

团 体 标 准

T/JES XXX-XXXX

考虑海洋环境影响的海上光伏功率预测 系统技术规范

Technical Specification for Offshore Photovoltaic Power Forecasting System
Considering Marine Environmental Impact

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 符号、代号和缩略语	2
5 总体技术要求	2
5.1 总体技术要求	2
5.2 技术体系与技术流程	3
6 系统组成与技术架构	4
7 数据采集、处理与存储要求	4
7.1 数据采集	4
7.2 数据处理	5
7.3 数据存储	5
8 功率预测技术要求	6
8.1 预测建模	6
8.2 长期电量预测	6
8.3 中期和短期功率预测	6
8.4 超短期功率预测	6
8.5 概率预测	7
8.6 理论发电功率和可用发电功率计算	7
8.7 特殊场景与结果管理要求	7
9 统计分析与评价要求	7
9.1 数据统计	7
9.2 相关性分析	7
9.3 误差统计与评价	7
10 数据输出、接口与数据可视化展示要求	8
10.1 数据输出技术要求	8
10.2 接口与通信技术要求	8
10.3 数据可视化展示与监测技术要求	8
10.4 操作与管理要求	9
11 系统性能要求	9
12 可靠性与安全性要求	10
附录 A（规范性） 海上光伏功率预测建模数据要求	11
附录 B（资料性） 功率预测误差计算方法	12
附录 C（资料性） 概率预测区间生成与评价方法	15
参考文献	16

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这些专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司电力科学研究院、河海大学。

本文件主要起草人：胡英杰、钱德周、贾晨辰、张宁宇、汪成根、吕振华、张森、贾伦、张驰、汤宗尧、臧海祥、程礼临、蒋雨楠、邓宇涵。

本文件为首次发布。

考虑海洋环境影响的海上光伏功率预测系统技术规范

1 范围

本文件适用于接入电网的新建、改建和扩建海上光伏电站功率预测系统，以及电力调度机构海上光伏功率预测系统的设计、建设、调试、验收、运行和维护。

本文件的技术要求重点考虑了海洋环境、近海大气条件及波浪场的综合影响。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 30153	光伏电站太阳能资源实时监测技术要求
GB/T 31163—2014	太阳能资源术语
GB/T 36572	电力监控系统网络安全防护导则
GB/T 40607—2021	调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求
DL/T 634.5104	运动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC
60870-5-101	网络访问
NB/T 11744	海上光伏发电系统设计规范
NB/T 32031—2025	光伏发电功率预测系统功能规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

海上光伏电站 **offshore photovoltaic power station**

在沿海海域、潮间带、近岸滩涂或相应海域平台上建设，并通过电气设备接入电网的光伏发电设施。海上光伏电站可包括固定式、漂浮式或其他适用于海洋环境的光伏发电系统。

3.2

数值天气预报 **numerical weather prediction**

根据大气实际情况，在一定的初值和边值条件下，通过大型计算机进行数值计算，求解描写天气演变过程的流体力学和热力学方程组，预报未来一定时段的大气运动状态和天气现象，通过数值的形式给出不同气象要素的预报值。

[来源：GB/T 40607—2021，3.1]

3.3

辐照度 **irradiance**

物体在单位时间、单位面积上接收到的辐射能。

[来源：GB/T 31163—2014，6.2]

3.4

海上光伏功率预测 **offshore photovoltaic power forecasting**

以辐照度、气象监测数据、数值天气预报数据和历史功率数据等作为输入，结合海上光伏电站设备状态及运行工况，对未来一段时间内海上光伏场站发电功率进行预测的过程。

3.5

长期电量预测 **long term electricity production prediction**

预测海上光伏电站未来 12 个月的逐月发电量及总电量。

[来源：GB/T 40607—2021，3.2，有修改]

3.6

中期功率预测 medium term power forecasting

预测海上光伏电站次日零时起至未来 240 h 的有功功率，时间分辨率为 15 min。

[来源：GB/T 40607—2021，3.3，有修改]

3.7

短期功率预测 short term power forecasting

预测海上光伏电站次日零时起至未来 72 h 的有功功率，时间分辨率为 15 min。

[来源：GB/T 40607—2021，3.4，有修改]

3.8

超短期功率预测 ultra short term power forecasting

预测海上光伏电站未来 15 min~4 h 的有功功率，时间分辨率为 15 min。

[来源：GB/T 40607—2021，3.5，有修改]

3.9

概率预测 probabilistic power forecasting

预测海上光伏电站未来时刻的有功功率在一定置信度下的预测区间。

[来源：GB/T 40607—2021，3.6，有修改]

3.10

数据完整率 data integrity rate

预测系统实际接收的数据数量与应到数据数量的比值。

[来源：NB/T 32031—2025，3.10]

