



China Water Resources & Hydropower Engineering Consulting Co., Ltd.

中国水利水电建设工程咨询有限公司

广东海丰通威 120MWp 渔光产业园

光伏发电项目

质量安全

咨 询 报 告

2023 年 11 月

广东海丰通威 120MWp 渔光产业园

光伏发电项目

质量 安全

咨 询 报 告

中国水利水电建设工程咨询有限公司

住建部证书：工程设计甲级/A111011919

2023 年 11 月

广东海丰通威 120MWp 渔光产业园光伏发电项目

质 量 安 全

咨 询 报 告

核 定：李修树

校 审：林锦瑜 肖段龙

编 写：林锦瑜 许 敏 陈 敏 张步恩

目 录

前言	1
1 工程概况	1
1.1 项目概况	1
1.2 工程建设主要控制性节点	3
1.3 主要参建方	3
2 主要工程形象面貌	4
3 主要咨询意见	4
3.1 关于工程质量管理	4
3.2 关于工程实体质量	12
3.2.1 土建工程	12
3.2.2 光伏组件安装	20
3.2.3 设备安装与调试	23
3.2.4 集电线路敷设和架设	28
3.3 关于安全文明施工	32
附件：工程质量安全咨询专家组签字表	35

前言

2023 年 11 月 19 日至 21 日，中国水利水电建设工程咨询有限公司组织专家组对广东海丰通威 120MWp 渔光产业园光伏发电项目开展了质量安全现场咨询活动。开展现场咨询活动前，专家组收集了相关资料，对项目建设特点和难点进行了初步分析研究，并调研了同类工程的建设情况。现场咨询活动期间，专家组查勘了建设现场，查阅了相关工程建设资料，并结合同类工程建设经验，就该项目施工质量和安全管理现状以及后续工程建设中需重点关注的事项与主要参建方进行了座谈和交流，形成了咨询报告初稿。经与参建方交换意见，并经进一步研究、核定，形成了该项目质量安全咨询报告。

1 工程概况

1.1 项目概况

海丰通威 120MWp 渔光产业园光伏发电项目位于广东省汕尾市海丰县赤坑镇南土村，项目土地属性为坑塘水面，占地面积约 1800 亩。建设内容包括光伏场区、35kV 集电线路、110kV 升压站、12MW/12MWh 储能系统及其他配套设施。

项目核准装机容量 120MWp，实际装机容量 120MWp（直流侧），98MW（交流侧），容配比为 1.23；设计年平均发电量 14855.83 万 kWh，设计年平均利用小时数 1238h。

光伏场区安装 660Wp 双面双玻单晶硅 P 型组件，共约

18.2 万块，设置 23 个光伏发电单元。每 30 块组件串联成 1 个组串，每 16 个组串接入 1 台直流汇流箱，每 13 台直流汇流箱接入 1 台 3300kVA 箱逆变一体机（或每 17 台直流汇流箱接入 1 台 4400kVA 箱逆变一体机）。光伏区支架基础采用 PHC 300-AB-70 预应力管桩，桩长 9m~10m。组件采用竖向 2×15 块/2×30 块布置，光伏支架采用固定形式，组件倾角 14°，组件最低点离洪水位高度 1.3m。支架主材采用冷弯薄壁 C 型钢构件，采用镀镁锌铝防腐。箱逆变一体机基础采用 PHC 预制桩+架空钢平台形式，基础为 PHC 300-AB-70 和 PHC 400-AB-95 预应力管桩，桩长约 15m。平台顶高于洪水位高度 1.5m，平台下设集油池。

项目新建 4 回 35kV 集电线路汇入新建的 110kV 海丰通威升压站，每 5 个/6 个光伏发电单元接入一条集电线路。集电线路采用桥架和直埋相结合的电缆敷设形式，路径全长约 11km。

该项目新建一座 110kV 升压站，占地面积约 8.10 亩。站内主要建（构）筑物有配电楼、生产辅助楼、附属房、GIS 构（支）架、储能舱等，基础均采用 PHC 500-AB-125 高强预应力管桩，桩长 20m；围墙及道路等基础采用水泥土搅拌桩，桩长约 15m~21m。主要设备有 1 台容量为 120MVA 主变压器、1 套 110kV 户外 GIS 设备、接地变、站用变、35kV 高压开关柜、SVG 无功补偿装置、储能设施等。

储能系统采用模块化设计，储能设计总容量为 12MW/12MWh，采用磷酸铁锂电池，划分为 4 个储能单元。每个单元配置 1 套储能舱，储能舱集成储能电池及逆变升压设备，包括能量管理系统 EMS、BMS 及相应的配套设施。站区舱外配置室外地下消火栓消防给水系统，舱内设全氟己酮气体灭火系统。储能电池经 PCS 升压变流一体舱变流升压至 35kV 后，通过 1 回 35kV 电缆线路接入 110kV 升压站 35kV 侧母线。

升压站电能输出通过新建的 1 回 110kV 架空线路送至 110kV 可塘站，线路长约 6.3km。送出线路由广东省电网公司汕尾市供电局投资建设。

1.2 工程建设主要控制性节点

项目于 2022 年 9 月 10 日开工建设，计划于 2024 年 6 月 30 日全容量并网发电。

1.3 主要参建方

建设单位：海丰通威渔光科技有限公司。

监理单位：常州正衡电力工程监理有限公司。

工程总承包单位：浙江阳明电力建设有限公司。

勘察单位：中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司（光伏场区）。

中通大地空间信息技术股份有限公司（光伏场区、升压站）。

设计单位：中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限

公司（光伏场区）。

广东艾博电力设计院（集团）有限公司（升压站）。

检测试验单位：广东南方检测有限公司。

主要设备供货厂商：光伏组件由天合光能股份有限公司，箱逆变一体机器由阳光电源股份有限公司供货，主变压器由山东泰开高压开关有限公司供货，110kV GIS 由山东泰开高压开关有限公司供货，SVG 由上海思源电气股份有限公司供货；开关柜由广东必达电器有限公司供货，二次设备由南京南瑞继保工程技术有限公司供货，储能设备系统由山东电工电气集团有限公司公司供货。

