



CPECC
中电工程

60-F23341C-X01-01

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

初步设计阶段

第 2 卷 第 1 份卷

电力系统一次部分

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

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目
初步设计阶段

第 2 卷 第 1 分卷

电力系统一次部分

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

本工程初步设计文件由以下各卷组成

- 第 1 卷 总的部分
- 第 2 卷 电力系统部分
- 第 3 卷 总图运输部分
- 第 4 卷 热机部分
- 第 5 卷 运煤部分
- 第 6 卷 除灰渣部分
- 第 7 卷 电厂化学部分
- 第 8 卷 烟气脱硫工艺部分
- 第 9 卷 电气部分
- 第 10 卷 仪表与控制部分
- 第 11 卷 信息系统及安全防护部分
- 第 12 卷 建筑结构部分
 - 第 1 分卷 建筑部分
 - 第 2 分卷 土建结构部分
- 第 13 卷 采暖通风及空气调节部分
- 第 14 卷 水工部分
 - 第 1 分卷 供水部分
 - 第 2 分卷 水工结构部分
- 第 15 卷 环境保护部分
- 第 16 卷 水土保持部分
- 第 17 卷 消防部分
- 第 18 卷 劳动安全部分
- 第 19 卷 职业卫生部分
- 第 20 卷 节约资源部分
- 第 21 卷 施工组织大纲部分
- 第 22 卷 运行组织及设计定员部分
- 第 23 卷 设备及主要材料清册
- 第 24 卷 工程概算

批 准 人： 刘 学 军

审 核 人： 袁 瑞 山

校 核 人： 王 昭

编 写 人： 孙 沛 陶嘉琦

目 录

1	电力系统现况	1
1.1	甘肃电网现况	1
1.2	本工程在系统中的作用和地位	3
2	电力负荷预测及电力电量平衡	3
2.1	电力负荷预测	3
2.2	电源规划	4
2.3	电力电量平衡	6
3	电厂接入系统方案	9
4	电气主接线及主设备参数	10
4.1	电气主接线	10
4.2	主设备参数及系统对发电机的要求	10

1 电力系统现况

1.1 甘肃电网现况

甘肃电网处于西北电网的中心位置，是西北电网的主要组成部分，目前交流电网最高电压等级为 750kV，主网电压等级为 750/330kV。目前甘肃电网通过平凉～乾县 2 回、麦积～宝鸡 2 回 750kV 线路，与陕西电网相联；通过熙州～官亭 2 回、武胜～郭隆 2 回、沙州～鱼卡 2 回 750kV 线路与青海电网相联；通过白银～黄河 2 回、平凉～六盘山 2 回 750kV 线路与宁夏电网相联；通过敦煌～哈密 2 回、沙州～烟墩 2 回 750kV 线路与新疆电网相联。2017 年±800kV 酒泉～湖南特高压直流投入运行，起点酒泉换流站以 3 回 750kV 线路接入酒泉地区 750kV 莫高变电站，终期最大送电容量为 8000MW。

截至 2023 年底，甘肃全口径装机容量 86510MW。其中，水电装机 9718.2MW、火电装机 25246.2MW（含生物质 246MW），水电装机 9718.2MW、风电装机 26141.0MW，太阳能装机 25397.8MW（含光热 210MW），占比分别为 11.2%、29.2%、30.2%、29.3%。储能装机 3131MW。

截至 2023 年底，已建成的 750kV 线路 52 条，甘肃境内总长度约 6724km；330kV 线路 369 条，甘肃境内总长度约 14322.38km；220kV 线路 40 条，总长度约 881km。全网共有 750kV 变电站 12 座，主变 23 台，容量 45900MVA；330kV 变电站 79 座，主变 177 台，总容量 49620MVA；220kV 降压变电站 7 座，主变 18 台，总容量 2370MVA。

