



F23341C-X02-01

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目
初步设计阶段

第 2 卷 第 2 分卷

电力系统二次部分 说明书

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司
Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024年11月 西 安



F23341C-X02-01

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目
初步设计阶段

第 2 卷 第 2 分卷

电力系统二次部分说明书

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司
Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024年11月 西 安

批 准 人： 刘 学 军

审 核 人： 朱小利 袁瑞山

校 核 人： 王 云 郭扬帆

设 计 人： 栾 思 维

目 录

1 设计依据和工程概述	1
1.1 设计依据	1
1.2 工程概况	2
1.3 设计范围	2
2 系统继电保护及安全自动装置	2
2.1 系统继电保护及安全自动装置配置原则	2
2.2 系统继电保护及安全自动装置配置方案	3
2.3 系统继电保护的基本技术要求	5
2.4 对相关专业的要求	10
2.5 系统继电保护及安全自动装置设备	10
3 调度自动化系统	11
3.1 设计范围	11
3.2 主要设计原则	11
3.3 调度范围	12
3.4 远动系统	12
3.5 电能量计量计费	16
3.7 自动电压控制（AVC）	18
3.8 电厂侧电力调度数据网络接入及安全防护设备	19
3.9 广域相量测量及处理系统	20
3.10 网厂交互平台终端	21
3.11 电源要求	21
3.12 其他调度自动化系统	21
3.13 调度自动化部分的设备	22

4 系统通信23

4.1 设计范围23

4.2 调度管理23

4.3 系统通信的总体要求23

4.4 系统通信设计方案24

4.5 设备配置24

1 设计依据和工程概述

1.1 设计依据

1.1.1 相关文件：

- (1) . 可研文件及审查意见
- (2) . 本工程暂无接入系统报告终稿及批复意见，系统二次方案按照接入系统报告初稿配置，最终以接入系统报告及审查意见为准。

1.1.2 遵循的主要设计规程、规范（现行版）：

- 《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660-2011）
- 《电厂标识系统编码标准》（GB/T50549-2020）
- 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB14285-2023）
- 《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T 5003-2017）
- 《火力发电厂厂用电设计技术规定》（DL/T 5153-2014）
- 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》（DL/T5136-2012）
- 《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）
- 《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》 DL/T5226-2013
- 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T5044-2014）
- 《电力装置的电测量仪表装置设计规程》 GB/T50063-2017
- 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T50065-2011
- 《电力系统安全自动装置设计规范》 GB/T 50703-2011
- 《继电保护和安全自动装置通用技术条件》 DL/T 478-2013
- 《电力系统动态记录装置通用技术条件》 DL/T 553-2013
- 《电力系统继电保护及安全自动装置柜（屏）通用技术条件》 DL/T 720-2013
- 《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》 2023 版
- 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（试行）继电保护专业实施细则
- 中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 14 号《电力监控系统安全防护规定》
- 国能安全[2015]36 号文件《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案和评估规范的通知》及附件
- 《工程建设标准强制性条文（电力工程部分）》 2011 年版

1.2 工程概况

甘能化庆阳电厂（2×660MW 机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设 2×660MW 超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的 14 个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量 359.8 亿吨（其中庆阳 271.8 亿吨），保有资源量 184 亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政收入、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程，供煤煤矿已具备建设条件；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本工程计划在 2024 年 12 月开工，第一台机组计划于 2027 年 05 月建成投产，第二台机组计划于 2027 年 06 月建成投产。

1.3 设计范围

包括本期工程电厂系统继电保护及安全自动装置、电力系统调度自动化和电力系统通信等系统二次部分设计。

2 系统继电保护及安全自动装置

2.1 系统继电保护及安全自动装置配置原则

2.1.1 系统继电保护

（1）确定系统继电保护配置方案应遵照现行有关继电保护的国标、行标、反事故措施要求等规定及相关的国际标准；

（2）所配置的保护设备应采用快速动作、功耗小、性能完善、便于维护、具有成熟运行经验，按规定要求和程序进行监测或鉴定的微机保护；

(3) 应根据电网结构, 电气主接线方式, 以及运行、检修、管理的实际效果, 遵循“强化主保护, 简化后备保护”的原则确定保护配置方案;

(4) 对于双重化配置的保护, 每套完整、独立的保护装置应能处理可能发生的所有类型的故障, 两套保护之间不应有任何电气联系, 当一套保护退出时, 不应影响另一套保护的运行;

(5) 双重化配置的线路保护应尽量使用主、后一体化配置;

(6) 330kV线路主保护按双重化配置, 且每套主保护均具有完善的后备保护功能, 不设独立的后备保护柜。后备保护中应辅以零序电流保护用以保护大电阻接地故障。

(7) 两套主保护的信号宜由不同的通道传送, 有条件时应优先采用光纤通道, 对于较短线路, 可采用独立光纤芯。对于中长线路应选用复用通道, 可为2M口也可为64kbitPCM接口。

(8) 对有同杆并架双回路的线路, 保护原理应考虑能识别跨线故障;

(9) 对于远距离、重负荷线路, 或有可能引起事故过负荷等情况, 应有防止距离保护后备段误动的措施;