2 主要工程形象面貌

截至 2023 年 11 月 19 日主要工程形象面貌如下。

光伏场区支架管桩基础施工完成 8730 根（约 32MWp），支架安装约 10MWp。

升压站回填土施工完成约 18000m³，水泥土搅拌桩施工完成 3 根试验桩。

3 主要咨询意见

3.1 关于工程质量管理

经查勘现场、查阅资料和与各参建方现场交流，项目主要参建方的建设管理制度基本齐全，质量体系运行总体正常。参建方组织机构和人员配备及到位情况基本能满足工程建设的实际需要，质量行为总体规范。参建方在工程建设管

理制度、工程技术管理、资料整理等方面存在需持续改进和提升的地方。具体建议如下。

(1) 根据《建设工程质量管理条例》(2000 年中华人民共和国国务院令 第 279 号发布, 2019 年第二次修订) 和《住房和城乡建设部关于落实建设单位工程质量首要责任的通知》(建质规〔2020〕9 号) 的相关要求, 建设工程实行工程质量终身责任制, 建设单位是工程质量第一责任人, 依法对工程质量承担全面责任, 建议建设单位履行以下主要职责。

a) 健全工程项目质量管理体系, 配备专职人员并明确其质量管理职责。

b) 严格质量检测管理, 不得违规减少依法需由建设单位委托的检测项目和数量。

c) 严格工程竣工验收, 建设单位在收到工程完工报告后及时组织竣工验收, 未经验收合格不得交付使用。

d) 按照《建设工程项目管理规范》GB/T 50326—2017 的相关规定, 编制项目管理规划大纲作为项目管理过程中的纲领性文件。

(2) 各参建方在工程建设标准制强条文管理方面有待提高, 具体改进措施如下。

a) 对已发布的全文强制性条文工程建设规范《工程结构通用规范》GB 55001—2021、《建筑与市政地基基础通用规范》GB 55003—2021、《钢结构通用规范》GB 55006—2021、

《砌体结构通用规范》GB 55007—2021、《混凝土结构通用规范》GB 55008—2021、《工程测量通用规范》GB 55018—2021、《施工脚手架通用规范》GB 55023—2022、《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024—2022 等规范进行了收集，但“强条”实施计划显示“强条”梳理不够细致，与项目结合度有待提升，建议剔除与本项目无关内容，对缺失部分进行更新、补充。

b) 按照《实施工程建设强制性标准监督规定》（2000 年建设部令 81 号发布，2021 年住建部令第 52 号修订）的规定，梳理本工程涉及的“强条”，与工程进度同步开展“强条”执行情况检查，形成检查资料。

c) “强条”支撑材料整理时，需分层分级，按单位工程、分部工程、分项工程进行检查，并形成记录。

d) 施工单位须形成与现场同步的工程建设标准强制性条文实施计划及执行记录；监理单位须形成工程建设标准强制性条文执行记录检查表；建设单位需对单位工程强条执行情况进行汇总和总结。

(3) 建设单位未下发该项目采用的专业标准清单；工程总承包单位编制的管理制度及相关技术文件中引用的技术标准存在部分标准缺失、过期废止，且部分质量管理人员对标准要求不熟悉、执行标准要求不到位。建议参建方全面梳理项目建设涉及到的技术标准，建立完善的技术标准清

单，组织管理人员及施工人员，加强对主要技术标准特别是近期新发布实施的技术标准的学习培训，熟悉了解、掌握技术标准各项要求并严格执行，切实发挥标准在工程建设中的“引领”和质量安全的基础保障作用。

(4) 项目未编制光伏发电工程的项目质量验收评定划分表。建议建设单位组织参建各方主要技术负责人编制光伏发电工程的项目划分表，统一制订分项工程或检验批的验收评定的表式，并按以下方式完善本项目的质量评定与项目划分。

a) 先合理确定项目的系统组成，建议划分出 01-光伏区土建、02-光伏区电气、03-升压站土建、04-升压站电气、05-场区集电线路、06-送出线路、07-储能系统等系统工程，再合理确定各个系统的单位、子单位、分部工程、分项工程、检验批的划分与数量。

b) 按照《光伏电站土建施工单元工程质量评定标准》NB/T 32047—2018、《光伏发电工程组件及支架安装质量评定标准》NB/T 10320—2019、《电力建设施工质量验收规程 第 1 部分：土建工程》DL/T 5210.1—2021 的相关规定，对项目涉及的土建工程进行项目验收划分。

c) 按照《电气装置安装工程质量检验及评定规程》DL/T 5161.1~17—2018 的相关规定，对电气设备安装工程（含集电线路施工工程）进行项目验收划分。

d) 在制订完善的项目划分的基础上，同步整理出对应

的验收评定表式，及时发布到各施工单位执行。

（5）建议建设单位按照《建设工程质量检测管理办法》（2022 年住房和城乡建设部令第 57 号）的相关要求委托具备相应资质的第三方检验检测机构进行工程质量检测，检测项目和数量应符合抽样检验要求，非建设单位委托的检测机构出具的检测报告不得作为工程质量验收依据。建议建设单位选定第三方检验检测单位时，认真审查检测机构资质证书、资质认定检测能力及授权签字人附表、人员岗位证书及仪器设备检定证书等审查资料，保证检测成果真实有效。检测机构需及时出具检测报告。

（6）建议项目各参建方按照《电力建设工程质量监督暂行规定》（国能发安全规〔2023〕43 号）第九条的要求，补充完善各参建方项目负责人法定代表人授权书、工程质量终身责任承诺书，切实落实工程质量终身责任制。

（7）项目参建方未编制危大工程清单，建议参建方按照住建部《电力建设工程施工安全管理导则》NB/T 10096—2018 的规定，做好本工程“危大”或“超危大工程”方案编制、审核、批准、论证的有关工作。国家能源局已印发了《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022 版）》，建议参建各方组织学习讨论，深入分析，加强风险评估和设计审查，严格施工管理和施工验收；结合该项目的实际情况，建议建设单位组织开展第三方设计图审工作，做好相应的技术管