2023 年甘肃省全社会用电量达到 1644.68 亿 kWh，较上年增长 9.6%。全社会最大用电负荷 22779MW，较上年增长 10.0%。

2023 年甘肃电网地理接线见图 1.1-1。

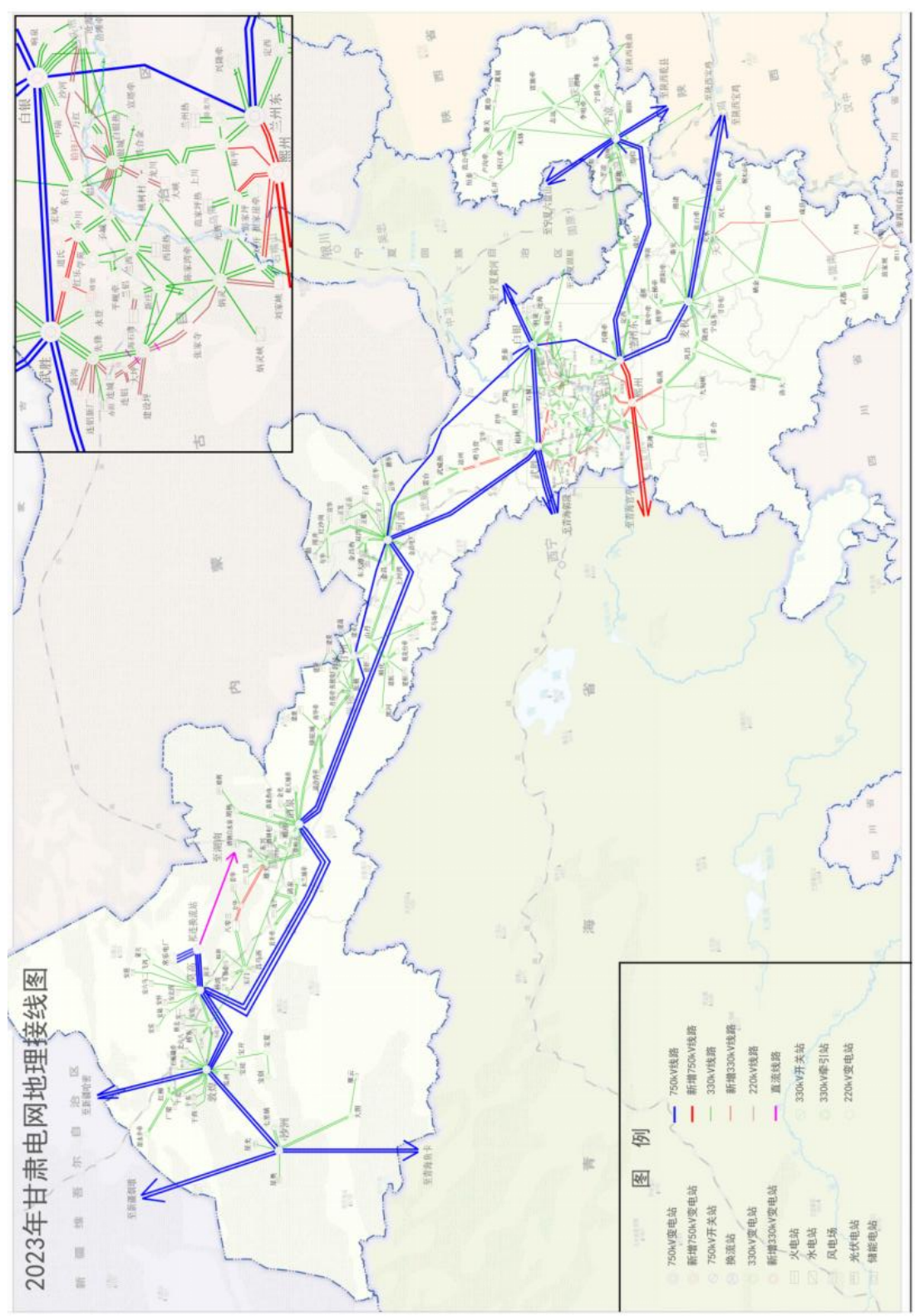


图 1.1-1 2023 年甘肃电网地理接线图

1.2 本工程在系统中的作用和地位

(1) 符合甘肃能源发展规划，响应国家战略策略

根据国家发改委《“十四五”现代能源体系规划》文件相关要求，发挥煤电支撑性调节性作用。统筹电力保供和减污降碳，根据发展需要合理建设先进煤电，保持系统安全稳定运行必需的合理裕度，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型，充分发挥现有煤电机组应急调峰能力，有序推进支撑性、调节性电源建设。

本工程的建设可以为甘肃电网提供强有力的电源支撑，有利于满足全省电力负荷增长需求，符合我国能源总体规划及地区能源规划，对全省的经济和社会可持续发展有着较为重要的作用。