(10) 根据调度要求发电厂应配置保护及故障信息管理系统, 实现数据信息的联网上传。

2.1.2 电力系统安全自动装置

(1) 根据系统稳定情况配置适当的安全自动装置, 以便在系统发生严重故障时, 缩小事故范围, 保证重要用户供电, 减少事故损失。

(2) 系统安全自动装置配置应满足电力系统同步运行稳定性的分级标准的要求, 建立起保持系统稳定运行的三道防线。包括:

a) 满足一级稳定性标准要求, 由系统一次网架及继电保护装置来保证, 作为系统稳定运行的第一道防线。

b) 满足电力系统运行稳定性二级标准要求可配置切机、切负荷控制装置, 作为系统稳定运行的第二道防线。

c) 确保系统运行稳定性第三级标准, 配置适当的失步解列装置及低频、低压减载装置, 作为系统稳定运行的第三道防线。

2.2 系统继电保护及安全自动装置配置方案

根据电厂本期出线情况, 综合考虑确定系统继电保护及安全自动装置配置方案保护

配置详见图F23341C-X02-02：系统保护及安全自动装置配置方案图。（因本工程暂无接入系统报告终稿及审查意见，方案为暂定。最终系统继电保护配置方案应以接入系统报告及审查意见为准。）

2.2.1 系统继电保护

（1）线路保护

本期两回330kV线路，每条线路配置两套光纤分相电流差动保护，且每套保护含过电压保护、远方跳闸及完整的后备保护功能，后备保护采用三段式相间距离、接地距离保护，并辅以定时限或反时限零序方向电流保护。

每套线路保护按双光纤回路配置，一路专用光纤芯，一路复用2M，2回线各两面线路保护柜，共4面线路保护柜，1面通讯接口柜。

每套光纤保护装置应具备双通道功能，光纤保护采用双复用通道传输保护信号。

（2）330kV断路器保护

断路器保护按单套配置，配置非全相保护、失灵保护及操作箱。每台断路器配置保护柜1面。全厂共8面330kV断路器保护柜。

(3) 母线保护

本工程采用一倍半断路器接线，每段母线按双重化的原则配置母线保护，采用不同厂家产品。本期配置4面柜。

(4) 远方跳闸

本侧不配置独立的远方跳闸保护柜，保护远方跳闸及就地判别功能集成在主保护中。远跳保护通道利用线路主保护通道。

过电压保护与远跳功能集成于主保护中。

(6) 故障录波

故障录波器在系统发生故障或震荡时应可靠启动。本期配置330kV故障录波1面柜。

(7) 保护及故障信息管理系统

根据有关要求，本期工程配置一套保护及故障信息管理系统，保护信息经调度数据网安全Ⅰ区传输，全厂故障录波信息单独组网后经调度数据网安全Ⅱ区传输。系统由子站和保护信号采集终端组成，暂按3面柜配置，由1面主机柜和2面采集柜组成，最终以设备招标情况确定。

2.2.2 安全自动装置

根据接入系统报告初稿，本工程需配置2套安全自动装置，配置两套稳定控制装置及失步解列装置。

2.2.3 实验仪器仪表

本工程配置一面保护试验电源柜。

根据《大型水、火电厂继电保护试验仪器仪表定额》规定，本电厂配置一套继电保护专用调试仪器仪表，具体型号和数量需根据主保护选型确定。

2.3 系统继电保护的基本技术要求

2.3.1 一般要求

(1) 在正常及系统故障操作情况下所产生的谐波电压和电流不应造成保护误动或拒动，暂态情况下的过渡过程中及电磁干扰也不应影响保护的正常运行。

(2) 所采用保护设备必须通过指定的有资格实验单位的动模、谐波及扰动影响试验的考核。

(3) 所选用保护装置的高频抗干扰试验、冲击电压试验及快速瞬变干扰试验应符合

合IEC标准。

(4) 在分布电容、变压器励磁涌流及CT、CVT等在暂态和稳态时产生的谐波分量和直流分量的影响下,保护装置不应误动。

(5) 直流电压在85%~110%额定值范围内变化时,装置应正确动作。拉合直流电源及插拔熔丝发生反复击穿火花时,直流回路一点接地时,装置不应误动作。

(6) 保护应在直流波纹系数小于5%时正确动作。

(7) 装置中某一元件损坏时不应误动,并应有自检功能,及时发出告警信号。

(8) 保护装置应能够接受卫星对时系统同步时钟脉冲(一般为秒脉冲)或采用差分对时。

(9) 保护装置应具有足够数量的信号输出口(可为以太网口、串行口(RS485, RS232等))与保护及故障信息管理子站相连,经保护及故障信息管理子站通过自动化数据网或专用数据网远传至调度端。

2.3.2 线路保护

(1) 系统发生经高过渡电阻单相接地故障时,当单侧故障电流大于等于300A时,保护装置应能切除故障,当差动电流大于等于800A时,分相差动保护应能选相动作。

(2) 每套线路主保护在线路空载、轻载、满载等各种状态下,对全线路内发生的各种类型故障(包括单相接地、相间短路、两相接地、三相短路、非全相运行故障及转换性故障等),均应无时限动作切除故障;对于外部故障切除,故障转换,功率倒向及系统操作等情况下,保护不应误动作。

(3) 各保护均应具有独立的选相功能,选相元件应保证在各种故障条件下正确选相,实现分相跳闸。

(4) 每套保护装置在合于故障时,应可靠加速延时段保护瞬时三相跳闸。

(5) 保护装置在系统全相或非全相振荡下,保护不应误动作,而此时保护范围内发生故障,装置应能正确动作。

(6) 本工程二回出线可能为同杆并架,纵联距离保护选型时应选择能识别跨线故障、正确选线的保护。

(7) 保护装置的整组动作时间应不大于20ms(不包括信号传输时间),保护整组返回时间应不大于30ms。

(8) 距离保护应具有瞬动段, 在各种情况下的暂态和稳态超越应小于5%整定值。

(9) 远方跳闸:

本工程330kV线路过压及远方跳闸就地判别功能集成于线路主保护中。

(10) 330kV线路应采用自动重合闸, 重合闸方式包括: 综合重合闸、三相重合闸、单相重合闸及重合闸停用, 三相重合闸应能采用检无压或检查同期实现, 重合闸应只实现一次重合闸, 自动重合闸装置动作后, 应能自动复归。

2.3.3 断路器保护

断路器保护中应带有三相不一致保护、失灵保护及操作箱。

对于分相操作的断路器, 失灵保护应采用分相和三相起动回路, 相电流元件应保证在被保护元件范围内故障时有足够的灵敏度, 并考虑负荷电流的影响。每相起动回路, 应由能瞬时复归的保护出口接点(包括与本断路器有关的所有保护接点)与电流元件串联组成。对于与机组相关的断路器失灵保护, 其三相起动回路由能瞬时复归的保护出口接点(包括与本断路器有关的所有保护接点)与负序/零序电流元件串联或单独组成。

断路器失灵保护应经电流元件控制实现单相和三相跳闸, 单相跳闸经本相电流控制, 三相跳闸经任一相电流控制。其动作顺序为:

第一, 瞬时按相起动本断路器故障相的两个跳闸线圈, 进行“再跳闸”。

第二, 经失灵保护的延时, 起动相邻断路器的两组跳闸线圈三相跳闸。

失灵保护起动回路的电流判别元件, 在故障切除后的返回时间应小于20ms。

2.3.4 母线保护

(1) 母线保护应能满足电气一次接线的最终规模要求, 并应能适应被保护母线的各种运行方式, 必须正确反映母线区内故障, 对各种类型区外故障, 不应由于电流互感器的饱和以及短路电流中的暂态分量而误动作。

(2) 母线保护具有出口回路快速电压闭锁的功能, 应具有在线自动检测和人机对话功能, 并应具有打印机和液晶显示器。

(3) 母线保护在电流互感器、电容式电压互感器、分布电容、变压器(激磁涌流)等产生的稳态及各种暂态干扰下, 不应误动作。线路故障时, 在重合闸周期内及重合至故障上, 母线保护不应误动。

2.3.5 故障录波器

(1) 故障录波器应为数字式，能连续监视电力系统的运行，任一启动元件动作，即应开始录波，故障消除或系统振荡平息后，启动元件返回，再经预先整定的时间停止录波，能记录单相重合闸过程。

(2) 故障录波器在系统发生大的扰动如故障、振荡、电压崩溃、系统失稳时可靠起动，并记录这些过程中各个电气参量的变化及过程（电流、电压、继电保护动作行为、断路器状态信号及各保护开关量、安全自动装置各种信号的记录）。故障录波器应具备外部起动接点的接入回路，还应设手动启动按钮。

(3) 故障录波器应能连续记录多次故障波形，要求能全部完整记录电力系统在每10分钟内发生的相继三次故障(包括重合闸)及一次长过程振荡。

(4) 故障录波器应具有测距功能，其测量误差应小于线路全长的3%。

(5) 事件记录元件的分辨率应小于1.0ms。

(6) 故障录波器应能记录和保存从故障前至少100ms到停止记录时的电气量波形，采样频率可选，模拟量同时工作时，每个模拟通道最高采样频率不小于10KHz。

(7) 能记录打印相应的故障信息和波形，具有瞬时值测量、有效值测量、故障量计算等的各种测量功能，并且具有故障测距、阻抗轨迹图、谐波分量、序分量计算、功率计算等分析功能，能够接受卫星对时系统同步时钟脉冲。

(8) 故障信息应能进行远传，具有足够的信号输出口，便于故障录波器间的联网，及能与监控系统、保护及故障信息管理子站接口，经自动化数据网远传至调度端。

2.3.6 保护信息采集终端

(1) 数字式保护装置的各种信息应能输入保护信息采集终端，就地的保护信息采集终端与每套保护装置采用光纤或电缆连接，应能将信息上传到站级保护及故障信息管理子站。

(2) 保护装置与保护信息采集终端的连接应满足如下条件：

1) 各保护装置向保护信息采集终端提供的信息包括：保护内部动作信号，保护动作、装置报警、故障类型及故障测距等信息、故障录波波形数据信息。

2) 保护装置应能接受保护信息采集终端对记录信息的查询，整定值的查询，信号复归等。

3) 保护信息采集终端应具有接收统一时钟的对时信号的功能，与卫星对时系统时

钟同步系统或装置同步。

4) 保护信息采集终端应留有足够的串行口,以便各种保护接入,以及与站内监控系统、保护及故障信息管理子站连接。

5) 所提供的设备包括软件及硬件应能与站内监控系统相连接,以便站内监控系统对保护装置动作行为及整定值进行查询等。

6) 保护信息采集终端的容量和输入输出应满足继电器小室近、远期最终保护设备全部接入的需要。

2.3.7 保护及故障信息管理子站

(1) 子站主系统应配置足够存储5年以上的保护信息及故障录波动作信息量的外存设备。站内保护及故障信息管理子站要配有较大内存和硬盘设备,足够记录200次以上的波形数据和保护信息文件。作为系统数据库的备份;

(2) 应有足够的串行输出接口及配套网卡(Ethnet网卡)以便与上级网络监控系统局域网(LAN)连接。

(3) 子站应能将收集的数据上传至调度端主站,调度中心可通过子站经由采集单元实现远方和就地信息查询、保护整定值的查询、信号复归等,建立设备运行档案库。

(4) 能实现不同设备间数据传输的规约转换,利用双端数据准确测距;建立设备运行档案库;

(5) 站内保护及故障信息管理子站与调度中心的保护及故障信息管理主站都处于一个平等网上。它们只有身份权限的差异,而无功能上的差别;