3.11

理论发电功率 theoretical power

海上光伏电站内所有设备处于正常发电状态时能够发出的有功功率。

3.12

可用发电功率 available power

考虑设备实际运行状态后海上光伏电站内所有设备能够发出的有功功率。

3.13

海气浪综合影响 combined effects of the ocean-atmosphere-waves

海洋环境、近海大气条件和波浪场共同作用于海上光伏发电过程，并对辐照条件、设备运行状态及输出功率产生影响的综合效应。

3.14

海洋环境特征量 marine environmental parameters

相对于陆上光伏，海上光伏场站面临的独特环境条件，表征海上光伏场站周边海洋环境状态的参数，包括但不限于浪高、潮位、海流、海面反照率、海雾和盐雾等。

3.15

多源特征融合 multi-source feature fusion

对数值天气预报、气象监测、海洋环境观测、历史功率和设备运行状态等多源异构数据进行统一处理和联合建模的过程。

4 符号、代号和缩略语

下列缩略语适用于本文件。

NWP: 数值天气预报 (Numerical Weather Prediction)

SCADA: 数据采集与监视控制系统 (Supervisory Control And Data Acquisition)

RMSE: 均方根误差 (Root Mean Square Error)

MAE: 平均绝对误差 (Mean Absolute Error)

MAPE: 平均绝对百分比误差 (Mean Absolute Percentage Error)

5 总体技术要求

5.1 总体技术要求

5.1.1 海上光伏功率预测系统应具备长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测、超短期功率预测能力，宜具备针对中期、短期、超短期功率预测的概率预测能力，太阳能资源评估功能和异常天气辅助分析能力。

5.1.2 海上光伏功率预测系统应结合海上光伏电站所在海域的气候特征、辐照资源特性、设备布置方式及历史运行数据开展预测。

5.1.3 预测建模应考虑台风、海雾、强对流、强降雨、高温、高湿和盐雾等海洋环境因素对光伏出力的影响。

5.1.4 对于漂浮式海上光伏电站，还应考虑潮位、海浪等因素对组件倾角、遮挡及输出功率的影响。

5.1.5 海上光伏功率预测系统应采用模块化设计，具备良好的可扩展性、可维护性和可移植性；单个功能模块故障不应导致整个系统失效。

5.1.6 海上光伏功率预测系统的设计、建设、调试、运行和维护应满足电网调度管理和场站生产运行要求，并与相关上位标准保持协调。

5.1.7 海上光伏功率预测系统应综合考虑海洋环境、近海大气条件和波浪场对光伏发电出力的影响。对于受海气浪相互作用显著影响的场站，应将海雾、海风、湿度、盐雾、浪高、潮位、海流及浮体姿态变化等因素纳入预测分析过程。

5.1.8 与陆上光伏功率预测系统相比，海上光伏功率预测系统应重点增强以下功能：海洋环境要素感知与融合能力和设备海上工况修正能力，体现海上环境适应性与差异化要求。

5.2 技术体系与技术流程

5.2.1 海上光伏功率预测系统应由数据采集、数据处理、特征构建、预测建模、结果修正、统计分析、数据输出与应用等环节组成。

5.2.2 系统应采集气象监测数据、海洋环境数据、设备运行数据、历史功率数据以及数值天气预报数据，并进行统一接入、质量控制和存储管理。

5.2.3 系统应对采集数据进行完整性检验、合理性检验、缺测与异常处理、时间对齐和必要的预处理，并考虑结合海雾、海风、湿度、盐雾、浪高、潮位、海流、海面反照率及浮体姿态等因素构建海气浪综合影响特征。

