

检索号

37-XZ40191K-A01

威海普源热电 2×660MW 超超临界
上大压小热电联产项目

可行性研究

接入系统设计 (初稿)



工程设计综合资质甲级 A137010481 号

工程咨询单位甲级资信证书甲 182021010794

2024 年 8 月 济南



山东电力工程咨询院有限公司
SHANDONG ELECTRIC POWER ENGINEERING CONSULTING INSTITUTE CORP., LTD.

山东电力工程咨询院有限公司文件签署页

检索号	37-XZ40191K	版次	无
文件名	威海普源热电 2×660MW 超超临界上大压小热电联产项目接入系统设计报告	页数	
附件		页数	

版权声明

本文件版权归山东电力工程咨询院有限公司所有，仅限于本项目使用。未经我公司授权，禁止向第三方传递、披露或在其他项目中使用。

编 制	董雪梅 王润泽 刘明刚
校 核	徐 大 鹏 王丽娜 于晓东
审 核	赵 玉 明
批 准	李 磊

目录

1	设计依据、设计范围、设计原则.....	1
1.1	设计依据	1
1.2	电厂概况	1
1.3	设计范围和设计原则	1
1.4	设计水平年	2
2	电力系统概况	3
2.1	山东电网现状	3
2.2	威海电网现状	4
3	电网发展规划	5
3.1	电力需求预测	5
3.2	山东省电源建设安排	8
3.3	山东电网电网发展规划	14
4	电厂建设必要性及其在系统中的地位和作用	16
4.1	电力平衡及分析	16
4.2	电厂建设必要性	23
4.3	在电力系统中的作用及地位	24
5	电厂接入系统方案	25
5.1	接入系统方案	25
5.2	潮流计算	26
5.3	暂态稳定计算分析	29
5.4	系统短路水平计算	30
5.5	无功配置方案	32
5.6	技术经济分析及投资估算	34
5.7	调相调压计算	36
5.8	电气主接线及电气设备选择	36
6	系统继电保护	错误!未定义书签。

6.1	接入系统方案与对侧系统保护现状	错误!未定义书签。
6.2	系统继电保护配置方案	错误!未定义书签。
6.3	相关专业的配合	错误!未定义书签。
6.4	对侧变电站系统继电保护配置方案	错误!未定义书签。
6.5	系统继电保护设备及投资估算	错误!未定义书签。
7	调度自动化	错误!未定义书签。
7.1	调度关系	错误!未定义书签。
7.2	调控数据信息的传送方式和通道要求	错误!未定义书签。
7.3	调度自动化系统	错误!未定义书签。
7.4	调控数据信息	错误!未定义书签。
7.5	电量计量系统	错误!未定义书签。
7.6	同步相量测量子站	错误!未定义书签。
7.7	全站时间同步系统	错误!未定义书签。
7.8	自动电压控制（AVC）	错误!未定义书签。
7.9	不间断电源系统	错误!未定义书签。
7.10	网络及二次系统安全防护设备	错误!未定义书签。
7.11	调度运行辅助设备	错误!未定义书签。
7.12	网源协调在线监测子站	错误!未定义书签。
7.13	调度自动化设备及投资估算	错误!未定义书签。
8	系统通信	错误!未定义书签。
8.1	通信系统现状	错误!未定义书签。
8.2	各专业对通道的要求	错误!未定义书签。
8.3	系统通信方案	错误!未定义书签。
8.4	投资估算	错误!未定义书签。
9	结论.....	83
9.1	接入系统推荐方案（方案一）	83
9.2	系统一次对电厂的主要技术要求	83
9.3	系统继电保护	83

9.4	调度自动化	84
9.5	系统通信	84
9.6	接入系统推荐方案投资估算	85
附件 1 项目核准批复文件		116
附件 2 项目用地批复文件		117

1 设计依据、设计范围、设计原则

1.1 设计依据

- ✧ 《山东“十四五”电网规划研究报告》（2023 年版）
- ✧ 《山东省电力发展“十四五”规划》
- ✧ 《威海电网“十四五”发展规划》
- ✧ 《威海普源热电 2×660MW 超超临界上大压小热电联产项目可行性研究报告》
- ✧ 《威海普源热电 2×660MW 超超临界上大压小热电联产项目接入系统报告编制合同》

1.2 电厂概况

威海普源热电有限公司 2×660MW 超超临界“上大压小”热电联产项目（以下简称“威海热电”）位于山东省威海市临港经济技术开发区蒿山镇东，由威海普源热电有限公司投资建设。电厂规划建设 2×660MW 机组，本期一次建成。两台机组计划 2027 年 1 月、3 月分别投产，建成后可有效满足威海市及周边地区用电负荷增长需要，保障当地居民采暖及工业用汽。

1.3 设计范围和设计原则

本报告根据《山东“十四五”电网规划研究报告》、《威海电网“十四五”发展规划》，通过分析威海热电本期 2×660MW 机组送电范围和在系统中的作用，提出电厂接入系统方案，并进行相应的电气计算及技术经济分析比较，提出推荐意见。根据接入系统方案，提出相应的系统继电保护、调度自动化及系统通信的设计方案，并进行投资估算。

本报告主要遵循的技术规程规范有：

- 《大型水火电厂接入系统设计内容深度规定》（DL/T5439-2009）
- 《大型电厂接入系统设计内容深度规定》（Q/GDW10272-2018）
- 《电力系统安全稳定导则》（GB38755-2019）
- 《大中型火力发电厂设计规范》（GB50049-2011）
- 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2006）
- 《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T5003-2017）
- 《电力系统通信系统设计内容深度规定》（DL/T5447-2012）

《电缆系统通信设计导则》（DL/T5599-2021）

《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）

1.4 设计水平年

本工程计划 2027 年建成投运，设计水平年取 2027 年，远景水平年取 2035 年。

2 电力系统概况

2.1 山东电网现状

山东电网是一个以火电为主的电网，现已覆盖全省 16 个地市。山东电网最高交流电压等级为 1000kV，最高直流电压等级为 ± 800 kV，通过“十交三直”500kV 及以上线路与华北、东北、西北电网相连，分别通过 500kV 黄骅~滨州双回、辛安~聊城双回线路及 1000kV 天津南~济南双回、邢台~曹州双回、邢台~济南双回线路接至华北电网，通过 ± 800 kV 扎鲁特~广固直流线路与东北电网相连，通过 ± 800 kV 伊克昭~沂南直流、 ± 660 kV 银川东~胶东直流线路与西北电网相连。目前山东电网形成以交流特高压电网为支撑、交流 500kV 密集环网为主网架，直流换流站深入负荷中心的网架结构。

截至 2023 年底，山东省电源总装机容量 211520MW，同比增长 11.57%。其中燃煤装机 106443MW，占全省总装机容量的 50.3%；燃气装机（不含沼气发电）598MW，占全省总装机容量的 0.3%；水电装机 4074MW（含抽水蓄能 4000MW，常规水电 74MW），占全省总装机容量的 1.9%；风电装机 25911MW，占全省总装机容量的 12.2%；光伏装机 56925MW，占全省总装机容量的 26.9%；核电装机 2650MW，占全省总装机容量的 1.3%；生物质（含沼气发电、垃圾发电）装机 4398MW，占全省总装机容量的 2.1%；储能装机 3983MW，占全省总装机容量的 1.9%；其他（三余，余热、余压、余气）装机容量 6538MW，占全省总装机容量的 3.1%。

截至 2023 年底，全省拥有 1000kV 变电站 5 座，变电总容量 36000MVA，境内线路长度 2317km； ± 800 kV 换流站 2 座，额定输送功率均为 10000MW，境内线路长度 1129km， ± 660 kV 换流站 1 座，额定输送功率 4000MW，境内线路长度 415km；500kV 变电站 63 座，变电总容量 120000MVA，线路长度 12148km；220kV 变电站 557 座，变电总容量 209440MVA，220kV 线路长度 35392km。

2023 年，山东省全社会用电量 7966 亿 kWh，同比增长 5.4%；全社会最大负荷 128080MW，同比增长 1.1%。2023 年，山东省共接纳省外来电

1479 亿 kWh，最大受电 26980MW。

电网存在主要问题：

（1）全省燃煤机组容量占总容量的 50.3%，电源结构有待进一步改善。

（2）系统调峰压力较大，随着新能源装机的持续增加，新能源消纳与电网调峰矛盾呈持续加剧态势。

（3）输电走廊资源日益紧张，前期工作难度增大。

2023 年底山东 500kV 及以上电网地理接线示意图见附图 2.1-1。

2.2 威海电网现状

威海电网位于山东电网东部末端，供电范围为环翠区、荣成市、文登区和乳山市。威海电网最高电压等级为交流500kV，现已形成以500kV昆嵛站和华能威海电厂为主供电源，220kV电网为主网架的供电网络，并通过220kV杜家～宁海、车道～桃村、银滩～盛竹线路与烟台电网相连。

截至2023年底，威海电网总装机7861.4MW。其中常规电源2848.5MW，装机占比36.23%，统调2000MW，地方电厂725.5MW，自备27MW，孤网96MW；清洁能源5012.9MW，装机占比63.77%，其中核电150MW，抽蓄1800MW，风电2070.8MW（陆上风电1016.8MW、海上风电1054MW），光伏835.7MW（集中式光伏79.8MW，分布式光伏755.9MW），生物质156.4MW。

截至2023年底，威海电网内拥有500kV变电站1座，为昆嵛站，变电总容量1500MVA。其中220kV变电站17座，变电容量5430MVA；110kV变电站32座，变电容量3286.5MVA；35kV变电站93座，变电容量3372.5MVA。

220kV输电线路63条（含用户专线1条），长度0.1679万公里；110kV输电线路79条（含用户专线24条），长度0.1088万公里；35kV输电线路332条（含用户专线116条），长度0.2215万公里；10千伏线路1130条（含用户专线179条），长度1.0577万公里。

2023年威海市全社会用电量182.6亿千瓦时，网供最大负荷3013MW。

2023年底威海电网地理接线示意图见附图2.2-1。

3 电网发展规划

3.1 电力需求预测

3.1.1 山东省电力需求预测

山东省地处东部沿海、黄河下游，东临渤海、黄海，与朝鲜半岛、日本列岛隔海相望，西北与河北省接壤，西南与河南省交界，南与安徽、江苏省毗邻。山东半岛与辽东半岛相对，环抱着渤海湾。特殊的地理位置，使山东省成为沿黄河经济带与环渤海经济区的交汇点、华北地区和华东地区的结合部，在全国经济格局中占有重要地位，是我国重要的人口大省、资源大省和经济大省。全省现辖 16 个地级市，27 个县级市，57 个市辖区，53 个县，土地总面积 15.79 万 km²，2023 年全省常住人口 10122.97 万人。

根据《2023 年山东省国民经济和社会发展统计公报》，2023 年山东省全年实现地区生产总值 92068.7 亿元，比上年增长 6.0%。其中，第一产业增加值 6506.2 亿元，增长 4.5%；第二产业增加值 35987.9 亿元，增长 6.5%；第三产业增加值 49574.6 亿元，增长 5.8%。三次产业结构为 7.1：39.1：53.8。

2024 年是中华人民共和国成立 75 周年，是实现“十四五”规划目标任务的关键一年。山东省以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大及中央经济工作会议精神，加快推动高质量发展，锚定“走在前、开新局”，深入实施黄河流域生态保护和高质量发展重大国家战略，以建设绿色低碳高质量发展先行区为总抓手，统筹扩大内需和深化供给侧结构性改革，统筹新型城镇化和乡村全面振兴，统筹高质量发展和高水平安全，深入推进“三个十大”行动，稳扎稳打、踏踏实实，着力塑造“十个新优势”，持续推动经济实现质的有效提升和量的合理增长，保持社会和谐稳定，推进中国式现代化山东实践迈出坚实步伐。

聚力动能转换创新驱动，推动综合发展实力实现新跃升。牢牢把握高质量发展这个首要任务，全力推进现代化强省建设。加快塑成动能转换优势。推动传统支柱产业绿色化高端化发展，大力发展绿色低碳产业。加快实施扩大内需战略。持续开展“十大扩需求”行动，统筹基础设施“七网”建设。深度融入共建“一带一路”高质量发展，建好国家进口贸易促进创

新示范区，加快建设贸易强省。加快促进区域协调联动发展。坚决落实黄河重大国家战略，做强“一群两心三圈”格局，推进新一轮突破菏泽鲁西崛起，提升乡村振兴齐鲁样板成色，加快建设农业强省，深化海洋强省建设行动，全面增强山东半岛城市群竞争力。

聚力绿色转型低碳发展，推动生态环境质量实现新跃升。加快发展方式绿色转型。深化“四减四增”行动，建立绿色低碳发展体制机制。实施全面节约战略，加快节能降碳先进技术研发和推广应用，实施“氢进万家”科技示范工程，推动形成绿色低碳生产生活方式。积极稳妥推进碳达峰碳中和。实施碳达峰十大工程和能源转型发展九大工程，建好海上风电等五大清洁能源基地，规划建设一批新型储能项目，建立生态产品价值实现机制、碳汇补偿机制，推进蓝色碳汇研发利用，有效提升经济发展“含金量”“含绿量”。

随着新旧动能转换、海洋振兴战略、自贸区建设等逐步实施，具有较强竞争力、创新性较好的产业将成为山东经济发展的核心推动力，基本形成新动能主导经济发展的新格局，经济增速有望企稳回升，整体经济发展形势持续向好。山东经济社会发展仍处于重要战略机遇期，经济高质量发展，GDP 增速放缓，但整体高于全国水平，综合预测全省“十四五”期间 GDP 年均增长 6%左右。

根据《山东“十四五”电网规划研究报告》及近期全省电力需求调整结果，预计 2027 年山东省全社会用电量达到 9185 亿 kWh，全社会负荷达到 153900MW，预计 2030 年全省全社会用电量达到 10000 亿 kWh，全社会最大负荷达到 169300MW，“十五五”年均增速分别为 3.1%、3.4%。山东电网最终推荐的电力需求预测结果见表 3.1-1。

表 3.1-1 山东省电力需求预测表单位：亿 kWh、MW

项目	2023 年 实际	2024 年	2025 年	十四五 递增	2026 年	2027 年	2030 年	十五五 递增
全社会 用电量	7966	8220	8600	4.4%	8895	9185	10000	3.1%
全社会 最大负荷	128080	138300	143000	4.6%	148500	153900	169300	3.4%

3.1.2 威海市电力需求预测

威海市地处山东半岛最东端，三面环海，一面接陆，北、东、南三面濒临黄海，东及东南与朝鲜半岛和日本列岛隔海相望，北与辽东半岛成犄角之势。威海市山清水秀，风光迤逦，环境优美，气候宜人，为全国著名的“海上花园城”。威海市现辖环翠区、文登区、荣成市和乳山市，还包含火炬高新技术产业开发区与威海经济技术开发区，全市总面积为5797km²，总人口291.5万。

根据威海市城市发展总体规划，威海市未来形成“一个主中心，两个副中心、五个协作区、三条发展带、十三个重点镇”的“A”字形格局。一个主中心：威海市区、文登区、荣成市等三市组成的联合城市为主中心。乳山、石岛分别为威海市西南部、东南部的副中心。五个协作区，即威海协作区、文登协作区、荣成协作区、石岛协作区和乳山协作区。三条发展轴带以威海市区为顶点，文登、荣成市区为两腰，乳山、石岛为基点，构成“A”字形结构。依托青威公路和桃威铁路、201及301省道和威石公路、309国道和304省道形成市区-文登-乳山、市区-荣成-石岛、文登-荣成发展轴带。威海市未来将建成胶东半岛东部政治、经济、科技、文化中心，集高新技术工业、商贸旅游为一体的国际性现代化港口城市。

2023年全年威海市地区生产总值为3513.54亿元，按不变价格计算，比上年增长5.7%。分产业看，第一产业增加值368.68亿元，比上年增长4.6%；第二产业增加值1331.58亿元，增长6.4%；第三产业增加值1813.28亿元，增长5.3%

根据山东“十四五”电网规划，预计威海市电网2027年全社会用电量229亿kWh，网供最大负荷3788MW；“十四五”年均增长分别为10.7%和7.49%。预计威海市电网2030年全社会用电量241亿kWh，网供最大负荷4250MW；“十四五”年均增长分别为2.73%和4.63%。威海电网电量负荷预测详见下表。

表 3.1-2 威海电力预测单位:亿 kWh、MW

项目	2023 年 实际	2024 年	2025 年	十四五 递增	2026 年	2027 年	2030 年	十五五 递增
全社会用电量	182	193	212	10.7%	223	229	241	2.73%
网供最大负荷	3010	3200	3450	7.49%	3621	3788	4250	4.63%

3.2 山东省电源建设安排

2023年,山东省电源总装机容量211520MW,其中燃煤装机106443MW,水电装机4074MW(含抽水蓄能4000MW),风电装机25911MW,光伏装机56925MW,核电装机2650MW,生物质(含沼气发电、垃圾发电)装机容量4398MW,储能装机3983MW,其他(三余:余热、余压、余气)装机容量6538MW。

核准或计划在2024~2025年之间投产的大型常规电源项目共计12945MW,其中燃煤装机6720MW、燃气装机3075MW、核电装机3150MW。煤电项目有:华旺东明热电第二台350MW、罗庄热电(华盛江泉)2×350MW、国家能源博兴电厂一期2×1000MW、国电胜利电厂三期1×660MW、大唐郓城电厂2×1000MW、华电龙口电厂(四期第二台)1×660MW、黄河三角洲热力1×350MW。

规划在2026~2030年之间投产的大型常规电源项目共计38068MW,其中燃煤装机16970MW、燃气装机9618MW、核电装机7300MW、抽水蓄能装机4180MW。

规划在2031~2035年之间投产的大型常规电源项目共计14060MW,其中燃气装机1860MW、核电装机6600MW、抽水蓄能装机5600MW。

规划在2036~2040年之间投产的大型常规电源项目共计13900MW,均为核电装机。

山东省严格执行“五个减量替代”要求,统筹考虑“十四五”中后期机组退运情况,初步考虑:2024年~2025年共计关停9110MW左右,2026~2030年期间关停约6610MW,2031~2035年期间关停约5280MW,2036~2040年期间关停约5500MW。

山东省2024~2035年大型电源项目投产及机组关停计划详见表3.2.1-1。根据电源建设区外受电规划及关停计划，山东省电厂总装机容量2025年达到259439MW，2030年达到358574MW。

表 3.2.1-1

山东省大型电源项目投产及机组关停计划表（2024 年-2030 年）

单位：MW

序号	电厂	前期进度	装机规模	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
一	煤电			-676	-1718	10110	3845	-800	-1165	-1630
1	新建电厂			3400	3320	11280	4990	350	0	350
1)	华汪热力东明热电（华汪热电）	开工	2×350	350						
2)	中兴蓬莱燃煤电厂	开工	2×1000			2000				
3)	华盛江泉热电（罗庄热电）	开工	2×350	700						
4)	国家能源博兴一期	开工	2×1000	2000						
5)	国家能源胜利电厂三期第二台	开工	1×660		660					
6)	大唐郓城国家电力示范	开工	2×1000		2000					
7)	山东聊城祥光热电	开工	2×660			1320				
8)	华电龙口四期热电第二台	开工	1×660		660					
9)	黄河三角洲热电	开工	1×350	350						
10)	华能德州热电联产	核准	2×660			1320				
11)	国家能源博兴电厂二期	核准	2×1000			2000				
12)	国家能源蓬莱二期	核准	2×1000			2000				
13)	济南热电长清燃煤供热	开工	2×660			1320				
14)	山东能源新泰燃煤发电	核准	2×660			1320				
15)	中兴东平燃煤电厂	核准	2×1000				2000			
16)	华能烟台热电联产项目	规划	2×660				1320			
17)	兖煤菏泽能化赵楼电厂二期	规划	1×350				350			
18)	胜利电厂热电联产	规划	1×350					350		
19)	枣庄八一水煤浆热电	规划	1×350							350
20)	威海热电热电联产	规划	2×660				1320			
2	关停机组			4076	5038	1170	1145	1150	1165	1980
二	核电			1550	1600	0	2450	1250	1200	2400

序号	电厂	前期进度	装机规模	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1)	华能石岛湾高温气冷堆核电	换料增容	1×200		50					
2)	国和一号示范	开工	2×1550	1550	1550					
3)	海阳核电二期	开工	2×1250				1250	1250		
4)	华能石岛湾核电扩建一期	开工	2×1200						1200	1200
5)	华能石岛湾核电扩建二期	路条	2×1200							
6)	招远核电一期	核准	2×1200							1200
7)	中核 CX 核电（高温气冷堆）	核准	2×600				1200			
8)	莱阳核电一期	路条	2×1500							
9)	海阳核电三期	路条	2×1250							
10)	招远核电二期	规划	2×1200							
11)	中核 CX 核电二期	规划	2×1200							
12)	莱阳核电二期	规划	2×1500							
13)	招远核电三期	规划	2×1200							
14)	中核 CX 核电三期	规划	2×1200							
15)	莱阳核电三期	规划	2×1500							
16)	第六核电（备选厂址）	规划	6×1200							
三	燃气			1494	1581	1002	488	1600	0	6528
1)	华电东营燃气	开工	2×42 级	88						
2)	荣成天然气热电联产项目	核准	5×9E				488			
3)	枣庄丰源燃气	核准	2×9F	400						
1)	华电章丘燃机	开工	2×9F	501	501					
2)	华电青岛燃机	开工	2×9F	505						
3)	大唐青岛燃机	核准	2×9F							1088
4)	华电淄博燃机	规划	2×9H							1700
5)	华能烟台燃机	开工	2×9F		1080					
6)	华能泰安燃机	开工	2×9F			1002				

序号	电厂	前期进度	装机规模	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
7)	青岛聚能莱西燃机	规划	2×9F							920
8)	华能日照燃机	规划	2×9H							1340
9)	国家能源济南燃机	规划	2×9H							1480
10)	威海南海新区燃机	规划	2×9H					1600		
11)	华电潍坊发电燃机	规划	2×9F							
12)	中海油滨州燃机	规划	2×9F							
四	抽蓄			0	0	600	600	1200	600	1180
1)	泰山抽蓄二期（徂徕山）	开工	6×300					1200	600	
2)	潍坊临朐抽蓄	开工	4×300			600	600			
3)	枣庄庄里抽蓄（枣庄山亭）	核准	4×295							1180
4)	莱芜船厂抽蓄（莱芜茶业口）	规划	4×250							
5)	五莲街头抽蓄	规划	4×250							
6)	蒙阴华皮岭抽蓄（蒙阴垛庄）	规划	4×300							
7)	乳山单塔抽蓄	规划	4×300							
8)	文登黄龙抽蓄	规划	1200							
9)	临朐黄谷抽蓄	规划	1200							
10)	沂源摩天岭抽蓄	规划	6×300							
11)	沂源田庄抽蓄	规划	1180							
12)	博山抽蓄	规划	1000							
13)	岱岳良庄抽蓄	规划	1000							
14)	泰安抽蓄三期	规划	450							
15)	长清武庄抽蓄	规划	500							
16)	平邑郑城抽蓄	规划	1200							
17)	东港三庄抽蓄	规划	300							

根据国家电网公司下发的电网发展规划边界条件和山东电网发展规划，山东省2025、2030年接受外电总规模分别为32500MW、34000MW。山东省区外受电计划详见表3.2-2。

表3.2-2山东省区外受电明细表 单位：MW

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
电力流合计	26500	32500	32500	32500	33500	34000	34000
1、交流	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
2、直流	19000	25000	25000	25000	26000	26500	26500
宁东～山东	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
伊克昭～沂南	7500	7500	7500	7500	8500	9000	9000
扎鲁特～广固	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
陇东直流	0	6000	6000	6000	6000	6000	6000

3.3 山东电网电网发展规划

2024 年~2027 年期间，山东电网规划建设的主要工程有：

1) 陇东~泰安西±800kV 直流工程，起于甘肃陇东，落点山东泰安西部，新建泰安西特高压换流站。

2) 武阳（聊城南）500kV 输变电工程，建设至聊城电厂、乐平各 2 回 500kV 线路，满足聊城南部负荷增长需求，缩短供电半径。

3) 华电章丘燃机 500kV 送出工程，天衍~泰山开断接入 2 回线路，泰山侧 π 入蟠龙站 2 回线路，满足济南市章丘城区以及济南主城区东部区域电力负荷发展的需要。

4) 大唐郓城 630℃超超临界二次再热工程送出工程，郓城~岱宗 π 入 2 回，满足电厂送出要求。

5) 齐河输变电工程，恢复聊城~长清线路，新建至乐平 2 回、至德州 2 回线路，在德州、聊城地区形成新的 500kV 环网，加强鲁西地区主网架结构。

6) 麟祥（济宁西）输变电工程，汶上~金多、嘉祥电厂 π 入 4 回，满足济宁地区电厂关停后负荷供电需要。

7) 弥河输变电工程，油城~寿光线路 π 入 2 回；恢复油城~寿光 II 回线路，原高青站开断油城~寿光线路延伸至聚贤站；开断油城~寿光 π 入 2 回。提高东营潍坊地区供电能力，接带油城站、寿光站部分负荷，缩短供电半径，并为 500kV 渔盐站提供并网点。

8) 先行输变电工程，闻韶~泉城开断接入 4 回，在济南先行区新增 500kV 变电站布点，满足先行区新旧动能转换负荷需求，将泉城特高压站下送电力输送至济南北部电网消纳。

9) 泰安西换流站接入系统方案为，新建至乐平、长清、岱西各 2 回，郓城电厂~岱西开断接入 2 回，恢复邹县电厂~泰山线路，与泰山~淄川线路短接形成邹县电厂~淄川线路，邹县电厂~淄川东侧线路开断接入儒林站，在鲁西南地区新增电源点，满足菏泽、泰安、济南、济宁地区负荷增长的需要，提高主网架供电能力和供电可靠性。