理、质量管理和安全管理等工作。

(8) 建议勘察单位按照《建设工程勘察质量管理办法》(2002 年建设部令第 115 号发布, 2021 年住建部令第 53 号修改) 的要求, 依据有关建设工程质量的法律、法规、工程建设强制性标准和勘察合同进行勘察工作, 并对勘探、试验、测试工作成果质量全面负责。需及时向设计、施工和监理单位进行勘察技术交底, 参与施工验槽, 及时解决工程设计和施工中与勘察工作有关的技术问题, 按规定参加工程竣工验收。

(9) 建议设计单位按照合同要求、法律法规和技术标准开展设计工作, 参加建设单位组织的图纸会审和设计交底工作。设计交底要说明设计意图、项目的重难点, 变形缝设置、危险性较大的分部分项工程和强制性条文执行情况, 整理好技术交底记录和会议纪要经参建各方签字确认后实施; 按照规定程序做好设计变更管理和技术洽商管理, 深入现场做好设计服务工作; 按照规定参加地基隐蔽工程、基础分部工程、主体结构、节能分部工程及单位工程等验收工作。

(10) 建议设计单位按照《光伏电站设计规范》GB 50797—2012 第 14.3.2 条的规定, 设置电缆沟道防火分隔措施, 具体包括以下位置。

- a) 电缆从室外进入室内的人口处。
- b) 穿越控制室、配电装置室处。

- c) 电缆沟道每隔 100m 处。
- d) 电缆沟道分支引接处。
- e) 控制室与电缆夹层之间。

(11) 建议监理单位按照《光伏发电工程建设监理规范》NB/T 32042—2018 第 3 章、第 4 章的规定，建立项目监理机构，配置适合光伏发电工程专业特点和数量要求的监理人员，并依据合同约定将项目监理机构名称、组织形式、人员构成及总监理工程师的任命书书面通知建设单位。当总监理工程师需要调整时，需征得建设单位同意，并书面通知相关单位；当专业监理工程师调整时，需书面通知建设单位、施工单位。总监理工程师、专业监理工程师需持证上岗。专业监理工程师还需取得总监理工程师授权书。

(12) 建议监理单位按照《光伏发电工程建设监理规范》NB/T 32042—2018 第 4.4.1 条的规定，建立原材料、构配件验收和设备开箱验收制度，隐蔽工程验收制度，旁站、见证取样和送检制度，应急预案及响应制度等。建议监理单位建立原材料、构配件及设备进场跟踪管理台账，及时核查进场原材料构配件及设备的原始凭证、检测报告等质量证明文件及其质量状况，对进场材料、构配件和设备进行见证取样或平行检验，合格时予以签认，以确保工程质量。

(13) 项目工程总承包单位项目部组织机构设置不完善，建议工程总承包单位按照《建设项目工程总承包管理规

范》GB/T 50358—2017 第 3.1.1 条和第 3.2.2 条的规定，建立与工程总承包项目相适应的项目管理组织，结合项目特点组建项目部，确定组织形式和项目部的职能，并行使项目管理职能，实行项目经理负责制。

（14）建议检测试验单位按照《电力建设土建工程施工技术检验规范》DL/T 5710—2014 的相关规定，在工程施工前编制试验检测方案，报监理审查，并经建设单位批准后，在监理单位监督下组织实施。试验检测方案编制需依据国家现行有关标准的规定和施工质量控制的需要，并需符合以下规定：施工过程质量检测试验需依据合同的约定以及相关规范的规定确定抽检频次；工程实体质量与使用功能检测需按照国家现行有关标准的规定确定检测部位与频次；计划检测试验时间需根据工程施工进度计划确定。

（15）建议生产运行单位按照施工进度及时介入，提前设置组织机构，制定运行管理制度，安排人员实施培训，编制操作规程、运行系统图册、典型操作票、应急预案及现场处置方案并组织学习、演练，及时准备合格的安全工器具、仪器仪表及备品备件。

（16）建议项目各参建方按照《光伏发电建设项目文件归档与档案整理规范》NB/T 32037—2017 的相关规定，加强技术资料的整理和归档工作，强化原始记录和检测报告的管理，确保现场实际施工进度与工程技术资料同步。

3.2 关于工程实体质量

3.2.1 土建工程

项目正进行升压站土建和光伏区支架基础施工，根据后续施工计划以及项目建设特点，为进一步加强工程实体质量控制，提出针对性咨询意见如下。

(1) 工程勘察报告中水质分析报告显示该项目部分地块的地下土和地下水有微腐蚀性，建议设计单位选取预应力管桩和防雷接地体材料时，需考虑水和土对钢筋混凝土结构中的混凝土和钢筋及防雷接地体腐蚀性，确保预应力管桩和防雷接地体的耐久性满足设计使用年限的要求。建议施工单位重视基础混凝土的防腐工作，按照设计文件和《建筑防腐工程施工质量验收标准》GB/T 50224—2018 的相关规定，在设备基础防腐涂料涂刷前，对基础防腐基层含水率进行检测并控制在 6%以内；防腐涂料施工后需全面检查防腐涂料涂刷是否均匀、有无漏刷现象，并对涂层厚度、附着力进行检测。