5.2.4 系统应基于构建的特征集开展中期、短期和超短期功率预测建模，并支持模型训练、更新、误差订正和结果优化。

5.2.5 预测结果生成后，结合异常天气过程、出力受限状态及场站运行边界条件进行结果修正，并按要求开展统计分析、性能评价、结果存储、数据可视化和上送。

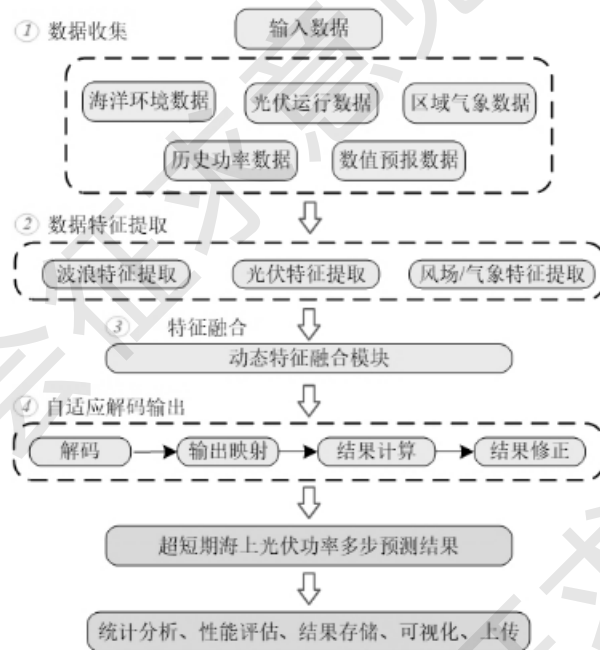


图 1 海上光伏功率预测系统技术流程示意图

6 系统组成与技术架构

6.1 海上光伏功率预测系统应由数据采集层、数据处理层、预测分析层、应用服务层和运维管理层组成。

6.2 场站端系统宜部署于站控层或生产管理区；调度端系统宜采用集中部署方式，并支持单站、区域和汇总层级的预测分析与统一数据可视化。

6.3 系统应支持多源数据接入、存储、统计分析、人机交互、结果上送和日志管理等功能，并支持预测模型服务、数据服务和可视化服务解耦部署。

6.4 系统应支持 DL/T 634.5104、Modbus 或者其他满足电网调度与场站接入要求的通信协议，并具备与电站监控系统、气象监测系统、集控系统和调度主站系统进行数据交互的能力。

6.5 系统应配置通用、成熟的数据库，用于原始数据、处理数据、模型、参数、预测结果和操作日志的统一管理。

6.6 系统硬件至少应包括数据通信服务器、系统应用服务器、数据库服务器、网络安全设备和人机交互工作站。

6.7 数据通信服务器、系统应用服务器和数据库服务器应采用冗余配置；关键服务应具备主备切换或故障恢复能力。

6.8 场站端系统采用的机柜、服务器、线缆、传感器等设备应具备防潮、防腐蚀、抗盐雾和适应高湿环境的能力。

6.9 场站端系统应具备海上运行环境适应能力。部署于海上或近海区域的传感器、数据采集设备、通信设备和供电设备，应具备防潮、防腐蚀、抗盐雾、抗强风和适应高湿环境的能力，并应支持运行状态监测、异常告警和故障追溯。

7 数据采集、处理与存储要求

7.1 数据采集

7.1.1 海上光伏功率预测系统的数据采集应自动完成，并可通过人工方式进行补录和修正。

7.1.2 应采集海上光伏电站实时有功功率、电量和计划开机容量数据，数据应取自电站计算机监控系统或计量系统。

7.1.3 应采集光伏阵列、逆变器、汇流箱、跟踪支架及储能系统（如配置）等运行数据，宜包括设备状态、运行模式、受限信息和故障信息。

7.1.4 应采集气象监测数据，监测类别至少应包括总辐照度、组件面辐照度、风速、风向、气温、相对湿度，宜包括气压、降水量、云量、能见度、海面大气能见度和海雾等级等海上气象数据。

7.1.5 辐照度和气象监测设备的布置应具有代表性，并满足 GB/T 30153 的要求；数据采集频率不应低于 5 min。

7.1.6 数值天气预报数据宜包含台风、寒潮、强对流等海上异常天气预报及海洋水文预警信息。

7.1.7 应接收次日零时起至未来 240 h 的数值天气预报数据，时间分辨率不应低于 15 min，每天至少提供 2 次；包含海雾、台风、强对流、强降雨等异常天气预报信息，以及由气象台站发布的高温、雷暴、大气能见度等专业监测、预测资料。

7.1.8 应接收次月起未来 12 个月的气候预报数据，至少包括月平均辐照度、月平均气温和月平均云量等预报信息，每月至少提供 1 次。

7.1.9 对于漂浮式海上光伏电站，应采集浮体姿态数据（如倾角、摇晃度等）和潮位、海流、波浪等海洋水文数据，用于修正光伏组件面的实际接收辐照度。

7.1.10 系统采集的各类数据应采用统一时间基准，并进行时间对齐；关键数据源应具备时间同步和采集状态监视能力。

7.1.11 系统应支持海洋综合环境数据采集。海洋环境数据包括浪高、周期、潮位、海流、海面反照率等；大气环境数据包括总辐照度、组件面辐照度、风速、风向、气温、湿度、云量、能见度和海雾等级等；对于漂浮式海上光伏电站，采集浮体姿态、倾角和遮挡变化等数据。