10) 曹州(菏泽)特高压 500kV 二期送出工程,规划建设曹州特高压~文亭双回线路,提高鲁西南地区电网供电能力和供电可靠性。

11) 陶驿输变电工程,菏泽特高压~文亭开断接入 2 回,在鲁西南地区新增 500kV 电源点,满足菏泽地区负荷需求。

12) 聚贤(梁山)输变电工程,泰安西~汶上、泰安西~麟祥双回线路开断接入 4 回,在济宁地区新增 500kV 环网,加强网架结构。

13) 中兴东平电厂送出工程,泰山~汶上 π 入 2 回,满足电厂送出要求。

14) 开阳(临西)输变电工程,沂蒙~兰陵 π 入 4 回,满足临沂中西部负荷增长需要,提高供电能力和供电可靠性。

15) 峡山(柳疃)输变电工程,寿光~光州 π 入 4 回,满足潍坊东北部负荷增长需要,提高供电能力和供电可靠性。

16) 渔盐输变电工程:开断临淄~潍坊线路,临淄侧改接入寿光站,潍坊侧改接入渔盐站,形成寿光~临淄、潍坊~渔盐 500kV 线路;

开断潍坊~益都、潍坊~宝石 500kV 线路,益都侧改接入寿光站,宝石侧改接入渔盐站,形成寿光~益都、渔盐~宝石 500kV 线路,潍坊站侧 2 回线路与油城~寿光、弥河~寿光线路在寿光站外短接,形成油城~潍坊、弥河~潍坊 500kV 线路。

将寿光-临淄、渔盐-潍坊线路中 4×400 、 4×300 导线更换为 4×630 导线;将寿光-益都、渔盐-宝石线路中 4×400 导线更换为 4×630 导线。

17) 渤海输变电工程,新建至邹平、高青各 1 回 500kV 线路,新建海口~富国 500kV 线路。

18) 高地输变电工程,新建高地~惠民、高地~陵县两回线路。

19) 银海输变电工程,新建银海~陵县、银海~惠民两回线路。

20) 乳山输变电工程,新建国核示范至莱阳线路 π 入 3 回。新建乳山~国核示范同塔双回线路至莱阳~国核示范双回路国核示范侧开断处,同步完善莱阳~国核示范北侧线路挂线长度 29.6km,形成乳山~国核示范双回线路。新建乳山~莱阳单回线路至莱阳~国核示范单回路莱阳侧开断处,形成乳山~莱阳单回线路。

4 电厂建设必要性及其在系统中的地位和作用

4.1 电力平衡及分析

4.1.1 山东省电力平衡及分析

(1) 山东省电力电量平衡原则

山东电网最大负荷呈现冬季、夏季双高峰，四季典型日均存在午间、晚间双峰特性，且最大负荷值相差不大，夏季午峰略大。考虑叠加光伏出力后，整体上看晚峰缺口较大。因此，山东省电力平衡按夏午峰、夏晚峰、冬晚峰进行计算。电力电量平衡中，省内装机根据其前期及建设工作实际进度参与平衡，区外送电规模根据山东省经济社会发展实际需求及相关特高压工程建设进度考虑。

此外，在进行电力平衡计算时还考虑其他原则如下：

1、孤网发电与负荷自平衡。

2、当年投产机组均按容量的 1/2 计入平衡。

3、负荷备用率：山东省电力平衡备用容量考虑负荷备用和事故备用。根据电力系统设计手册，负荷备用容量一般取最大负荷的 2%-5%，事故备用容量一般取最大负荷的 10%左右。结合山东电网运行实际，负荷备用取最大负荷的 2%，事故备用容量取最大负荷的 10%，总备用容量取最大负荷（扣除孤网负荷）的 12%。

4、煤电：直调机组受阻主要考虑设备老化或缺陷、高温受阻、供热受阻等因素，根据机组实际运行情况核定，夏季受阻容量按直调机组的 5%左右考虑，冬季受阻容量按供热机组的 10%左右考虑。地方小煤电参照历年来实际运行数据，夏季、冬季负荷高峰时期，按装机容量的 40%参与电力平衡。

5、风电、光伏发电：考虑风电、光伏发电出力随机性特征，取 95%置信概率下的保证出力系数进行平衡计算。根据山东历年来新能源实际出力数据，夏季午峰风电、光伏发电保证出力系数取 1%、25%；冬季午峰风电、光伏发电保证出力系数取 1%、2%；夏季晚峰、冬季晚峰风电保证出力系数取 5%、2%，光伏发电为 0%。

6、气电：重型燃机受阻主要考虑机组及管道设备老化或缺陷、高温受阻、供热受阻等因素，按照装机容量的 70% 参与电力平衡；分布式燃机按照装机容量的 30% 参与平衡。但目前来看，燃机气源供应不稳定，供电保障能力仍存在较大不确定性。

7、核电：按全容量参与电力平衡。

8、抽水蓄能：按全容量参与电力平衡。

9、生物质及其他（三余）：按照装机容量的 40% 参与电力平衡。

10、新型储能：储能考虑利用效率、电力供应缺口时长等因素，新型储能按装机容量的 30% 参与电力平衡。

11、需求侧响应：根据山东当前实际响应能力推算，削峰能力按照全网最大负荷的 4%~5% 考虑。

12、除煤电外，山东省内各类电源参考近年利用小时数参与电量平衡；核电年平均利用小时数取 7000 小时，气电取 3000 小时，生物质、余热余能分别取 4500、3800 小时，风电、光伏分别取 2000、1100 小时。交流通道、银东直流、其他特高压直流分别取 4500、7000、4500 小时。

（2）山东省电力电量平衡结果

电力平衡结果见表 4.1-1，由电力平衡可见，在外电按规划进入山东电网的前提下，考虑在建、核准、路条和纳入“十四五”规划的机组时，考虑陇东直流及省内规划电源全部按期投运，山东电网 2027 年夏晚峰电力略有亏损，电力缺口为 4184MW。考虑部分需求响应和新型储能作用，全省电力供需基本平衡。

由电量平衡分析可知，考虑在建、核准、路条和纳入“十四五”规划的机组时，2027 年煤电机组年平均利用小时数约 3522 小时。

表 4.1-1 山东省电力平衡表（考虑在建、核准、路条和纳入“十四五”规划的机组） 单位：MW

项目	2025 年			2027 年			2030 年		
	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰
一、全社会最大负荷	143000	135000	127000	153900	146500	138100	169300	163100	153800
1、全网最大负荷	125000	117000	109000	137500	130100	121700	155400	149200	139900
2、孤网负荷	18000	18000	18000	16400	16400	16400	13900	13900	13900
二、备用容量	15000	14040	13080	16500	15612	14604	18648	17904	16788
三、供应需求	158000	149040	140080	170400	162112	152704	187948	181004	170588
四、省内计划总装机	248962	248962	259439	299605	299605	310739	343876	343876	358574
1、煤电	104908	104908	104049	117536	117536	118458	116039	116039	114409
2、核电	5000	5000	5800	7550	7550	9400	10700	10700	13100
3、燃气	3360	3360	4211	7489	7489	9033	8501	8501	15331
4、水电	4074	4074	4074	4974	4974	5274	7074	7074	8254
5、风电	33175	33175	38050	43100	43100	44800	53300	53300	55000
6、光伏	78400	78400	81950	95800	95800	100000	121400	121400	125000
7、生物质发电	5045	5045	5305	5342	5342	5354	5416	5416	5428
8、其他（余热余能）	7000	7000	7000	7015	7015	7020	7046	7046	7052
9、新型储能	8000	8000	9000	10800	10800	11400	14400	14400	15000
五、省内可用容量	109036	90592	87257	134494	112268	111087	146435	117667	119414

项目	2025 年			2027 年			2030 年		
	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰
1、煤电	71896	71896	67855	85003	85003	81724	84769	84769	79879
2、核电	4750	4750	5220	7550	7550	9400	10165	10165	11790
3、燃气	2124	1953	2695	4810	4810	5831	5218	4669	9879
4、水电	4074	4074	4074	4974	4974	5274	7074	7074	8254
5、风电	332	1659	761	431	2155	896	533	2665	1100
6、光伏	19600	0	0	23950	0	0	30350	0	0
7、生物质发电	1766	1766	1857	2137	2137	2142	1895	1895	1900
8、其他（余热余能）	2095	2095	2095	2399	2399	2401	2110	2110	2112
9、新型储能	2400	2400	2700	3240	3240	3420	4320	4320	4500
（二）孤网不可用容量	8061	8061	8008	8861	8861	8611	10111	10111	9111
六、省外来电	32500	32500	32500	32500	32500	32500	34000	34000	34000
1、交流	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
2、宁东直流	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
3、昭沂直流	7500	7500	7500	7500	7500	7500	9000	9000	9000
4、鲁固直流	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
5、陇东直流	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
七、需求响应规模	6250	5850	5450	6875	6505	6085	7770	7460	6995

项目	2025 年			2027 年			2030 年		
	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬晚峰
需求响应比例	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
八、电力盈(+)亏(-)	——	——	——	——	——	——	——	——	——
1、基础方案+新型储能	1536	-7948	-2323	9754	-4184	3863	6387	-15437	-3274
2、基础方案+需求侧响应	7786	-2098	3127	12994	-944	7283	14157	-7977	3721

表 4.1-2 山东省电量平衡表(考虑在建、核准、路条和纳入“十四五”规划的机组) 单

位: 亿 kWh

项目	2025 年	2027 年	2030 年
一、全社会用电量	8600	9465	10000
二、省内电源发电量	5738	6693	7295
1、煤电	3306	3300	3230
2、核电	350	621	833
3、燃气	101	218	357
4、常规水电	1	1	1
5、风电	664	930	1066
6、光伏	862	1153	1335
7、生物质发电	227	241	244
8、其他（余热余能）	227	228	229
三、省外来电	1563	1608	1630
四、煤电利用小时数（不含孤网）	4181	3522	3495

4.1.2 烟威电网电力平衡

截至 2023 年底，烟台统调公用电厂总装机容量 10730MW。分别为：龙口电厂（4×220+660）MW、烟台电厂（3×160+110）MW、蓬莱电厂 2×330MW、八角电厂 2×670MW，以 220kV 电压等级接入电网；华电莱州电厂 4100MW、海阳核电 2500MW，以 500kV 电压等级接入电网。预计 2025 年投产中兴蓬莱电厂 2000MW、国电蓬莱电厂 2000MW、烟台燃机 1080MW；预计到 2030 年海阳核电总装机容量达到 7500MW、石岛湾核电总装机容量达到 5700MW、招远核电 1200MW、中核 CX1200MW。

预计烟台市 2027 年网供最大负荷 11852MW，2030 年网供最大负荷 13940MW。

截至 2023 年底，威海电网有文登抽蓄 1800MW 接入 500kV 系统，华能威海电厂 2000MW、石岛湾核电 200MW 接入 220kV 系统。

石岛湾核电机组 4 台（2×1550+2×1200MW），在 2030 年前相继投产；威海普源电厂 2 台 660MW 机组 2027 年投产；昊阳燃机电厂 488MW 机组预

计 2028 年投产。

根据前述装机计划及负荷预测，2023 年～2030 年烟威地区电力平衡详见表 4.1.2-1。

表 4.1.2-1 烟威电网电力平衡表单位：MW

项 目	2025 年	2027 年	2030 年
一、网供最大负荷	14455	15640	18190
二、装机容量	43417	61059	83495
1、统调火电装机	15090	17160	19248
2、统调核电装机	5800	9500	15600
3、风电	10460	17060	22060
4、光伏	10267	15539	24787
6、抽蓄	1800	1800	1800
三、电力盈亏（风电 5%、光伏 0%）			
1、机组满发	7858	13673	19561
2、停一台大机	6858	12673	18561

由电力平衡结果可知，预计到 2027 年夏季晚高峰、考虑新能源的情况下，烟威电网电力盈余最大约 13000MW；到 2030 年，烟威电网电力盈余最大约 20000MW。

4.1.3 威海电网电力平衡

根据前述装机计划及负荷预测，威海地区电力平衡详见表 4.1-3。

表 4.1-3 威海电网电力平衡表单位：MW

项 目	2025 年	2027 年	2030 年
一、网供最大负荷	3450	3788	4250
二、装机容量	11400	19116	32868
1、统调火电装机	2000	3320	5408
1) 威海电厂	2000	2000	2000
2) 威海热电	0	1320	1320
3) 荣成燃机	0	0	488
4) 南海燃机	0	0	1600

2、统调核电装机	3300	3300	5700
1) 石岛湾核电	3300	3300	5700
3、风电	2517	6517	11517
4、光伏	1783	4179	8443
5、文登抽蓄	1800	1800	1800
三、电力盈亏（风电 5%、光伏 0%）			
1、机组满发	2876	4958	9234
2、停一台大机	2196	4278	8554

由电力平衡结果可知，预计到 2027 年夏季晚高峰、考虑新能源的情况下，威海电网电力盈余最大约 5000MW，根据威海电网的电力平衡分析，十四五及十五五期间威海电网电力盈余较大，而山东电网电力存在缺口，本项目建成后所发电力主要在山东电网内部消纳。

4.2 电厂建设必要性

（1）符合国家及地方政府淘汰落后产能政策要求。

本项目符合国家发展改革委和国家能源局《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行【2021】1519 号）、《全国煤电机组改造升级实施方案》、《中共山东省委制定山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》、《关于进一步做好全省煤电机组更新改造工作的通知》（鲁发改能源【2022】322 号）等文件关于淘汰落后产能、绿色发展、大型煤电与小煤电机组关停整合的相关要求，完全符合政策要求。

（2）加强节能减排，落实国家“上大压小”政策，助力山东省建设绿色低碳高质量发展先行区。

按照山东省能源局文件《关于威海普源热电有限公司 2×660MW 热电联产项目容量替代方案审查意见》（鲁能源电力〔2024〕19 号），关于统筹“五个等量或减量”替代指标相关工作要求，本工程容量替代指标明确如下：

拟通过关停威海博通热电股份有限公司#3 机组（1×30MW）、威海众音热电有限公司#4 机组（1×12MW）、威海西郊热电有限公司#1、#2 机组（2×12MW）等 48 个项目、79 台机组实施替代，容量替代指标共计 145.2

万千瓦。本项目的建设可大幅提升能源利用效率，降低碳和污染物排放，有利于改善环境空气质量，实现绿色低碳转型和高质量发展；有利于加快淘汰煤电落后产能，促进煤电产业结构优化调整，提高山东电网大容量机组比例，节能降耗、增产减排效益明显，符合国家和地方节能减排的政策要求。

（3）提升民生供暖和工业供汽的保障能力

威海市中心城区（北部和中部分区）现有热源大部分为低参数小型抽凝机组，服役时间达 20~30 年且已满负荷，已不能适应城市供热发展的需要。本工程 2 台 660MW 机组将替代关停的小机组，为供热范围内的 3500 万 m² 居民实施集中供暖，同时作为主要热源为周边工业企业提供稳定可靠的工业蒸汽。本工程的建设对提升当地民生供暖和工业供汽的保障能力，促进威海市社会经济发展具有重要作用。

（4）增强系统调节能力，助力新能源消纳

为了助力山东省建设绿色低碳高质量发展先行区，新能源规模大幅增加，对系统调节能力的需求也随之增加。本工程采用清洁高效的 660MW 超超临界机组，机组最小技术出力为额定出力的 30%，具有深度调峰能力，有利于增加山东电网的灵活性和系统调节能力，提高安全稳定水平，助力新能源消纳和全省双碳目标顺利实现。

（5）满足山东省负荷增长需求

根据电力平衡结果，考虑目前核准在建以及取得国家能源局同意开展前期工作项目的建设投产，山东电网“十五五”期间仍具有一定的电力市场空间，2027 年夏晚峰最大电力缺额约 4184MW。本项目建设有利于增加山东电网电力供应，满足全省负荷增长需求。

综上所述，本项目的建设是必要的。

4.3 在电力系统中的作用及地位

威海热电本期 2×660MW 机组建成投产后，其所发电力主要在威海电网及周边电网消纳，威海热电为一区域性公用电厂。

5 电厂接入系统方案

5.1 接入系统方案

5.1.1 电厂周边电网概况

截至 2023 年底,本项目周边有 500kV 昆嵛站 1 座、规划 2026 年建设 500kV 乳山站 1 座,新增变电容量 1000MVA。220kV 变电站 3 座,分别为文登站、正棋站、召文站。考虑到本项目的容量,若 220kV 电压等级接入威海电网会出现正常情况下观星~海发线路过流和昆嵛站主变 N-1 情况下过载的问题。因此本项目考虑通过 500kV 电压等级接入威海电网。500kV 变电站分别概述如下:

1) 500kV 乳山站,位于项目西南方向。500kV 规划出线 10 回,初期建设出线间隔 7 个,出线 3 回,间隔排序为储能电站 1 回(本期不挂线)、莱阳 1 回、烟台特高压 1 回(本期不挂线)、国核示范 2 回、海上光伏 1 回(本期不挂线)。500kV 电气主接线采用一个半断路器接线。

2) 500kV 昆嵛站,位于项目正南方向。500kV 规划出线 8 回,目前出线 6 回,500kV 向东、向西均有出线;500kV 向西出线自北向南依次为:文登抽蓄、文登抽蓄、牟平、牟平;500kV 向东出线自北向南依次为:备用、备用、国核示范、国核示范,500kV 采用一个半断路器接线。项目投产前该站已经接入国核示范(2 台 1550MW)、文登抽水蓄能机组(6 台 300MW)。

3) 500kV 文登抽蓄电站,位于项目西南方向。电站装机容量 1800MW,2023 年已全容量投产。

4) 文登抽蓄电站~昆嵛站 500kV 线路。位于项目西南方向。线路同塔双回架设,导线截面为 $4\times 400\text{mm}^2$ 。

本工程前周边电网地理接线示意图见附图 5.1-1:

5.1.2 接入系统方案

根据电厂位置、建设规模、周边电网现状及规划情况、项目投产时间,电厂拟以 500kV 电压等级接入周边电网,具体方案如下:

方案一:

开断文登抽蓄~昆嵛北侧 500kV 线路 π 入威海热电 2 回，新建同塔双回架设线路 $2 \times 33\text{km}$ ，采用 $4 \times 630\text{mm}^2$ 截面导线；并新建威海热电~昆嵛 1 回 500kV 线路，单回架设线路长度为 33km，采用 $4 \times 630\text{mm}^2$ 截面导线。

500kV 昆嵛站：本期扩建站内向东出线北起第 1 个出线间隔、1 台断路器；占用向西出线北起第 1 个间隔；本期工程后主接线型式不变，仍为一个半断路器接线。

接入系统示意图详见附图 5.1-2。昆嵛站电气主接线示意图见附图 5.1-3。

方案二：

新建 2 回 500kV 线路接入昆嵛站，采用同塔双回架设，线路长度约 $2 \times 33\text{km}$ ，采用 $4 \times 630\text{mm}^2$ 截面导线。

将栖霞~昆嵛、昆嵛~国核示范线路在牟平站外短接，形成 1 回栖霞~国核示范线路并恢复原牟平~昆嵛线路。其中，栖霞~国核示范线路利用原有国核示范~昆嵛线路约 51km、原栖霞~牟平线路约 66km，新建昆嵛站出口~牟平线路约 68km，采用 $4 \times 630\text{mm}^2$ 截面导线。

500kV 昆嵛站：本期扩建站内向东出线北起第 1、2 个出线间隔，共 2 台断路器；向东出线北起第 4 个间隔转为备用；本期工程后主接线型式不变，仍为一个半断路器接线。

500kV 牟平站：本期占用向南出线自西向东第 5 个出线间隔；本期工程后主接线型式不变，仍为一个半断路器接线。

接入系统示意图详见附图 5.1-4。昆嵛站、牟平站电气主接线示意图见附图 5.1-5、6。

5.2 潮流计算

5.2.1 计算原则

- ◇ 计算程序：采用电科院引进开发的《BPA 潮流程序》（Windows 版）。
- ◇ 计算水平年：威海热电 2 台 660MW 机组计划于 2027 年建成投产，取 2027 年为潮流计算水平年。
- ◇ 计算负荷：2027 年威海电网计算高峰负荷方式取 3770MW。
- ◇ 计算方式：高峰负荷、新能源小发情况：直调火电机组全开机，出力

率按 100%考虑；核电机组全开机、出力率按 100%考虑；抽水蓄能机组全开机、按照装机容量的 50%发电考虑。光伏不出力、风电出力 5%；新型储能考虑 2 种运行方式：①按照不充电、不放电考虑；②新能源内部配建储能及周边其他储能按照储能装机容量的 50%放电考虑。

✧ 电网接线方式：山东 500kV 电网全接线；烟台电网与威海电网合环运行，与潍坊电网岳里～大兴 220kV 线路开环运行，与青岛电网古柳～莱西、五龙～神山、双桥～神山 220kV 线路开环运行。500kV 牟平站（2×750+1000）MVA 主变、500kV 昆嵛站 2×750MVA 主变，220kV 母线均分列运行；500kV 乳山站 1×1000MVA 主变，220kV 母线并列运行。

5.2.2 2027 年方案一潮流计算

（1）正常方式

威海热电满发方式下，电厂向文登抽蓄电站送电约 78MW，向昆嵛站送电约 1143MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-1。

（2）N-1 方式

电厂～昆嵛 500kV 线路 N-1，电厂向文登抽蓄电站外送约 253MW，向昆嵛站外送约 969MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-2。

牟平～昆嵛 500kV 线路 N-1，栖霞～昆嵛线路潮流约 700MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-3。

登州特高压～乳山 500kV 线路 N-1，乳山～莱阳线路潮流约 1450MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-4。

莱阳～乳山 500kV 线路 N-1，乳山～登州特高压线路潮流约 807MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-5。

（3）N-2 方式

电厂～昆嵛、电厂～文登抽蓄电站 500kV 双回线路故障，电厂电力送至昆嵛站消纳，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-6。

国核示范～昆嵛 500kV 双回线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-7。

牟平~昆嵛、栖霞~昆嵛 500kV 线路故障，周边电压正常、电网无过流。
见附图 5.2.2-8。

登州特高压~乳山、莱阳~乳山 500kV 线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-9。

盛竹~乳山 220kV 双回线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.2-10。

5.2.3 2027 年方案二潮流计算

(1) 正常方式

威海热电满发方式下，电厂向昆嵛站送电约 1220MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-1。

(2) N-1 方式

电厂~昆嵛 500kV 线路 N-1，电厂向昆嵛站外送约 1220MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-2。

牟平~昆嵛 I 线 500kV 线路 N-1，牟平~昆嵛 II 线线路潮流约 1000MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-3。

登州特高压~乳山 500kV 线路 N-1，乳山~莱阳线路潮流约 1400MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-4。

莱阳~乳山 500kV 线路 N-1，乳山~登州特高压线路潮流约 730MW，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-5。

(3) N-2 方式

牟平~昆嵛双回 500kV 线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-6。

登州特高压~乳山、莱阳~乳山 500kV 线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-7。

盛竹~乳山 220kV 双回线路故障，周边电压正常、电网无过流。见附图 5.2.3-8。

5.3 暂态稳定计算分析

5.3.1 计算条件

- ✧ 采用 BPA 暂态稳定计算程序。
- ✧ 已投产发电机组模型采用详细模型、计及调速及励磁系统；规划机组采用同类型、同容量设备的典型模型和参数。
- ✧ 负荷特性为恒定阻抗 50%，恒定功率 50%。
- ✧ 故障类型：

(1) 三相故障：500kV 线路 0.1 秒三相故障，0.2 秒切除故障线路。

(2) 同塔异名相接地永久故障：500kV 线路 0.1 秒同塔异名相故障，0.2 秒切除故障相线路，1.1 秒单相重合不成功，1.2 秒双回三相同时跳开。

5.3.2 暂态稳定计算结果

经计算在周边电网机组满发方式下，方案一、方案二均能满足要求：

(1) 电厂任一 500kV 送出线发生三相故障，并及时切除故障线路，系统保持稳定；

(2) 电厂同塔线路发生同塔异名相接地永久故障，并及时切除故障线路和电厂机组，系统保持稳定。

暂态稳定计算结果详见表 5.3-1、2，方案一的暂态计算结果曲线详见附件 5.3-1~3。

表 5.3-1 暂态稳定计算结果（方案一）

	故障线路	故障侧	故障类型	结论	备注
1	电厂~昆嵛 I 线	电厂	三相短路	稳定	
2	电厂~昆嵛 II 线	电厂	三相短路	稳定	
3	电厂~文登抽蓄	电厂	三相短路	稳定	
3	昆嵛~国核示范 I 线	昆嵛	A 相接地	稳定	
	昆嵛~国核示范 II 线	昆嵛	B 相接地		
4	昆嵛~牟平	昆嵛	A 相接地	稳定	
	昆嵛~栖霞	昆嵛	B 相接地		
5	乳山~国核示范 I 线	乳山	A 相接地	稳定	
	乳山~国核示范 II 线	乳山	B 相接地		

表 5.3-2 暂态稳定计算结果（方案二）

	故障线路	故障侧	故障类型	结论	备注
1	电厂~昆嵛 II 线	电厂	三相短路	稳定	
2	电厂~昆嵛 II 线	电厂	三相短路	稳定	
2	昆嵛~国核示范	昆嵛	三相短路	稳定	
3	牟平~昆嵛 I 线	昆嵛	A 相接地	稳定	
	牟平~昆嵛 II 线	昆嵛	B 相接地		
4	乳山~国核示范 I 线	乳山	A 相接地	稳定	
	乳山~国核示范 II 线	乳山	B 相接地		
5	栖霞~国核示范 I 线	栖霞	A 相接地	稳定	
	栖霞~国核示范 II 线	栖霞	B 相接地		

5.4 系统短路水平计算

电厂本期 $2 \times 660\text{MW}$ 机组接入电网后，对电网的短路水平有一定影响，需校验机组投产后对附近相关变电站短路水平的影响，以确定设备的遮断容量是否满足要求。计算水平年为 2027 年，远景取 2035 年校核。

