前时间有相关缺陷、定期工作、工作票记录等信息。

6.5.2.4 在巡检过程中，集控室可与巡检员语音对讲、并可通过视频进行监督。

6.5.2.5 巡检人员到达某个巡检区域后，系统自动识别该巡检区域内的巡检设备、巡检项目，同时可即时查看每个巡检项目对应的巡检标准和技术规范，最大程度提高巡检工作智能化水平。

6.5.2.6 在巡检路线上设有危险点预警功能。将存在井、坑、孔、洞的危险点自动关联到移动智能终端的巡检线路上。巡视人员进入工作票及工作任务单所列的区域时，巡检路线上会自动弹出危险点警示，提醒巡视人员注意自身的安全。

6.5.2.7 巡检数据通过工业无线网络实时上传，与阈值比对，超出阈值预警提醒并能及时创建缺陷。

6.5.3 5G+智能巡检

6.5.3.1 基于 5G 及边缘计算、AI 处理、机器视觉等技术，将智能摄像头、智能机器人、巡检仪、个人穿戴设备和智能计算视觉识别芯片等各类智能化设备接入 5G 网络，实现各类生产人员、智能化设备的互联互通，5G+智能装备的应用，宜采用专用工业模组，并应采用绑定其 mac 地址的方式使用。

6.5.3.2 可应用 5G 专用网络 eMBB 切片实现基于边缘计算的智能视频识别。将基于 5G 技术的电力工业智能视频识别芯片，应用于生产现场的监控摄像头，基于摄像头 FPGA 智能芯片的边缘计算技术，实现设备异常的快速初筛查。经过初筛查的疑似报警视频画面，通过有线或 5G 网络传输至中台云计算中心，基于巨型神经网络和性能更先进的算力，实现异常细分类型的最终确认。

6.5.3.3 基于 5G 网络构建“云边芯端”的方式，既保证了快速识别的效率，也保证了识别报警的准确性。

6.5.3.4 可应用 5G 专用网络 eMBB 切片实现生产现场智能巡检。即通过内置 5G 模组或部署 5G 网关等设备，实现巡检机器人、智能装备的 5G 网络接入，替代巡检人员进行巡逻值守，采集现场设备运

行参数、语音、图片等各项数据。部分数据通过边缘计算技术和 AI 处理等技术，自动完成检测、巡航以及记录数据、远程告警确认等工作，并将可靠结论通过安全接入区接入至智能发电平台智能监盘模块；部分数据则通过 5G 网络通过安全接入区接入至智能发电平台智能检测模块，智能检测模块利用图像识别、深度学习等智能技术和算法处理，综合判断得出巡检结果，通过以上两种方式可有效提升安全等级和巡检效率。

6.5.4 AR 巡检

6.5.4.1 应用 AR 可穿戴设备，在智能巡检系统中拓宽巡检人员的感知范围，实现设备信息实时查阅、设备数据实时可视化、工作票按步骤直观展现的智能巡检方式。

6.5.4.2 应运用 AR 技术实现巡检的作业引导，自动识别目标操作设备，将生产运行指令以可视化方式提示，并智能监督操作人按规程、按步骤完成工作。

6.5.5 智能巡点检设备

6.5.5.1 应用 GIS 地理信息、RFID 无线射频技术、LBS 基于位置服务、4G/5G 网络通信等多种新技术，打造智能化、科学化、可视化的移动点检功能，实现快精准的巡点检任务。