(6) 系统有可靠的身份识别、权限等级等安全措施;

(7) 系统应配置足够的软件,以便将不同生产厂家的不同设备的不同数据格式转换成统一的标准格式而便于使用统一的分析软件。

2.3.8 系统安全自动装置

(1) 装置应采用微机型;

(2) 系统安全自动装置在系统中出现扰动或不对称分量、线路电流、电压及功率突变等条件下,按要求可靠起动;

(3) 系统安全自动装置应能不借助于外部输入接点能正确反应站内及相关系统的运行状态,并与站内就地监控及保护及故障信息管理子站系统联网,必要时与可从网络

获取信息；

(4) 装置应具有事件和事故分析所需数据记录功能，有足够的接口供就地和远方查询、修改定值等的需要；

(5) 所采用的通信规约应具有通用性和标准格式。

(6) 安全自动装置也应与继电保护设备一样，留有一定的串行口，以便安全自动装置柜间信息联网和上传至调度端。

2.4 对相关专业的要求

2.4.1 对电气二次线的要求

(1) 对CT的要求

两套线路主保护应采用各自独立的CT二次绕组，供线路保护用的电流互感器不仅应满足误差的要求，还应满足暂态特性的要求。

每台断路器的失灵保护宜有专用的CT二次线圈（一个半接线）。

供线路保护、失灵保护、变压器保护的CT二次绕组的安排顺序应避免出现有“保护死区”的可能。

(2) 对CVT的要求

线路保护用CVT暂态特性应满足，一次侧出口短路电压突降至零，在二次侧负载为25~100%额定条件下，二次电压应在工频一周内降至短路前峰值的10%以下。

每回线路保护用电压互感器应有两组星型接线的二次绕组供两套主保护用。

(3) 对直流电源及控制的要求

厂内应至少设有两组直流蓄电池组分别供两套线路主保护及两组跳闸回路及其它系统使用；两套主保护分别使用独立的控制电缆；每台断路器应有两组跳闸线圈。

2.4.2 对通信专业要求

线路主保护采用复用2M接口双光纤通信电路；安全自动装置采用复用通道。线路保护通信接口电源双重配置。

2.4.3 对自动化专业要求

自动化专业应为保护提供数据网络通道和接口以便将保护故障信息传至远端的调度主站。

2.5 系统继电保护及安全自动装置设备

本工程电厂侧系统继电保护及安全自动装置设备如下表所示：

表 2.5-1 系统继电保护及安全自动装置设备表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	330kV线路保护柜	面柜	4	含分相电流差动保护及过电压保护等
2	330kV断路器保护柜	面柜	8	含断路器保护及分相断路器操作箱等
3	330kV系统故障录波器柜	面柜	1	
4	保护及故障信息管理子站	套	1	本设备可按套采购，设计暂按3面柜考虑，将来可根据需要调整
5	330kV母线保护	面	4	
6	保护通信接口柜	面	2	（含8套复用2M接口装置）
7	试验电源柜	面	1	
8	稳定控制装置	套	2	
9	稳控通信接口柜	面	1	（含2套复用2M接口装置）
10	失步解列柜	面	2	
11	短引线保护柜	面	2	

3 调度自动化系统

由于本工程暂无接入系统报告终稿及批复意见，系统二次方案按照接入系统报告初稿配置，最终以接入系统报告及审查意见为准。

3.1 设计范围

- a) 调度管理；
- b) 调度端与电厂间的远动系统；
- c) 自动发电控制（AGC）；
- d) 自动电压调节（AVC）；
- e) 电能量计量计费；
- f) 同步相量测量系统（PMU）。

3.2 主要设计原则

- a) 远动信息传输遵循直调直采的原则。对有直接调度关系的电网调度中心所需的

远动信息直采直送，不允许有其它的中间处理环节，以满足电网调度自动化的实时性和可靠性要求。

b) 发电厂远动与电厂升压站监控系统统一考虑，在网络监控系统站控层网络上配置远动工作站，与网控系统共享信息采集。远动主机采用双重化配置。

c) AGC及AVC调整信号由远动工作站通过硬接点方式与DCS连接，直接控制到机组。

d) 电厂至各调度中心的实时信息传输采用数据网络为主与远动专用通道相结合的方式。

e) 电厂内的远动设备主要模块按冗余配置考虑，以确保远动系统的可靠性。

f) 电能量计量计费关口设置原则应符合DL/T448-2016《电能计量装置技术管理规程》的有关规定，各级电力公司直接运营的关口点的电能量由其电能量计量计费系统主站直接采集，电能量信息采用数据网络和电话拨号互为备用的方式传送至主站系统。

3.3 调度范围

本阶段暂无接入系统报告终稿及审查意见，最终的调度自动化系统配置方案以接入系统报告及审查意见为准。

本电厂由国网甘肃省调和庆阳地调调度，远动信息、脱硫脱硝信息传送至甘肃省调、庆阳地调。

3.4 远动系统

远动系统是电网调度自动化系统的组成部分，它采集的实时信息是实现电网安全监控的基础。根据电力系统调度自动化设计技术规程以及上述调度管理划分，电厂远动信息将直送甘肃省调、庆阳地调及相应的备调。

3.4.1 功能

根据电网调度自动化系统功能要求，电厂应实现安全监控和自动发电控制功能。即电网调度中心对电厂内的主设备的运行工况进行遥测、遥信，对发电机组有功功率、无功功率进行遥调。

3.4.2 信息配置原则

(1) 根据《电力系统调度自动化设计技术规程》及甘肃省调、庆阳地调调度要求设定采集量；

(2) 远动信息采集要考虑其完整性和实时性要求；

(3) 远动信息采集要满足两级调度管理以及电厂独立经济核算的需要;