5.4.1 2027 年短路水平计算

电网接线方式：考虑登州特 500kV 开关站建成， 500kV 牟平站 $2 \times 750+1000\text{MVA}$ 主变， 220kV 母线分列运行； 500kV 栖霞站 $750+2 \times 1000\text{MVA}$ 主变， 220kV 母线分列运行； 500kV 昆嵛站 $2 \times 750\text{MVA}$ 主变， 220kV 母线分列运行；威海电厂 $2 \times 320+2 \times 680\text{MW}$ ；石岛湾核电装机 $200+2 \times 1550\text{MW}$ ，文登抽蓄装机 $6 \times 300\text{MW}$ 。烟台电网与威海电网合环运行；烟台电网与青岛电网古柳~莱西、五龙~神山、双桥~神山 220kV 线路开环运行，烟台电网与潍坊电网岳里~大兴 220kV 线路开环运行。

电厂 $2 \times 660\text{MW}$ 机组，电厂母线并列运行，升压变阻抗 24%。

短路计算结果：

表 5.4-1 2027 年周边主要厂站短路电流计算结果单位：kA

厂站	方案一		方案二		断路器 遮断电流
	三相	单相	三相	单相	
电厂	34.21	25.01	29.77	21.55	63
昆嵛站	49.31	38.20	45.11	37.89	63
乳山站	36.47	25.03	36.29	24.84	63
文登抽蓄电站	38.18	37.66	38.85	37.97	63

牟平站	41.43	30.67	45.36	34.20	63
栖霞站	55.11	43.21	54.93	42.85	63
国核示范电站	50.71	30.75	49.61	29.42	63

由表 5.4-1 可知，相关厂站的短路电流均在现有断路器额定遮断电流范围内。

5.4.2 2035 年短路水平计算

边界条件：

考虑新建烟台特高压站 $2 \times 3000\text{MVA}$ ，500kV 母线分列运行；乳山 500kV 变电站 $1 \times 1000\text{MVA}$ ；500kV 栖霞站 $2 \times 750 + 2 \times 1000\text{MVA}$ 主变，220kV 母线分列运行；500kV 牟平站 $2 \times 750 + 2 \times 1000\text{MVA}$ 主变，220kV 母线分列运行；500kV 莱阳站 $2 \times 750 + 2 \times 1000\text{MVA}$ 主变，220kV 母线分列运行；500kV 昆嵛站 $2 \times 750\text{MVA}$ 主变，220kV 母线分列运行；烟台燃机 1080MW、龙口电厂 $2 \times 660\text{MW}$ 、蓬莱电厂 660MW、华电莱州电厂 4100MW、八角电厂 $2 \times 670\text{MW}$ ；海阳核电 $6 \times 1250\text{MW}$ 机组、中兴蓬莱电厂 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组，招远核电 $4 \times 1200\text{MW}$ 机组；威海电厂装机 $2 \times 320 + 2 \times 680\text{MW}$ ；石岛高温气冷堆 200MW，威海荣成燃机 488MW，国核示范及华能石岛湾核电 $2 \times 1550\text{MW} + 4 \times 1250\text{MW}$ 机组，文登抽蓄 $6 \times 300\text{MW}$ 机组、威海普源热电 $2 \times 660\text{MW}$ 。

短路计算结果：

表 5.4-2 2035 年周边主要厂站短路电流计算结果单位：kA

厂站	方案一		方案二		断路器 遮断电流
	三相	单相	三相	单相	
电厂	36.48	27.13	31.45	23.78	63
昆嵛站	50.14	39.68	46.76	38.36	63
乳山站	42.43	31.56	42.29	30.96	63
文登抽蓄电站	39.10	38.61	39.65	38.16	63
牟平站	44.63	33.96	48.26	37.36	63
栖霞站	57.13	45.21	56.43	44.83	63
国核示范电站	51.17	31.85	50.10	30.49	63

由表 5.4-2 可知，相关厂站的短路电流均在现有断路器额定遮断电流范围内。

5.5 无功配置方案

5.5.1 无功配置原则

电网无功配置应坚持“全面规划、合理布局、分层分区、就地平衡”的原则，另外，还需遵循“总体平衡与局部平衡相结合，以局部为主；集中补偿与分散补偿相结合，以分散补偿为主；高压补偿与低压补偿相结合，以低压补偿为主”的原则。

本工程前电网与电网现状存在牟平~昆嵛、栖霞~牟平 500kV 线路短接及新建登州特高压~乳山、登州特高压~牟平 500kV 线路。线路建成后栖霞站需新增 1 组 60Mvar 低压电抗；牟平站需新增 3 组 60Mvar 低压电抗器。因此本工程假定上述低抗均已建设完成来配置本工程的无功。

5.5.2 无功配置结论

方案一：不需要配置无功补偿装置。

方案二：建议为新形成的栖霞~国核示范 500kV 线路新增 1 组 150Mvar 线路高抗。

5.5.3 感性无功补偿容量计算分析

方案一：对侧昆嵛站感性无功补偿容量校核

本工程投产前昆嵛站已安装 5 组 60Mvar 的低压电抗器。按照分层分区就地平衡原则，本期工程后，昆嵛站需要补偿 500kV 送出线路充电功率约 296Mvar，昆嵛站现有低压电抗器能够满足需求。因此昆嵛站本期不需要新增感性无功补偿容量。

表 5.5-1 昆嵛站应补偿的感性无功容量

昆嵛站			
出线方向	线路长度	线路充电功率（Mvar）	应补偿的感性无功容量（Mvar）
昆嵛~威海热电	33	39	39
昆嵛~威海热电	33	39	39
昆嵛~文登抽蓄	30.5	36	36
昆嵛~牟平	67.9	80	40
栖霞~昆嵛	138.2	163	82
昆嵛~国核示范	51.4	61	61
昆嵛~国核示范	51.4	61	61

合计	405.4		296
已有高抗			0
已有低抗			300
总计			4

方案二：

(1) 对侧昆嵛站感性无功补偿容量校核

本工程投产前昆嵛站已安装 5 组 60Mvar 的低压电抗器。按照分层分区就地平衡原则，本期工程后，昆嵛站需要补偿 500kV 送出线路充电功率约 255Mvar，昆嵛站现有低压电抗器能够满足需求。因此昆嵛站本期不需要新增感性无功补偿容量。

表 5.5-4 昆嵛站应补偿的感性无功容量

昆嵛站			
出线方向	线路长度	线路充电功率 (Mvar)	应补偿的感性无功 容量 (Mvar)
昆嵛~威海热电	33	39	39
昆嵛~威海热电	33	39	39
昆嵛~文登抽蓄	30.5	36	36
昆嵛~牟平	67.9	80	40
昆嵛~牟平	67.9	80	40
昆嵛~国核示范	51.4	61	61
昆嵛~文登抽蓄	30.5	36	36
合计	314.2		255
已有高抗			0
已有低抗			300
总计			45

(2) 栖霞站感性无功补偿容量校核

本工程投产前栖霞站已安装 6 组 60Mvar 的低压电抗器，栖霞~国核示范 500kV 线路已安装 120Mvar 的高抗。按照分层分区就地平衡原则，本期工程后，栖霞站需要补偿 500kV 送出线路充电功率约 630Mvar。因新形成的栖霞~国核示范 500kV 线路长度约 200km，建议栖霞站新增 1 组 150Mvar 线路高抗。

表 5.5-5 栖霞站应补偿的感性无功容量

栖霞站

出线方向	线路长度	线路充电功率 (Mvar)	应补偿的感性无功 容量 (Mvar)
栖霞~罗峰	108	127	64
栖霞~罗峰	102.5	121	60
栖霞~国核示范	172.4	203	203
栖霞~国核示范	172.4	203	203
栖霞~登州特	102.5	121	60
栖霞~牟平	65.9	78	39
合计	723.7		630
已有高抗			120
新增高抗			150
已有低抗			360
新增前总计			-150
新增后总计			0

(3) 牟平站感性无功补偿容量校核

本工程投产前牟平站已安装 5 组 60Mvar 的低压电抗器。按照分层分区就地平衡原则，本期工程后，牟平站需要补偿 500kV 送出线路充电功率约 323Mvar，牟平站现有低压电抗器能够满足需求，本期工程后存在的缺额可以由昆嵛站补偿。

表 5.5-6 牟平站应补偿的感性无功容量

牟平站			
出线方向	线路长度	线路充电功率 (Mvar)	应补偿的感性无功 容量 (Mvar)
牟平~栖霞	65.9	78	39
牟平~登州	102.5	121	60
牟平~国核示范	122	144	144
昆嵛~牟平	67.9	80	40
昆嵛~牟平	67.9	80	40
合计	426.2		323
已有高抗			0
已有低抗			300
新增前总计			-23
新增后总计			-23

5.6 技术经济分析及投资估算

接入系统方案一、二均可满足电厂本期 2×660MW 机组电力送出的需求，

正常及线路“N-1”方式，均无过流线路，电厂及周边主要变电站短路电流均在断路器额定遮断范围内，系统暂态稳定性较好。

一、技术分析

网络结构：方案一利用了文登抽蓄电站的送电通道，需扩建昆嵛站 1 个 500kV 间隔。方案二需扩建昆嵛站 2 个 500kV 出线间隔、占用牟平站 1 个 500kV 出线间隔。

潮流方面：各方案电厂电力基本可在威海及其周边电网内消纳，正常及“N-1”方式均无线路过流。

短路水平：从控制周边变电站短路水平考虑，两个方案相关厂站的短路电流均在现有断路器额定遮断电流范围内。

稳定方面：经计算，各方案电厂送出线路、及周边线路发生三相短路且及时切除故障线路，山东电网均能保持暂态稳定。

二、经济分析

经济性方面：方案一本期投资为 30700 万元，方案二总投资 62000 万元。方案一较方案二节省 31300 万元。

从经济性方面分析，本期方案一投资最省。

综合经济技术分析，本报告推荐方案一。

表 5.6-1 电厂送出工程投资估算表（方案一）

序号	工程名称	建设规模	投资(万元)
本期	线路工程	新建线路长度 2×33+33km，采用 4×630mm ² 导线。	29700
	变电部分	昆嵛站扩建 1 个 500kV 间隔，共 1 台断路器。	1000
	合计		30700

表 5.6-2 电厂送出工程投资估算表方案二

	工程名称	建设规模	投资(万元)
本期	线路工程	新建线路 2×33+68km，采用 4×630mm ² 导线。	60000
	变电部分	昆嵛站扩建 2 个 500kV 间隔，共 2 台断路器。	2000
	合计		62000

5.7 调相调压计算

经计算，发电机组不同无功出力方式下，升压主变高压侧抽头选择 525kV 或 530kV 时周边相关厂站母线电压水平均能满足要求，且高压侧运行在 525kV 时优于 530kV。因此，电厂升压主变电压比推荐 $525\pm 2\times 2.5\%/20\text{kV}$ 。

表 5.7-1 电厂升压主变调相、调压计算 电压单位：kV

机组 功率因数	电厂升压主变 高压侧抽头	电厂 500kV 母线	昆嵛站 500kV 母线	文登抽蓄电站 500kV 母线
0.9	525	535.4	531.6	531.5
	530	535.3	531.5	531.3
0.95	525	528.8	526.2	526.4
	530	528.4	525.9	526.1
0.98	525	526.9	525.5	525.9
	530	526.6	525.3	525.7

5.8 电气主接线及电气设备选择

5.8.1 电气主接线

方案一：

电厂 500kV 规划出线 5 回（其中 2 回为新能源预留），本期出线 3 回，采用双母线接线。

方案二：

电厂 500kV 规划出线 4 回（其中 2 回为新能源预留），本期出线 2 回，采用双母线接线。

电厂电气主接线示意图见附图 5.8-1、2。

5.8.2 主变选型

三相、双绕组升压变压器，额定容量 780MVA；

容量比：100/100；

电压比： $525\pm 2\times 2.5\%/20\text{kV}$ ；

短路阻抗：24%；

2 台升压变压器中性点均应直接接地运行。

5.8.3 导线、电缆截面选择

目前山东电网 500kV 导线型号有 4×JL/G1A-300、4×JL/G1A-400、4×JL/G1A-630 三种，经济输送电流和持续极限输送电流如下表所示：

表 5.8-1500kV 导线技术参数

导线型号	经济输送容量(MVA) ($\cos\varphi=0.95$)	持续极限输送容量 (MVA)		走廊宽度 (m)	
	($J=0.9A/mm^2$)	$t=25^{\circ}C$	$t=40^{\circ}C$	单	双
4×JL/G1A-300	889	2225	1802	24	28
4×JL/G1A-400	1185	2626	2127		
4×JL/G1A-630	1866	3485	2823		

电厂规划及本期 2×660MW 机组，最大外送功率约 1500MVA，为满足电厂机组送出需求，结合山东电网规划，电厂本期新建 500kV 线路推荐采用 4×JL/G1A-630 导线。

5.8.4 对机组有关参数的要求

机组额定功率因数：机组额定功率因数建议取 0.90，并具有 0.95 进相运行的能力。根据电网动态安全检测要求，机组应具有键相脉冲信号。

根据《山东省能源局关于做好全省直调公用煤电机组灵活性改造的通知》（鲁能源电力〔2021〕81 号）：“十四五”期间，华能、华电、国能、大唐等中央驻鲁发电企业，按照每年 20% 的容量实施煤电机组灵活性改造，其中存量纯凝、抽凝机组稳燃情况下最小技术出力分别达到额定容量的 30% 和 40%，新上纯凝和抽凝机组分别达到 20% 和 30%，热电比低于 50% 的抽凝机组参照纯凝机组标准实施改造。其他发电企业应于 2022 年底前参照上述标准完成改造。此外，新上直调公用热电联产天然气发电机组参照新上纯凝煤电机组，灵活性调整标准达到 20%。

机组调峰性能：山东电网是一纯火电电网，缺乏经济合理的调峰手段，电网峰谷差又逐年增大，按照通知要求，本期 2×660MW 机组调峰能力不低于 70%。

6 系统继电保护

6.1 接入系统方案与对侧系统保护现状

威海普源热电有限公司 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界“上大压小”热电联产项目规划及本期建设 $2 \times 660\text{MW}$ 机组，计划 2027 年投产。

本期工程接入系统考虑如下方案：

(1) 方案一：

电厂 500kV 规划出线 5 回，本期出线 3 回，采用双母线接线。开断 500kV 文登抽蓄~昆嵛北侧线路（蓄昆 I 线） π 入普源热电 2 回，形成 500kV 普源热电~昆嵛线路（下文中暂称为西线，约 33km，架空出线）、500kV 普源热电~文登抽蓄线路（约 65.2km，架空出线）；并新建 1 回普源热电~昆嵛 500kV 线路（下文中暂称为东线，约 33km，架空出线）。

对侧间隔：本期扩建昆嵛站内向东出线北起第 1 个出线间隔（500kV 第二串 I 母侧线路）、1 台断路器（5021 断路器）；本期工程后主接线型式不变，仍为一个半断路器接线。

现运行的 500kV 蓄昆 I 线两侧均双重化配置光纤电流差动保护，在昆嵛侧已配置 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-G-RLYK，于 2022.6.23 投运；线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK，于 2022.6.23 投运）；在文登抽蓄侧已配置 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-DG-G，于 2022.6.23 投运；线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-DG-G，于 2022.6.23 投运）。线路两侧的线路保护一、二均按双通道接入，每套线路保护的通道一均采用专用光纤芯方式，通道二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

500kV 昆嵛站为系统电网的常规变电站。500kV 系统采用一个半断路器接线。500kV 蓄昆 I 线关联 5012、5013 断路器，每台断路器已配置 1 套断路器保护（5012 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2021 年 11 月 4 日；5013 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2022 年 6 月 23 日）。5022 断路器已配置 1 套断路器保护（5022 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 13 日）。

文登抽蓄 500kV 升压站为抽蓄机组的智能升压站。500kV 系统采用一个半断路器接线。500kV 蓄昆 I 线关联 5012、5013 断路器，每台断路器已配置 2 套断路器保护（断路器保护一：南瑞继保 PCS-921A-DG-G，投运日期：2022 年 6 月；断路器保护二：国电南自 PSL-632UA-DG-G，投运日期：2022 年 6 月）。

（2）方案二：

电厂 500kV 规划出线 4 回，本期出线 2 回，采用双母线接线。新建的 2 回 500kV 线路接入昆嵛站（约 $2 \times 33\text{km}$ ，均为架空出线）。

本项目投产之前，拟调整现有网架，其中将现运行的 500kV 栖霞~牟平南侧线路（霞牟 II 线）、500kV 牟平~昆嵛南侧线路（昆牟 II 线）短接，形成 500kV 栖霞~昆嵛线路（约 131km，架空出线）。牟平站原至栖霞间隔改接至烟台特高压站，原至昆嵛间隔转做备用。

本期工程新建一段 500kV 牟平~昆嵛线路，并与现运行的 500kV 昆嵛~国核示范南侧线路（国昆 I 线）短接，形成 500kV 牟平~国核示范线路，再与网架调整中形成的 500kV 栖霞~昆嵛线路改接，形成 500kV 栖霞~国核示范线路（约 192km，架空出线）、复通 500kV 牟平~昆嵛线路（约 72km，架空出线）。昆嵛站原至国核示范间隔（国昆 I 线）转做备用。

对侧间隔：本期扩建 500kV 昆嵛站内向东出线北起第 1、2 个出线间隔（500kV 第二串 I 母侧线路、第三串 I 母侧线路），共 2 台断路器（5021、5031 断路器）；向东出线北起第 4 个出线间隔转为备用（500kV 第五串 I 母侧线路）。本期工程后主接线型式不变，仍为一个半断路器接线。

现运行的 500kV 霞牟 II 线两侧均双重化配置光纤电流差动保护，线路保护一均采用许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二均采用南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 7 月 8 日投运。线路两侧的线路保护一、二均接单通道接入，每套线路保护的通道均采用复用通信设备 2M 接口方式。

现运行的 500kV 昆牟 II 线两侧均双重化配置光纤电流差动保护，线路保护一均采用许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二均采用南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 6 月 30 日投运。线路两侧的线路保护一、

二均按单通道接入，每套线路保护的通道采用复用通信设备 2M 接口方式。

本项目投产之前的网架调整工程目前刚刚纳入规划。结合保护现状，本项目的设计依据暂按：网架调整工程中，500kV 栖霞~昆崙线路在栖霞侧、昆崙侧均将利旧现运行的线路保护一、二，线路保护通道形式亦无变化，每套线路保护的通道均采用复用通信设备 2M 接口方式；牟平站原至昆崙间隔转做备用后，该间隔 2 套线路保护停运，并需双重化配置短引线保护。

现运行的 500kV 国昆 I 线两侧均双重化配置光纤电流差动保护，线路保护一均采用南瑞继保 PCS-931A-G-RLYK 型，线路保护二均采用国电南自 PSL-603UA-G-RLYK 型，均于 2022 年 12 月投运。线路两侧的线路保护一、二均按双通道接入，每套线路保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

500kV 昆崙站为系统电网的常规变电站。500kV 系统采用一个半断路器接线。5022、5032 断路器已按每台断路器配置 1 套断路器保护（5022 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 13 日；5032 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2022 年 6 月 23 日）。500kV 国昆 I 线关联 5051、5052 断路器，500kV 昆牟 II 线关联 5052、5053 断路器，每台断路器已配置 1 套断路器保护（5051 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2022 年 12 月 8 日；5052 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 12 日；5053 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 12 日）。

500kV 栖霞站为系统电网的常规变电站。500kV 系统采用一个半断路器接线。500kV 霞牟 II 线关联 5042、5043 断路器，每台断路器已配置 1 套断路器保护（5042 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 12 日；5043 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 12 日）。

500kV 牟平站为系统电网的常规变电站。500kV 系统采用一个半断路器接线。500kV 霞牟 II 线关联 5022、5023 断路器，500kV 昆牟 II 线关联 5031、5032 断路器，每台断路器已配置 1 套断路器保护（5022 断路器保护：南瑞继保 RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 13 日；5023 断路器保护：南瑞继保

RCS-921A，投运日期：2009 年 12 月 13 日；5031 断路器保护：南瑞继保 RCS-921G，投运日期：2011 年 12 月 18 日；5032 断路器保护：南瑞继保 RCS-921G，投运日期：2011 年 12 月 18 日）。

国核示范 500kV 升压站为核电机组的常规升压站。500kV 系统采用双母线三分段接线。

根据鲁电调保〔2018〕20 号《山东电力调度控制中心关于印发山东电网 500kV 和 220kV 电压等级继电保护装置软件版本规范（2018 年版）的通知》的要求，线路开断进新建站的，开断线路两侧保护使用年限 ≥ 6 年的，应更换为“新六统一”线路保护；使用年限 < 6 年的，新建站的线路保护应与开断线路两侧原有保护配合选型使用。

DL/T 587-2016《继电保护和安全自动装置运行管理规程》第 3.7 条：“微机保护装置的使用年限一般不低于 12 年，对于运行不稳定、工作环境恶劣的微机保护装置可根据运行情况适当缩短使用年限。”

考虑本项目拟于 2027 年投产，结合保护现状，现有保护调整方案如下：

（1）本期工程接入方案一

500kV 普源热电~昆嵛线路（西线）拟在昆嵛侧利旧现运行的 2 套线路保护，线路保护通道形式亦无变化，同期利旧 5012 断路器保护、5013 断路器保护；

500kV 普源热电~文登抽蓄线路拟在文登抽蓄侧利旧现运行的 2 套线路保护，并进行线路保护通道改造，同期利旧 5012 断路器保护、5013 断路器保护；

500kV 普源热电~昆嵛线路（东线）拟在昆嵛侧更换 5022 断路器保护。

（2）本期工程接入方案二

500kV 普源热电~昆嵛双回线路拟在昆嵛侧更换 5022 断路器保护，利旧 5032 断路器保护；

500kV 栖霞~国核示范线路拟在国核示范侧利旧现运行的 2 套线路保护，线路保护通道形式亦无变化，在栖霞侧更换为与国核示范侧同型匹配的 2 套线路保护，并更换 5042 断路器保护、5043 断路器保护；

500kV 牟平~昆嵛线路拟在线路两侧均利旧现运行的 2 套线路保护，并对线

路两侧进行线路保护通道改造，在牟平侧同期更换 5031 断路器保护、5032 断路器保护，在昆嵛侧同期更换 5052 断路器保护、5053 断路器保护；网架调整工程中 500kV 牟平站原昆嵛转做备用间隔时配置的 2 套短引线保护停运；

500kV 昆嵛站原至国核示范间隔转做备用后，该间隔现运行的 2 套线路保护停运，并需双重化配置短引线保护。

6.2 系统继电保护配置方案

根据国家电网设备〔2018〕979 号《国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》的要求，双重化配置的线路、变压器、母线、高压电抗器等保护装置应采用不同生产厂家的产品。

根据国网调继〔2019〕6 号《国调中心、国网信通部关于印发国家电网有限公司线路保护通信通道配置原则指导意见的通知》的要求，220 千伏及以上线路保护应具备双通道接入能力；500 千伏及以上双通道线路保护所对应的四条通信通道应配置三条独立的通信路由，应采用“一二、一三”通信通道配置方式，其中一通道应为光纤直达通道。

6.2.1 线路保护

方案一：本期工程建设 2 回 500kV 普源热电~昆嵛线路、1 回 500kV 普源热电~文登抽蓄线路。每回线路在普源热电侧新配置与对侧同型匹配的线路保护，均双重化配置完整的、独立的能反映各种类型故障，具有选相功能的全线速动保护，线路保护一、二均采用分相电流差动原理的主保护，每套保护包含完整的相间、接地及零序后备保护，集成过电压及远跳就地判别功能。双重化配置的保护采用不同厂家的装置，应为电力行业认可的检测机构检测合格的线路保护设备。

其中 1 回 500kV 普源热电~昆嵛线路（西线）、1 回 500kV 普源热电~文登抽蓄线路因线路对侧均拟利旧现运行的 2 套线路保护，本期在普源热电侧新配置的线路主保护一、二均需采用与对侧同一厂家同型匹配的设备，线路保护一均采用南瑞继保设备，线路保护二均采用南瑞科技设备。

另 1 回 500kV 普源热电~昆嵛线路（东线）新双重化配置的线路保护均采

用自主可控设备。

上述 3 回线路的线路保护装置均要求具备双通道接入能力。其中，2 回普源热电~昆崙线路较短，每回线路的 2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，通道二均复用通信设备 2M 接口方式。1 回普源热电~文登抽蓄线路较长，2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

500kV 线路过电压保护动作的远方跳闸命令按双重化一对一经线路纵联保护通道传输。远方跳闸保护采用“一取一”经就地故障判别的跳闸逻辑。

断路器三相不一致由断路器机构实现，如本体无法提供需要的接点，三相不一致也可由保护实现。

每回线路配置单套断路器辅助保护，含两段过电流保护和一段零序过流保护功能，具有充电保护功能。

每回线路的每套线路保护及分相操作箱各组 1 面柜，共组 2 面 500kV 线路保护柜，断路器辅助保护安装于其中 1 面线路保护柜。本期新建 3 回 500kV 线路，共组 6 面 500kV 线路保护柜；配置 8 台保护通信接口装置，分别用于 3 回 500kV 线路的线路保护一、二，共组 2 面 500kV 线路保护通信接口柜。

方案二：本期工程建设 2 回普源热电~昆崙线路。每回线路在普源热电侧新配置与对侧同型匹配的线路保护，均双重化配置完整的、独立的能反映各种类型故障，具有选相功能的全线速动保护，线路保护一、二均采用分相电流差动原理的主保护，每套保护包含完整的相间、接地及零序后备保护，集成过电压及远跳就地判别功能。双重化配置的保护采用不同厂家的装置，应为电力行业认可的检测机构检测合格的线路保护设备。线路保护装置均采用自主可控设备。

