

国网江西省电力公司文件

赣电发展〔2017〕229号

国网江西省电力公司关于印发中设国联 于都仁风（盘古山）二期19.8MWp光伏电站 接入系统设计评审意见的函

于都县中设国联新能源有限公司：

你公司关于对中设国联于都仁风（盘古山）二期19.8MWp光伏电站（以下简称：仁风二期光伏电站）接入系统设计进行评审的报告收悉。我公司委托国网江西经研院对该项目接入系统设计进行了评审，国网江西经研院出具了《国网江西省电力公司经济技术研究院关于中设国联于都仁风（盘古山）二期19.8MWp光伏电站接入系统设计的评审意见》（赣电经研规审〔2017〕72号）。我公司同意将该意见作为仁风二期光伏电站接入系统设计评审意见，即该仁风二期光伏电站与仁风一期光伏电站共用一期已建的



110kV 升压站和送出线路，维持破口铁山垅至屏山风电场110kV 线路实现接入系统。同时提出如下意见：

一、仁风二期光伏电站由国网赣州供电公司调度控制中心调度。

二、仁风二期光伏电站的运行管理必须严格执行《电力法》、《电网调度管理条例》，服从国网赣州供电公司调度控制中心调度，电站并网前应与电网企业签订《并网调度协议》、《购售电合同》、《供用电合同》、《通信通道使用协议》等。

三、仁风二期光伏电站并网前需经电网企业进行电能质量和涉网安全检查，合格后方可接入系统。

四、仁风二期光伏电站投运发电后应按时向我公司报送统计报表，以满足国家和江西省有关统计管理部门对电力统计信息归口管理要求。

五、本接入系统方案文件有效期 1 年，自发文之日起计算。项目实施过程中如发生重大变化应对接入系统方案进行复核。在接入系统方案文件有效期内项目未开工建设的，本接入系统方案自行失效。

请据此开展下一步工作。



附件

国网江西省电力公司经济技术研究院文件

赣电经研规审〔2017〕72号

签发人：朱文广

国网江西省电力公司经济技术研究院关于中设 国联于都仁风（盘古山）二期 19.8MWp 光伏电站接入系统设计的评审意见

国网江西省电力公司：

受国网江西省电力公司委托，2017年3月17日，国网江西省电力公司经济技术研究院在南昌市召开了中设国联仁风（盘古山）二期 19.8MWp 光伏电站（仁风光伏电站为电网调度命名，以下简称“仁风二期光伏电站”）接入系统设计评审会。参加会议的有国网江西省电力公司发展部、运检部、调控中心及国网赣州供电公司、于都县中设国联新能源有限公司等部门和单位代表。设计单位中电建江西省电力设计院对该项目接入系统设计报告进行

— 1 —
— 3 —



由 扫描全能王 扫描创建

了汇报，项目业主单位于都县中设国联新能源有限公司对项目相关情况作了说明，会议对项目接入系统方案、无功补偿和谐波治理、继电保护、调度自动化、电能量计量、通信方案等方面形成评审意见如下：

一、光伏电站概况

仁风光伏电站位于赣州市于都县盘古山镇仁风村，项目按农（林）光伏土地综合利用模式开发，工程一期容量 20MWp，于 2016 年 6 月投运。本工程为二期工程，规模 19.8MWp，占地约 500 亩。

仁风二期光伏电站直流系统共有 50kW 逆变器 400 台，每 20 台 50kW 逆变器交流输出接入 1 台 1000kVA 升压变压器，将电压从 480V 升至 10kV，形成 1 个 1MW 光伏发电单元。每 6~7 个 1MW 光伏发电单元汇流成 1 回 10kV 集电线路，共形成 3 回 10kV 集电线路接入一期 110kV 升压站并网发电。

仁风二期光伏电站年平均发电量约 $0.1873 \times 10^8 \text{kWh}$ ，年发电利用小时数约 946 小时，所发电量全部上网。工程计划 2017 年 6 月投运。

二、电网现状

仁风光伏电站所处地位于赣州供电区于都县，截至 2016 年底，于都县境内有水电装机容量 51.9MW，风电装机容量 48MW，光伏发电装机容量 20MWp；有 220kV 变电站 1 座，变电容量 270MVA；有 110kV 公用变电站 7 座，变电容量 340MVA；有 35kV 变电站 17



座，变电容量 197.45MVA。2016 年于都县全社会用电量为 $11.2 \times 10^8 \text{kWh}$ ，最大用电负荷为 212MW。

三、工程建设必要性

开发绿色电力资源，符合国家能源发展战略，仁风光伏电站光照资源丰富，开发和利用该地区丰富的光伏资源，对于优化电源结构，建设环保型的“绿色”电力和保护环境具有重要作用。