(4) 远动信息内容按照《电力系统调度自动化设计技术规程》执行。

3.4.3 远动信息内容

(1) 遥测

- a) 全厂总有功功率、总无功功率及厂用总有功功率(调度端进行加总);
- b) 全厂总有功电能量、厂用总有功电能量(调度端进行加总);
- c) 发电机的有功功率、无功功率、电压、电流、有功电能量及无功电能量;
- d) 主变压器高压侧有功功率、无功功率、电流、有功电能量及无功电能量;
- e) 线路的有功功率、无功功率、电流、有功电能量及无功电能量;
- f) 厂高变高压侧有功功率、无功功率、电流、有功电能量;
- g) 启备变高压侧有功功率、无功功率、电流、有功电能量;
- h) 母线电压、频率;
- i) AGC发电机组调整出力极限值、出力调节速率极限值;
- J) 功率因数;
- k) 主变分接头档位等。

(2) 遥信

- a) 全厂事故总信号;
- b) 断路器、隔离开关位置信号;
- c) 发电机主保护动作信号;
- d) 变压器主保护动作信号(包括主变、厂高变);
- e) 主变压器内部故障综合信号;
- f) 线路保护及重合闸、断路器失灵信号;
- g) 与电厂运行方式密切关系的隔离开关及接地刀闸位置信号;
- h) 与自动调频有关的热力系统信号,如:机、炉跳闸信号;机炉协调控制系统运行状态信号等;
- i) AGC投切信号及状态信号;
- j) AVC投切信号及状态信号;
- k) 机组可调出力越限信号;

1) 发电机组一次调频/退出信号;

m) 按照《电力系统调度自动化设计技术规程》规定的其他信号。

(3) 遥调

发电机有功功率自动调节(AGC)设定值;

发电机无功功率自动调节(AVC)设定值。

(4) 遥控

a) AGC命令投入;

b) AGC命令退出。

c) AVC命令投入;

d) AVC命令退出。

远动信息配置见F22871C-X02-03图: 系统远动信息配置图;

(5) 脱硫、脱硝信号应送调度端

a) 脱硫CEMS:

FGD进口原烟气: SO_2 浓度、 O_2 浓度、烟尘浓度、温度、压力、流量、湿度

FGD出口原烟气: NO_x 浓度、 SO_2 浓度、 O_2 浓度、烟尘浓度、温度、压力、流量、湿度。

DCS送的信号: 脱硫装置负荷电流、机组运行状态、机组负荷、脱硫装置运行状态。

b) 脱硝CEMS:

SCR进口: NO_x 浓度、 O_2 浓度、烟尘流量、温度、压力

SCR出口: NO_x 浓度、 O_2 浓度、 NH_3 浓度、温度、压力

DCS送的信号: 锅炉运行状态、锅炉负荷。

c) 碳排放信号

3.4.4 远动系统方案

根据接入系统报告初稿,本工程在发电厂设一套网络计算机监控系统(NCS),远动功能并入该系统。由网络计算机监控系统间隔层测控装置采集电厂和调度端需要的信息,设置专用远动主机(RTU)与调度通信,远动主机冗余配置以保证电网调度自动化的可靠性要求,并经双机切换装置后通过电力调度数据网向国网西北电力调控中心、甘肃省调及其备调传送数据。

为保障电厂与调度端信息传输的可靠性,I区数据通信网关机应为双机冗余配置,

所有信息采集应按照直调直采、直采直送的原则进行设计。本工程在电厂安全 III 区配置一套网厂交互平台终端（具备互联网访问功能），采用综合数据网与省调和地调主站系统交换信息，具备调度运行、保护、自动化参数设置、调度两票管理等功能。

远动工作站应配置足够的通信口（串行口或以太网口），应能够通过MODEM实现常规的点对点通道的远动信息传输方式。

3.4.5 远动设备的技术要求

a) 实时准确地将采集的远动信息传送至各级调度，并接收调度中心下达的控制命令；

b) 具有遥测越死区传送，遥信变位传送，事故优先传送的功能；

c) 具有接收和处理返送校核遥控命令的功能；

d) 实时数据传输实时性要求为遥测小于2秒、遥信量应小于1秒；

e) 支持主、备双通道（专用通道传输和数据网传输方式），当主通道故障时能手动或自动切换至备用通道；

f) 具有与卫星对时系统对时功能；

g) 具有一收多发功能，可以不同的规约与各级调度及其备调进行通信的功能；具备与两个调度中心通信的功能，通信规约为备TCP/IP网络通信功能、IEC870-5-104、IEC870-5-101和部颁CDT规约。

具备网络通信功能，支持广域网通信功能。通过网络适配器实现与电力数据网络和电厂内计算机系统进行数据交换；

具有程序自恢复和自检自调功能。

3.4.6 远动信息的传输和通道要求

电厂至甘肃省调、庆阳地调间设主、备通道，其中主备通道采用双平面调度数据网方式，传输速率2Mbit/s，传输规约为 IEC60870-5-104。

3.4.7 远动系统的主要技术指标

1) 远动系统可用率 $\geq 99.99\%$ ；

2) 远动终端的平均故障间隔时间不低于20000h；

3) 遥信正确率不小于99.99%；

4) 遥调正确率不小于99.99%；

- 5) A/D转换误差 $\leq 0.2\%$;
- 6) 遥测精度为0.2级;
- 7) 遥调输出4~20mA时, 其D/A转换误差 $\leq 0.5\%$;
- 8) 事件顺序记录分辨率 $\leq 1\text{ms}$;
- 9) 遥信变位传送 $\leq 2\text{s}$;
- 10) 遥测信息传送 $\leq 3\text{s}$;
- 11) 遥控遥调命令传送时间 $\leq 4\text{s}$;
- 12) 遥测输入应采用可靠的隔离措施;
- 13) 遥信输入应采用可靠的光电隔离, 具有消抖电路, 在外部干扰时不误发信号, 遥信输入接点为无源接点;
- 14) 远动系统应有较好的电磁兼容性, 其绝缘水平应符合国家相关标准。