(2) 增强电网结构，促进甘肃电网的发展

庆阳电网位于西北 750kV 电网中部、甘肃 330kV 电网的东端，是西北电网电力交换的重要输送通道。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程将为西北 750kV 中部电网和甘肃 330kV 电网提供电源支撑，从而促进甘肃电网主网架的发展，增强西北电网主网架的输电能力，有利于西北电网安全稳定性的提高。

(3) 促进大型煤电基地建设，加速甘肃经济发展

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。九龙川井田位于宁正矿区内，开发建设包括九龙川矿井等在内的宁正矿区，是建设“陇东能源基地”的重要组成部分。在推动形成西部大开发新时期新格局过程中，合理开发九龙川矿井在内的煤炭资源，有利于保障能源供给，促进国家经济稳定快速发展。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，具有建设大型煤电基地的优势条件。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程，有利于促进甘肃大型煤电基地的建设，加速地区经济发展。

因此，甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程的建设是必要的。

2 电力负荷预测及电力电量平衡

2.1 电力负荷预测

(1) 甘肃电网负荷预测

根据甘肃电网发展规划最新成果，甘肃电力负荷预测见表 2.1-1。

预计甘肃电网 2025 年全社会最大负荷达到 27100MW，相应“十四五”年均增长率为 5.3%；2025 年全社会用电量达到 1900 亿 kWh，相应“十四五”年均增长率为 6.7%。预计 2030 年甘肃全社会最大负荷达到 37300MW，相应“十五五”年均增长率为 6.6%；2030 年全社会用电量达到 2550 亿 kWh，相应“十五五”年均增长率为 6.1%。

表 2.1-1 甘肃电网负荷水平预测（全口径） 单位：10MW、亿 kWh					
年份	2023 年（现况）	2025 年	2030 年	“十四五”年均增长率	“十五五”年均增长率
甘肃最大发电负荷	2278	2710	3730	5.3%	6.6%
甘肃全社会用电量	1645	1900	2550	6.7%	6.1%

（2）陇东电网负荷预测

陇东庆阳、平凉地区电力需求预测结果见表 2.1-2。预测庆阳电网 2025 年最大用电负荷为 1600MW，“十四五”年均增长率为 12.4%。预测平凉电网 2025 年最大用电负荷为 850MW，“十四五”年均增长率为 5.1%。

表 2.1-2 陇东庆阳、平凉地区电力负荷预测 单位：10MW				
	2025 年	2030 年	十四五增速	十五五增速
庆阳	160	240	12.4%	8.4%
平凉	85	110	5.1%	5.3%

2.2 电源规划

根据甘肃水能、煤炭和新能源等规划的最新成果与电源前期工作情况，2025 年，甘肃电源装机将达到 125750MW。其中：水电装机容量为 9850MW，占比 7.8%；火电装机容量为 34530MW，占比 27.5%；风电装机容量为 38530MW，占比 30.6%；太阳能发电装机容量为 42840MW，占比 34.1%。根据甘肃电力公司发展部边界资料，2030 年，已核准抽蓄项目（昌马抽蓄、张掖抽蓄、皇城抽蓄、黄羊抽蓄、黄龙抽蓄、永昌抽蓄、平川抽蓄、漳县抽蓄）装机规模共计 11280MW，预计可建成内用规模 8700MW；火电外送部分考虑新增的直流配套 8000MW 机组（酒泉第二回直流 4000MW、库木塔格沙漠基地直流 2000MW、腾格里沙漠基地第二回直流 2000MW）以及内用火电机组新增 3320MW。新能源装机规模预测，“十五五”风电装机新增 16300MW(外送)和 29160MW(内用)，太阳能装机新增 34200MW

（外送）和 35740MW（内用）。

2025～2030 年甘肃电源总装机构成见表 2. 2-1。2024～2030 年甘肃内用电源装机构成见表 2. 2-2。

表 2. 2-1

甘肃电网 2025～2030 年电源装机总规模

单位：10MW

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
水电	985	985	985	985	985
火电（含生物质等）	3453	4385	4385	4797	4997
风电	3853	5507	6462	7102	8349
光伏	4184	6783	7612	8772	10767
光热	100	160	160	360	560
抽蓄	0	0	0	400	870
合计	12575	17820	19604	22416	26529