7.2 数据处理

7.2.1 数据进入数据库前应进行完整性检验和合理性检验，并对缺测数据和异常数据进行标识、订正或补录。

7.2.2 数据完整性检验应包括数据条数、时间顺序和时间连续性检验。

7.2.3 合理性检验应包括辐照度、功率、气象要素和设备状态的越限检验，以及功率变化率、辐照度变化率和相关性检验。

7.2.4 缺测及异常数据应按以下原则处理：功率数据可采用相邻时刻插补或历史相似日订正；辐照度和气象监测数据可结合其余测点、数值天气预报和相关性模型进行修正；数值天气预报缺测数据可采用历次预报结果或相邻时刻插补；多源数值天气预报数据在输入预测模型前，应进行空间网格插值平滑、降维及归一化处理；对于漂浮式海上光伏电站，应利用浮体姿态数据修正组件面实际接收辐照度。

7.2.5 预测系统应提供区域海平面太阳能资源和海上光伏发电实际可利用太阳能资源的计算能力。

7.2.6 所有经过修正的数据应保留原始记录和修正记录，并使用特殊标识区分。

7.2.7 数据预处理过程应具备可追溯性和可复现性，并支持对数据处理规则、模型输入特征和版本信息进行管理。

7.2.8 系统应对海洋环境数据、海上气象数据、波浪场数据、浮体姿态数据、设备运行数据和历史功率数据进行统一预处理，形成海上环境影响特征集。多源异构数据在输入预测模型前，应进行质量控制、时间对齐、空间匹配、缺测处理、异常值标识、归一化处理和特征筛选。

7.3 数据存储

7.3.1 系统应存储运行期间所有时刻的功率数据、气象监测数据、设备运行数据和数值天气预报数据。

7.3.2 系统应存储每次执行的长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测、超短期功率预测及概率预测结果，并记录执行时间。

7.3.3 预测曲线经人工修正后，应同时保存修正前后的结果。

7.3.4 原始数据、处理后数据、预测结果、模型参数和人工修正记录应分类存储。

7.3.5 历史数据和预测结果的保存期限不应少于 10 年。

7.3.6 系统宜支持海气浪原始观测数据、处理后特征数据及对应预测结果的分类存储，并具备追溯能力。

8 功率预测技术要求

8.1 预测建模

8.1.1 预测的基本单位应为单个海上光伏电站；调度端主站系统应能够实现单站、区域及汇总层级的预测。

8.1.2 建模数据应包括海上光伏电站基础信息、历史功率数据、气象监测数据和数值天气预报数据，宜包括异常天气记录、海上运维检修记录和限电记录。

8.1.3 应根据不同时间尺度采用统计分析、物理机理、机器学习、深度学习或组合模型等方法建立预测模型，并支持模型在线更新、离线训练、效果评估和版本管理。

8.1.4 预测建模应结合海洋气象环境特征，建立海上环境影响特征集。对于受海气浪相互作用显著影响的场站，应考虑海雾、海风、湿度、盐雾、浪高、潮位、海流、海面反照率及浮体姿态等因素对辐照条件、组件温度、组件遮挡、设备运行状态及输出功率的影响。

8.1.5 应采用多源特征融合方法，对数值天气预报、气象监测、海洋环境观测、历史功率和设备运行状态等数据进行融合建模，提高海上复杂环境下的预测适应性。

8.2 长期电量预测

8.2.1 长期电量预测应能预测海上光伏电站未来 12 个月逐月电量及总电量。

8.2.2 长期电量预测应逐月滚动更新，应每月上旬发布。

8.2.3 长期电量预测应结合历史气候统计特征、设备衰减因素、检修计划和运行边界条件进行修正。

8.3 中期和短期功率预测

8.3.1 中期功率预测应能预测次日零时起至未来 240 h 的海上光伏电站输出功率，时间分辨率为 15 min。

8.3.2 短期功率预测应能预测次日零时起至未来 72 h 的海上光伏电站输出功率，时间分辨率为 15 min。

8.3.3 中期和短期功率预测应支持自动启动和手动启动，并能设置每日预测启动时间和次数。

8.3.4 应支持在台风、海雾、强对流、强降雨、高温、高湿、盐雾、大风高浪、海浪扰动、潮位变化等影响条件下进行功率预测以及误差订正。

8.3.5 中期和短期功率预测结果应支持自动生成、存储和上送。中短期功率预测结果应覆盖未来 240 h 的预测时段，时间分辨率宜为 15 min。上送内容应包括有功功率预测值及对应时段开机容量。系统应具备漏报、迟报、错报等异常情况的识别、记录和追溯能力，并支持按调度机构要求的时间节点自动上送预测结果。