3.5 电能量计量计费

随着电网经济运行管理的加强, 电能量已走向商业化运营。为适应这一要求以及电厂内部核算机制的要求, 需要在电厂内配置一套电能量计量计费系统。厂内、厂外计费系统需采取隔离措施。

3.5.1 计量关口点设置原则

根据本工程的接线及系统接入报告, 电厂的计量关口点和关口考核点设置如下:

本电厂的上网计量关口点设在 2回 330kV 出线侧、主变高压侧及启备变高压侧。配置有功0.2S级、无功 2.0 级主副表。

在发电机出口、厂变高压侧设置考核点。发电机出口侧、厂变高压侧分别配置有功0.2S级、无功 2.0 级单表。

3.5.2 电能表配置及功能

a) 计量表选用高精度电子式电能表;

b) 电厂计量关口点电能表按主 / 备双表配置, 其它计量点按单表配置; 电厂配置多功能关口电度表4块及1面电能表屏, 配置考核电度表7块及2面电能表屏, 在电厂侧设置电能量采集终端一台。

c) 能够准确、完整、可靠地完成电厂内电能量数据的采集、存储和传送, 做到在任何情况下电能量原始数据都不能丢失;

- d) 电能表为三相四线制多功能电能表，电能表有功精度为D级；无功精度为1.0级；
- e) 具有RS-485，一个RS-322串口输出方式，并具备脉冲输出方式，脉冲输出为无源接点；
- f) 具有自动检测功能及停电保护功能；
- g) 具有失电记录及报警功能。当电压一相或两相断电时，能分别记录断电时间，断电恢复后，能够向有关计算机系统进行报告；
- h) 具有当地窗口显示功能。
- i) 具有当地数据接口，能通过手提式抄表设备完成抄表功能。

3.5.3 电能量处理器功能

- a) 具有同时支持电话拨号和数据网络通信功能；
- b) 能够同时与二个以上主站系统和当地系统进行通信，并保证数据的完整性和一致性；
- c) 可按人工设置的多个时段对电能量进行分时累加和存储；积分周期可为1分钟到15分钟可调；
- d) 具有当地窗口显示功能，能显示各种参数和电能量信息；
- e) 具有自动检测功能及停电保护功能；
- f) 具有失电记录及报警功能。当电压一相或两相断电时，能分别记录断电时间，断电恢复后，能够向有关计算机系统进行报告；
- g) 具有较好的抗电磁干扰和抗浪涌的能力；
- h) 具有对时功能，能与主站对时或接入当地卫星对时系统时钟；
- i) 平均故障间隔时间不小于87000小时。
- j) 具有当地或远方参数设置功能；
- k) 具有密码设计和权限管理功能，以防止非法操作；

3.5.4 CT/PT要求

根据DL/T448-2016《电能计量装置技术管理规程》5.3条规定，本工程计量用PT精度为0.2级，CT精度为0.2S级，PT二次回路电缆压降应小于其额定二次电压的0.2%。CT要求专用线圈，PT要求专用线圈或独立回路。

3.5.5 电能量数据传输通道

甘肃省调和庆阳地调均可利用电力调度数据网和电话拨号两种方式传送电能信息；通过串口向电能量小主站传送信息，通信协议采用 IEC60870-5-102。

3.6 自动发电控制（AGC）

3.6.1 AGC有关的远动信息参照调度自动化系统设计技术规程的相关要求。

3.6.2 调频控制方式

调频控制方式有下列三种：

- 1) 定频率控制方式；
- 2) 定联络线功率控制方式；
- 3) 联络线功率与频率偏移控制方式。

3.6.3 调频对电厂主设备的要求

为确保电厂具有良好的调整性能，对本厂机炉主设备提出下列要求：

- 1) 机组应采用机炉协调控制系统，并具有良好的调节性；
- 2) 锅炉汽机负荷调整速度不小于3%额定负荷/每分钟，锅炉稳燃调整范围为50%~100%额定负荷，按调频要求调频范围至少为20%~100%额定负荷；
- 3) 汽轮机调整灵活，无卡涩现象；
- 4) 机组控制系统接收远动设备送来的4~20mA设定值控制命令，对机组的出力进行调整；
- 5) 机组控制系统应有完善的监视和保护功能，以防止甩负荷或过调发生。

3.6.4 AGC实现方式

根据机组的自动化水平及电网运行要求，建议调度中心对电厂的机组AGC控制采用设定值控制方式，即由调度端计算机通过远动终端对机组自动调整装置发出设定值，实现对发电机出力的自动调整。

3.6.5 根据系统接入报告，本期配置AGC控制系统一套（最终以审查意见为准），接收调度下达的AGC命令，对机组出力进行调节。

3.7 自动电压控制（AVC）

电厂的AVC系统应能够通过优化控制各机组的无功出力，达到实时调节电厂高压侧母线电压的目的，该系统既能接收调度中心AVC主站的控制命令，优化分配各机组实时无功出力，也能根据预置高压侧母线电压曲线或手工设定值，完成厂站端无功电压的优