本工程的建设，对于开发利用可再生能源，贯彻国家能源发展战略，推动当地经济和社会发展，满足地区负荷需求，实现我国能源的可持续发展具有重要意义，工程的建设是十分必要的。

江西省能源局以《江西省能源局关于下达 2016 年度增补光伏发电建设规模的通知》（赣能新能字〔2017〕6 号），已将该项目纳入光伏发电建设计划。

四、接入系统方案

（一）供电范围

仁风光伏电站一、二期总规模为 39.8MWp，根据于都县负荷发展和电网规划，仁风光伏电站所发电力基本可在于都县就地消纳。

（二）接入系统方案

根据《国网江西省电力公司关于印发中设国联于都盘古山一期 20MWp 光伏电站接入系统设计评审意见的函》（赣电发展〔2015〕946 号），仁风一期 20MWp 光伏电站接入系统方案兼顾二期规模，



采用 110kV 电压接入系统，一期新建 1 台 25MVA 升压变，升压站由铁山垅至屏山风电场 110kV 线路破口接入。仁风一期 20MWp 光伏电站已于 2016 年 6 月并网发电。

设计报告根据仁风光伏电站建设规模及其一期接入系统方案，并结合于都县电网规划，提出了仁风二期光伏电站通过一期 110kV 升压站接入的方案，并进行了必要的电气计算。评审同意设计报告提出的仁风二期光伏电站接入方案，具体方案为：

仁风二期光伏电站 19.8MWp 光伏组件及并网逆变器，经过 3 回 10kV 集电线路接入光伏电站一期 110kV 升压站，升压站扩建 1 台 20MVA 主变，升压站维持由铁山垅至屏山风电场 110kV 线路破口接入方案。

五、系统对光伏电站的要求

（一）电气主接线

仁风光伏电站 110kV 升压站 110kV 出线 2 回，采用单母线接线。10kV 一期出线 3 回，采用单母线接线；二期出线 3 回采用单母线接线。

（二）短路电流

仁风光伏电站升压站 110kV 相关设备的短路电流水平按不低于 40kA 选取，10kV 相关设备的短路电流水平按不低于 31.5kA 选取。

（三）无功补偿



仁风一期光伏电站工程在升压站 10kV 侧已配置了 1 组 6Mvar SVG 无功补偿装置，二期工程再配置 1 组 6Mvar SVG，SVG 无功补偿装置要求响应时间小于 30ms。

（四）其他

仁风光伏电站接入电网应满足《光伏电站接入电网技术规范》(Q/GDW 1617-2015)和《光伏电站接入电力系统技术规范》(GB/T 19964-2012)要求，满足电能质量要求、功率控制和电压调整要求、电网异常时的响应特性、安全和保护措施、防雷与接地等通用技术要求、电能计量要求、通信要求和系统测试要求等。

在电力系统事故或紧急情况下，光伏电站应根据电力调度部门的指令快速控制其输出的有功功率，必要时可通过安全自动装置快速自动降低光伏电站有功功率或切除光伏电站，以防止输电设备过载，确保电力系统稳定运行。

六、系统二次

（一）系统继电保护及安全稳定控制装置

1.仁风光伏电站配置 1 套保护及故障信息管理子站系统。

2.系统对仁风二期光伏电站继电保护要求：光伏电站每回 10kV 汇集线路各配置 1 套保护装置，其保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度。光伏电站 10kV 汇集母线应按最终接线型式及单元配置 1 套母线保护。



（二）调度自动化

1.仁风二期光伏电站远动信息传送到赣州地调主、备调，接入升压站已有的监控系统。

2.仁风二期光伏电站装机接入升压站已有的光伏发电功率预测系统、有功功率控制系统、无功电压控制系统。

（三）电能量计量

仁风二期光伏电站关口计量点设置在升压站新增变压器高压侧，按主备 0.2s 表配置。变压器低压侧、10kV 集电线路、无功补偿装置回路设置考核计量点，按 0.5s 单表配置。

（四）系统通信

仁风二期光伏电站至电网所需调度信息，利用一期光伏电站建设的专用光纤通信设施和调度数据网络传输。

附件：仁风二期光伏电站接入电网接线示意图

国网江西省电力公司经济技术研究院

2017 年 4 月 1 日

（联系人：郑春，联系电话：0791-88647783）



附件

仁风二期光伏电站接入电网接线示意图