上述 2 回线路保护装置均要求具备双通道接入能力。每回线路的 2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，通道二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

500kV 线路过电压保护动作的远方跳闸命令按双重化一对一经线路纵联保护通道传输。远方跳闸保护采用“一取一”经就地故障判别的跳闸逻辑。

断路器三相不一致由断路器机构实现，如本体无法提供需要的接点，三相不一致也可由保护实现。

每回线路配置单套断路器辅助保护，含两段过电流保护和一段零序过流保护功能，具有充电保护功能。

每回线路的每套线路保护及分相操作箱各组 1 面柜，共组 2 面 500kV 线路保护柜，断路器辅助保护安装于其中 1 面线路保护柜。本期新建 2 回 500kV 线路，共组 4 面 500kV 线路保护柜。配置 4 台保护通信接口装置，分别用于 2 回 500kV 线路的线路保护一、二，共组 2 面 500kV 线路保护通信接口柜。

6.2.2 母联保护

本期工程建设 1 个 500kV 母联间隔，配置单套断路器保护，含两段过电流保护和一段零序过流保护功能，具有充电保护功能，向故障母线充电时，跳开本断路器。

每套断路器保护及分相操作箱组 1 面柜，本期工程共 1 个 500kV 母联间隔，共组 1 面 500kV 母联保护柜。

6.2.3 母线保护

电厂升压站 500kV 系统采用双母线接线。本期工程按远景规模双重化配置独立的、快速的、灵敏的母线差动保护（含失灵保护功能）。每套线路（或主变压器）保护动作各启动 1 套失灵保护。母线保护装置设复合电压闭锁元件。母线保护特性应满足内部故障快速动作，外部故障 CT 严重饱和不会误动作。双重化配置的保护采用不同厂家的装置。

每套 500kV 母线保护装置组 1 面柜，本期工程共组 2 面 500kV 母线保护柜。

6.2.4 故障录波器柜

为了分析电力系统事故及继电保护装置的动作情况，升压站内配置故障录波装置，起动判据应至少包括电压越限和电压突变量，记录站内设备在故障前 10s 到故障后 60s 的电流、电压、保护装置动作及保护通道的运行情况及开关位置状态等，并将故障信息传至调度端。

故障录波系统的配置应满足山东省调通知〔2021〕399 号文件《山东电力

调度控制中心关于下发<山东电力系统继电保护配置原则>的通知》以及鲁电调保〔2016〕49号《关于加强故障录波联网和继电保护信息系统验收及消缺管理的通知》的要求。

本期工程 500kV 系统配置 1 台故障录波装置，按模拟量不少于 80 路、开关量不少于 224 路配置，共组 1 面 500kV 故障录波器柜。

电厂发变组、启备变应配置专用故障录波器，用于采集各侧数据，装置不列入接入系统保护部分。

6.2.5 二次设备在线监视与分析子站

为了满足保护信息的集中管理和远传，根据山东省调通知〔2021〕399 号文件《山东电力调度控制中心关于下发<山东电力系统继电保护配置原则>的通知》以及鲁电调保〔2023〕25 号《山东电力调度控制中心关于印发市供电公司二次设备在线监视与分析主站及子站部署方案（试行）的通知》的要求，本期工程配置 1 套二次设备在线监视与分析系统子站。

6.2.6 线路故障测距

为尽可能准确确定故障点，缩短故障点的查找时间，迅速恢复供电，本期工程配置 1 套 500kV 线路故障测距装置。线路两侧故障测距装置应能交换数据，构成双端测距，提高测距精度。

6.2.7 继电保护压板在线监视

为了满足保护设备压板在线监视，防范因压板误投退导致的继电保护不正确动作事件，根据鲁电调保〔2024〕22 号《山东电力调度控制中心关于发布山东电网继电保护压板在线监视技术方案的通知》的要求，本期工程在升压站配置 1 套继电保护压板在线监视系统，全面应用双联压板（即内嵌式技术）采集保护出口压板投退状态，通过保测一体装置、测控装置实现信息汇集，利用二次设备在线监视与分析子站实现信息上传，实现增量保护设备出口压板在线监视全覆盖。

6.2.8 系统安全自动装置

推荐方案下：

安全稳定控制系统应依据《电力系统安全稳定导则》GB38755—2019 所规定的安全稳定标准进行配置。

1) 计算条件

潮流稳定计算工具采用中国电力科学研究院 PSD 电力系统分析软件。

已投产发电机组模型采用详细模型、计及调速及励磁系统；规划发电机模型采用详细模型和典型参数；负荷特性为 50%的感应马达模型、50%的恒定阻抗模型。

威海普源热电有限公司 2×660MW 超超临界“上大压小”热电联产项目所有机组于 2027 年投运，设计水平年取 2027 年。

2) 系统方式

由于山东电网最大负荷呈现冬季、夏季双高峰，且最大负荷值相差不大，按夏高峰进行平衡，计算中采用大负荷方式。系统安全稳定计算包括计划方式（大方式）、山东电网系统部分检修方式。

3) 安全稳定计算（推荐方案一）

结合本项目规模、投产时间及周边电网情况，考虑推荐接入系统方案开断文登抽蓄~昆嵛北侧 500kV 线路 π 入普源热电 2 回；并新建普源热电~昆嵛 1 回 500kV 线路,线路长度为 33km，采用 4×630mm² 截面导线。在 2027 年大方式及各种检修方式下，周边地区交流线发生故障时在山东电网系统内没有发现暂态稳定问题。

稳定计算结果见下表：

方式	故障线路	故障类型	故障侧	稳定情况	过负荷情况	稳定控制措施
全接线大方式	500kV 昆嵛—牟平线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—国核示范线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 栖霞—国核示范线路	N-1	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 栖霞—烟台特高压线路	N-1	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—栖霞线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 栖霞—罗峰线路	N-1	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—文登抽蓄线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施

方式	故障线路	故障类型	故障侧	稳定情况	过负荷情况	稳定控制措施
	500kV 乳山—国核示范线路	N-1	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 文登抽蓄—普源热电路	N-1	文登抽蓄	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 牟平—烟台特高压线路	N-1	牟平	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 杜家—正棋线路	N-1	正棋	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 杜家—昆嵛线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 凤林—嵩山线路	N-1	嵩山	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 嵩山—戚家线路	N-1	戚家	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 嵩山—昆嵛线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—车道线路	N-1	车道	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—文登抽蓄线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 乳山—文登抽蓄线路	N-1	乳山	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 正棋—文登抽蓄线路	N-1	正棋	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 栖霞—罗峰线路	同杆双回线故障	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—国核示范线路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 乳山—国核示范线路	同杆双回线故障	乳山	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 牟平—国核示范线路；500kV 牟平—昆嵛线路	同杆异名相故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—牟平线路；500kV 昆嵛—栖霞线路	同杆异名相故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 乳山—车道线路	同杆双回线故障	车道	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 涝台—杜家线路	同杆双回线故障	杜家	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—泽头线路	同杆双回线故障	泽头	稳定	不过载	无需采取措施
500kV 昆嵛—牟平线路检修	500kV 昆嵛—国核示范线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—栖霞线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—文登抽蓄线路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	N-1	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—国核示范	同杆双回线	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施

方式	故障线路	故障类型	故障侧	稳定情况	过负荷情况	稳定控制措施
	线路	故障				
	500kV 乳山—国核示范线路	同杆双回线故障	乳山	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 中兴电力—烟台特高压线路	同杆双回线故障	烟台特高压	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 乳山—车道线路	同杆双回线故障	车道	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 涝台—杜家线路	同杆双回线故障	杜家	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—泽头线路	同杆双回线故障	泽头	稳定	不过载	无需采取措施
500kV 乳山—莱阳线路检修	500kV 栖霞—罗峰线路	同杆双回线故障	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—国核示范线路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 乳山—国核示范线路	同杆双回线故障	乳山	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 牟平—国核示范线路；500kV 牟平—昆嵛线路	同杆异名相故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—牟平线路；500kV 昆嵛—栖霞线路	同杆异名相故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 烟台特高压—乳山线路；500kV 烟台特高压—牟平线路	同杆异名相故障	牟平	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 乳山—车道线路	同杆双回线故障	车道	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 涝台—杜家线路	同杆双回线故障	杜家	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—泽头线路	同杆双回线故障	泽头	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—普源热电路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆嵛—皇家线路	同杆双回线故障	皇家	稳定	不过载	无需采取措施
500kV 栖霞—牟平线路检修	500kV 栖霞—罗峰线路	同杆双回线故障	栖霞	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—国核示范线路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 乳山—国核示范线路	同杆双回线故障	乳山	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆嵛—普源热电路	同杆双回线故障	昆嵛	稳定	不过载	无需采取措施

方式	故障线路	故障类型	故障侧	稳定情况	过负荷情况	稳定控制措施
	线路	故障				
	500kV 牟平—国核示范线路；500kV 牟平—昆崙线路	同杆异名相故障	昆崙	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 昆崙—牟平线路；500kV 昆崙—栖霞线路	同杆异名相故障	昆崙	稳定	不过载	无需采取措施
	500kV 烟台特高压—乳山线路；500kV 烟台特高压—牟平线路	同杆异名相故障	牟平	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 乳山—车道线路	同杆双回线故障	车道	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 涝台—杜家线路	同杆双回线故障	杜家	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆崙—泽头线路	同杆双回线故障	泽头	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆崙—普源热电路	同杆双回线故障	昆崙	稳定	不过载	无需采取措施
	220kV 昆崙—皇家线路	同杆双回线故障	皇家	稳定	不过载	无需采取措施

本报告针对山东电网进行了部分的稳定计算，计算结果表明在全接线方式下，山东电网承受各类故障的能力较强，线路发生复杂故障（N-2）时，不存在系统暂态安全稳定问题。

核实周围变电站的主变容量，线路的导线类型，在报告中所述的多种方式下发生各种 N-1、N-2 故障时，周围各个变电站的主变均不存在过载问题，周围的线路不存在过载问题。

由于电厂安全自动装置按照山东电力调度控制中心要求在投产前明确，且需纳入当地安稳系统统一考虑，因此本期考虑暂列安稳设备费 50 万，研究费用 100 万元，下一阶段需进行专题分析。对个别极端情况下的问题，将在下一步进行研究。

6.2.9 继电保护试验电源柜

为方便调试，本期工程配置 1 面继电保护试验电源柜，并计列部分保护专用测试仪器。

6.3 相关专业的配合

6.3.1 电气专业

(1) 双重化配置的线路主保护、后备保护的交流电压回路、电流回路、直流电源、开关量输入、跳闸回路和远方信号传输通道均应彼此完全独立没有电气联系。

(2) 保护用电流互感器的配置及二次绕组的分配应避免主保护出现死区。双重化配置的线路保护应采用各自独立的 CT 二次绕组。

(3) 500kV 线路两侧装设三相 PT，双重化配置的线路保护应采用各自独立的 PT 二次绕组。

(4) 双重化配置的保护装置、断路器的两组跳圈要求采用两组独立的直流电源供电，以实现直流电源的双重化。双重化的两套保护及其相关设备的直流电源应一一对应。

6.3.2 通信专业

方案一：

(1) 500kV 线路继电保护及安全自动装置对通道的要求

本期工程 2 回普源热电～昆崙线路的保护装置均要求具备双通道接入能力，每回线路的 2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，专用 2 芯备用 2 芯，通道二均复用通信设备 2M 接口方式。

经与通信专业核实，2 回 500kV 普源热电～昆崙线路均可以满足“双保护、三路由”要求。因此每回线路的 2 套线路主保护的通道一组织第一条路由，通道二分别组织第二、三条路由，其中第一条路由应为光纤直达通道。

本期 1 回普源热电～文登抽蓄线路的保护装置均要求具备双通道接入能力，2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 方式。

经与通信专业核实，500kV 普源热电～文登抽蓄线路不能满足“双保护、三路由”要求。因此 2 套线路主保护的通道一组织第一条路由，通道二组织第二条路由，其中第一条路由应为光纤直达通道。

(2) 保护复接设备柜对通信机房及电源的要求

本期工程配置 2 面保护通信接口装置柜，每面安装 4 台 2M 装置，分别用于 3 回线路的线路主保护一、二。要求通信专业为每台 2M 装置提供 1 路 48V 电源。要求双重化的线路保护对应的通信接口装置的电源相互独立。

方案二：

(1) 500kV 线路继电保护及安全自动装置对通道的要求

本期工程 2 回普源热电~昆崙线路的保护装置均要求具备双通道接入能力，每回线路的 2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，专用 2 芯备用 2 芯，通道二均采用复用设备 2M 方式。

经与通信专业核实，2 回 500kV 普源热电~昆崙线路均不能满足“双保护、三路由”要求。因此每回线路的 2 套线路保护共组织 2 条独立的通信路由，2 套线路保护的通道一组织第一条路由，通道二组织第二条路由，其中第一条路由应为光纤直达通道。

(2) 保护复接设备柜对通信机房及电源的要求

本期工程配置 2 面保护通信接口装置柜，每面本期安装 2 台 2M 装置。要求通信专业为每台 2M 装置提供 1 路 48V 电源。要求双重化的线路保护对应的通信接口装置的电源相互独立。

6.4 对侧变电站系统继电保护配置方案

方案一：

(a) 500kV 昆崙站

500kV 昆崙变电站按常规变电站设计。500kV 系统采用一个半断路器接线。

配合本期工程，500kV 普源热电~昆崙线路（东线）在昆崙侧双重化配置 2 套完整的、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能的线路纵联保护，线路保护一、二均采用分相电流差动原理的主保护，每套保护包含完整的相间、接地及零序后备保护，集成过电压及远跳就地判别功能。双重化配置的保护采用不同厂家的装置，均采用自主可控设备。线路保护装置要求具备双通道接入能力，2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，通道二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 普源热电~昆崙线路（东线）关联 5021、5022 断路器。本期工程新建 5021 断路器，新配置单套断路器保护，更换 5022 断路器原有单套断路器保护。每套断路器保护包含断路器失灵保护、（三相不一致保护）、死区保护、充电过流保护、重合闸功能，配置分相操作箱。同一串断路器保护采用同一厂家的装置，本期 5021、5022 断路器保护应与前期 5023 断路器保护相匹配。

本期工程 500kV 普源热电~昆崙线路（西线）在昆崙侧利旧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-G-RLYK，于 2022.6.23 投运；线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK，于 2022.6.23 投运）。线路保护通道形式亦无变化，2 套线路主保护的通道一仍采用专用光纤芯方式，通道二仍采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 普源热电~昆崙线路（西线）关联 5012、5013 断路器。本期工程利旧现运行的 2 套断路器保护（5012 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2021 年 11 月 4 日；5013 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2022 年 6 月 23 日）。

本站 500kV 母线保护、故障录波等设备满足本期扩建接入需求，本期利旧。

（b）文登抽蓄 500kV 升压站

文登抽蓄 500kV 升压站按智能变电站设计。500kV 系统采用一个半断路器接线。

本期工程 500kV 普源热电~文登抽蓄线路在文登抽蓄侧利旧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-DG-G，于 2022.6.23 投运；线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-DG-G，于 2022.6.23 投运）。本期工程改造文登抽蓄侧的线路保护通道，为 2 套线路主保护各新增 1 台 2M 装置，改造后 2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 普源热电~文登抽蓄线路关联 5012、5013 断路器。本期工程利旧现运行的 4 套断路器保护（5012、5013 断路器保护一：南瑞继保 PCS-921A-DG-G，投运日期：2022 年 6 月；5012、5013 断路器保护二：国电

南自 PSL-632UA-DG-G，投运日期：2022 年 6 月）。

方案二：

（a）500kV 昆嵛站

500kV 昆嵛变电站按常规变电站设计。500kV 系统采用一个半断路器接线。

配合本期工程，2 回 500kV 普源热电~昆嵛线路在昆嵛侧均双重化配置 2 套完整的、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能的线路纵联保护，线路保护一、二均采用分相电流差动原理的主保护，每套保护包含完整的相间、接地及零序后备保护，集成过电压及远跳就地判别功能。双重化配置的保护采用不同厂家的装置，均采用自主可控设备。线路保护装置要求具备双通道接入能力，每回线路的 2 套线路主保护的通道一均采用专用光纤芯方式，通道二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 2 回 500kV 普源热电~昆嵛线路分别关联 5021、5022 断路器和 5031、5032 断路器。本期工程新建 5021、5031 断路器，每台断路器新配置单套断路器保护，更换 5022 断路器原有单套断路器保护，利旧 5032 断路器现运行的单套断路器保护（5032 断路器保护：南瑞继保 PCS-921A-G，投运日期：2022 年 6 月 23 日）。每套断路器保护包含断路器失灵保护、（三相不一致保护）、死区保护、充电过流保护、重合闸功能，配置分相操作箱。同一串断路器保护采用同一厂家的装置，本期 5021、5022 断路器保护应与前期 5023 断路器保护相匹配，本期 5031 断路器保护应与前期 5032、5033 断路器保护相匹配。

在网架调整工程中，500kV 昆牟 II 线改接至栖霞，形成 500kV 昆嵛~栖霞线路。因网架调整工程刚纳入规划，本期工程设计依据暂按：在昆嵛侧利旧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 6 月投运）。线路保护通道形式亦无变化，2 套线路主保护仍采用单通道接入，均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 昆嵛~栖霞线路改接至牟平，复通形成 500kV 昆嵛~牟平线路。结合保护现状，500kV 昆嵛~牟平线路在昆嵛侧利旧现运行的 2 套线路保护

（线路保护一：许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 6 月投运），并改造线路保护通道，为 2 套线路主保护各新增 1 台 2M 装置，改造后 2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 昆崙~牟平线路关联 5052、5053 断路器。本期工程更换 5052、5053 断路器原有单套断路器保护。每套断路器保护包含断路器失灵保护、（三相不一致保护）、死区保护、充电过流保护、重合闸功能，配置分相操作箱。同一串断路器保护采用同一厂家的装置，本期 5052、5053 断路器保护应与前期 5051 断路器保护相匹配。

本期工程 500kV 国昆 I 线改接后昆崙侧转做备用，昆崙侧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-G-RLYK 型，线路保护二：国电南自 PSL-603UA-G-RLYK 型，均于 2022 年 12 月投运）暂时停运。因该间隔所在第五串 5051、5052 断路器仍将联接运行，本期工程双重化配置短引线保护以保护双断路器之间的连接线故障。双重化配置的保护采用不同厂家的装置。

（b）500kV 栖霞站

500kV 栖霞变电站按常规变电站设计。500kV 系统采用一个半断路器接线。

在网架调整工程中，500kV 霞牟 II 线与 500kV 昆牟 II 线短接，形成 500kV 栖霞~昆崙线路。因网架调整工程刚纳入规划，本期工程设计依据暂按：在栖霞侧利旧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，于 2020 年 7 月投运；线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，于 2020 年 7 月投运）。线路保护通道形式亦无变化，2 套线路主保护仍采用单通道接入，均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 栖霞~昆崙线路改接至国核示范，形成 500kV 栖霞~国核示范线路。结合保护现状，500kV 栖霞~国核示范线路在栖霞侧更换为与国核示范侧同型匹配的 2 套线路保护，线路保护一采用南瑞继保设备，线路保护二采用国电南自设备。线路保护装置要求具备双通道接入能力，2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

本期工程 500kV 栖霞~国核示范线路关联 5042、5043 断路器。本期工程更换 5042、5043 断路器原有单套断路器保护。每套断路器保护包含断路器失灵保护、（三相不一致保护）、死区保护、充电过流保护、重合闸功能，配置分相操作箱。同一串断路器保护采用同一厂家的装置，本期 5042、5043 断路器保护应与前期 5041 断路器保护相匹配。

（c）500kV 牟平站

500kV 牟平变电站按常规变电站设计。500kV 系统采用一个半断路器接线。

在网架调整工程中，500kV 霞牟 II 线与 500kV 昆牟 II 线短接，形成 500kV 栖霞~昆崮线路。牟平站原至栖霞间隔改接至烟台特高压站，原至昆崮间隔转做备用。因网架调整工程刚纳入规划，本期工程设计依据暂按：500kV 昆牟 II 线改接后牟平侧转做备用，牟平侧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 6 月投运）暂时停运；因该间隔所在第三串 5031、5032 断路器仍将联接运行，需双重化配置短引线保护以保护双断路器之间的连接线故障。双重化配置的保护采用不同厂家的装置。

本期工程复通 500kV 牟平~昆崮线路，牟平侧由备用间隔恢复至昆崮。结合保护现状，500kV 牟平~昆崮线路在牟平侧重新投运原有 2 套线路保护（线路保护一：许继电气 WXH-803A-G-RLYK 型，线路保护二：南瑞科技 NSR-303A-G-RLYK 型，均于 2020 年 6 月投运），并改造线路保护通道，为 2 套线路主保护各新增 1 台 2M 装置，改造后 2 套线路主保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。网架调整工程中 500kV 牟平站原昆崮转做备用间隔时配置的 2 套短引线保护停运。

本期工程 500kV 牟平~昆崮线路关联 5031、5032 断路器。本期工程更换 5031、5032 断路器原有单套断路器保护。每套断路器保护包含断路器失灵保护、（三相不一致保护）、死区保护、充电过流保护、重合闸功能，配置分相操作箱。同一串断路器保护采用同一厂家的装置，本期 5031、5032 断路器保护应与 5033 断路器保护相匹配。

(d) 国核示范 500kV 升压站

国核示范 500kV 升压站按常规变电站设计。500kV 系统采用双母线三分段接线。

本期工程 500kV 国昆 I 线改接至栖霞，形成 500kV 国核示范~栖霞线路。结合保护现状，500kV 栖霞~国核示范线路在昆崙侧利旧现运行的 2 套线路保护（线路保护一：南瑞继保 PCS-931A-G-RLYK 型，线路保护二：国电南自 PSL-603UA-G-RLYK 型，均于 2022 年 12 月投运）。线路保护通道形式亦无变化，2 套线路主保护仍采用双通道接入，每套线路保护的通道一、二均采用复用通信设备 2M 接口方式。

6.5 系统继电保护设备及投资估算

本期工程接入系统阶段暂列系统继电保护部分投资估算如下表所示，具体投资应以下阶段物资招标和工程结算为准。

表 6.5-1 系统继电保护部分设备材料表（方案一）

序号	设备名称	单位	数量	总价（万元）
一	普源热电侧			
1	500kV 线路保护柜 I（适用于至昆崙西线、至文登抽蓄线路，光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，拟采用南瑞继保设备）	面	2	2×25
2	500kV 线路保护柜 II（适用于至昆崙西线、至文登抽蓄线路，光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，拟采用南瑞科技设备，并含 1 台断路器辅助保护）	面	2	2×25
3	500kV 线路保护柜 I（适用于至昆崙东线，光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	1	25
4	500kV 线路保护柜 II（适用于至昆崙东线，光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，并含 1 台断路器辅助保护）	面	1	25
5	保护通信接口装置柜（含 4 台装置）	面	2	2×（2+4×3.5）
6	500kV 母联保护柜	面	1	15
7	500kV 母线保护柜	面	2	2×25
8	500kV 线路故障录波器柜	面	1	20
9	500kV 故障行波测距柜	面	1	20
10	二次设备在线监视与分析系统	套	1	40

11	继电保护压板在线监视系统	套	1	15
12	电网安全稳定研究费	套	1	50
13	电网安全自动装置费	套	1	100
14	继电保护试验电源柜	面	1	4
15	继电保护试验仪器仪表	套	1	20
			合计	516
二	对侧 500kV 昆崙站			
1	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	1	列入新建间隔总投资估算
2	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	1	列入新建间隔总投资估算
3	保护通信接口装置柜（每面含 1 台装置）	面	2	列入新建间隔总投资估算
4	500kV 断路器保护柜（适用于 5021 断路器）	面	1	列入新建间隔总投资估算
5	500kV 断路器保护柜（适用于 5022 断路器）	面	1	15
			合计	15
三	对侧文登抽蓄 500kV 升压站			
1	保护通信接口装置柜（每面含 1 台装置）	面	2	$2 \times (2+3.5)$
			合计	11

表 6.5-2 系统继电保护部分设备材料表（方案二）

序号	设备名称	单位	数量	总价（万元）
一	普源热电侧			
1	500kV 线路保护柜 I（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	2	2×25
2	500kV 线路保护柜 II（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，并含 1 台断路器辅助保护）	面	2	2×25
3	保护通信接口装置柜（每面含 2 台装置）	面	2	$2 \times (2+2 \times 3.5)$
4	500kV 母联保护柜	面	1	15
5	500kV 母线保护柜	面	2	2×25
6	500kV 线路故障录波器柜	面	1	20
7	500kV 故障行波测距柜	面	1	20
8	二次设备在线监视与分析系统	套	1	40
9	继电保护压板在线监视系统	套	1	15
10	电网安全稳定研究费	套	1	50
11	电网安全自动装置费	套	1	100

12	继电保护试验电源柜	面	1	4
13	继电保护试验仪器仪表	套	1	20
			合计	452
二	对侧 500kV 昆崙站			
1	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	2	列入新建间隔总投资估算
2	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能）	面	2	列入新建间隔总投资估算
3	保护通信接口装置柜（每面含 2 台装置）	面	2	列入新建间隔总投资估算
4	500kV 断路器保护柜（适用于 5021、5031 断路器）	面	2	列入新建间隔总投资估算
5	500kV 断路器保护柜（适用于 5022、5052、5053 断路器）	面	3	3×15
6	500kV 短引线保护柜	面	2	2×15
7	保护通信接口装置（适用于至牟平线路）	台	2	2×3.5
三	对侧 500kV 栖霞站			
1	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，拟采用南瑞继保设备）	面	1	25
2	500kV 线路保护柜（光纤电流差动保护，集成过电压及远跳就地判别功能，拟采用国电南自设备）	面	1	25
3	保护通信接口装置柜（每面含 2 台装置）	面	2	2×（2+2×3.5）
4	500kV 断路器保护柜（适用于 5042、5043 断路器）	面	2	2×15
四	对侧 500kV 牟平站			
1	保护通信接口装置柜（每面含 1 台装置）	面	2	2×（2+3.5）
2	500kV 断路器保护柜（适用于 5031、5032 断路器）	面	2	2×15
			合计	221