6.5.5.2 手持智能终端应满足流程处理、身份识别、人员定位、信息采集、作业指导等工作场景的需要。

6.5.5.3 应配置不低于 800 万像素高清摄像头，可拍照记录点检现场信息，并存储在相应点检任务中。

6.5.5.4 应配置人员定位系统，实现人员作业位置的实时定位及轨迹跟踪。

6.5.5.5 应配置 4G/5G 网络通信模块，具备基于通用或特定频段的移动通信能力。

6.5.5.6 应配置不低于 4.7 寸的高清显示屏幕，应具备不低于 160° 的可视角度和 80% 以上的色彩分布，屏幕亮度应满足室外作业需要。

6.5.5.7 应支持 RFID 无线射频技术，具备有源、无源 RFID 标签识别能力。

6.5.5.8 应具备标准巡点检作业管理能力，能够依据特定的巡点检作业规程，完整、准确的执行特定的巡点检任务。

6.5.5.9 应具备云存储能力，支持云端应用部署。

6.5.5.10 可单手操作，且携带方便坚固，应支持一键启动手电筒功能，方便生产作业人员昏暗环境作业。

6.5.5.11 可承受 1.5 米跌落，应满足 IP65 安全防护等级。

6.5.5.12 具备语音功能，提示中断巡检部位。

6.5.6 智能穿戴设备

可根据现场实际需要选择可穿戴设备，包括智能安全帽、智能巡检眼镜、智能手环、智能手表、智能执法仪、智能耳机、智能胸牌等。

6.5.7 巡检机器人

6.5.7.1 机房巡检机器人应具备可代替人工进行机房设备与环境的大范围、不间断的巡视和检查。

6.5.7.2 轨道巡检机器人主要是吊轨式、地面移动式两种，采用独特的工艺技术包括：圆形轨道替代工字型轨道，解决了恶劣工作环境下机器人行走困难的问题；360度全包覆式轨道让机器人能够垂直爬坡；万向轮技术解决了履带式和普通轮式机器人行走问题等。

6.5.8 无人机

6.5.8.1 应配置雷达系统，实现对风机、集电线路等实时信息的采集。

6.5.8.2 应挂接热成像设备，对巡检线路进行巡检时，通过温度异常变化，发现隐蔽性较强故障点。可结合传统可见光巡线、热成像巡线，提高故障点检测的准确性。

6.5.8.3 应具备巡检区域的真实三维重建能力，可恢复巡线地表形态、地表附着物（建筑、树木等）等信息。

6.5.8.4 应配置符合运行规程的巡检操作及检测参数，全自动进行危险地物检查、报警，并输出检测结果表。

6.6 功率预测

6.6.1 数据要求

6.6.1.1 功率预测系统应接入预测相关数据，包括但不限于：全场功率数据、风机数据、测风设备数据。

6.6.1.2 风机数据应包含但不限于：风机轮毂高度处的风速、风向、有功功率、无功功率、停机时刻等。

6.6.1.3 测风设备数据应包含但不限于：近地面风速、风向、温度、湿度、气压与不同高程的风速风向。

6.6.1.4 功率预测系统存储的历史测风数据不少于10年，时间分辨率不应小于15分钟。

6.6.2 气象预报要求

6.6.2.1 气象预报应采用多源、多点位的数值天气预报数据，针对当地地形进行精细化建模。

6.6.2.2 气象预报数据更新频率应不小于一天四次。

6.6.2.3 针对不同季节，应采用不同的优选的参数化方案进行降尺度预报。

6.6.2.4 气象预报的数据时间分辨率不应小于 15 分钟。

6.6.2.5 气象预报的变量应包含但不限于：风速、风向、温度、湿度、气压，且高度应包含：近地面、10m、30m、70m、100m、110m、120m 等。

6.6.3 算法要求

6.6.3.1 功率预测系统应具备采集数据自动清洗算法功能，能自动剔除异常点、自动插补缺失值数据，保证数据的完整度与合理性。

6.6.3.2 功率预测系统采用的算法应采用时间序列、机器学习、物理模型、神经网络等多种算法集成，实现复杂性建模，提高功率预测精度。

6.6.4 系统功能要求

6.6.4.1 功率预测系统功能应满足 GB/T 19963.1-2021 和本地电网公司两个细则的要求。

6.6.4.2 功率预测系统应能每 15 分钟进行超短期功率预测计算，单次预测时长不小于 4 小时，并按时完成数据上报。

6.6.4.3 功率预测系统应能每天进行 4 次短期功率预测计算，单次预测时长不小于 72 小时，并按时完成数据上报。

6.6.4.4 功率预测系统应能每天进行 1 次短期功率预测计算，单次预测时长不小于 240 小时，并按时完成数据上报。

6.6.4.5 功率预测系统应具备功率数据、气象数据、风机数据等界面查询功能，支持变量、时间选择，支持曲线、表格展示形式，支持数据的批量导出。

6.6.4.6 功率预测系统应遵循开放性原则，选择开放性技术平台和软件构架，具有与其他信息系统进行数据交换和共享的能力。

6.7 有功调频

6.7.1 功能要求

6.7.1.1 智能风电场应装设一次调频控制系统，具备一次调频控制功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行。

6.7.1.2 智能风电场参与一次调频控制时，应确保电场的安全稳定运行。

6.7.1.3 一次调频控制系统应满足电力监控系统安全防护要求。

6.7.1.4 一次调频控制系统配置应符合 GB 38755 的规定。

6.7.2 性能要求

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/636003210125011045>