8.4 超短期功率预测

8.4.1 超短期功率预测应能预测未来 15 min~4 h 的海上光伏电站输出功率，时间分辨率为 15 min。

8.4.2 超短期功率预测应每 15 min 自动执行一次，条件允许时可提高至 5 min 自动执行一次。

8.4.3 超短期预测应具备人工调整修正功能，并结合临近预报、卫星云图、雷达回波等信息进行在线修正。

8.4.4 超短期功率预测应具备对高频实时气象数据及海洋环境扰动数据的异常检测、平滑处理和滚动更新能力。

8.4.5 超短期功率预测结果应支持滚动更新、自动上送和完整性校验。系统应具备对漏报、迟报、错报等异常情况的识别、记录和留痕能力。

8.5 概率预测

8.5.1 调度端主站预测系统应支持概率预测，概率预测时长和时间分辨率应与中期、短期和超短期预测保持一致。

8.5.2 概率预测应至少提供 90%置信度条件下的预测区间上下限。根据调度机构要求或系统应用需要，宜提供 95%、85%、80%等其他置信度条件下的预测区间上下限，并支持人工设置其他置信度。

8.5.3 概率预测结果宜支持可靠度和平均带宽评价。

8.6 理论发电功率和可用发电功率计算

8.6.1 应能根据采集的海上光伏电站气象数据、设备数据等实时计算海上光伏电站理论发电功率。

8.6.2 应能根据采集的设备运行状态数据和理论发电功率数据实时计算海上光伏电站可用发电功率，并支持按调度运行要求进行存储、数据可视化和上送。

8.7 特殊场景与结果管理要求

8.7.1 应支持设备故障、检修、限电、储能协同运行等出力受限场景下的功率预测。

8.7.2 宜支持多源数值天气预报数据的集合预报，并对输入特征进行筛选和误差订正。

8.7.3 宜按季度或按高影响天气季节定期维护预测模型。

8.7.4 预测结果上报调度主站之前，应支持人工方式修正；上报后不应再修改。

8.7.5 对于受海气浪综合影响显著的海上光伏场站，应提供专项预测修正策略，并支持海雾、强风、高风高浪、台风、强对流、强降雨、潮位异常、浮体姿态异常等典型海上场景下的预测结果比选分析。

9 统计分析评价要求

9.1 数据统计

9.1.1 数据统计的时间范围应能任意选定。

9.1.2 历史功率数据统计应包括完整性统计、分布特性统计、变化率统计和受限时段统计。

9.1.3 历史气象数据和数值天气预报数据统计应包括完整性统计、辐照度分布统计、风速分布统计、云量统计等。

9.1.4 海上光伏电站运行参数统计应包括发电量、有效发电时间、最大出力及其发生时间、利用小时数和平均负荷率等指标。

9.1.5 预测系统应具备气象监测数据、海上光伏电站运行数据日内变化、日变化、月际变化、年际变化的统计功能。

9.2 相关性分析

9.2.1 应能对历史功率数据、气象监测数据、数值天气预报数据、海洋环境数据、波浪场数据、浮体姿态数据和设备运行数据进行相关性统计，并分析不同数据源不确定性对预测结果的影响。

9.2.2 应具备典型海上环境过程与预测误差的对比分析功能，分析海雾、强风、高湿、盐雾、高风高浪、台风、强对流、强降雨、潮位异常和浮体姿态异常等因素对预测误差的影响。

9.3 误差统计与评价

9.3.1 应能对任意时间区间内的预测结果进行误差统计。

9.3.2 应能对多个预测结果分别进行误差统计。

9.3.3 应支持对引入海洋环境、海上气象、波浪场及浮体姿态等特征前后的预测效果进行对比评价，分析海上环境因素对预测精度、预测稳定性和预测误差分布的影响。

9.3.4 误差统计指标至少应包括均方根误差、平均绝对误差、平均误差、相关系数、准确率、合格率、年度电量准确率、可靠度和平均带宽等。

9.3.5 中期和短期功率预测应按规定时间分辨率的离散点进行统计评价，并按评价周期汇总。当时间分辨率为 15 min 时，可按日 96 点进行评价。

9.3.6 当评价时段包含限电、故障、检修或其他出力受限时，应采用可用功率替代实际功率进行评价；具体替代原则应与调度机构评价要求保持一致。

9.3.7 夜间时段、故障时段和检修时段是否纳入评价，以及未上报预测值的处理方式，应与电力调度机构评价要求保持一致；当预测结果未上报时，相应时段预测值可按 0 参与相关评价指标计算。

9.3.8 超短期功率预测应按不同预测提前量分别进行统计评价。第 15 min、第 45 min 和第 4 h 预测结果可分别进行评价，其合格率宜分别不低于 97%、95%和 87%。当超短期预测结果未上报时，相应时段预测值可按 0 参与相关评价指标计算。

9.3.9 预测性能评价应按点统计、按周期汇总；评价周期应与电力调度机构考核周期保持一致。

10 数据输出、接口与数据可视化展示要求

10.1 数据输出技术要求

10.1.1 场站端海上光伏功率预测系统应向电力调度机构或相关运行管理系统上报长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测、超短期功率预测数据；上报时间点和分辨率应满足电力调度机构要求，同时应上报与预测数据相同时段、相同时间分辨率的光伏发电站预计开机容量。