7 调度自动化

7.1 调度关系

根据《山东电网调度控制管理规程》，威海普源热电有限公司 2×660MW 超超临界“上大压小”热电联产项目属山东电力调度控制中心（以下简称山东省调）调度。远动信息分别送至山东省调（主、备调）、威海地调（主、备调）。

7.2 调控数据信息的传送方式和通道要求

7.2.1 调控数据信息传输方式

电厂与省调（主、备调）、地调（主、备调）通信均采用电力调度数据网络方式。

电厂调度自动化设备与省调（主、备调）、地调（主、备调）通信应采用符合调度端主站要求的通信规约。数据网络通信方式采用 DL/T634.5104 规约。

7.2.2 通道要求

电厂配置 2 套调度数据网接入设备，2 台路由器各配置 2 路 2×2Mbps 数字通道，每台路由器的 2 个通道分别接至电力调度数据网山东省调接入网、威海地调接入网的骨干层节点，传送生产控制大区业务。

具体通道组织详见通信专业设计部分。

7.3 调度自动化系统

山东省调（主、备调）采用南瑞科技集成的 D5000 智能电网调度控制系统，具备 SCADA、AGC、AVC、WAMS、PAS、DTS 等功能。主站系统与厂站间的远动通信支持 DL/T634.5101、DL/T634.5104 等规约。

威海地调（主、备调）采用南瑞科技集成的 D5000 智能电网调度控制系统，具备 SCADA、PAS、DTS 等功能。主站系统与厂站间的远动通信支持 DL/T634.5101、DL/T634.5104 等规约。

根据山东电网调度自动化系统要求，考虑本厂的装机容量、电压等级及其在电网中的位置，本期工程远动系统的配置结合电气专业网络计算机监控系统（NCS）统一考虑，不设置独立的远动终端（RTU），在 NCS 系统中设远动通信装置，双主运行，负责将调度所需要的远动信息向调度主站传送。配置机组

测控，要求机组测控配合远动通信装置实现 AGC 功能。测控单元、远动通信装置等设备列入电气专业 NCS 系统。

根据山东电网发电机组一次调频远程扰动测试系统建设的要求，电厂 NCS 系统中增加一次调频功能模块，并按照省调要求完成测试系统电厂侧一次调频采集和控制通道建设，确保具备测试系统所需相关信号要求。

根据山东电网发电机组励磁系统远程测试系统建设的要求，电厂计列励磁系统远程测试系统模块费用（包含远动工作站及励磁调节器升级费用）1 套。调度 D5000 系统通过调度数据网向电厂 NCS 系统远动工作站下发励磁系统远程测试指令（包含阶跃方向与阶跃量），远动工作站解析后经电缆传输至机组励磁调节器，触发试验，励磁调节器反馈数据传输至 PMU 子站上传调度主站，平台对数据进行分析生成测试报告。

7.4 调控数据信息

电厂调控数据信息按照电厂接入电网有关设计技术规范和 DL/T5003-2017《电力系统调度自动化设计规程》、DL/T5002-2021《地区电网调度自动化设计规程》及各调度端等的要求设定采集量。

7.5 电量计量系统

7.5.1 电能量计量系统现状

山东电网省地一体电能量计量主站采用南瑞用电分公司 PBS5000 系统。系统具有完善的电能量数据采集、数据处理、电量统计与考核、网损/线损统计分析、报表、信息发布、系统管理等功能。主站系统与厂站端电能量远方终端的规约采用 DL/T719（山东 2017 或 2019 年版本）。

7.5.2 计量关口点设置及计量设备要求

本期工程的计量关口点暂按厂网产权分界处原则设定，待合同协议明确。

方案一（推荐方案）：

在普源热电 3 回并网线路出线侧设置计量关口点，按双表配置 0.2S 级的多功能电能表；在 2 台主变高压侧、2 台发电机出口、2 台厂用变高压侧、1 台启备变高压侧设计量考核点，按单表配置 0.2S 级的多功能电能表。相应设计 13 块精度为 0.2S 级的智能电能表、3 面电能表屏。要求电能表带双 485 输出，具

备失压计时功能，可接引单相/三相失压报警接点。

方案二：

在普源热电 2 回并网线路出线侧设置计量关口点，按双表配置 0.2S 级的多功能电能表；在 2 台主变高压侧、2 台发电机出口、2 台厂用变高压侧、1 台启备变高压侧设计量考核点，按单表配置 0.2S 级的多功能电能表。相应设计 11 块精度为 0.2S 级的智能电能表、3 面电能表屏。要求电能表带双 485 输出，具备失压计时功能，可接引单相/三相失压报警接点。

在电厂设 1 套电能量远方终端，组柜安装，冗余配置，采用主备运行模式，每台终端按四网口配置，终端 RS485 口的配置数量应满足每个接口所接入的电能表少于 10 块。在电厂配置 1 套电量计费当地功能。

电能量计量系统与用电信息采集系统应独立配置电能量采集终端，使用不同的数据采集通道，具备条件的厂站通道应冗余配置。预留用电信息采集终端安装位置，并预留与电能表之间的 RS485 通讯线。

7.5.3 电量计量通道及规约

电能量远方终端与省调电量主站系统（TMR）采用数据网络通信方式，通信规约为 DL/T719（山东 2017 或 2019 版）或 SCTM。数据网络接入设备与远动共用。

7.5.4 计量关口点对 PT、CT 的要求

根据 DL/T448-2016《电能计量装置技术管理规程》第 6 条规定，本期工程计量用 PT 精度应为 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。

计量用互感器在安装前应由专业检定机构进行检定，并出具检定证书。

计量装置安装位置需配置专用经空开的交流或直流 220V 不间断电源。

7.6 自动电压控制（AVC）

根据山东电网自动电压无功控制方案，本期工程应参加山东电网的自动电压无功控制。本期工程在电厂设 1 套自动电压无功控制装置，要求 AVC 上位机冗余配置。电厂的 AVC 装置与省调 D5000 主站系统通信采用数据网络通信

方式，传输规约为 DL/T634.5104。

7.7 同步相量测量子站

本期工程在电厂安全区 I 配置 1 套宽频同步相量测量子站系统。根据山东省调〔2021〕52 号文件《山东电力调度控制中心关于推进山东电网宽频测量装置建设的通知》，同步相量测量子站系统应具备宽频测量功能。电厂侧同步相量测量系统子站应满足调度数据网双平面接入的要求，通过电力调度数据网双设备将相关信息传送到省调(主、备调)，传输规约为 Q/GDW131(IEEEStd1344)。数据网络接入设备与远动共用。

7.8 时间同步系统

电厂应配置 1 套全站统一的公用时间同步系统，双重化配置主时钟，主时钟采用高精度双时钟源，支持北斗系统单向标准授时信号。时间同步系统满足站内控制、保护、AVC、PMU 等设备或系统的对时，装置列入发电电气部分。

时间同步装置除完成对授时设备的时间同步功能外，还应具备时间同步监测功能，同时将被授时设备的对时偏差（遥测）和对时偏差越限状态（遥信）信息送远动装置上传至调度 EMS 主站，使调度主站可监控厂站端不同设备的时间状态。

7.9 不间断电源系统

根据国家电网设备〔2018〕979 号《国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》的要求，电厂远动装置、计算机监控系统及其测控单元等自动化设备应采用冗余配置的 UPS 或直流电源供电。具备双电源模块的设备，应由不同电源供电。

电厂应冗余配置不间断电源（UPS），装置列入本体工程。UPS 单机负载率应不高于 40%。外供交流电源消失后 UPS 电池满载供电时间应不小于 2h。

7.10 网络及二次系统安全防护设备

根据国家发改委令 2014 年 14 号《电力监控系统安全防护规定》及国能安全〔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》以及山东电力调度数据网双平面建设统一部署要求，电厂应建设调度数据网的接入及二次系统安全防护设备，以满足相关要求。

电厂生产控制大区的调度业务接入调度数据网，管理信息大区的调度业务经公网接入调度端。电厂生产控制大区的业务系统与管理信息大区的业务系统在物理层上完全隔离，大区之间通信应当部署电力专用横向安全隔离装置（如电厂管理信息大区的 MIS 系统与 CIS 系统通信，或通过 CIS 系统与 DCS 系统通信，需要配置单向隔离装置），配置正向隔离装置 1 台、反向隔离装置 1 台。生产控制大区内部安全区 I 与安全区 II 之间配置硬件防火墙 2 台。

根据电力调度数据网双平面双设备的建设原则，以及二次系统安全分区的要求，本期工程在电厂设 2 套调度数据网接入设备，包括 2 台路由器、4 台交换机，配置相应的二次安全防护设备，2 套路由设备共配置 4 台纵向加密认证装置。

根据国家电网调〔2017〕1084 号《国家电网公司关于加快推进电力监控系统网络安全管理平台建设的通知》要求，本期工程在电厂安全区 I、安全区 II 各配置 1 台 II 型网络安全监测装置，采集涉网区域的服务器、工作站、电能量采集终端、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，同时转发至调度端网络安全监管平台。网络安全监测装置应包含设备自身、Agent 软件以及所接入资产的调试，投产前完成网络安全监测装置以及所接入资产的调试。

根据国能安全〔2015〕36 号文要求，生产控制大区的监控系统应当具备安全审计功能，电厂还需开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并向省调提交评估报告。

7.11 热电联产及环保信息在线监测系统子站

根据鲁经贸运字〔2007〕210 号《山东省热电联产机组在线监测管理工作实施意见》关于热电联产机组在线监测、环保信息在线监测的要求，在电厂安全区 II 设 1 套热电联产及环保信息在线监测子站系统，采集机组负荷、发电量、主汽压力、主汽温度、主汽流量、抽汽压力、抽汽温度、抽汽流量等热力和电力数据，并计算机组的热电比、热效率，采集机组运行环保信息，利用调度数据网将相关信息传送至山东省调主站，传输规约为 DL/T634.5104。

7.12网源协调在线监测子站

根据鲁电调技〔2019〕42号《山东电力调度控制中心关于印发山东电力系统网源协调管理规定的通知》的要求，在电厂安全区Ⅲ设1套网源协调在线监测子站系统，经专用传输通道将相关信息传送至山东省网源监督服务技术平台主站。

7.13调度运行辅助设备

为加强厂网信息沟通能力，实现厂网之间高效、和谐的互动性与及时性，在电厂安全区Ⅱ配置1套网厂信息沟通互动平台系统，实现电厂与调度中心之间的并网调度运行管理。电厂网厂信息沟通互动平台实现如下应用功能，包括：数据上报；厂网信息互动；接收与确认考核结果；接收与确认发电调度计划；接收机组运行数据；接收机组实时信息；在线运行监控；统计分析指标；综合信息查询；数据下载；数据传输协议软件；系统管理等。网厂信息沟通互动平台服务器及平台软件均采用双套配置。

为确保电力辅助服务市场工作顺利推进，在厂网信息沟通互动平台基础上，电厂配置1套辅助服务电力市场功能扩展系统。系统功能包括：完成辅助服务交易市场信息接收/查询、发电能力申报、启停曲线申报、有偿调峰服务竞价申报、每日AGC服务市场需求查询、AGC服务竞价申报、竞价交易过程监视、交易出清结果查看、实时预结算信息查看、交易结算统计、交易申诉处理等功能。

电厂配置1套网厂信息交互平台终端设备，用于调度生产日报、检修申请业务的数据上报和信息浏览等。配置专用电脑，并做好安全加固，申请专用公网IP和电脑mac地址；并配置1台硬件防火墙。

电厂配置1套山东省调调度电话群呼系统终端。电厂广播终端满足下列要求：1)能够通过标准SIP协议与山东省电力公司调度软交换设备平台实现广播终端广播业务注册；2)具备自动接听、扩音、通话结束后自动挂机功能；3)具备对广播内容录音功能；4)广播终端在收听呼叫内容后，能够按照要求对呼叫内容做出反馈。

7.14调度自动化设备及投资估算

本期工程接入系统阶段暂列调度自动化部分投资估算如下表所示，具体投资应以下阶段物资招标和工程结算为准。

表 7.14-1 调度自动化部分设备材料表（方案一）

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
					(总价：万元)
一	普源热电侧				
1	远动通信装置	列入 NCS 系统,发电电气计列	台	2	
2	机组测控柜	列入 NCS 系统,发电电气计列	面	按规模	
3	一次调频远传扰动测试系统模块		套	1	40
4	励磁系统远程测试系统模块		套	1	20
5	电量计费系统				
(1)	电能量远方终端柜	含 2 台电能量远方终端,机架式,四网口	面	1	20
(2)	多功能电能表	0.2S 级,计量关口点	块	6	6×6
(3)	多功能电能表	0.2S 级,计量考核点	块	7	7×6
(4)	电能表屏屏体		面	3	3×2
(5)	电量计费当地功能		套	1	20
6	同步相量测量子站	具备宽频测量功能	套	1	45
7	自动电压控制系统		套	1	50
8	时间同步系统	发电电气计列	套	1	
9	不间断电源系统	发电电气计列	套	按规模	
10	网络接入及二次系统安全防护				
(1)	电力调度数据网接入设备及二次安全防护设备	双平面双设备配置,共包括路由器 2 台、交换机 4 台、纵向加密认证装置 4 台	套	2	80
(2)	硬件防火墙		台	3	3×6
(3)	正向隔离装置		台	1	6
(4)	反向隔离装置		台	1	6
(5)	网络安全监测装置		台	2	2×10
(6)	网络安全监测装置探针软件		套	按需	5
(7)	电力监控系统等级保护测评与安全防护评估		项	1	15

10	调度运行辅助设备				
(1)	网厂信息沟通互动平台系统		套	2	100
(2)	辅助服务电力市场功能扩展		套	1	30
(3)	网厂信息交互平台终端设备		套	1	8
(4)	调度电话群呼系统终端		套	1	5
11	网源协调在线监测子站系统		套	1	50
12	热电联产及环保信息在线监测子站系统		套	1	30
				合计	652
二	对侧 500kV 昆崙站				
1	调度自动化设备扩容		套	1	列入新建间隔总投资估算

表 7.14-2 调度自动化部分设备材料表（方案二）

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
					(总价：万元)
一	普源热电侧				
1	远动通信装置	列入 NCS 系统,发电电气计列	台	2	
2	机组测控柜	列入 NCS 系统,发电电气计列	面	按规模	
3	一次调频远传扰动测试系统模块		套	1	40
4	励磁系统远程测试系统模块		套	1	20
5	电量计费系统				
(1)	电能量远方终端柜	含 2 台电能量远方终端,机架式,四网口	面	1	20
(2)	多功能电能表	0.2S 级, 计量关口点	块	4	4×6
(3)	多功能电能表	0.2S 级, 计量考核点	块	7	7×6
(4)	电能表屏屏体		面	3	3×2
(5)	电量计费当地功能		套	1	20
6	同步相量测量子站	具备宽频测量功能	套	1	45
7	自动电压控制系统		套	1	50
8	时间同步系统	发电电气计列	套	1	
9	不间断电源系统	发电电气计列	套	按规模	

10	网络接入及二次系统安全防护				
(1)	电力调度数据网接入设备及二次安全防护设备	双平面双设备配置，共包括路由器 2 台、交换机 4 台、纵向加密认证装置 4 台	套	2	80
(2)	硬件防火墙		台	3	3×6
(3)	正向隔离装置		台	1	6
(4)	反向隔离装置		台	1	6
(5)	网络安全监测装置		台	2	2×10
(6)	网络安全监测装置探针软件		套	按需	5
(7)	电力监控系统等级保护测评与安全防护评估		项	1	15
10	调度运行辅助设备				
(1)	网厂信息沟通互动平台系统		套	2	100
(2)	辅助服务电力市场功能扩展		套	1	30
(3)	网厂信息交互平台终端设备		套	1	8
(4)	调度电话群呼系统终端		套	1	5
11	网源协调在线监测子站系统		套	1	50
12	热电联产及环保信息在线监测子站系统		套	1	30
				合计	640
二	对侧 500kV 昆崙站				
1	调度自动化设备扩容		套	2	列入新建间隔总投资估算

8 系统通信

8.1 通信系统现状

(1) 相关光缆现状

山东电力逐步建立了以 500kV OPGW 光缆为主要传输载体，容量为 10G+2.5G 的 SDH 省主干光通信网，地区供电公司、变电站、电厂通过 500kV 站接入省网。国核示范-昆嵛-牟平-栖霞-莱阳、国核示范-栖霞均随线路架设了不同芯数的 OPGW 光缆。其中，在国核示范 500kV 送出工程中，随国核示范核电厂至莱阳站方向（原昆嵛—莱阳线路本期开断点）新建的同塔双回线路敷设了 2 根 48 芯 OPGW 光缆，形成了 1 条国核示范—莱阳的 24 芯 OPGW 光缆通道（线路路径长约 170km），500kV 乳山输变电工程开断莱阳-国核示范光缆，形成莱阳-乳山 1 条 24 芯光缆通道，形成乳山-国核示范 2 条 48 芯光缆通道。文登抽蓄电站至 500kV 昆嵛站，随线路架设 2 条 48 芯 OPGW 光缆

威海地区以 500kV 和 220kV 变电站为骨干节点，已建成 OPGW 光缆为主、ADSS 及其他型式光缆为辅的地区级电力通信网络。昆嵛-荣成 220kV 线路上架设 1 条 24 芯 OPGW 光缆；石岛-昆嵛 220kV 线路上架设 1 条 24 芯 OPGW 光缆。昆嵛-正棋-戚家-塔山-威海地调、国核示范-漠镛-永怀-荣成-鲍家-所前-威海电厂-凤林-长峰-市中-威海地调架设不同芯数的管道/ADSS 光缆。本工程投运前，威海地区相关光缆建设情况如下。

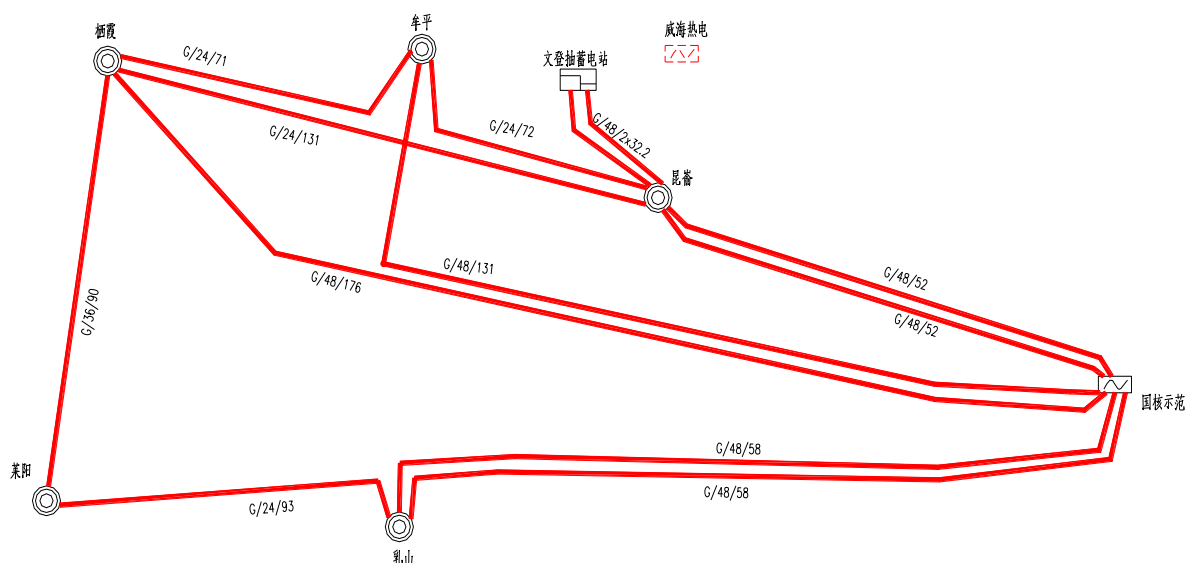


图 8.1-1 山东省光缆网络现状图

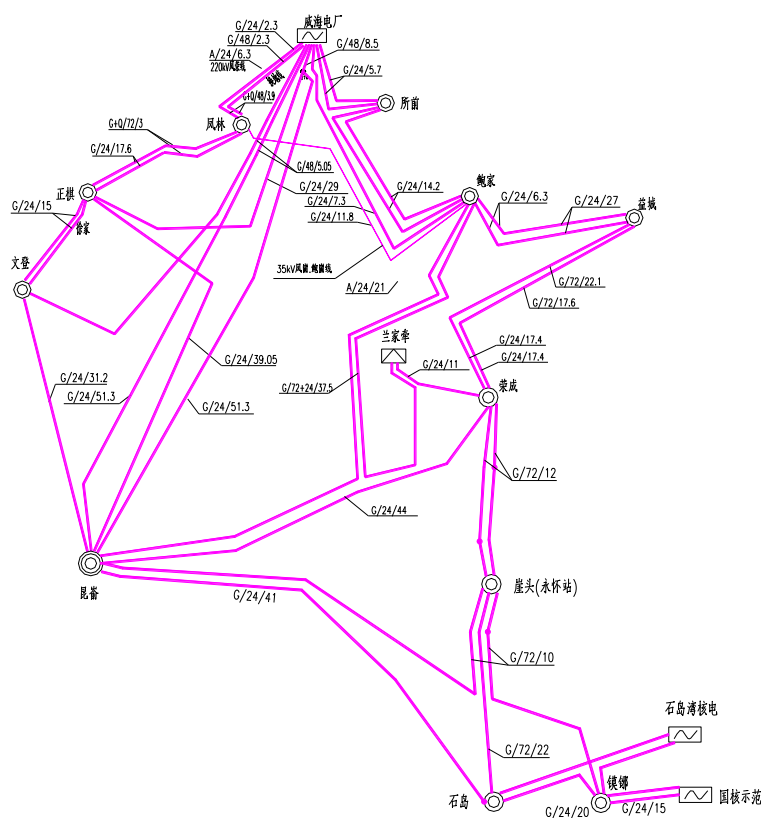


图 8.1-2 威海地区光缆网络现状图

(2) SDH 网络现状

500kV 乳山站（施工图阶段，2025 年投运）、500kV 昆嵛站已配置省 A 网 1 套华为 10Gb/sSDH 设备、省 B 网 1 套华为 10Gb/sSDH 设备、1 套华为 OTN 设备和 1 套烽火 PTN 设备。本工程前，已开通栖霞～牟平～昆嵛～国核示范～莱阳～大泽省 A 网 10G（1+1）光路、栖霞～牟平～昆嵛～国核示范～乳山～莱阳～大泽省 B 网 2.5G（1+1）光路、栖霞～牟平～昆嵛～国核示范～乳山～莱阳～大泽省网 GEPTN 光路。文登抽水蓄能配置有省 B 网 SDH 设备 1 套，开通文登抽水蓄能～500kV 昆嵛变省 B 网 155MSDH1+1 光路。

500kV 栖霞站、文登抽蓄站配置有华北网保护专网 SDH 设备各 1 套，通过昆嵛站、牟平站跳纤开通文登抽蓄～栖霞站华北网 2.5G1+1 光路。

本期工程涉及站点的设备槽位充足，满足扩容板卡的条件。

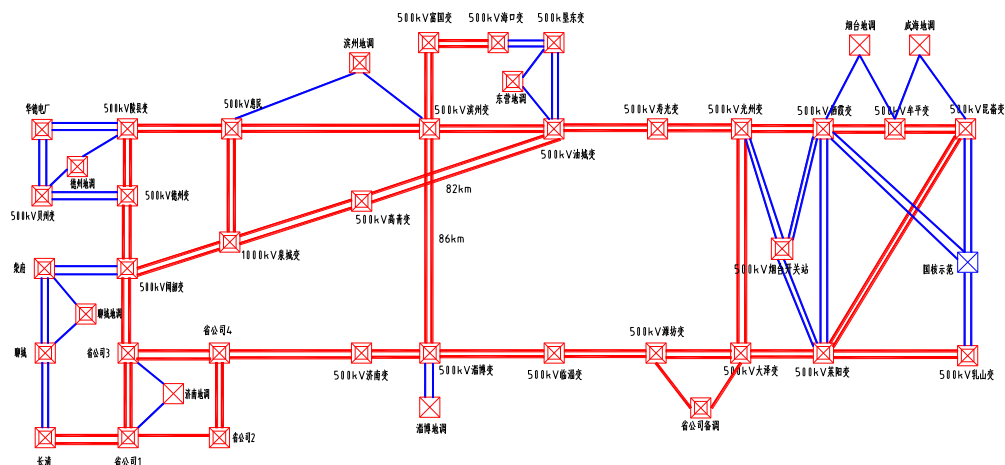


图 8.1-3 省 A 网 SDH 网络现状图

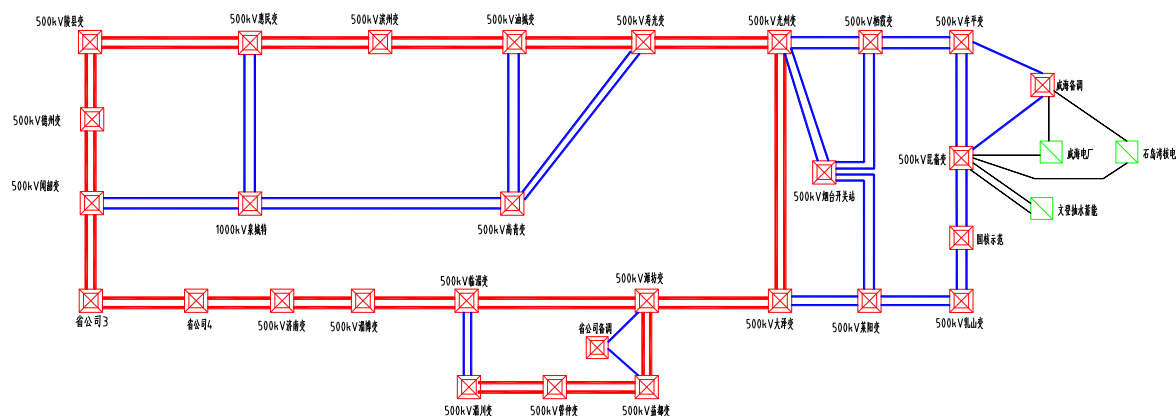


图 8.1-4 省 B 网 SDH 网络现状图

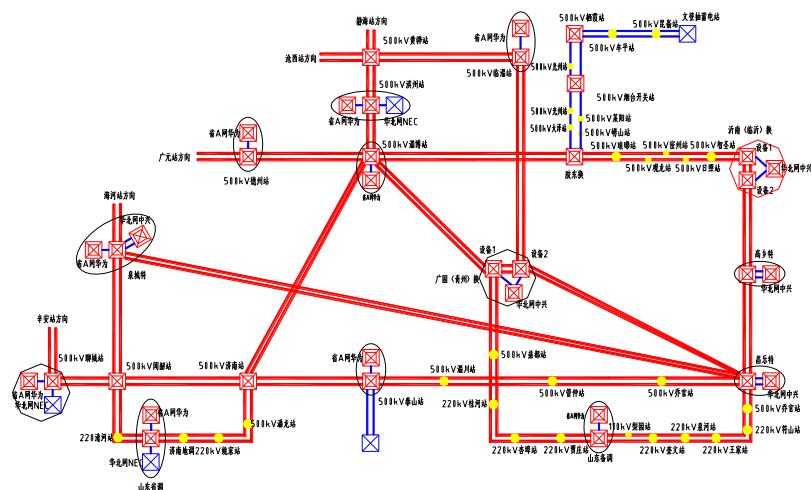


图 8.1-5 华北网 SDH 现状图

目前，威海地区 SDH 光传输网采用华为 SDH 设备组网，已基本建成 10Gb/s 环网为主、2.5G/622M 环网和链路为辅的 SDH 光纤通信网络，满足了不断增加的电力通信业务对通信带宽和传输速率的需求，并兼顾了威海地区