化控制。

自动电压控制装置（AVC）应根据各种运行方式和无功系统的不同要求实现电压/无功的当地调节/遥调,并具有人工优化功能。

具有接收远动系统输出的4—20mA的母线电压（或无功）调节指令,并能够根据各发电机组的具体情况按平均、比例和等功率因数方式为各机组分配无功目标。具备将设定的以及现场测量的发电机、主变电压参数、遥调量返回值、各机组无功目标等有关数据通过RTU送到调度主站的功能。

具备当地确定调节上、下限,并对错误指令的纠错保护功能,确保机组安全运行的功能。

具有无功稳定控制功能,确保调整到目标值后,始终把误差（可人工设置）控制在目标值的一定范围内。

上位机具备参数显示功能,可实现常显示和召唤显示。

上位机具有电压质量（包括电压合格率、超上限率、超下限率、超限时间）按日、月、年以及指定时间段统计的功能,统计电压质量时可以选择是否将功率因数考虑在内。

下位机具有采集模拟量、开关量并将其向上位机传送的功能。下位机具有自动检测机组启/停机情况,并自动向上位机报告的功能。

根据系统接入报告,本期配置AVC控制系统一套（最终以审查意见为准）,接收调度下达的AVC命令,对机组电压进行调节。

3.8 电厂侧电力调度数据网络接入及安全防护设备

3.8.1 电力调度数据网络接入

为保证采集的实时数据及电能量数据能可靠的传输至调度中心,需在电厂端配置一套双平面电力调度数据网络接入设备,该设备由局域网交换机和路由器组成。

3.8.2 监控系统的安全防护

根据国家发展改革委2014年第14号令《电力监控系统安全防护规定》及国家能源局[2015]36号《电力监控系统安全防护总体方案》的要求,同时根据行业主管部门安全防护的有关要求,结合本电厂实际业务需求配置安全防护装置。

电厂主要配置的业务系统电厂监控系统包括机组分散就地控制系统（DCS）、AGC、机组保护和自动装置、辅助控制、公用系统、升压站控制和自动装置等）位于安全I区,

机炉电分散控制系统（DCS）为监控系统的核心业务；电厂端电能量计量系统、电厂端辅助报价系统和继电保护故障录波系统位于安全II区；电厂生产管理系统位于安全III区；电厂MIS等位于安全IV区。

与调度中心有关的电厂端远动系统、AGC控制、AVC控制等位于安全I区；电能量计量系统、电厂端报价系统、继电保护管理终端、故障录波系统等位于安全II区。

横向隔离：计算机监控系统安全 I 区与安全 II 区通信，需要配置 2 台硬件防火墙；I 区的监控系统与 II 区的远方电能量计量系统通过非网络方式的 RS485 口进行单向通信，本身达到逻辑隔离功能；SIS 系统向管理信息大区的 MIS 系统通过网络方式连接传输数据，需要配置正向物理隔离装置。烟气自动在线监测系统（CEMS）与环保等外部门进行数据通信，需要配置 1 台正向物理隔离装置。纵向认证：I 区的计算机监控系统、故障信息远传系统、宽频相量测量及处理系统通过电力调度数据网的实时子网与调度通信，需要设置纵向加密认证装置；II 区的远方电能量计量系统、故障录波系统通过电力调度数据网的非实时子网与调度通信，需要设置纵向加密认证装置。

根据国能安全〔2015〕36号《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》和 DL/T 2335-2021《电力监控系统网络安全防护技术导则》的要求，需配置电力监控系统恶意代码防护系统 1 套。根据国家电网网调【2017】1084号文要求，在厂内配置电力监控系统网络安全管理装置一套。采集汇集站站控层服务器、工作站、网络设备和安防设备自身感知的安全数据及网络安全事件，实现对网络安全事件的本地监视和管理，同时转发至 II 区数据网关机。该设备与计算机监控系统统一实现。

配置一套主机加固系统。

电厂投运前需由第三方机构完成电力监控系统安全防护评估及信息安全等级保护测评。

3.9 广域相量测量及处理系统

（1）本工程配置一套宽频相量测量及处理系统，具备宽频测量功能，信息传到甘肃省调、庆阳地调。同步向量测量装置信息通过调度数据网传输。

（2）同步向量测量装置应采用高精度卫星对时系统进行时间同步，同步采集母线电压、线路电流及机端内电势的幅值及相角。所采集的实时同步相角数据传送到主站，

同时在当地长时间存贮保存，并可被分析、显示、打印。

(3) 应用功能：

1) 可实时测量三相基波电压、三相基波电流、序量值、发电机内电势、发电机功角等。

2) 通信通道采用电力调度数据网络($N \times 2M$)通信方式,将实时时标量值以TCP/IP协议,以规定的速率向主站发送。

3) 就地显示功能。可以根据需要以相量列表、主接线图相量矢量表计、相量矢量图、连续相量变化图、模拟量波形图、模拟量值、开关量状态等方式显示。实时测量数据监测通过实时相量值,计算出U、I、P、Q、功率因素、F、功角等值,作为实时在线监测。

4) 根据输入量,实时测量计算U/I/P/Q等值并可作报表。

5) 具备暂态录波功能。

3.10 网厂交互平台终端

为满足省调接入要求,需为电厂配置网厂交互平台终端(具备互联网访问功能),本设备为生产计划专用设备,不可与其他业务混用设备。

本工程配置网厂交互平台终端1套。

3.11 电源要求

按照《电力系统调度自动化系统设计技术规程》的要求,应采用交流不间断电源(UPS)给远动设备和电能量计量计费设备供电。计费系统采用UPS供电。要求在交流电源消失后,对UPS供电的蓄电池在满负荷情况下维持供电时间应不小于120分钟。UPS电源在电厂本体设计中统一规划。