(2) 建议施工单位加强水泥土搅拌桩施工准备阶段的质量控制，重点做好以下要点。

a) 熟悉设计图纸：首先详细了解设计图纸，熟悉软土地段的地质、地层分布，以及桩的设计参数，掌握成桩的质量控制指标和检测方法等。

b) 制定实施细则：施工前制定实施细则指导施工工作的开展。

c) 施工场地准备: 在施工前保证场地平整, 清除桩位周边范围内的障碍物, 开工前还需确保场地通水、通电、通路, 为顺利施工做好必要的准备。

d) 原材料质量控制: 根据检测试验单位水泥试验的结果, 确定选用水泥的品种、规格、质量。施工过程中做好水泥的防潮措施, 以免水泥受潮而结块或变质。

e) 施工机械设备质量控制: 水泥搅拌桩施工机械主要包括提供搅拌钻进的机械和提供输送水泥材料的输送设备, 这些设备须具备良好的稳定性能, 开工前需对设备进行检查, 验收合格后方能开钻。为了便于了解和控制水泥用量, 使材料搅拌均匀, 可以为相关机械设备配备相应的电脑记录仪及配套打印设备, 以便能随时打印数据, 还需对输浆泵的压力表, 桩机上的转速表, 电流表等进行检查, 出现问题的及时要求进行维修或更换。

f) 现场工艺性试桩: 水泥搅拌桩是利用搅拌头将水泥浆和软土搅拌混合, 并使其固结硬化, 从而提高整体强度, 通常搅拌次数越多, 拌和就越均匀, 处理质量就越高, 但搅拌次数过多会使施工时间延长, 从而降低工效。因此, 可通过试桩来确定最佳搅拌次数、水泥浆的水灰比、泵送和压力等参数, 同时还可以掌握搅拌机钻进速度、提升速度和复搅深度等, 确定合理的工艺流程, 为下一步搅拌桩的大规模施工提供依据, 试桩能有效提高工程质量和施工速度。建议施工

单位在本项目升压站先打3根试验桩，通过试桩，施工单位基本能够掌握下钻、提升的困难程度；确定钻头进入硬土层电流变化程度；确定水泥浆液密度；确定合适的输浆泵的输浆量；掌握水泥浆经浆泵到达搅拌机喷浆口的时间、搅拌桩机提升速度、复搅下沉、复搅提升速度等施工参数，作为指导大面积施工的依据。

(3) 为了保证施工质量，建议监理单位根据工艺试桩确定的各种操作技术参数制定监理控制要点，向施工质量控制的相关监理人员进行培训交底，以便于在现场施工过程中有针对性的进行管控，同时对现场施工原始记录进行检查。具体如下。

a) 水泥搅拌桩的垂直度控制：钻机就位后，检查钻机平整度情况，对施工单位经纬仪测量垂直度情况进行复核。

b) 监理旁站：对钻机下钻深度、浆喷高程及停浆面进行检查，确保搅拌桩长度和水泥浆液喷入量达到设计要求，桩长不得短于设计桩长，全桩水泥用量不得小于试桩时确定的水泥用量。

c) 喷浆量控制措施：水泥浆掺入量的多少及喷浆的均匀性直接决定了水泥搅拌桩的质量好坏，因此，计量水泥浆是质量控制的关键。计量控制要保证喷浆的均匀性，即是要控制好钻头的提升速度及水泥净浆的比重。另外，从开始喷浆到钻头处出浆有一定时间，因此钻机必须在柱底停留让其预

喷并搅拌 30s 才能提起。旁站过程中，督促施工单位现场技术人员对喷浆压力、水泥浆用量、水泥浆输送管进行检查，防止喷浆过程出现异常。如果出现断浆，要求现场必须补浆，并且为了保证成桩的连接性，需保证补浆处与断浆处搭接长度不小于 50cm。监理人员对此问题处理情况进行详细记录。

d) 监理单位需检查搅拌桩水泥浆液拌制情况，对工艺试验确定配合比的执行情况进行检查，检查施工单位现场的水泥浆液比重自检记录，并不定时抽检，保证浆液比重满足工艺试验确定的参数要求。同时对拌浆量进行检查，保证满足单根桩施工需要的用量，否则不得进行下一根桩的施工，制备好的浆液在储浆池内需连续搅拌防止离析。

e) 在日常的施工过程中，施工单位现场技术人员需经常对输浆管进行检查，不得泄漏及堵塞，对使用的钻头要定期检查，其直径磨耗量不得大于 10mm。

f) 为防止施工单位疏于对搅拌桩施工现场的管理，施工单位路基管段技术负责人员需到岗，主要技术负责人员不在场不得进行搅拌桩施工。

g) 施工单位需对软件基处理班组的技术交底记录，严禁未交底或交底不清即进行施工。

h) 软基处理区域监理人员需熟悉本区段内设计桩长指标，并对水泥搅拌桩钻进深度进行检查并做好记录。

i) 监理人员需加强对钻进时电流、喷浆压力、喷浆量、

水泥浆液比重的检查并做好记录，重点对成桩资料电脑小票打印过程进行旁站监理，督促现场技术管理人员对水泥搅拌桩施工质量进行自检自控。

j) 水泥搅拌桩施工过程中发现问题或异常时，施工单位需及时整改并采取补救措施。

(4) 建议施工单位加强水泥土搅拌桩检测试验质量控制，重点做好以下要点。

a) 成桩 7d 后，采用浅部开挖桩头（深度宜超过停浆面下 0.5m），检查搅拌桩的均匀性，测量成桩直径；或用轻型动力触探试验检查搅拌桩的均匀性和强度。

b) 抗压强度检验：在受检桩的龄期达到 28 天后进行，钻芯截取芯样做无侧限抗压强度试验。

c) 单桩承载力检验：单桩竖向抗压静载试验加荷方式用慢速维持荷载法。

d) 复合地基承载力检验：单桩复合地基承载力和多桩复合地基承载力。

(5) 建议施工单位及时进行测量控制网的布设，按照《电力工程施工测量标准》DL/T 5578—2020 附录 B、附录 C 和《建筑变形测量规范》JGJ 8—2016 的相关规定，施工测量前结合搜集的资料进行现场踏勘，了解场地实际情况，补充或验证有关资料；施工测量前对已有控制点成果进行检查验证，确认其精度等级及坐标、高程系统情况；施工放样测

量前需对设计图纸、文件或变更通知进行验证,不得使用未经审批或未经验证确认的资料;施工放样测量前需对坐标和高程系统、建筑轴线关系、设计图纸中有关数据和几何尺寸、各部位高程等进行核检,并了解和掌握有关工程设计变更文件,确认资料无误后方可作为放样的依据。测量基准点需设置专用标志及标石,不应设置在公路上,控制点布设在视野开阔、土质坚实、便于施测、利于长期保存的地点,不得少于一个通视方向。