表 2. 2-2

甘肃电网 2025～2030 年内用电源装机总规模

单位：10MW

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
水电	985	985	985	985	985
火电（含生物质等）	2453	2585	2585	2797	2797
风电	2483	3737	4262	4502	5349
光伏	3524	4753	5582	5942	7138
光热	80	90	90	90	90
抽蓄	0	0	0	400	870
合计	9525	12150	13504	14716	17229

1) 火电

目前省内核准在建祁韶直流配套电源常乐电厂 3、4 号机组 2×1000MW（已于 2023 年投运），陇东直流配套正宁电厂二期 2×1000MW、灵台电厂 2×1000MW。其他省内核准的火电项目共 5 项，总容量 6720MW。兰州新区热电 2×350MW、甘能化庆阳电厂 2×660MW（本工程）、常乐电厂扩建 2×1000MW、张掖电厂扩建 2×1000MW、窑街热电 2×350MW。另外，新区电厂 2×1000MW 已取得建设指标。

预计到 2025 年，甘肃火电装机达到 34530MW（含生物质）。

2) 水电

甘肃省水力资源分属黄河流域、长江流域嘉陵江水系和由疏勒河、黑河、石羊河三大水系组成的河西内陆河流域。

截至 2023 年底，甘肃水电装机达到 9718.2MW，预计到 2025 年，甘肃水电装机达到 9850MW。

3) 新能源

截至 2023 年底，甘肃新能源装机规模 51539MW，其中风电装机 26141MW，光伏装机 25398MW（其中包含光热装机 210MW）。

“十四五”以来，甘肃已明确指标的新能源规模 7968.5 万千瓦，其中，省内内用 5305 万千瓦，祁部直流配套剩余 493.5 万千瓦，陇东直流配套 1050 万千瓦，陇电入浙直流配套 1120 万千瓦。至“十四五”末，全省新能源总装机规模 10322 万千瓦；考虑甘肃已下达指标的 456 万千瓦源网荷储一体化项目后，全省新能源总装机规模 10778 万千瓦；若再考虑国家第三批大基地 1420 万千瓦项目，全省新能源总装机规模 12198 万千瓦；若再考虑甘肃腾格里沙漠基地自用 600 万千瓦新能源项目，全省新能源总装机规模 12798 万千瓦。

综合考虑电源前期工作情况及接入安排，预计 2025 年末新能源装机 81370MW（不含储能），其余安排在“十五五”期间投产。

2.3 电力电量平衡

2.3.1 甘肃电网电力平衡分析

(1) 电力平衡按甘肃省内用自平衡、直流外送与其配套电源自平衡，电量平衡按内用外送统一平衡。

(2) 选择枯水年冬季 11 月份全年负荷高峰时段，对甘肃电网进行电力平衡。

(3) 备用主要有负荷备用、事故备用、检修备用三部分。总备用按省内最高发电负荷的 13%计算。

(4) 水电电源按投产月份参加电力电量平衡，火电电源上半年投产的参加当年平衡，下半年投产的第二年参加平衡。

(5) 热电机组供热期考虑 20%容量受阻。

(6) 负荷高峰时段，甘肃风电按 5%参加电力平衡；光伏发电不参加电力平衡；光热发电按装机容量的 50%参加电力平衡；储能按 40%参与电力平衡。

(7) 水电利用小时数按实际多年平均利用小时数参加电量平衡计算；风电年利用小时数按 2000 小时；光伏年利用小时数按 1500 小时；光热年利用小时数考虑按 2500

小时。

根据负荷预测、电源建设规划，按照平衡原则进行电力电量平衡计算分析（平衡计算中暂不考虑本电厂）。甘肃电网内用电力平衡结果见表 2.3-1。甘肃电网电量平衡结果见表 2.3-2。

表 2.3-1

甘肃电网电力平衡表

单位：10MW

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
一. 最高内用电力需求	2981	3179	3388	3608	4028
1. 网内最高负荷	2710	2890	3080	3280	3730
2. 需求侧响应%	3%	3%	3%	3%	5%
3. 备用率%	13%	13%	13%	13%	13%
4. 备用容量	352	376	400	426	485
二. 年末内用装机容量	10170	12912	14503	15715	18288
1. 水电	985	985	985	985	985
2. 火电（含生物质等）	2453	2453	2453	2665	2665
3. 风电	2483	3737	4262	4502	5349
4. 光伏	3524	4753	5582	5942	7138
5. 光热	80	90	90	90	90
6. 储能	645	894	1131	1131	1191
7. 抽蓄	0	0	0	400	870
三. 受阻容量	7382	10012	11521	12238	14633
1. 水电	635	635	635	635	635
2. 火电	340	340	340	340	340
3. 风电	2431	3658	4172	4407	5237
4. 光伏	3524	4753	5582	5942	7138
5. 光热	0	0	0	0	0
6. 储能	452	626	792	914	962
7. 抽蓄	0	0	0	148	322
四. 参加平衡容量	2789	2900	2982	3329	3655
1. 水电	350	350	350	350	350
2. 火电	2113	2113	2113	2325	2325
3. 风电	52	78	90	95	112
4. 光伏	0	0	0	0	0
5. 光热	80	90	90	90	90