电力通信业务远期发展的需要。威海地调-凤林-益成-荣成-昆嵛-车道-乳山-文登-正棋-戚家-威海地调开通威海地区级 10Gb/s 核心环光路，昆嵛-石岛-镆铳-永怀-荣成间开通 1 路威海地区级 2.5Gb/s 光路。文登抽水蓄能配置有威海地区 622MSDH 设备 1 套，开通文登抽水蓄能-昆嵛地区网 622M1+1 光路。

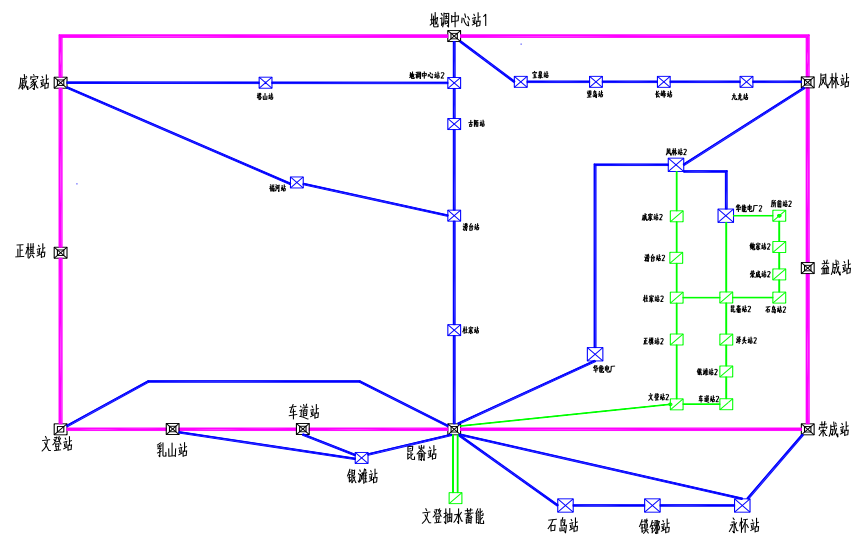


图 8.1-5 威海地网 SDH 网络拓扑图

表 8.1-1 相关站点通信设备现状

站点	设备	型号	光方向及容量	备注
昆嵛变	省 B 网 SDH	华为 OSN7500	牟平方向 2x2.5G 国核示范方向 2x2.5G 威海备调方向 2.5G 文登抽水蓄能方向 2x155M	
	地区网 SDH	华为 E6616	车道方向 10G 荣成方向 10G 文登方向 2.5G 杜家方向 2.5G 威海电厂方向 2.5G 永怀方向 2.5G 石岛方向 2.5G 银滩方向 2.5G 文登抽水蓄能方向 2x622M	

表 8.1-2 相关站点电源设备现状

站点名称	通信设备 布置区域	屏位是否 满足本期 需求	供电方式	电源系统 配置	配电端子 是否满足 本期需求
昆嵛站	二次设备 室	不扩建屏 位	直流-48V	2 套高频开 关电源及	无新增端 子需求

				蓄电池组	
--	--	--	--	------	--

8.2 各专业对通道的要求

8.2.1 调度通信和调度自动化通道

根据《山东电网调度控制管理规程》，威海普源热电有限公司 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界“上大压小”热电联产项目属山东电力调度控制中心（以下简称山东省调）调度。远动信息分别送至山东省调（主、备调）、威海地调（主、备调）。

威海热电配置 2 套调度数据网接入设备，2 台路由器各配置 2 路 $2 \times 2\text{Mbps}$ 数字通道，每台路由器的 2 个通道分别接至电力调度数据网山东省调接入网、威海地调接入网的骨干层节点，传送生产控制大区业务。

8.2.2 线路保护对通道的要求

方案一：

本期 2 回威海热电～昆嵛线路主保护一、二的通道一均采用专用光纤芯方式，线路主保护一、二的通道二均复用通信设备 2M 接口方式。500kV 威海热电～昆嵛 2 回线路可以满足“双保护、三路由”要求，采用“一二、一三”通信通道配置方式，即：保护一双通道分别采用一、二通道路由，保护二双通道分别采用一、三通道路由，其中一通道应为光纤直达通道。

本期 1 回威海热电～文登抽蓄线路主保护一、二的通道一和通道二均采用复用通信设备 2M 方式，500kV 威海热电～文登抽蓄 1 回线路不能满足“双保护、三路由”要求。因此每回线路的 2 套线路保护共组织 2 条独立的通信路由，2 套线路保护的通道一组织第一条路由，通道二组织第二条路由。

方案二：

本期 2 回威海热电～昆嵛线路主保护一、二的通道一均采用专用光纤芯方式，线路主保护一、二的通道二均复用通信设备 2M 接口方式，500kV 威海热电～昆嵛 2 回线路均不能满足“双保护、三路由”要求。因此每回线路的 2 套线路保护共组织 2 条独立的通信路由，2 套线路保护的通道一组织第一条路由，通道二组织第二条路由。

另外，短接后形成的 1 回栖霞～国核示范、1 回牟平～昆嵛（老线路恢

复) 线路主保护一、二的通道一和通道二均采用复用通信设备 2M 方式。采用“一二、一三”通信通道配置方式, 即: 保护一双通道分别采用一、二通道路由, 保护二双通道分别采用一、三通道路由, 其中一通道应为光纤直达通道。

8.3 系统通信方案

8.3.1 光缆通信

根据《山东电力调度控制中心关于规范发电厂、新能源场站(含储能站)及用户站配套通信工程建设技术原则(2022 年修订稿)的通知(鲁电调通[2022]29 号)》中“110kV 及以上架空电力线路应架设两根光缆, 同塔双回及以上(含单侧挂线)线路和单线路接入的末端站点应随电力线路架设双光缆”的规定, 本工程光缆架设方案如下:

方案一:

随文登抽蓄~昆嵛北侧 500kV 线路 π 入威海热电 2 回新建的同塔双回线路架设 2 条 48 芯 OPGW 光缆, 线路长约 $2 \times 33\text{km}$; 随威海热电~昆嵛 1 回 500kV 线路架设 1 条 48 芯 OPGW 光缆, 线路长约 33km。

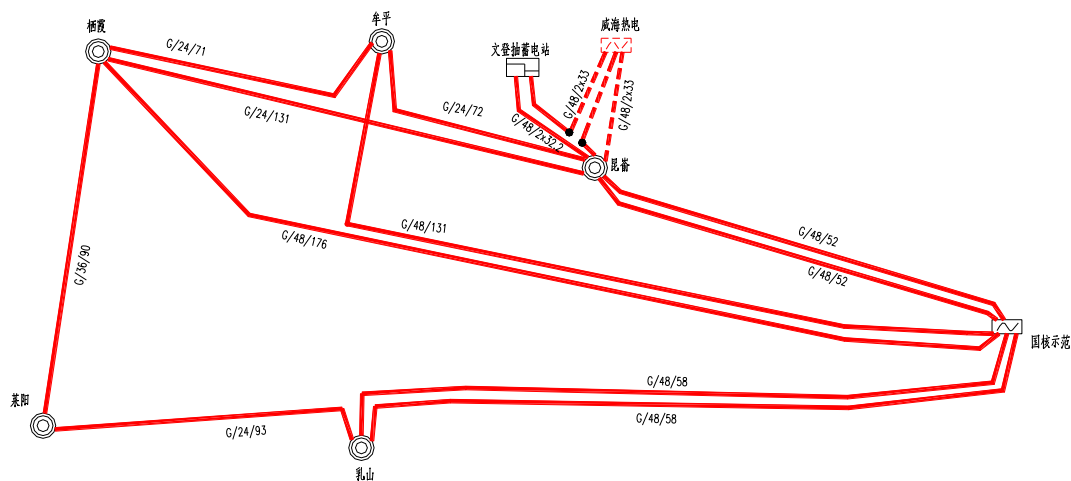


图 8.3-1 方案一光缆架设方案

在威海热电新上省B网622Mb/sSDH光传输设备1套, 对昆嵛站、文登抽蓄方向省网设备配置2块155Mb/s光接口板, 对侧站利旧板卡, 更换昆嵛站40km光模块为80km光模块, 开通省B网昆嵛站-威海热电-文登抽蓄

155Mb/s+0光路。为组织保护通道，昆嵛站新增1块155M板卡，通过东侧单回线路光缆开通昆嵛-威海热电155M1+0光路。

在威海热电新上威海地区级622Mb/sSDH光传输设备1套，对昆嵛站、文登抽蓄方向地区网设备配置2块622Mb/s光接口板，对侧站利旧板卡，更换昆嵛站40km光模块为80km光模块，开通威海地区网昆嵛站-威海热电-文登抽蓄622Mb/s1+0光路。

图 8.3-2 方案一省 B 网 SDH 建设方案

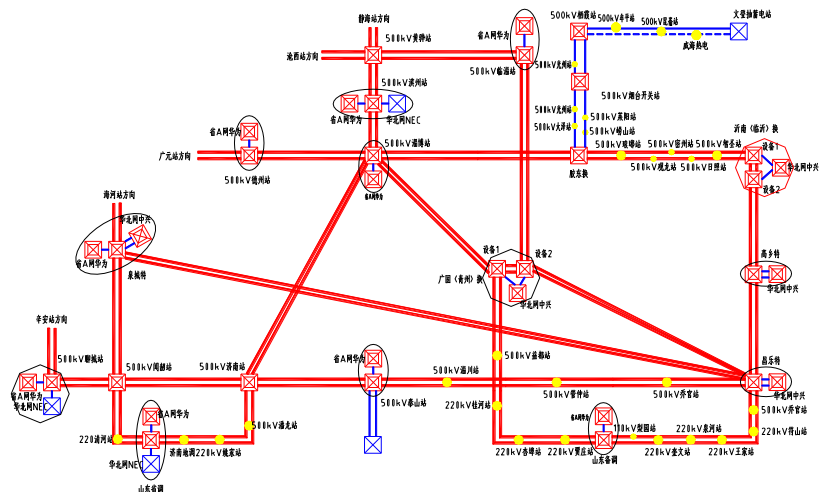


图 8.3-3 方案一华北网 SDH 建设方案

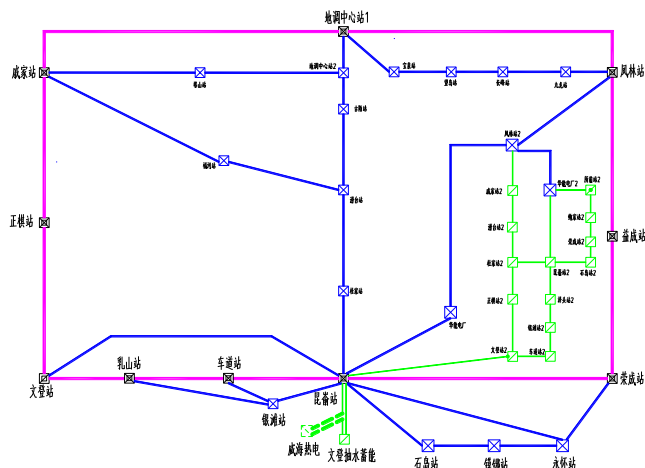


图 8.3-3 方案一地网 SDH 建设方案

本工程在威海热电新上 48 单元 ODF 模块 4 套，安装于光纤配线屏内，新上 16 系统 DDF4 套安装于综合配线屏内。在昆嵛站新上 48 单元 ODF 模块 1 套，安装于原有光纤配线屏内。

为满足威海热电至山东省调和威海地调调度软交换电话需求，为威海热电配置 1 套调度软交换接入终端（含 3 部调度 IP 电话），其中 2 部调度 IP 电话以调度交换专网为承载，同时注册至省主调和备调的调度软交换系统；1 部调度 IP 电话以调度交换专网为承载，同时注册至地调和地调备调的调度软交换系统。

方案二：

随威海热电~昆嵛 2 回 500kV 同塔双回线路架设 2 条 48 芯 OPGW 光缆，线路长约 $2 \times 33\text{km}$ ；随牟平出口~昆嵛出口新建线路架设 2 条 72 芯 OPWG 光缆，其中 1 条光缆的西端与原有牟平~栖霞方向 24 芯光缆熔接，东端与原有昆嵛~国核示范方向 48 芯光缆熔接，另外 1 条预留，形成栖霞~国核示范 1 条 24 芯光缆通道，恢复原有昆嵛~牟平 24 芯光缆。新建光缆线路长度 $2 \times 68\text{km}$ ，新形成的栖霞~国核示范光缆长度约 191km。

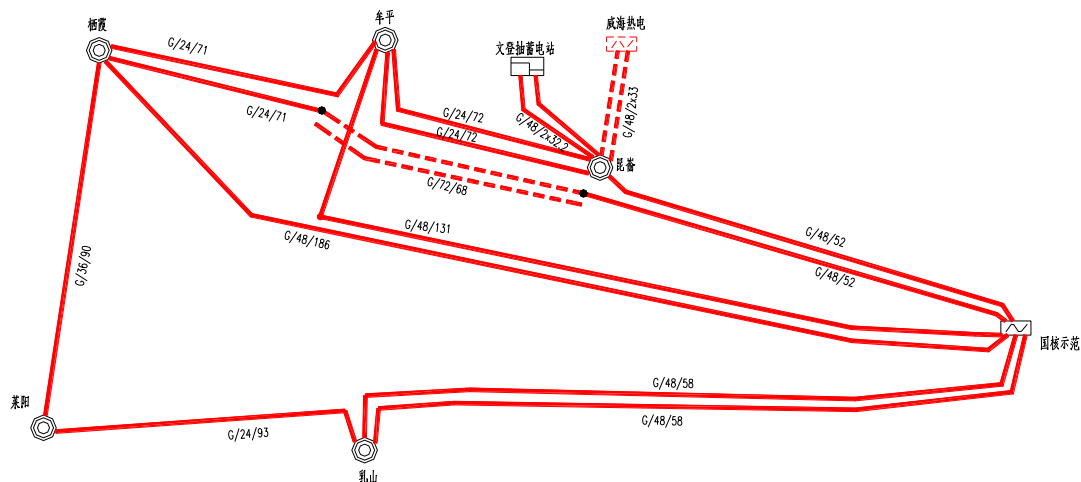


图 8.3-4 方案二光缆架设方案

在威海热电新上省B网622Mb/s SDH光传输设备1套，对昆嵛站方向省网设备配置2块155Mb/s光接口板，对侧昆嵛站新增2块155M光接口板，开通省B网昆嵛站-威海热电155Mb/s 1+1光路。将栖霞-国核示范的省A网、省B网原有2.5G 1+1光路中的各1条光路调整至新形成的栖霞-国核示范光缆上承载，光缆长度由186km增加为192km，传输距离增加6km，原有配置不变。

在威海热电新上威海地区级622Mb/s SDH光传输设备1套，对昆嵛站方向地区网设备配置2块622Mb/s光接口板，对侧昆嵛站新增2块622M光接口板，开通威海地区网昆嵛站-威海热电622Mb/s 1+1光路。

电配置 1 套调度软交换接入终端（含 3 部调度 IP 电话），其中 2 部调度 IP 电话以调度交换专网为承载，同时注册至省主调和备调的调度软交换系统；1 部调度 IP 电话以调度交换专网为承载，同时注册至地调和地调备调的调度软交换系统。

8.3.2 调度通道安排

威海热电属山东电力调度控制中心（以下简称山东省调）和威海电力调度控制中心（以下简称威海地调）双重调度。远动信息分别送至山东省调（主、备调）和威海地调（主、备调）。

方案一：

1) 威海热电接入调度数据网省调接入网通道

调度数据网路由器一接入至省调接入网的省调节点路由：威海热电～昆嵛变～国核示范～乳山变～莱阳变～大泽变～潍坊变～临淄变～淄博变～济南变～山东省调，利用省 B 网 622Mb/s SDH 设备 2×2Mb/s 接口；

调度数据网路由器一接入省调接入网的威海地调节点路由：威海热电～昆嵛～车道～乳山～文登～正棋～戚家～威海地调，利用地区网 SDH 光传输系统 2×2Mb/s 电接口。

2) 威海热电接入调度数据网地调接入网通道

调度数据网路由器二接入地调接入网的威海地调节点通道路由：威海热电～文登抽水蓄能～昆嵛～荣成～益成～凤林～威海地调，利用地区 SDH 光传输系统 2x2Mb/s 电接口；

调度数据网路由器二接入地调接入网的威海备调（文登站）节点路由：威海热电～昆嵛～车道～乳山～威海备调（文登变），利用地区 SDH 光传输系统 2x2Mb/s 电接口。



图 8.3-8 方案一通道组织图

方案二：

1) 威海热电接入调度数据网省调接入网通道

调度数据网路由器一接入至省调接入网的省调节点路由：威海热电～昆崙～国核示范～乳山变～莱阳变～大泽变～潍坊变～临淄变～淄博变～济南变～山东省调，利用省 B 网 622Mb/sSDH 设备 2×2Mb/s 接口；

调度数据网路由器一接入省调接入网的威海地调节点路由：威海热电～昆崙～车道～乳山～文登～正棋～戚家～威海地调，利用地区网 SDH 光传输系统 2×2Mb/s 电接口。

2) 威海热电接入调度数据网地调接入网通道

调度数据网路由器二接入地调接入网的威海地调节点通道路由：威海热电～昆崙～荣成～益成～凤林～威海地调，利用地区 SDH 光传输系统 2x2Mb/s 电接口；

调度数据网路由器二接入地调接入网的威海备调（文登站）节点路由：威海热电～昆崙～车道～乳山～威海备调（文登变），利用地区 SDH 光传输系统 2x2Mb/s 电接口。

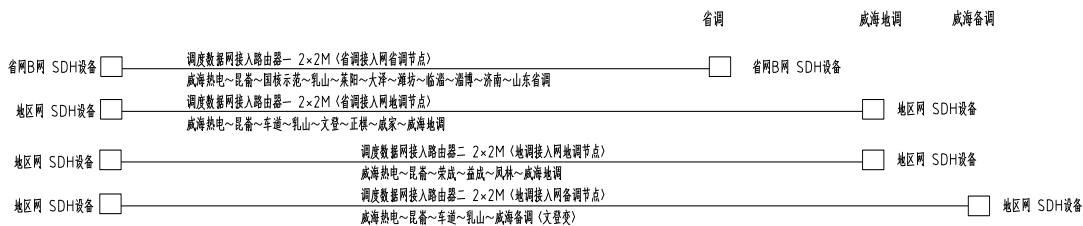


图 8.3-9 方案二通道组织图

8.3.3 线路保护通道安排

方案一：

威海热电～昆崙 500kV 线路（西侧线路）：主保护一二通道 A 均利用沿线直达光缆通道，使用直达光纤芯，主用 2 芯，备用 2 芯；主保护一通道 B 利用沿线另外 1 条直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式；主保护二通道 B 复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式，迂回路由为威海热电-文登

抽蓄-昆嵛。

威海热电～昆嵛 500kV 线路（东侧线路）：主保护一二通道 A 均利用沿线直达光缆通道，使用直达光纤芯，主用 2 芯，备用 2 芯；主保护一通道 B 利用沿线另外 1 条直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式；主保护二通道 B 复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式，迂回路由为威海热电-文登抽蓄-昆嵛。

威海热电～文登抽蓄电站 500kV 线路：主保护一二通道 A 利用沿线直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式；主保护一二通道 B 采用迂回路由，复用地区网 SDH 设备 2M 接口方式，迂回路由为威海热电-昆嵛-文登抽蓄。

方案二：

威海热电～昆嵛 500kV 线路（双回线路）：主保护一二通道 A 均利用其中 1 条沿线直达光缆通道，使用直达光纤芯，主用 2 芯，备用 2 芯；主保护一二通道 B 均利用沿线另外 1 条直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式。

栖霞～国核示范 500kV 线路：主保护一通道 A 利用沿线直达光缆通道，复用省 A 网 SDH 设备 2M 接口方式，主保护一通道 B 采用迂回路由，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式，迂回路由为栖霞-牟平-昆嵛-国核示范；主保护二通道 A 利用沿线直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式，主保护二通道 B 采用另外 1 条栖霞-国核示范的直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式。

牟平～昆嵛 500kV 线路：主保护一通道 A 利用沿线直达光缆通道，复用省 A 网 SDH 设备 2M 接口方式，主保护一通道 B 利用沿线另外 1 条直达光缆通道，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式；主保护二通道 A 利用沿线直达光缆通道，复用省 A 网 SDH 设备 2M 接口方式，主保护二通道 B 采用迂回路由，复用省 B 网 SDH 设备 2M 接口方式，迂回路由为牟平-栖霞-国核示范-昆嵛。

8.3.4 载波通信

本工程 500kV 线路均不开设高频通道，不需要高频加工设备。

8.3.5 机房及电源要求

本工程通信设备采用站内一体化电源供电，通信专业所需-48V 直流配电屏在集控站本体工程中考虑，站内一体化电源配置 2 套独立的 DC/DC 转换装置，每套 DC/DC 转换装置的容量不小于-48V/150A，每套 DC/DC 转换装置的模块数量应按 N+1（N≥3）原则配置，站内交流电源故障时，一体化电源蓄电池应能够维持对通信设备供电时长大于 4 小时。

本期通信专业新上 5 面屏，SDH 设备屏 2 面、调度软交换设备屏 1 面、综合配线屏 1 面、光纤配线屏 1 面。系统通信设备与站内通信设备统一安装，且集中布置。

8.4 投资估算

方案一：

通信部分投资估算为 650 万元，其中电网侧投资 537.5 万元，威海热电侧投资 112.5 万元，详见表 8.4-1、8.4-2。

表 8.4-1 电网侧系统通信投资估算单位：万元

序号	名称及规格	单位	数量	单价	总价	备注
一	电网侧					
1	48 芯 OPGW 光缆	km	99	5	495	
2	155Mb/s 光接口板	块	1	5	5	省 B 网，多口
3	色散补偿模块	套	2	6	12	华北网
4	前向纠错（FEC）	套	2	6	12	华北网
5	配线设备	套	1	5	5	
6	其他	项	1		8.5	含导引光缆、金属防火槽盒、光缆防护管、镀锌钢管等
7	合计				537.5	

表 8.4-2 威海热电侧系统通信投资估算单位：万元

序号	名称及规格	单位	数量	单价	总价	备注
1	622Mb/s 传输设备	套	1	40	40	含 2 个光接口板，省网
2	622Mb/s 传输设备	套	1	40	40	含 2 个光接口板，地网
3	调度软交换接入终端	套	1	5	5	
4	配线设备	套	1	5	5	
5	其他	项	1		22.5	含导引光缆、金属防火槽盒、光

						缆防护管、镀锌钢管等
6	合计				112.5	

方案二：

通信部分投资估算为1293万元，其中电网侧投资1180万元，威海热电侧投资113万元，详见表8.4-3、8.4-4。

表 8.4-3 电网侧系统通信投资估算单位：万元

序号	名称及规格	单位	数量	单价	总价	备注
1	48 芯 OPGW 光缆	km	66	5	330	
2	72 芯 OPGW 光缆	km	136	6	816	
3	155Mb/s 光接口板	块	2	5	10	省 B 网，多口
4	622Mb/s 光接口板	块	2	6	12	地网，多口
5	配线设备	套	1	5	5	
6	其他	项	1		7	含导引光缆、金属防火槽盒、光缆防护管、镀锌钢管等
7	合计				1180	