(6) 光伏区管桩施工过程中,建议监理单位、工程总承包单位、施工单位按照《预应力混凝土管桩技术标准》JGJ/T 406—2017 第 9.1.2 条的规定,对现场管桩成品质量进行下列内容的检查和检测,主要包括以下方面。

a) 按照设计图纸要求以及产品合格证、运货单及管桩外壁的标志,对管桩的规格和型号进行逐条检查。

b) 对管桩的尺寸偏差和外观质量进行抽检,抽查数量不少于管桩桩节总数的 2%。

c) 对管桩端板几何尺寸进行抽检。抽查数量不少于管桩桩节总数的 2%。

d) 对管桩的预应力钢棒数量和直径、螺旋筋直径和间距、螺旋筋加密区的长度以及钢筋混凝土保护层厚度进行抽检。

(7) 建议施工单位加强管桩堆放和到货验收管理,按照《预应力混凝土管桩技术标准》JGJ/T 406—2017 第 8.2.2

条的规定，管桩堆放场地需平整、坚实，排水条件良好；堆放时需采取支垫措施，支垫材料宜选用长方木或枕木，不使用有棱角的金属构件；按不同规格、长度及施工流水顺序分类堆放；叠层堆放时，应在垂直于桩身长度方向的地面上设置两道垫木。

（8）建议施工单位加强光伏支架基础定位放线工作管理，按照《电力建设施工技术规范 第 1 部分：土建结构工程》DL/T 5190.1—2022、《光伏电站施工规范》GB 50794—2012 的相关规定，控制定位放线的质量，完善定位放线记录，进入下一道工序。

（9）混凝土、砂浆配合比是土建专业施工的基础，建议施工单位按照《普通混凝土配合比设计规程》JGJ 55—2011 和《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204—2015 第 7.2 节、《预拌砂浆》GB/T 25181—2019 的规定，施工前在监理见证的基础上对于混凝土、砂浆原材料进行取样试验。原材料合格的基础上，委托有资质的试验室，根据施工图纸要求进行配合比设计、调整、验证、确定配合比，商品混凝土站需按照上述确定的配合比供需混凝土。

（10）建议施工单位按照《混凝土结构通用规范》GB 55008—2021 第 3 章及《电力建设施工技术规范 第 1 部分：土建结构工程》DL/T 5190.1—2022 第 4.4 节的规定，在混凝土施工前及时收集各工程部位的商品混凝土原材料氯碱

离子含量检测报告、配合比氯离子和总碱含量计算书、强度等级检测报告、抗硫酸盐侵蚀检测报告及混凝土出厂合格证书,以及商品混凝土用水泥、水、骨料、掺合料、外加剂、阻锈剂等检测报告。收集整理储能项目的原材料、镀锌层厚度等质量证明文件检测报告。

(11) 建议施工单位按照《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204—2015 第 5.5.3 条的规定,控制好混凝土钢筋网安装的尺寸、间距,水平高差,保护层厚度;受力钢筋保护层厚度合格点率达到 90%及以上,且不得有超过表中数值的 1.5 倍的尺寸偏差。钢筋采用可靠的支撑和定位卡、垫块等固定,不得用钢筋头、石块做垫块。混凝土施工过程中,若因分仓浇筑,在后期混凝土浇筑前,按照规范规定对老混凝土面凿毛。

(12) 建议施工单位按照《砌体结构通用规范》GB 55007—2021、《砌体结构工程施工质量验收规范》GB 50203—2011 第 4.0.5 条、第 4.0.9 条、第 4.0.12 条和《预拌砂浆》GB/T 25181—2019 第 7.1.2 条的规定,在升压站现场自拌砂浆站配备合适的搅拌设备和相应计量设备,拌制过程中需记录各种材料掺加数据和各种拌合数据,并在监理见证的情况下及时取样、养护、试验。

(13) 建议参建单位按照《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB 50202—2018 附录 A 和《建筑工程施工质量验

收统一标准》GB 50300—2013 第 6.0.3 条的规定，加强地基验槽工作。

3.2.2 光伏组件安装

项目光伏组件安装与调试工序复杂。结合以往经验提出如下建议。

(1) 建议施工单位按照《光伏发电站施工规范》GB 50794—2012 第 5.1.1 条的规定执行，光伏组件在设备运输及存放过程中，做好防倾覆、防震等安全措施，保管期间需定期检查并做好防护工作。

(2) 光伏组件到场后除开箱验收外，建议施工单位在组件安装前按比例开展抽检工作，主要采用 EL 测试仪对光伏组件是否存在隐裂进行检测，以确保组件的各项性能指标满足规范及合同要求。

(3) 为避免光伏支架及支架基础的腐蚀问题，在光伏组件支架安装时，建议施工单位选用热浸锌螺栓，“双平一弹”安装，同时需重视支架热浸锌质量以及支架基础的防腐涂层质量。

(4) 预应力管桩施工过程中，建议施工单位采取切实措施，控制好桩身垂直度和桩位偏差，为后续支架及组件安装创造条件。支架安装过程中需按照设计要求调整好光伏支架高度、倾斜角度和平整度，控制好光伏组件支架轴线位置和偏差，力争行列布置观感良好。施工过程中不得对支架气

焊扩孔。

(5) 在进行光伏组件安装前, 建议施工单位分片完成光伏场区的防雷接地网施工, 组串式逆变器、光伏组件金属支架与接地网可靠连接。光伏单元投运前需完成接地施工并与光伏支架可靠连接, 且实测接地阻抗符合设计要求。