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
6. 储能	193	268	339	217	229
7. 抽蓄	0	0	0	252	548
五. 电力盈(+)亏(-)容量	-192	-279	-406	-279	-374

表 2.3-2

甘肃电网电量平衡表

单位: 10MW、亿 kWh

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
1、网内需电量	1900	2020	2140	2270	2550
2、直流外送电量合计	800	1200	1600	2000	2400
3、交流送西北电量	300	300	300	300	300
4、水电可发电量	423	423	423	423	423
5、风电可发电量	716	936	1197	1356	1597
6、光伏可发电量	594	822	1080	1229	1539
7、光热可发电量	25	40	40	90	140
8、需火电发电量	1242	1298	1300	1471	1550
9、火电装机容量	3453	4253	4253	4665	4865
10、无盈亏火电理论利用小时					
新能源 95%利用率	3595	3052	3057	3154	3187
新能源 90%利用率	3795	3270	3338	3446	3526
新能源 85%利用率	3995	3487	3620	3737	3865

由电力平衡结果可见：“十四五”期间，在规划新能源和火电投运后，考虑直流外送与其配套电源自平衡时，2025 年甘肃省缺电力约为 1920MW，2030 年甘肃省缺电力约为 3740MW。本电厂的投运，可以满足甘肃省电力负荷增长的需要。

由电量平衡结果可见：2025 年，考虑全网新能源 95%利用率时，火电机组利用小时数为 3595 小时。若考虑全网新能源 85%利用率时，火电机组利用小时数为 3995 小时；2030 年，考虑全网新能源 95%利用率时，火电机组利用小时数为 3187 小时。若考虑全网新能源 85%利用率时，火电机组利用小时数为 3865 小时。

2.3.2 陇东电网电力平衡分析

2025 年，陇东 330kV 电网由庆阳北和平凉两座 750kV 变电站联合供电，具备解环运行条件，可以与兰州东、麦积 750kV 供电区实现解环运行，庆阳北 750kV 变电站供电区主要满足庆阳地区负荷供电及新能源送出，平凉 750kV 变电站供电区主要满足平凉地区

负荷供电及电源送出。电网供电出力平衡分析结果见表 2.3-3。

从计算结果可以看出，陇东电网在冬大方式和夏大方式电力存在一定缺口（冬大方式电力亏缺 291MW，夏大方式电力亏缺 123MW），本项目投产后可部分缓解陇东地区冬大方式和夏大方式电力紧张的局面。

表 2.3-3

2025 年陇东电网供电平衡表

单位：10MW

	冬大	冬小	冬腰	夏大	夏小	夏腰
1、用电负荷	235.7	161.2	206.0	230.6	154.3	217.0
2、供电负荷	240.5	164.5	210.2	235.3	157.4	221.4
3、电源出力	211.4	529.3	587.6	223.0	493.9	552.2
3.1、水电出力	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2
3.2、火电出力	140.9	108.1	108.1	152.4	72.7	72.7
3.3、风电出力	31.9	459.6	319.2	31.9	459.6	319.2
3.4、光伏出力	0.0	0.0	237.2	0.0	0.0	237.2
3.5、储能出力	38.5	-38.5	-77	38.5	-38.5	-77
4、电源装机	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3
4.1、水电装机	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4.2、火电装机	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8
4.3、风电装机	638.3	638.3	638.3	638.3	638.3	638.3
4.4、光伏装机	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0
4.6、储能装机	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
5、330kV 电力盈(+)亏(-)	-29.1	364.8	377.4	-12.3	336.5	330.8