表 8.4-4 威海热电侧系统通信投资估算单位：万元

序号	名称及规格	单位	数量	单价	总价	备注
1	622Mb/s 传输设备	套	1	40	40	含 2 个光接口板，省网
2	622Mb/s 传输设备	套	1	40	40	含 2 个光接口板，地网
3	调度软交换接入终端	套	1	5	5	
4	配线设备	套	1	5	5	
5	其他	项	1		23	含导引光缆、金属防火槽盒、光缆防护管、镀锌钢管等
6	合计				113	

9 结论

威海普源热电有限公司 $2\times 660\text{MW}$ 超超临界“上大压小”热电联产项目位于山东省威海市临港经济技术开发区蔺山镇东，由威海普源热电有限公司投资建设。电厂规划及本期建设 $2\times 660\text{MW}$ 机组。本工程计划 2027 年投产，建成后可有效满足威海市及周边地区用电负荷增长需要，保障当地居民采暖及工业用汽。

9.1 接入系统推荐方案（方案一）

电厂以 500kV 电压等级接入电网，具体为：

开断文登抽蓄~昆嵛北侧 500kV 线路 π 入威海热电 2 回，新建同塔双回架设线路 $2\times 33\text{km}$ ，采用 $4\times 630\text{mm}^2$ 截面导线；并新建威海热电~昆嵛 1 回 500kV 线路，单回架设线路长度为 33km ，采用 $4\times 630\text{mm}^2$ 截面导线。

电气主接线：电厂 500kV 规划出线 5 回，本期出线 3 回，采用双母线接线。

9.2 系统一次对电厂的主要技术要求

（1）电厂升压变选用双绕组无励磁调压变，额定容量 780MVA ；电压比： $525\pm 2\times 2.5\%/20\text{kV}$ ；阻抗按 24% 考虑；2 台升压变压器中性点均应直接接地运行。

（2）机组额定功率因数：机组额定功率因数建议取 0.90，并具有 0.95 进相运行的能力。根据电网动态安全检测要求，机组应具有键相脉冲信号。

（3）机组调峰性能：本期 $2\times 660\text{MW}$ 机组调峰能力不低于 70%。

9.3 系统继电保护

（1）线路保护：本期工程新建 500kV 线路，分别配置双重化的线路纵联保护，线路保护一、二均采用分相电流差动原理的主保护。

（2）本期工程双重化配置母线差动保护（含失灵保护功能）。

（3） 500kV 母联断路器配置充电保护装置、三相不一致保护及分相操作箱等。

（4）本工程 500kV 系统配置 1 台故障录波装置。

（5）本工程配置二次设备在线监视与分析系统子站 1 套。

(6) 配置 1 套 500kV 线路故障测距装置。

(7) 本工程配置 1 面继电保护试验电源柜。

9.4 调度自动化

(1) 电厂属山东电力调度控制中心调度。

(2) 电厂配置 2 套调度数据网接入设备。

(3) 本期在 3 回并网线路出线侧设计量关口点，0.2S 级双表配置。在 2 台主变高压侧、2 台发电机出口、2 台厂用变高压侧、1 台启备变高压侧设计量考核点，0.2S 级单表配置。

(4) 在电厂侧设 1 套电能量远方终端。

(5) 电厂装设 1 套同步相量测量系统子站。

(6) 电厂配置 1 套全厂统一的公用时间同步系统

(7) 配置正向隔离装置 1 台、反向隔离装置 1 台。

(8) 电厂配置 2 套独立的调度数据网接入设备，每套路由接入设备配置 2 台纵向加密认证装置。

(9) 电厂 1 套热电联产及环保信息在线监测子站系统。

(10) 在电厂安全区 III 设 1 套网源协调在线监测子站系统，列入本体工程。

(11) 在电厂安全区 II 配置 1 套网厂信息沟通互动平台系统。

(12) 电厂配置 1 套辅助服务电力市场功能扩展。

(13) 电厂配置 1 套山东省调调度电话群呼系统终端。

9.5 系统通信

(1) 随文登抽蓄~昆嵛北侧 500kV 线路 π 入威海热电 2 回新建的同塔双回线路架设 2 条 48 芯 OPGW 光缆，线路长约 $2 \times 33\text{km}$ ；随威海热电~昆嵛 1 回 500kV 线路架设 1 条 48 芯 OPGW 光缆，线路长约 33km。

(2) 在威海热电新上省 B 网 622Mb/s SDH 光传输设备 1 套，对昆嵛站、文登抽蓄方向省网设备配置 2 块 155Mb/s 光接口板，开通省 B 网昆嵛站-威海热电-文登抽蓄 155Mb/s 1+0 光路。

(3) 华北网栖霞站、文登抽蓄站分别增加 1 套 DCM+FEC 设备。通过威

海热电跳纤开通原来文登抽蓄-栖霞 1 路华北网 2.5G 光路，另外 1 路光路配置不变。

(4) 在威海热电新上威海地区级 622Mb/s SDH 光传输设备 1 套，开通威海地区网昆嵛站-威海热电-文登抽蓄 622Mb/s 1+0 光路。

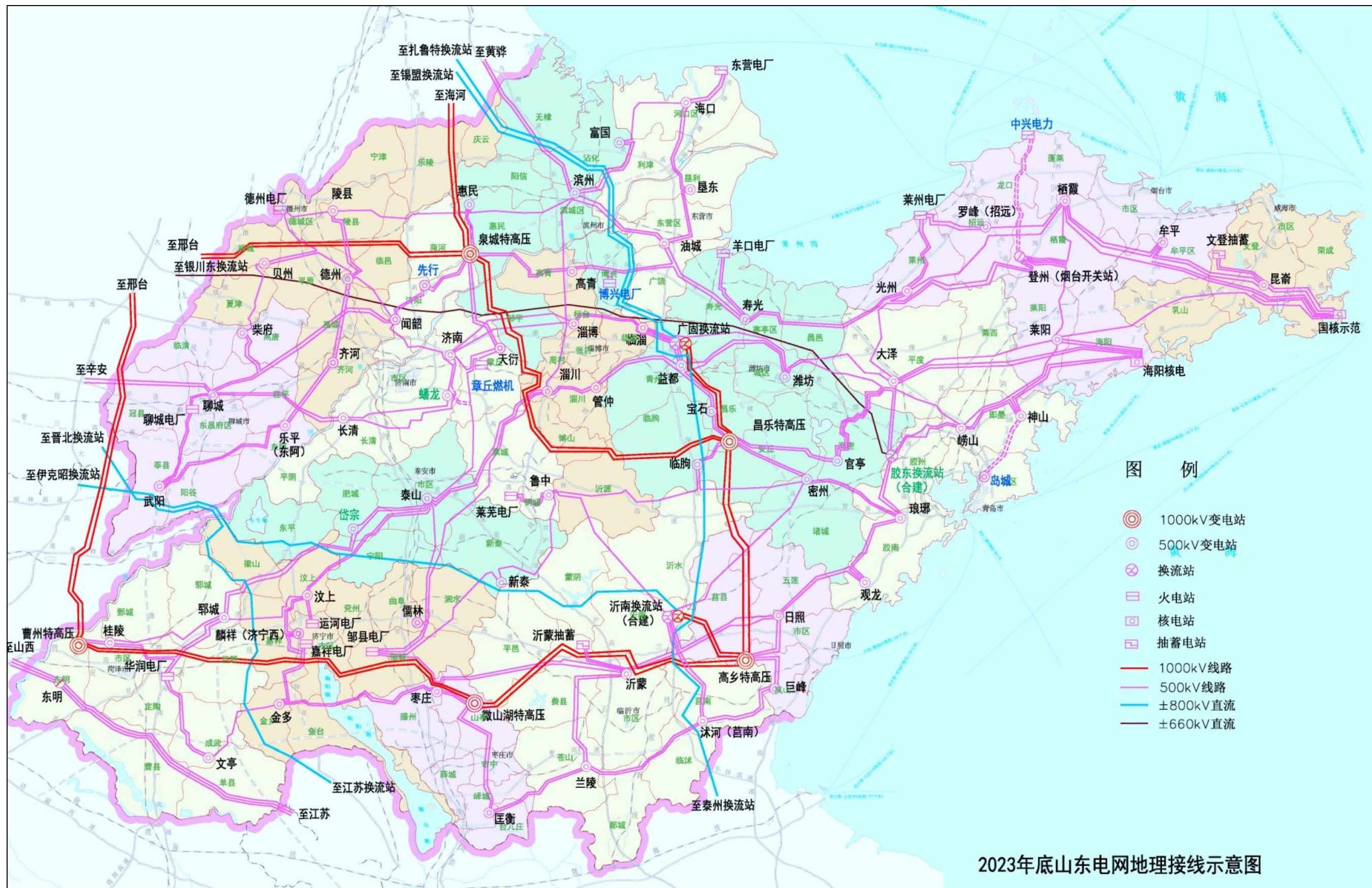
(5) 本工程在威海热电新上 48 单元 ODF 模块 4 套，新上 16 系统 DDF 4 套。

9.6 接入系统推荐方案投资估算

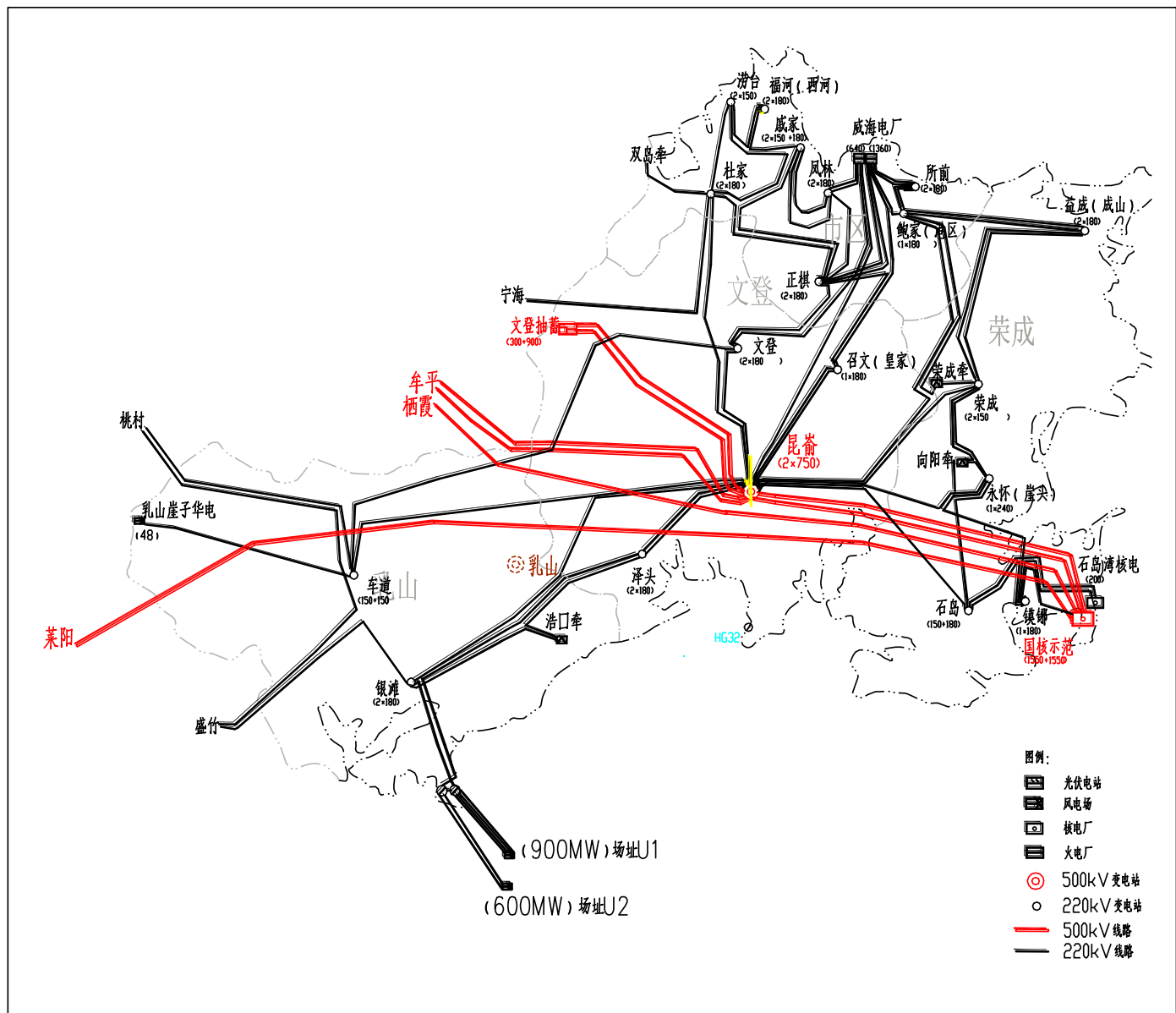
电厂本期接入系统推荐方案投资估算为 32529 万元，其中电网侧 31248.5 万元，电厂侧 1280.5 万元。详见表 9.6-1。

表 9.6-1 电厂接入系统工程投资估算表

序号	工程名称	建设规模	投资(万元)	
			电网侧	电厂侧
一	系统一次部分		30700	0
1	线路工程	新建线路长度 $2 \times 33 + 33\text{km}$ ，采用 $4 \times 630\text{mm}^2$ 导线。	29700	0
2	变电部分	昆嵛站扩建 1 个 500kV 间隔，共 1 台断路器。	1000	0
二	系统二次部分		548.5	1280.5
1	继电保护		11	516
2	调度自动化		0	652
3	系统通信		537.5	112.5
	合计		32529	