(6) 光伏区光伏支架安装和光伏组件安装过程中, 施工人员和监理工程师要严格按照设计、厂家安装技术要求和《光伏发电工程组件及支架安装质量评定标准》NB/T 10320—2019 的有关规定, 结合本工程地形地貌特点, 重点做好以下工作。

a) 加强施工技术交底工作, 交底人和被交底人要履行全员签字手续, 施工人员按交底要求施工, 不得擅自变更施工方法和质量标准。

b) 针对光伏场区地形特点, 按照设计要求调整好光伏支架高度、倾斜角度和平整度; 按照组件厂家安装技术要求安装光伏组件, 安装组件时避免手肘或膝盖直接作用在组件表面, 以免形成内部隐裂。

c) 组件固定面与基架表面不吻合时, 需用垫片垫平后方可紧固连接螺丝, 严禁采用紧拧连接螺丝的方法使其吻合, 固定螺栓还需加防松垫片并拧紧。

d) 同步做好光伏组件之间的接地连接和光伏支架接地, 保证光伏支架接地与光伏场区的接地网可靠连接。及时开展

接地电阻测试，并形成报告。

e) 加强过程验收与质量控制，按照《光伏发电工程组件及支架安装质量评定标准》NB/T 10320—2019 的相关规定，加强组件及支架安装检验批施工质量自检工作，监理单位要及时进行质量等级评定，同步形成验收资料，严禁只由资料员按现场进度整理资料的情形发生。

f) 开路电压超过 50V 的组件以及系统最大额定电压超过 50V 的组件，在组件连接装置附近要有醒目的触电危险的警告标志。

(7) 建议调试单位按照《光伏发电站施工规范》GB 50794—2012 第 6.4.3 条的规定开展逆变器调试工作。主要包括。

a) 逆变器控制回路时，装置工作状态指示、人机画面显示需正常显示，人机画面上各参数设置需正确，散热装置工作正常。

b) 逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差需在允许范围内，检查人机界面显示直流侧对地阻抗值需符合产品技术规定。

c) 逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时，测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差需在允许范围内，交流侧电压及频率需在逆变器额定范围内，且相序正确。

(8) 建议施工单位按照《光伏发电工程验收规范》GB/T

50796—2012 的相关规定，在光伏单元投运前及时完成光伏组串的开路电压及短路电流检测，并形成记录。

(9) 电站投运后，建议建设单位按照《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034—2016 的相关规定，按比例开展抽检工作，对光伏组件外观、光伏组串一致性、光伏组串的绝缘阻值、光伏组件效率以及 I—U 特性等进行检查和测试，合理评价电站的运行状况。并按照《并网光伏电站用关键设备性能检测与质量评估技术规范》NB/T 10185—2019 的相关规定，及时安排电站并网运行后的质量评估。

(10) 项目光伏场区处于临海、鱼塘水面，鸟类活动频繁，栖息在光伏组件上会产生大量鸟类排泄物，运行时易使组件产生热斑效应，影响组件发电效率，严重时会导致光伏组件损坏。建议建设单位会同各参建单位制定有针对性的预防控制措施和清洁方案，确保光伏组件安全高效运行。

3.2.3 设备安装与调试

(1) 建议施工单位按照《电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 6 部分：接地装置施工质量检验》DL/T 5161.6—2018 第 1.0.2 条、第 6.0.2 条的规定，做好升压站和光伏区接地网施工做好。需特别注意做好屋外接地装置安装分项工程质量验收和屋外接地装置隐蔽前检查签证工作，需重点检查接地装置材质、规格，接地搭接长度、焊缝及焊缝防腐，接地装置连接、埋设深度，回填土情况等。建议施

工单位按照《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169—2016 的相关规定，进行接地装置施工。

(2) 升压站主变压器安装时，建议施工单位重点关注以下事项。

a) 主变压器中性点和主变压器本体需有两根与接地网的不同地点连接的接地引下线，其每根接地引下线的规格需满足设计要求。

b) 主变压器的铁芯和夹件的接地引出套管、套管的末屏接地需符合产品技术文件的要求。

c) 主变压器的气体继电器、压力释放阀、测温装置安装前需经有资质的检测机构进行检验合格，检测报告需盖有 CMA 章，并检查其相关的二次接线盒、端子箱防水及密封情况，防止二次回路受潮短路。

d) 吸湿器与储油柜间连接管的密封需严密，吸湿剂需干燥。

(3) 安装户外 GIS 系统时，建议施工单位按照《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 版）》的相关要求，重点做好以下工作。

a) 规范使用 GIS 控制柜的等电位接地网和专用接地铜排。

b) GIS 法兰跨接片需安装在 GIS 外壳上的专用跨接部位，不能通过法兰螺栓直连。

c) 升压站 GIS 安装过程中需对导体插接情况进行检查，

按插接深度标线插接到位，且回路电阻测试合格。

d) 伸缩节安装完成后，需根据生产厂家提供的“伸缩节（状态）伸缩量—环境温度”对应参数明细表等技术资料进行调整和验收。

e) GIS 中的断路器、隔离开关、接地开关及其操动机构的联动需正常、无卡阻现象，分合闸指示需正确，辅助开关及电气闭锁需动作正确、可靠。

(4) 建议电气设备安装单位及时编制相关的安全措施、施工方案和作业指导书，并做好施工安全技术交底及设备厂家的设备技术交底工作，确保施工质量符合设计、设备生产厂家的技术要求，以及规程规范规定。

(5) 建议施工单位做好升压站电缆敷设及防火阻燃工作，按照设计要求及《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168—2018 第 6.4 节、第 8 章的规定，高压、低压电力电缆，强电、弱电控制电缆在电缆沟中敷设，需按顺序由上而下分层配置，电缆敷设完后需砌筑好电缆沟内防火墙，防火墙两侧长度不小于 2m 内的电缆需涂刷防火涂料；金属电缆保护管管口切割后需进行内坡口打磨处理，消除毛刺和尖锐棱角；电缆支架需保证良好接地。建议调试单位尽早筹划，提前编制完善调试大纲，审查试验单位、试验人员资质和试验仪器有效期，避免试验项目漏项及数据不可靠。需重视采用最新版本的技术标准，建议调试单位按照《电气

装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2016、《光伏发电站继电保护技术规范》GB/T 32900—2016、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995—2016 的相关规定，编写与调试大纲相对应的试验方案（特殊试验要单独编制方案并报批），全面制定电气设备试验、调试项目计划，并按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验报告统一格式》DL/T 5293—2013 的相关规定出具调试报告。