3.12 其他调度自动化系统

1) 本工程配置一套烟气在线监测系统。烟气在线监测信息从电厂机组DCS系统、脱硫脱硝DCS系统以及CEMS系统中直采,并通过调度数据网向调度端主站系统传送。

2) 根据系统接入报告初稿,本工程配置1套快速频率响应系统(可集成于AGC系统内实现)。

3) 根据系统接入报告初稿,本工程配置1套电力现货交易系统,经II区电力调度数据网实现现货交易。

3.13 调度自动化部分的设备

本工程调度自动化部分设备如下表：

表 3.13-1 调度自动化设备表

序号	设备名称	型号及规范	单位	数量	备注
一	电量计费系统				
1	电量采集远方终端	具备网络功能	套	1	
2	电能表屏	关口表10块	面	2	
3	电能表屏	考核表4块	面	1	
二	电力调度数据网络设备				
1	电力调度数据网络设备接入设备		套	2	
2	电力调度数据网络二次防护设备		套	2	
三	其它设备				
1	电厂侧宽频相量测量装置（PMU）		套	1	
2	AGC/AVC		套	1	
3	网厂交互平台终端（具备互联网访问功能）		套	1	
4	快速频率响应系统		套	1	
四	远动终端	冗余	套	1	
五	电力二次安防设备				
1	防火墙		台	2	
2	网络安全监测装置及网络探针软件		套	2	
3	横向隔离		台	1	
4	IDS入侵监测软件		套	1	
5	防病毒过滤网关机，恶意代码，USB安全管理系统，便携式运维网关系统		套	1	
6	安全审计		套	1	
六	电力监控系统安全防护评估和安全等级保护测评		套	1	
七	烟气在线监测系统		套	1	

4 系统通信

4.1 设计范围

本阶段暂无接入系统报告终稿及审查意见，最终的系统通信配置方案以接入系统报告及审查意见为准。

4.2 调度管理

本设计范围为甘能化庆阳煤电项目至国网甘肃省调及庆阳地调的调度电话及调度自动化信息传输通道以及 330kV 线路所需的继电保护通道。通信系统通道组织及端口配置图见 F23341C-X02-05。

4.3 系统通信的总体要求

4.3.1 信息种类

生产调度电话

生产管理电话

调度自动化信息

线路继电保护及安全稳定控制装置信号

计算机数据

图像监控业务

保护及故障管理信息

其他所需传送的各种信息。

4.3.2 系统通信通道要求

电厂至国网甘肃省调、庆阳地调应有双平面调度数据网通道，传输通道传输速率按 2Mbit/s 考虑。

4.3.3 继电保护及安全自动装置

继电保护信号对通道的要求如下：

本工程 2 回至 330kV 变电站线路的光纤分相电流差动保护每套都考虑双光纤通道，一路独立光纤芯通道，一路复用 2Mb/s 接口光纤通道。

安全自动装置通道预留两个 2Mb/s 接口

4.3.4 调度自动化信息

电厂至调度各需一主一备 2 个通道，接入甘肃省调、庆阳地调数据网络。主备通道

均为数据网络通道，传输速率为 2Mbit/s。

4.4 系统通信设计方案

4.4.1 通信网络组织

随线路同步建设 2 条 OPGW 光缆通信工程，每回 330kV 线路一路光缆，作为电厂至甘肃省调及庆阳地调的主、备用通道，330kV 光缆同时传输线路保护信号，光缆芯数 24 芯。

4.4.2 通道组织

本工程通信通道组织如下：

1) 调度自动化通道

至省调的主用通道为：电厂信息经本工程 330kV 线路敷设的 OPGW 电路至对侧变电站，在对侧变电站接入甘肃省网光纤网络。调度电话的主用通道及调度自动化的 2Mbit/s 数据通道可组织在上述主用通道中传输。

调度电话的备用通道及调度自动化的常规远动通道可组织在调度电话系统的备用通道中传输。

2) 保护通道组织

本工程 2 回 330kV 线路光纤分相电流差动保护均采用独立光纤芯和复用 2Mb/s 接口的双光纤通道。2 回线路的远方跳闸信号利用线路的主保护通道传输。

4.5 设备配置

4.5.1 光纤通信部分

本期工程暂按在电厂侧配置 2 台 SDH-2.5Gbit/s 光端机，每台设备各配置 1 个 SDH-2.5Gbit/s 光方向，对 330kV 变（省公司设备），光口均按 1+1 配置，本期电路容量为 STM-4 622Mbit/s。

4.5.2 系统调度

为满足系统调度通信的需要，在电厂设置 1 台 100 门系统程控调度交换机，用于系统及厂内调度，容量不低于 64 端口，按 2X2M 中继接入省调调度交换网。调度程控交换机实现本厂与电力系统各级调度部门及有关发电厂，变电所之间的电话交换，在集控室设调度台。

4.5.3 通信电源

在电厂配备 2 套通信专用直流电源系统，含开关电源及蓄电池，每组蓄电池容量为 400Ah。

本工程配置的光纤通信设备详见系统通信设备表 4.5-1。

表 4.5-1 电厂系统通信设备表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	ADM 站 STM-16 SDH 2.5Gb/s (1+1) 传输设备	套	2	
2	OPGW 光缆 24 芯	根	2	
3	622Mbit/s 光接口板 (1+1 热备份)	套	2	
4	通信电源 (400Ah, 48V)	套	2	
5	PCM 设备	套	2	
6	本地维护终端	套	1	
7	综合配线架	套	1	
8	1 套系统调度程控交换机	套	1	
9	进线光缆	km	2	
10	尾纤	根	足量	
11	机房动力环境监测系统	套	1	