3 电厂接入系统方案

根据接入系统设计单位提供的资料、地区电网建设运行情况、接入条件等因素，本期提出以下接入系统方案设想：甘能化庆阳电厂终期出 2 回 330kV 线路接入规划的 750kV 西峰东变电站，线路长度约 2×60km。考虑西峰东变投产进度在电厂之后，电厂考虑临时出 2 回 330kV 线路接入规划的 330kV 德尚变电站，线路长度约 2×50km。西峰东变建成后，将送出线路改接入西峰东变，新建线路约 2×15km。

接入系统方案最终以接入系统报告及其审查意见为准。

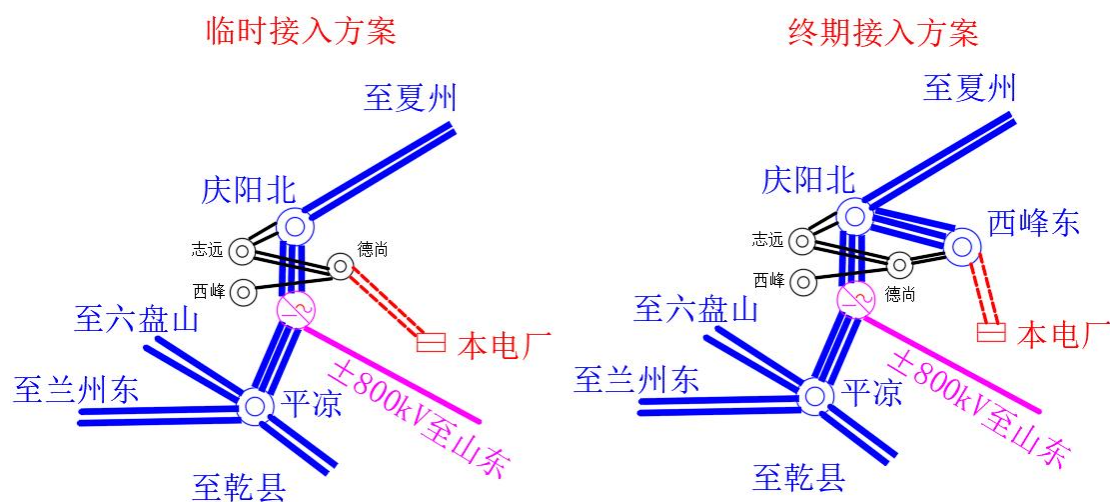


图 3-1 电厂接入系统方案示意图

4 电气主接线及主设备参数

4.1 电气主接线

本工程建设规模为 2 台 660MW 机组，电气主接线暂考虑采用双母线接线型式。电厂电气原则主接线见图 4.1-1。最终电气主接线型式以接入系统评审意见为准。

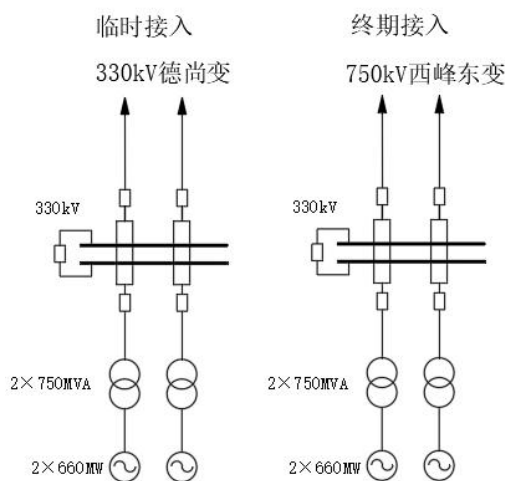


图 4.1-1 电气原则主接线图

4.2 主设备参数及系统对发电机的要求

根据接入系统设计单位提供的资料，主设备参数及系统对发电机的要求如下：

电厂升压变采用双绕组无载调压变压器，具体参数如下：

容 量：750MVA

抽头电压：363±2×2.5%/20kV

阻抗电压：18%

接线方式：YN，d11

（更确切的数据在订货时与制造厂家协商确定）

发电机额定功率因数按 0.9，并具有在额定出力下按功率因数 0.95 进相运行的能力。为满足系统运行需要，电厂应安装 PSS（电力系统稳定器）。电厂 330kV 电气设备短路水平按 63kA 考虑。

由于甘肃电网新能源装机规模较大且发展迅速，为满足系统调峰需要，要求甘肃能化庆阳电厂机组调峰深度应不低于 65%。根据电网实际运行特点，电厂应尽量提高调峰能力，建议调峰深度不低于 70%。