（6）建议调试单位、运行单位重视变压器绝缘油的试验，如介质损耗因数、水含量、击穿电压、色谱分析等工作。主变压器投运前，调试单位需严格按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2016 第 8.0.3 条的规定进行绝缘油试验工作；主变压器投运后，运行单位需按照《变压器油中溶解气体分析和判断导则》DL/T 722—2014 第 5.2 节规定的频次进行绝缘油色谱跟踪分析工作，分析油中气体含量变化情况，不得选用被能源局监管机构处罚的试验单位进行相关试验。

（7）建议建设单位、监理单位按照《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》DL/T 5840—2021 第 8.8.1 条“变压器、电抗器的蓄油坑需施工完毕，并清理干净，排油管路应通畅，卵石应填充完毕，通风及消防装置应安装完毕，验收完毕”的规定完成施工。并按照《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229—2019 第 6.7.8

条的规定，对变压器事故油池油、水分离功能进行检查。

（8）建议调试单位按照《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995—2016 第 5.3.7.5 条的规定，在升压站电气二次装置单体调试完成后，进行二次系统整组联动试验，确保拟投运的二次系统的可靠性。

（9）在启动调试前，建议建设单位及时组织制定工程启动调试方案、建立启动试运组织机构，启动调试方案需报送电网调度部门审批，建议按照《并网光伏电站启动验收技术规范》GB/T 37658—2019 相关规定落实并网运行过程中的组织管理工作，确保各项启动调试工作安全顺利进行。

（10）建议生产运行单位根据工程进度情况及时开展本期项目生产准备工作，包括结合工程实际情况编制值班管理制度、工作票制度、操作票制度、交接班制度、设备巡回检查制度、消防安全制度、反事故措施规定、事故应急预案，发布运行规程、检修规程、运行系统图册、操作票，发布电站系统图、电气保护定值等。升压站受电前，需将升压站电气设备运行操作所需的安全工器具、仪器、仪表、防护用品以及备品、备件配置到位，运行人员需持证上岗。

（11）建议施工单位按照《110kV 及以上送变电工程启动及竣工验收规程》DL/T 782—2001 第 5.2.9 条的规定，及时完成主变、配电室、保护室、控制室等的防火设施器材配置，完成消防报警系统的检测校验。

3.2.4 集电线路敷设和架设

(1) 直埋集电线路电缆的敷设时易出现开挖深度不符合设计要求、沟底不平整、铺砂或软土厚度不足、局部夹带石块未清除、顶部铺设保护砖或水泥板间隙过大等问题。建议工程总承包单位按照《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168—2018 第 6.2.2 条~第 6.2.8 条及第 8.0.2 条的规定施工,并满足以下规定。

a) 电缆表面距地面的距离不得小于 0.7m,穿越农田或在车行道下敷设时不得小于 1m,在引入建筑物、与地下建筑物交叉及绕过地下建筑物处可浅埋,但需采取保护措施。

b) 直埋敷设的电缆,不得平行敷设于管道正上方或正下方;高电压等级的电缆宜敷设在低电压级电缆的下面。

c) 电缆上下部需铺设不小于 0.1m 厚的软土砂层,并加盖保护板,其覆盖宽度超过电缆两侧各 50mm,保护板可采用混凝土盖板或砖块,软土或砂子中不得有石块或其他硬质杂物。

d) 直埋电缆回填前,需经隐蔽工程验收合格,回填料需分层夯实。

e) 回填完成后,在直埋电缆的直线段每隔 50m~100m 处、电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处,需设置明显的方位标志或标桩。

f) 电缆进入升压站和盘柜的出入口处需进行防火封堵。

(2) 建议施工单位在架空集电线路基础施工时按照

《电气装置安装工程 66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》GB 50173—2014 第 6.2.12 条的规定，保证铁塔基础拆模后在自然条件下能够妥善保温、养护，并及时进行基础回填，确保铁塔基础施工质量。

(3) 架空集电线路组塔、架线施工前，建议施工单位结合现场实际情况编制铁塔组立、架线工程编制专项施工方案并进行全员安全技术交底。铁塔分部工程验收不合格、地脚螺栓螺母未紧固到位不得进行架线施工。

(4) 架空集电线路铁塔组立前，监理单位需组织相关单位对铁塔基础办理验收交安手续，需包括以下几个方面。

a) 基础经中间检查验收合格。

b) 分解组立铁塔时，混凝土的抗压强度需达到设计强度的 70%。

c) 整体立塔时，混凝土的抗压强度需达到设计强度的 100%，当立塔操作采取防止基础承受水平推力的措施时，混凝土的抗压强度允许为设计强度的 70%。

(5) 在进行架空集电线路施工时，建议施工单位按照《电气装置安装工程 66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》GB 50173—2014 的规定，规范施工工序流程，及时进行工序交接验收，组塔、架线施工前，对铁塔组立、架线工程需结合现场实际分别编制施工方案并进行全员安全技术交底，铁塔分部工程未验收合格、地脚螺栓螺母未紧固到位、

压接导线试件握着强度试验不合格不得进行架线施工。

(6) 架空集电线路施工时, 建议施工单位按照《电力建设安全工作规程 第2部分: 电力线路》DL 5009.2—2013第6.1.21条“在架空输电线路铁塔组立过程中及电杆组立后, 需及时与接地装置连接”的规定落实接地连接, 如正式铁塔接地安装不具备条件时, 可采用临时接地桩的形式接地。监理单位需加强该项工作的监督, 防止雷雨天铁塔遭到雷击伤害。

(7) 在电缆集电线路施工时, 建议施工单位按照《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168—2018第6.2节的相关规定加强对直埋电缆的施工质量控制, 建议做好以下工作。

a) 电缆敷设时, 动力电缆尽量减少中间接头, 控制电缆需做到没有中间接头。

b) 动力电缆与光纤平行敷设时, 间距不得小于0.1m。

c) 重视电缆弯曲半径、终端安装质量的把控, 避免出现伞裙挤压、电缆终端不合理受力、相间或相地带电距离不足等缺陷。

d) 电缆沟回填前需按设计要求做好直埋电缆的铺砂、盖砖防护, 并办理隐蔽工程签证。

e) 回填料要分层压实。

f) 同步做好直埋电缆走向标识牌, 避免交叉作业损坏电缆。

(8) 集电线路电缆终端及接头制作不规范易发生绝缘击穿事故。监理单位、施工单位需重视电缆终端及接头制作施工工艺的质量控制，终端及接头制作人员需经过岗位培训，持证上岗，并按照《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168—2018 第 7.1.5 条、第 7.2.1 条的规定施工，同时监理工程师需全过程旁站，确保施工质量。