10.1.2 场站端系统应按要求上报与预测结果相同时段、相同时间分辨率的计划开机容量，以及必要的气象监测数据、设备运行状态、可用功率信息和异常天气信息。

10.1.3 调度端系统应具备对场站上报数据的接收、校验、存储和数据可视化功能。

10.1.4 系统应具备预测结果上报完整性、及时性和一致性校验功能，并对漏报、迟报、错报等异常情况进行记录、告警和追溯。

10.2 接口与通信技术要求

10.2.1 系统接口应明确数据项、时间戳、分辨率、单位和质量标识。

10.2.2 数据传输应具备断点续传、失败重传和日志记录能力。

10.2.3 关键接口宜支持冗余链路或备份机制。

10.2.4 系统应支持与场站监控系统、气象监测系统、集控系统、调度主站及相关业务系统之间的数据交换。

10.3 数据可视化展示与监测技术要求

10.3.1 应支持单个和多个海上光伏电站基本信息和实时出力监视，并以地图方式展示电站分布、装机容量、实时功率和预测功率。

10.3.2 应支持实际功率曲线、预测功率曲线和概率预测区间的同步显示；调度端主站系统还应能展示场站上报预测曲线。

10.3.3 应支持数值天气预报数据、气象监测数据、实际功率和预测功率的对比展示，并提供图形、表格等多种数据可视化展示手段。

10.3.4 应支持辐照度、风速、风向、气温、湿度、云量等气象图表展示，并宜支持台风、海雾、强对流等异常气象信息的实时展示。

10.3.5 监视数据更新周期应不大于 5 min。

10.3.6 应具备异常告警功能，可采用弹窗、声光、语音播报等方式进行告警。

10.3.7 应具备区域数值天气预报、气候预报网格数据的可视化展示功能。

10.3.8 应具备区域海平面太阳能资源和光伏发电实际可利用太阳能资源的色斑图展示功能。

10.3.9 应具备数据下载、传输、处理、计算等不同环节运行状态监视页面，实时显示系统运行状态。

10.4 操作与管理要求

10.4.1 应支持海上光伏电站装机容量、阵列布置、逆变器和气象设备等基本信息的查询。

10.4.2 应具备开机容量设置、异常气象信息录入、模型维护和调度控制设置页面。

10.4.3 应支持异常数据定义设置和特殊标识显示。

10.4.4 应支持对预测曲线进行人工修正。

10.4.5 应具备用户管理功能，至少应包括系统管理员、运行操作人员和浏览用户等不同级别权限。

10.4.6 所有表格、曲线和报表应支持打印、电子表格和图片等格式导出。

11 系统性能要求

11.1 海上光伏功率预测单次计算时间应小于 5 min。

11.2 系统月可用率应大于 99%，硬件可靠性应大于 99%，平均无故障时间应大于 25000 h。

11.3 海上光伏电站监控系统、功率预测系统与调度主站系统之间的数据通信延时不应大于 3 s。

11.4 预测系统应支持与站内对时信号源进行自动对时。

11.5 场站端海上光伏功率预测结果的性能指标应满足表 1 要求，调度端区域海上光伏预测结果的性能指标应满足表 2 要求。

11.6 长期电量预测年度准确率应按单站不低于 85%、区域不低于 90%进行评价。

11.7 系统应具备关键数据接收成功率、预测任务按时完成率和结果上送成功率的监视与统计功能。关键数据应包括功率数据、气象监测数据、数值天气预报数据、海洋环境数据、波浪场数据、浮体姿态数据和设备运行状态数据。

表 1 海上光伏电站功率预测性能指标要求

预测时间尺度	月平均准确率	月平均合格率
中期功率预测	以 24 h 为步长统计，预测准确率按顺序依次递减，第 217~240 h \geq 75%	第 1 h~24 h \geq 90%， 第 217~240 h \geq 70%
短期功率预测	第 1 h~24 h \geq 85%	第 1 h~24 h \geq 85%
超短期功率预测	第 4 h \geq 90%	第 4 h \geq 87%

表 2 区域海上光伏功率预测性能指标要求

预测时间尺度	月平均准确率	月平均合格率
中期功率预测	以 24 h 为步长统计，预测准确率按顺序依次递减，第 217~240 h \geq 80%	第 1 h~24 h \geq 90%， 第 217~240 h \geq 70%
短期功率预测	第 1 h~24 h \geq 90%	第 1 h~24 h \geq 85%
超短期功率预测	第 4 h \geq 95%	第 4 h \geq 90%

注：指标参考国家能源局发布的江苏“两个细则”管理考核文件以及《GB/T 40607—2021 调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求》。

12 可靠性与安全性要求

12.1 系统应满足 GB/T 36572 规定的电力监控系统网络安全防护要求。

12.2 系统应具备用户身份认证、分级授权、日志审计、异常告警和自动对时功能。

12.3 系统应对原始数据、预测结果、模型参数、配置文件和操作日志进行定期备份，并具备恢复能力。

12.4 系统应具备故障检测、故障隔离和恢复能力；关键服务应采用冗余或容灾设计。

12.5 模型更新、参数修改和人工修正应留痕可追溯。

12.6 系统应具备海上通信链路异常监测能力，并对通信中断、数据延迟、数据缺测、数据错位和传感器异常等情况进行记录、告警和追溯。

12.7 部署于海上或近海区域的系统设备应适应高湿、盐雾、腐蚀、强风和运维受限环境，关键设备应具备冗余配置、故障隔离和快速恢复能力。

附录 A (规范性)

海上光伏功率预测建模数据要求

A.1 海上光伏电站数据

海上光伏电站建模数据至少应包括：

- a) 电站名称、位置坐标、装机容量、投运时间、并网点电压等级和汇集变电站信息；
- b) 阵列布置方式、组件倾角、方位角、组件排布间距、支架型式及是否配置跟踪系统；
- c) 历史有功功率、电量、开机容量、限电记录和设备受限记录；
- d) 投运时间超过 1 年的电站应包含不少于 1 年的历史功率数据，时间分辨率不应低于 15 min；投运时间不足 1 年的电站应包含自投运以来的全部历史功率数据。

A.2 组件与设备数据

组件与设备数据至少应包括：

- a) 光伏组件型号、容量、温度系数、效率、数量和组件面参数；
- b) 逆变器型号、容量、数量、效率曲线和运行方式；
- c) 跟踪系统和储能系统（如有）的主要技术参数和运行记录；
- d) 设备状态数据，包括故障、检修、计划停运和受限记录；
- e) 对于漂浮式海上光伏电站，应包括浮体姿态、阵列倾角变化和遮挡变化等数据。

A.3 气象监测数据

气象监测数据至少应包括：

- a) 总辐照度、组件面辐照度、风速、风向、气温和相对湿度；宜包括气压、云量、降水量和能见度；
- b) 气象监测设备位置、安装高度、传感器类型和校准信息；
- c) 历史气象监测数据有效时长应不少于 1 年，数据时间分辨率不应低于 5 min。

A.4 气象预报数据

气象预报至少应包括：

- a) 数值天气预报数据应覆盖预测对象所在区域，时间分辨率不应低于 15 min；
- b) 预报要素应包括总辐照度、太阳直射辐照度、散射辐照度、云量、气温、相对湿度、风速、风向、气压和降水量；
- c) 中期、短期和超短期功率预测所采用的数值天气预报数据，应保留原始输入记录及更新时间信息；
- d) 长期电量预测应包括月平均辐照度、月平均气温、月平均云量等气候预测数据；
- e) 应具备多源气象预报数据接入能力，并记录数据来源、发布时间和预报时效。

A.5 海洋环境与异常天气记录

- a) 对于海上光伏电站，应补充海雾、盐雾、浪高、潮位、海流、海面反照率等海洋环境数据；对于漂浮式海上光伏电站，应补充浮体姿态、摇摆和遮挡变化等数据；
- b) 异常天气记录至少应包括台风、海雾、强对流、强降雨和高温等异常天气事件；
- c) 异常天气影响的起止时间、影响范围和强度等级；
- d) 异常天气期间电站运行状态、受限信息及功率波动情况。

附录 B
(资料性)
功率预测误差计算方法

B.1 均方根误差 (E_{rmse})

均方根误差 (E_{rmse}) 由公式 (B.1) 计算得出。

$$E_{\text{rmse}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{\text{Pi}} - P_{\text{Mi}}}{C_i} \right)^2} \quad \dots\dots\dots \text{(B.1)}$$

式中:

- n ——所有样本个数;
- P_{Pi} —— i 时刻的实际功率;
- P_{Mi} —— i 时刻的预测功率;
- C_i —— i 时刻的开机容量。

B.2 平均绝对误差 (E_{mae})

平均绝对误差 (E_{mae}) 由公式 (B.2) 计算得出。

$$E_{\text{mae}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_{\text{Pi}} - P_{\text{Mi}}}{C_i} \right| \quad \dots\dots\dots \text{(B.2)}$$

B.3 平均误差 (E_{me})

平均误差 (E_{me}) 由公式 (B.3) 计算得出。

$$E_{\text{me}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{\text{Pi}} - P_{\text{Mi}}}{C_i} \right) \quad \dots\dots\dots \text{(B.3)}$$

B.4 相关系数 (r)