(9) 集电线路电缆进行主绝缘耐压试验前(后)需进行绝缘电阻测量，目的是对电缆的绝缘进行综合判断，当电缆绝缘良好情况下，耐压后的绝缘电阻值等于或高于耐压前绝缘电阻值。建议调试单位按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2016 第 17.0.5 条的规定，35kV 电缆优先采用频率在 20Hz ~ 300Hz 之间的交流耐压试验，试验电压 52kV、时间 60min。

(10) 建议施工单位做好升压站电缆敷设及防火阻燃工作，按照设计要求及《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168—2018 第 6.4 节、第 8 章的规定，高压、低压电力电缆，强电、弱电控制电缆在电缆沟中敷设，需按照顺序由上而下分层配置，电缆敷设完后需砌筑好电缆沟内防火墙，防火墙两侧长度不小于 2m 内的电缆需涂刷防火涂料；金属电缆保护管管口切割后需进行内坡口打磨处理，消除毛刺和尖锐棱角；电缆支架需保证良好接地。

3.3 关于安全文明施工

针对光伏发电项目建设工程特点，结合该项目安全文明施工现状，提出以下建议。

(1) 国家能源局印发了《防止电力建设施工安全事故三十项重点要求》（国能发安全〔2022〕55号）。建议参建各方认真组织学习，做好宣传培训工作，组织对照排查，强化安全管理和施工现场安全管控，切实保证有关要求落实到工程建设实际工作中，有效防范事故的发生。需吸取近年来国内外储能项目的安全事故教训，在工程建设和后期运维时做好防范，做到“以案为鉴，警钟长鸣”，确保安全生产。

(2) 建议各参建方按照《电力建设工程施工安全管理导则》NB/T 10096—2018的相关规定，落实安全生产主体责任，建立安全生产责任制，完善安全管理规章制度，健全安全生产保证体系和监督体系。各参建方的项目经理是本单位的安全生产第一责任人，对安全生产全面负责。主要负责人及安全管理人员须具有与电力工程相应的能力，并经专项安全教育培训取得安全考核证明。建设单位需成立以项目负责人为主任、各参建方项目负责人为副主任、专职安全员参加的安全生产委员会，制定制度并开展工作。

(3) 建议项目建立以建设单位主要负责人为主任，参建各方现场负责人为成员的安全生产委员会，明确职责，建立健全工作制度和例会制度。安委会每季度需至少召开一次

安委会会议，总结分析该项目及现场各单位的安全生产情况，部署安全生产工作，协调解决安全生产问题，决定工程建设中安全文明施工管理的重大措施。

（4）建议参建各方建立健全隐患排查治理的管理制度，明确责任部门、人员、范围、方法等内容，逐级明确全体人员的隐患排查治理责任。需定期组织安全生产管理人员、工程技术人员和其他相关人员排查事故隐患。隐患排查工作的范围包括所有与工程建设相关的场所、环境、人员、设备设施和活动。对排查出的隐患需进行分析评估，确定隐患等级，登记建档，及时采取有效的治理措施，形成闭环管理流程。

（5）建议切实履行对施工人员的安全培训和交底，杜绝冒险作业、野蛮作业和违章作业，严格施工机械进场准入，严禁未经安全检验或安全检验不合格的施工机械进入施工现场。需按照“隐患就是事故”的原则，及时排除施工作业中的安全风险，加强施工区域的用电、用气管理，严格落实孔洞、高处、临边的各项安全防护措施，做到安全生产、文明施工。

（6）建议施工单位按照《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194—2014 第 7.1.2 条及《施工现场临时用电安全技术规范》JGJ 46—2005 的相关规定，进一步加强施工现场的安全用电管理，制订相应的施工用电措施及制度，落

实责任制，保证施工人员的人身安全及设备安全。

（7）建议施工单位按照《建设工程施工现场消防安全技术规范》GB 50720-2011 第 5.2 节的规定，在施工现场配备满足防护要求的灭火器材，并摆放到醒目位置。

（8）为建立健全网络安全保障体系和工作责任体系，提高网络安全防护能力，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。近年来，国家能源局修订了《电力行业网络安全管理办法》（国能发安全规〔2022〕100 号）、《电力行业网络安全等级保护管理办法》（国能发安全规〔2022〕101 号），针对电力系统网络安全防护能力提出了具体要求。建议建设单位规划设计网络时，明确安全保护需求，保证安全措施同步规划、同步建设、同步使用，设计合理的总体安全方案并经专业技术人员评审通过，制定安全实施计划，负责网络安全建设工程的实施。网络上线前，需委托网络安全服务机构开展第三方安全测试。

附件：工程质量安全咨询专家组签字表

工程质量安全咨询专家组签字表

项目名称		广东海丰通威 120MWp 渔光产业园光伏发电项目质量安全咨询				
会议地点		项目现场会议室		日期	2023 年 11 月 19 日至 21 日	
序号	姓 名	在专家组中作用	查勘	单 位	职务/职称	签 字
1	林锦瑜	专家组组长	√	中国水利水电建设工程咨询有限公司	高工	林锦瑜
2	张步恩	专家组成员		中国水利水电建设工程咨询有限公司	工程师	张步恩
3	陈敏	专家组成员	√	中国水利水电建设工程咨询有限公司	特邀专家/高工	陈敏
4	许敏	专家组成员	√	中国水利水电建设工程咨询有限公司	特邀专家/高工	许敏

- 注：1. 本表由综合管理系统自动生成，项目业务主管打印后，在现场补充相关内容。
 2. 如参加查勘，在“查勘”栏中打“√”。
 3. “签字”栏在召开咨询会议时由本人填写。
 4. 总院副总工及以上领导参加时可作为带队领导。