相关系数 (r) 由公式 (B.4) 计算得出。

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(P_{\text{Mi}} - \bar{P}_{\text{M}})(P_{\text{Pi}} - \bar{P}_{\text{P}})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{\text{Mi}} - \bar{P}_{\text{M}})^2 \sum_{i=1}^n (P_{\text{Pi}} - \bar{P}_{\text{P}})^2}} \quad \dots\dots\dots \text{(B.4)}$$

式中:

\bar{P}_M ——误差统计时段实际功率的平均值；

\bar{P}_P ——误差统计时段预测功率的平均值。

B.5 准确率 (C_R)

准确率 (C_R) 由公式 (B.5) 计算得出。

$$C_R = 1 - E_{\text{rmse}} \quad \dots\dots\dots (B.5)$$

B.6 合格率 (Q_R)

合格率 (Q_R) 由公式 (B.6)、公式 (B.7) 计算得出。

$$Q_R = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.6)$$

$$B_i = \begin{cases} 1, & \frac{|P_{Pi} - P_{Mi}|}{C_i} < \delta \\ 0, & \frac{|P_{Pi} - P_{Mi}|}{C_i} \geq \delta \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.7)$$

式中：

B_i —— i 时刻的预测合格率判定结果；

P_{Mi} —— i 时刻的实际功率；

P_{Pi} —— i 时刻的预测功率；

C_i —— i 时刻的开机容量；

δ ——合格判定阈值，应与电力调度机构考核要求保持一致；无明确要求时，可采用 10% 作为参考阈值；

Q_R ——为合格率。

B.7 年度电量预测准确率 (C_{QEY})

年度电量预测准确率 (C_{QEY}) 由公式 (B.8) 计算得出。

$$C_{QEY} = 1 - \frac{|Q_{EPY} - Q_{EMY}|}{Q_{EMY}} \quad \dots\dots\dots (B.8)$$

式中：

Q_{EPY} ——预测年总发电量；

Q_{EMY} ——实际年总发电量。

B.8 可靠度 (R^α)

可靠度 (R^α) 由公式 (B.9) 计算得出。

$$R^\alpha = \frac{N_{\text{hit}}^\alpha}{N} \dots\dots\dots (B.9)$$

式中:

N_{hit}^α ——置信度为 $1-\alpha$ 时实际功率落在预测区间上界与下界之间的点的个数;

N ——所有样本个数。

B.9 平均带宽 (S^α)

平均带宽 (S^α) 由公式 (B.10) 计算得出。

$$S^\alpha = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_i^\alpha - L_i^\alpha) \dots\dots\dots (B.10)$$

式中:

U_i^α ——置信度为 $1-\alpha$ 时预测上限;

L_i^α ——置信度为 $1-\alpha$ 时预测下限。

B.10 说明

上述指标的统计周期、夜间时段处理方式和受限功率替代原则应与调度机构评价要求保持一致。

附录 C (资料性) 概率预测区间生成与评价方法

C.1 概述

本附录给出海上光伏功率概率区间预测的几种常用技术路线，供系统开发与实施时参考，不限定具体算法。

C.2 分位数回归法

以历史功率、气象监测数据及数值天气预报数据为输入，构建分位数回归模型（如线性分位数回归、梯度提升分位数回归等），直接输出不同置信度下的预测区间上、下界。

C.3 贝叶斯深度学习方法

在深度神经网络中引入贝叶斯推断（如蒙特卡洛 Dropout、贝叶斯 LSTM），通过对模型参数的后验分布采样，生成多条预测轨迹，进而统计得到预测区间。

C.4 集成学习加扰动法

构造多个异构预测模型（集成学习），对各模型输出进行统计分析，结合残差分布假设或历史误差统计，估计指定置信度下的区间宽度。

C.5 数据处理与后处理

无论采用何种方法，均应对预测区间进行平滑处理和物理合理性检验，确保区间上界不低于下界，且区间宽度随置信度提高而单调增大。概率预测结果应采用可靠度、平均带宽等指标进行评价。可靠度用于评价实际功率落入预测区间的比例，平均带宽用于评价预测区间宽度。

参 考 文 献

- [1] GB/T 42477-2023 光伏电站气象观测及资料审核、订正技术规范
 - [2] GB/T 19964-2024 光伏电站接入电力系统技术规定
 - [3] GB/T 42766-2023 光伏发电太阳能资源评估规范
 - [4] NB/T 11814-2025 漂浮式光伏支撑系统技术规程
 - [5] T/CES 139-2022 光伏发电功率概率预测技术要求
 - [6] T/JSEE 0088-2026 分布式光伏调度侧功率预测系统技术要求
 - [7] 《江苏电力并网运行管理实施细则》
 - [8] 《江苏电力辅助服务管理实施细则》
-