附图 2.1-1 2023 年山东 500kV 及以上电网规划接线图



附图 2.2-1 2023 年威海电网接线图

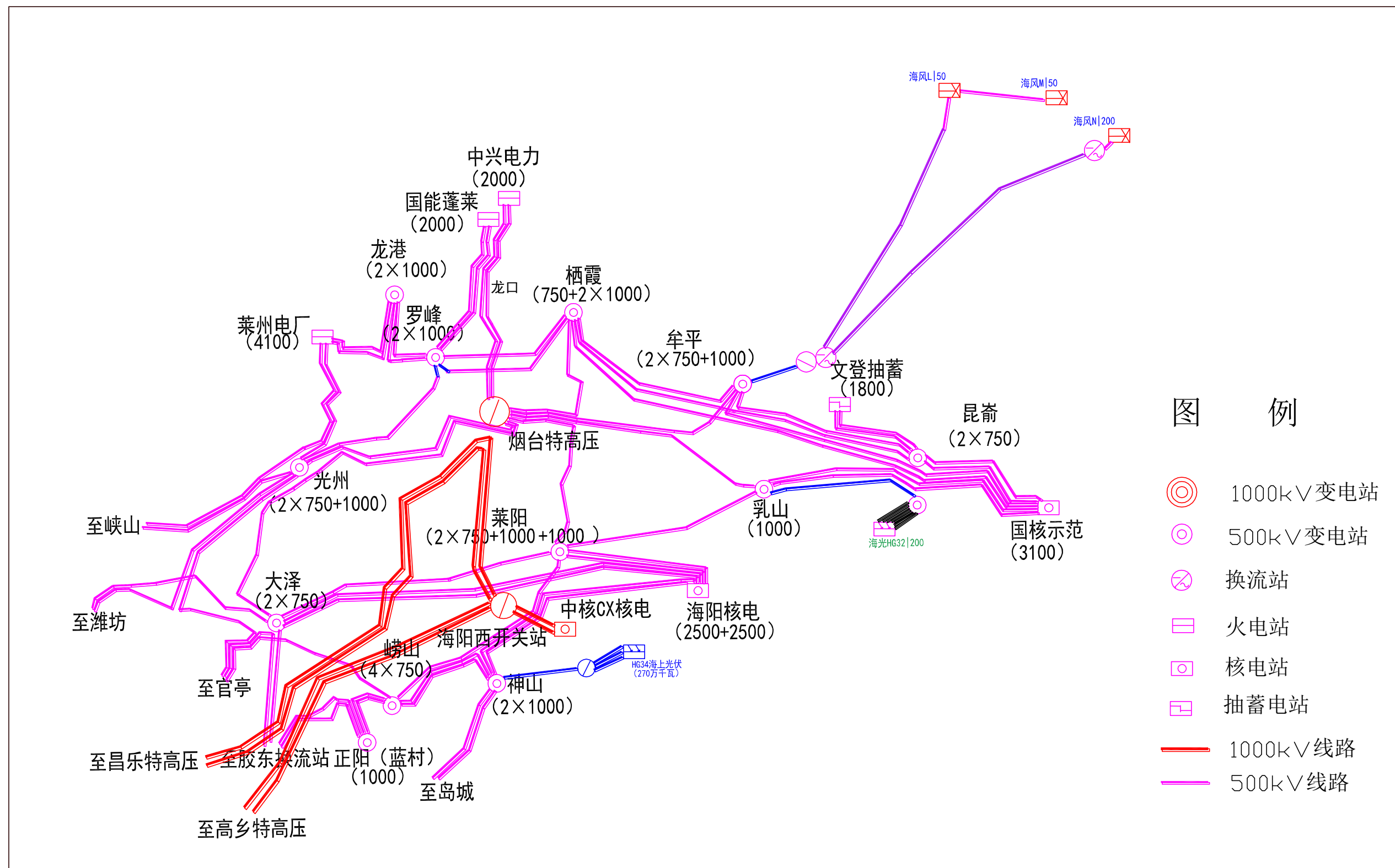


图 5.1-1 本工程前周边电网地理接线示意图

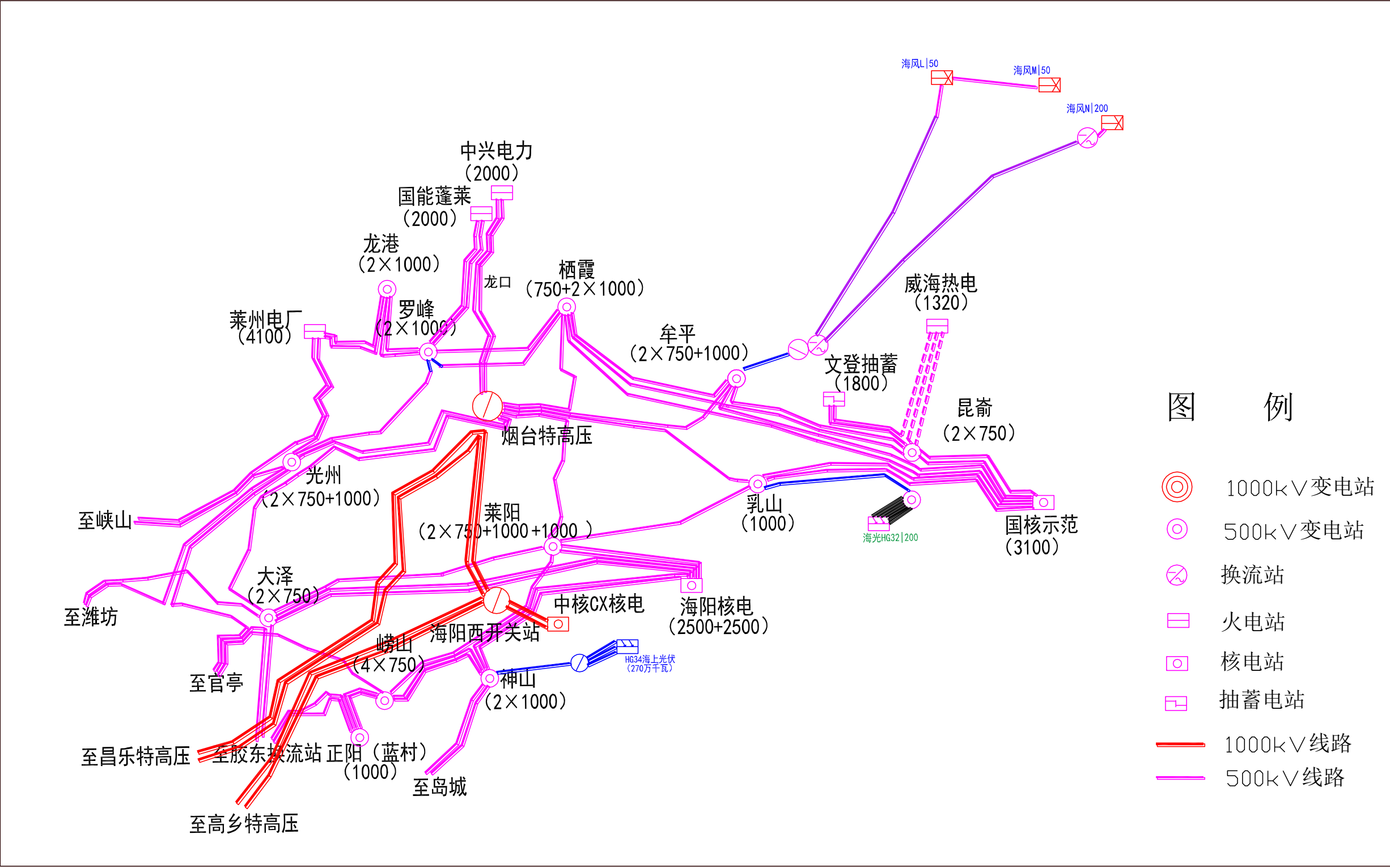


图 5.1-2 本期接入系统方案示意图方案一

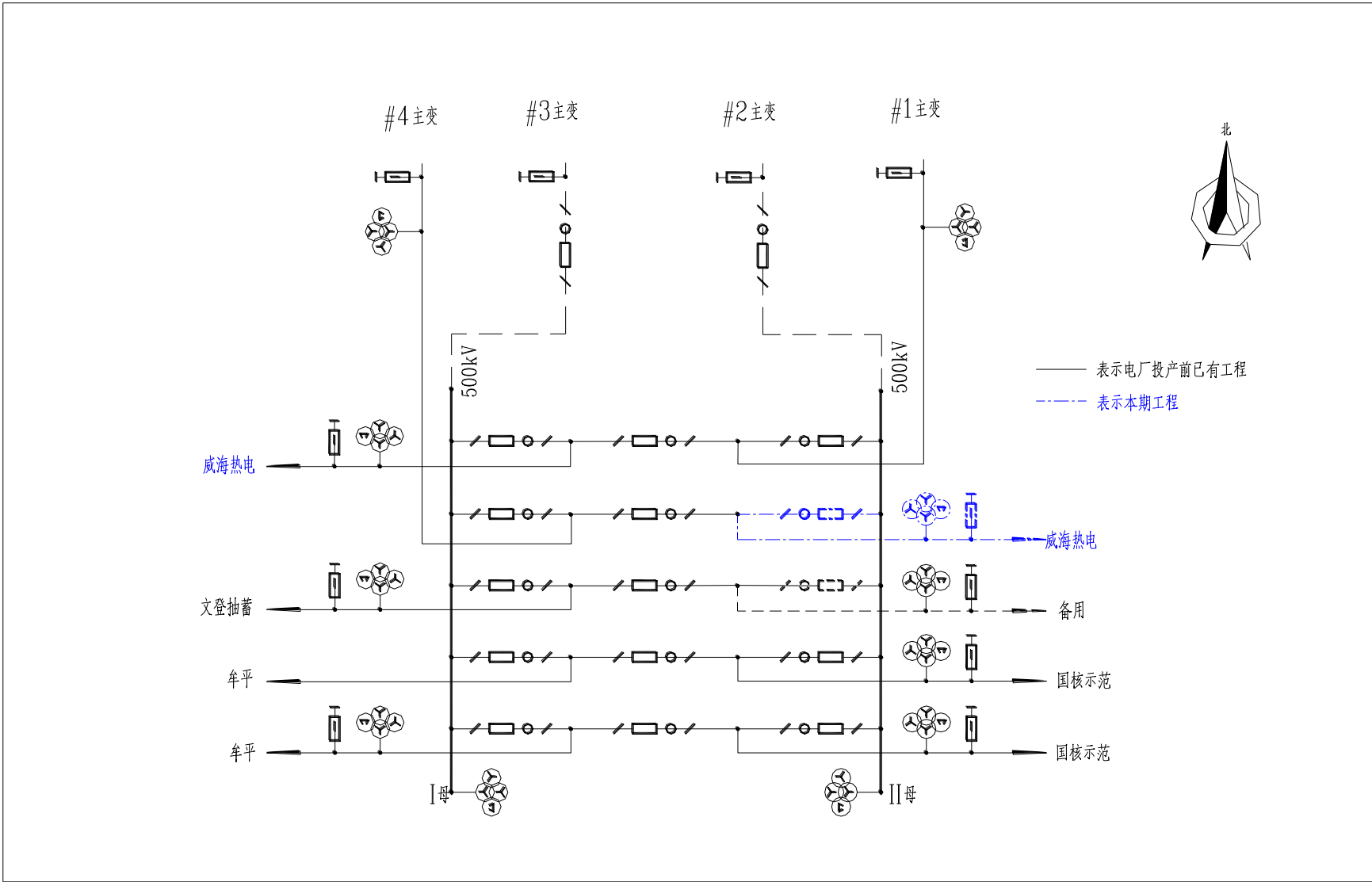


图 5.1-3 昆嵛站电气主接线图方案一

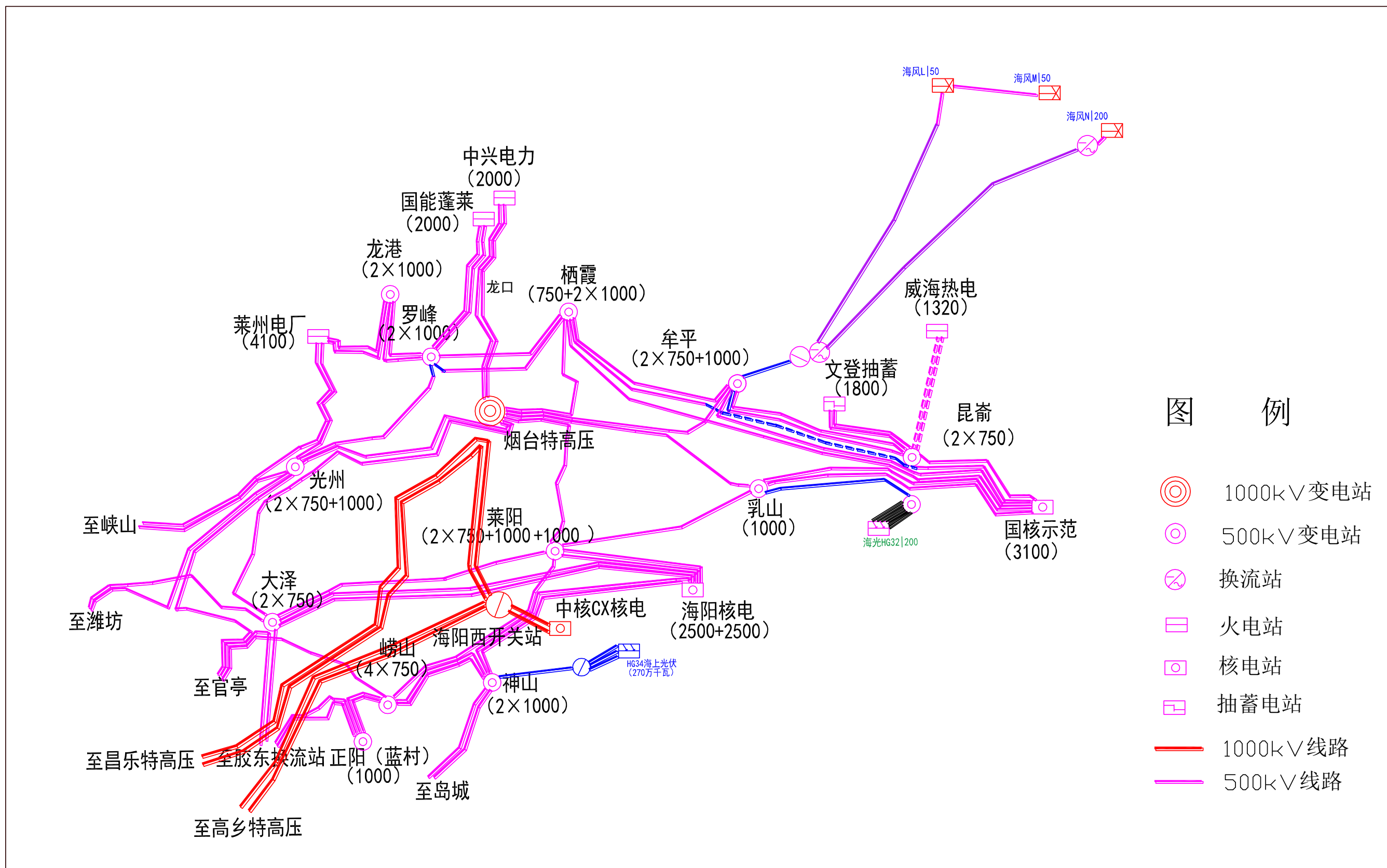


图 5.1-4 本期接入系统方案示意图方案二

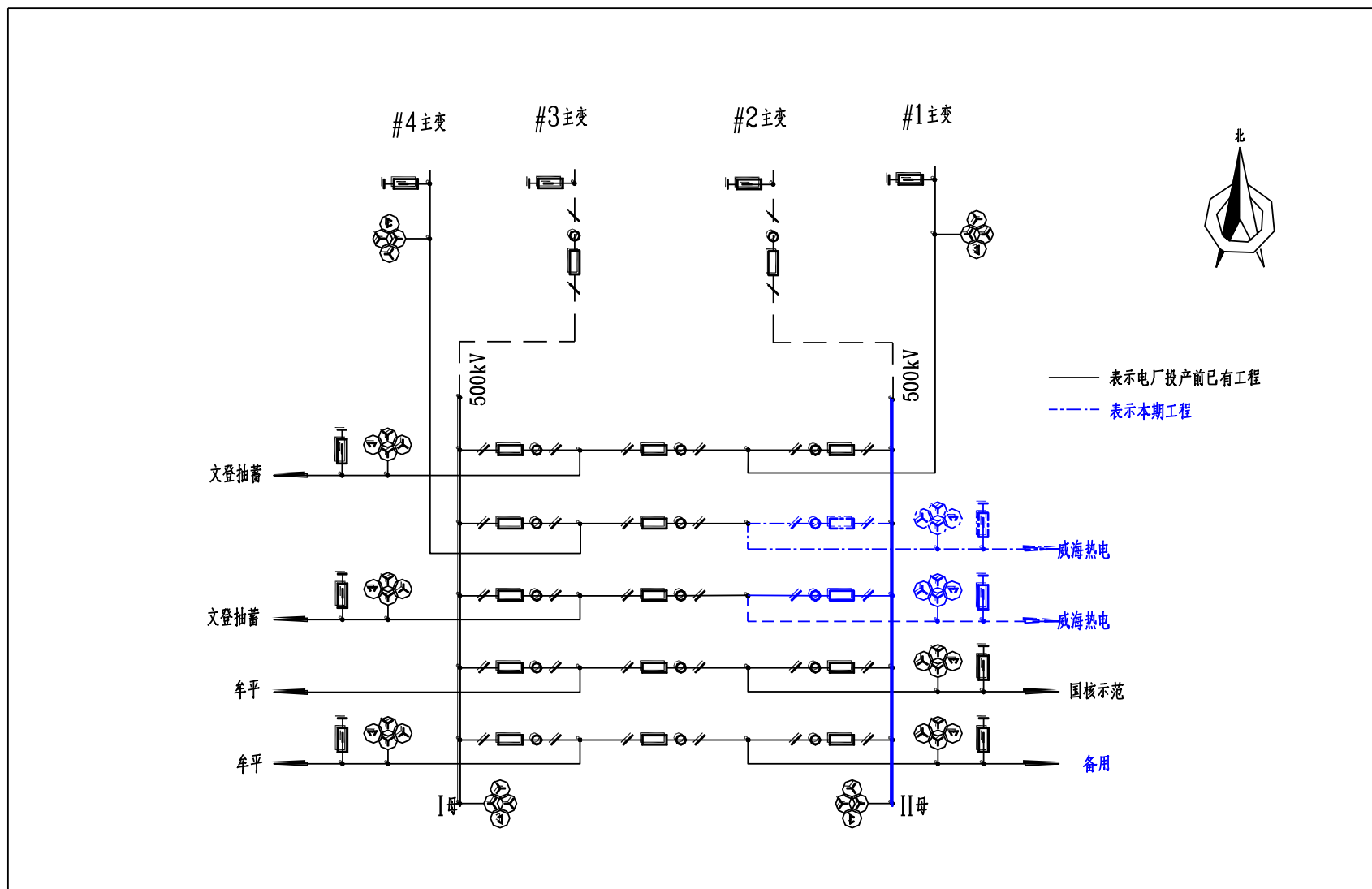


图 5.1-5 昆嵛站电气主接线图方案二

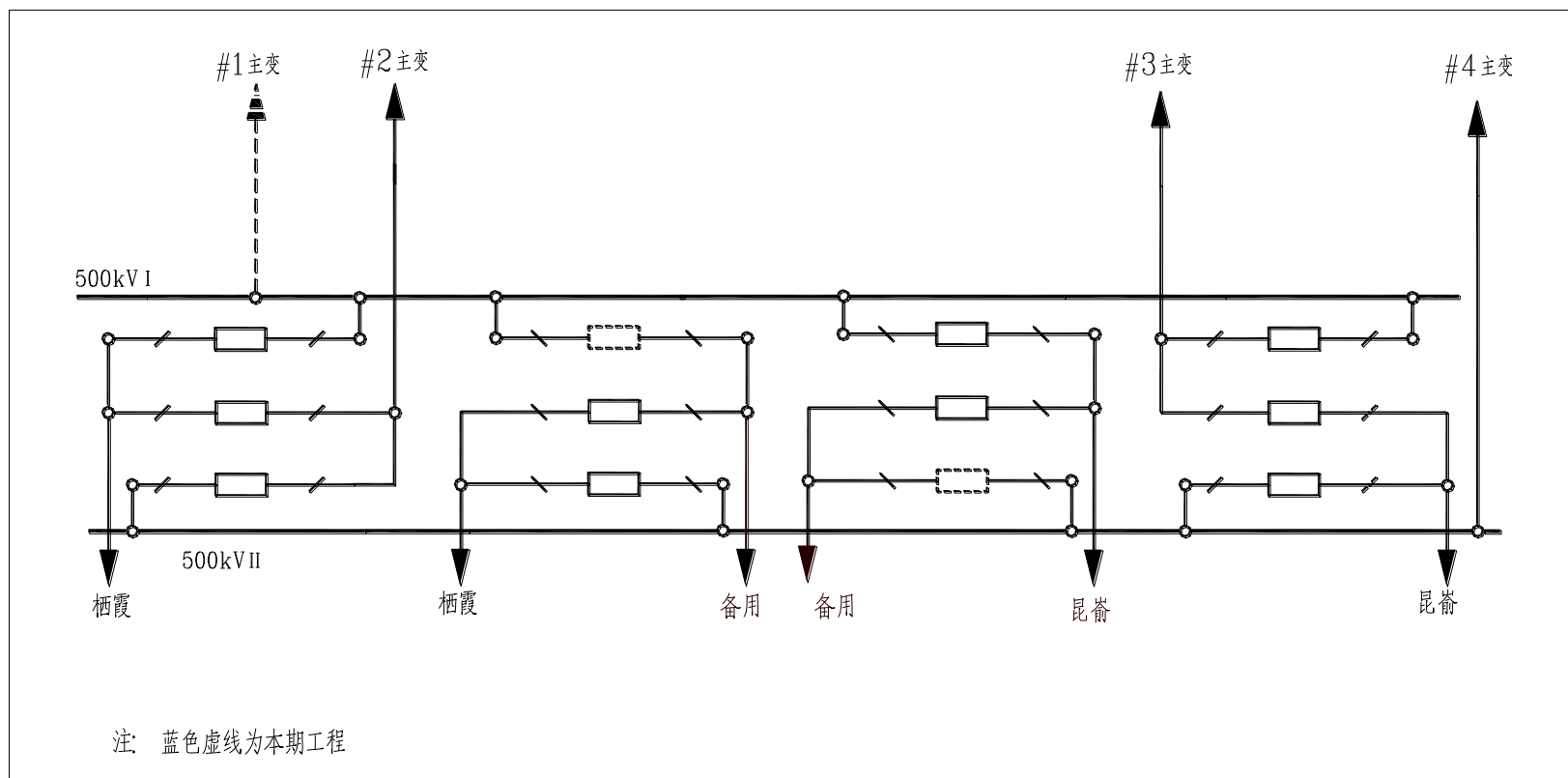


图 5.1-6-1 牟平站现状电气主接线图方案二

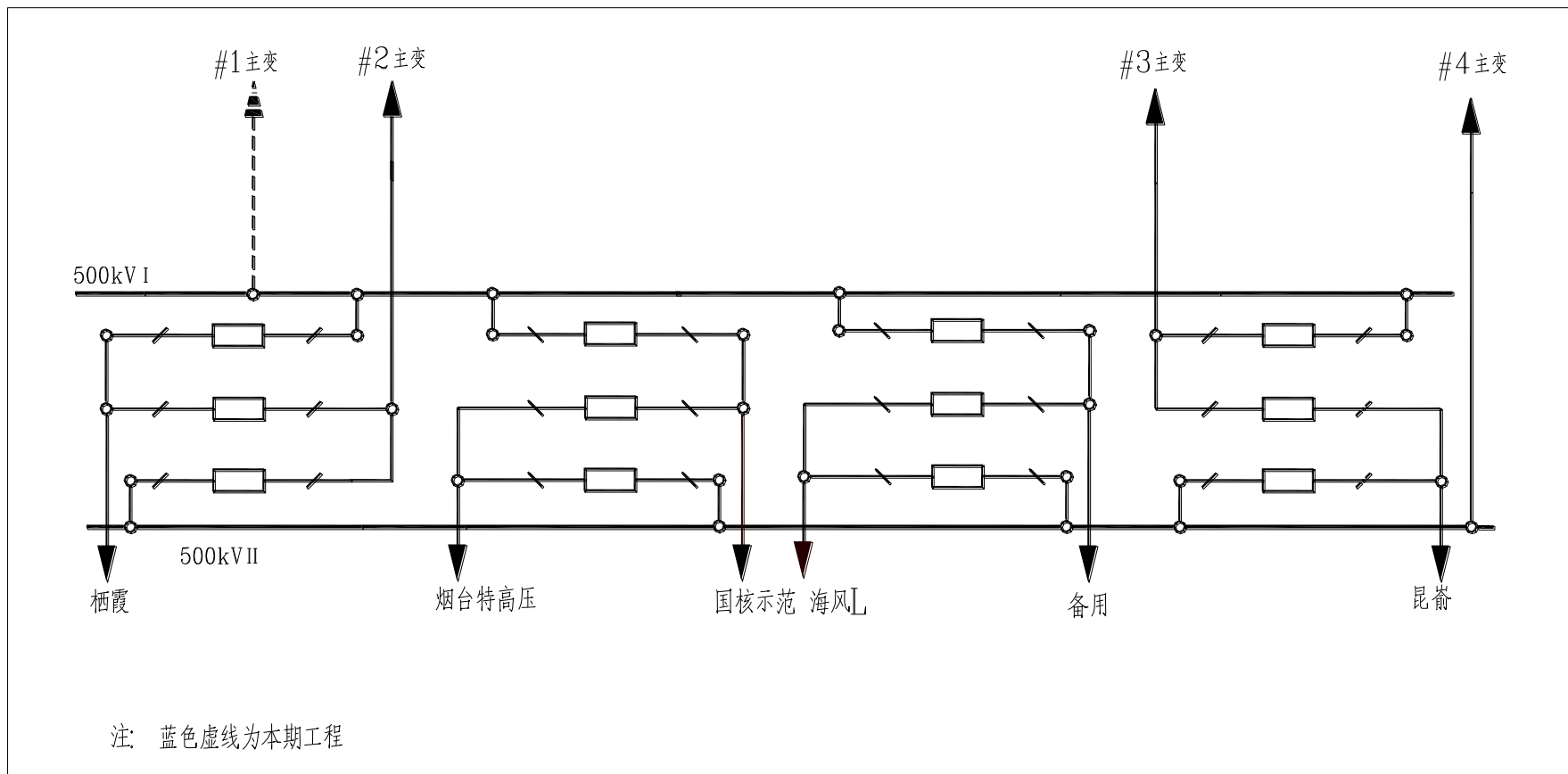


图 5.1-6-2 牟平站本工程前电气主接线图方案二

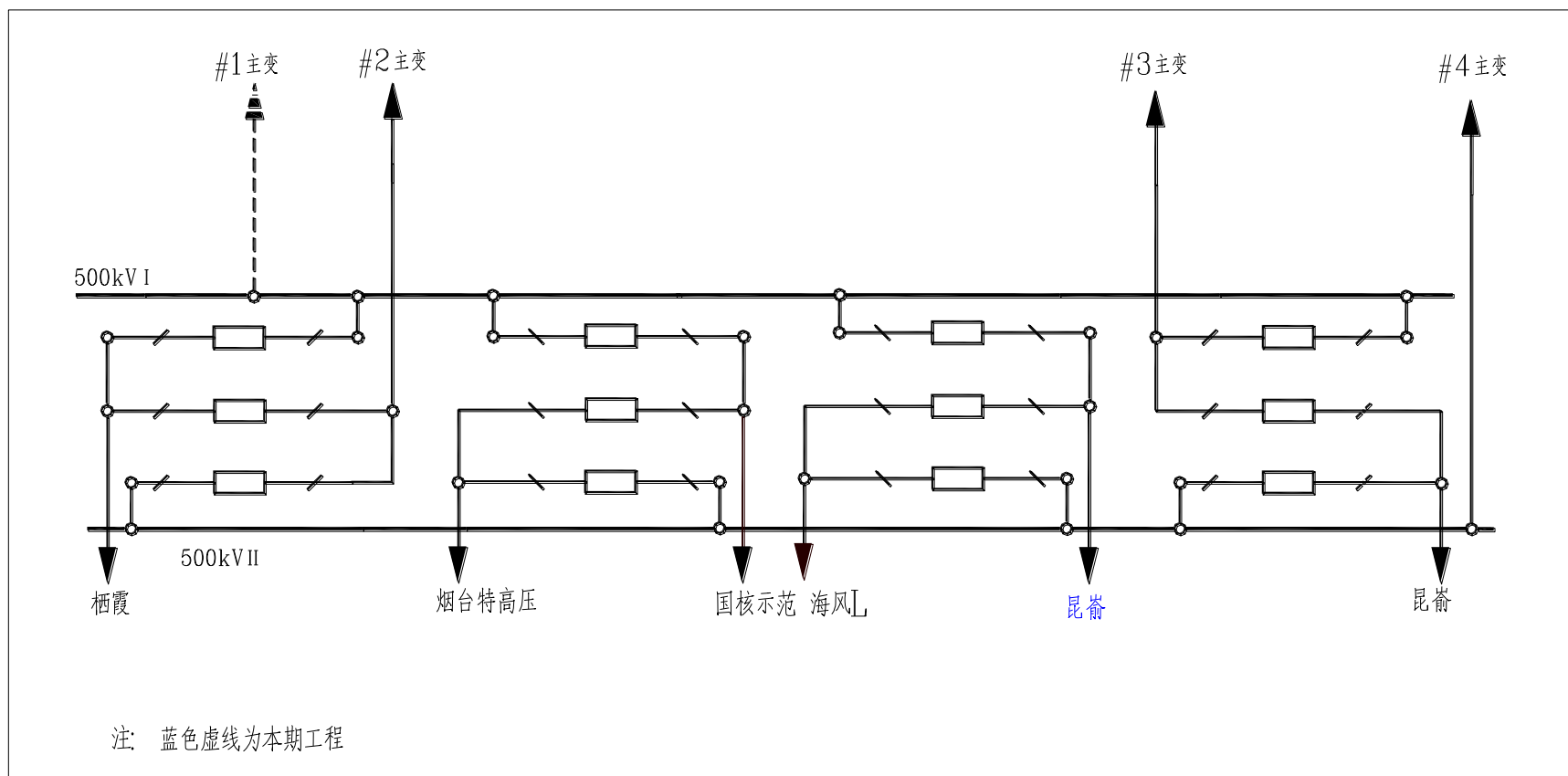
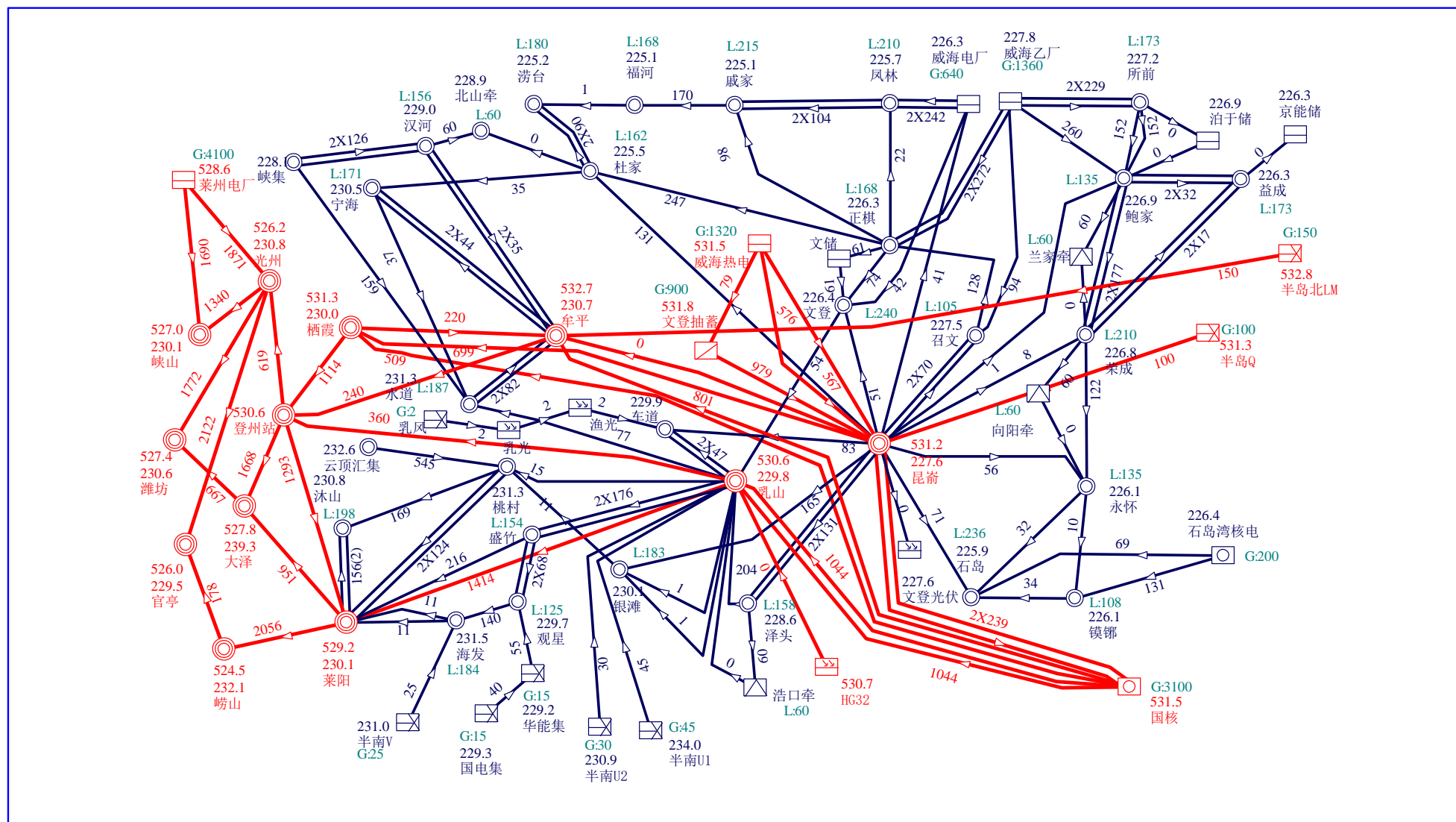
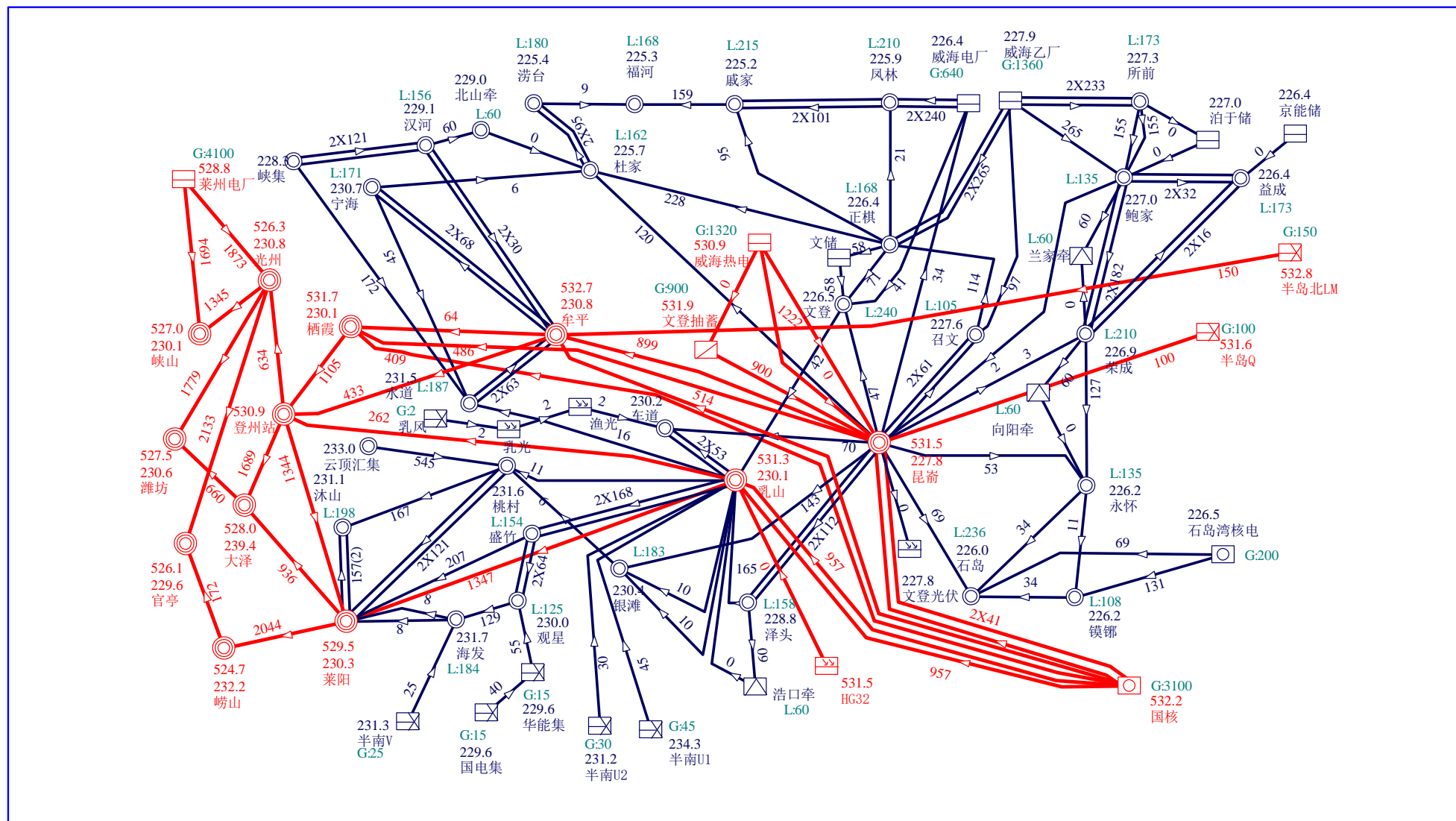


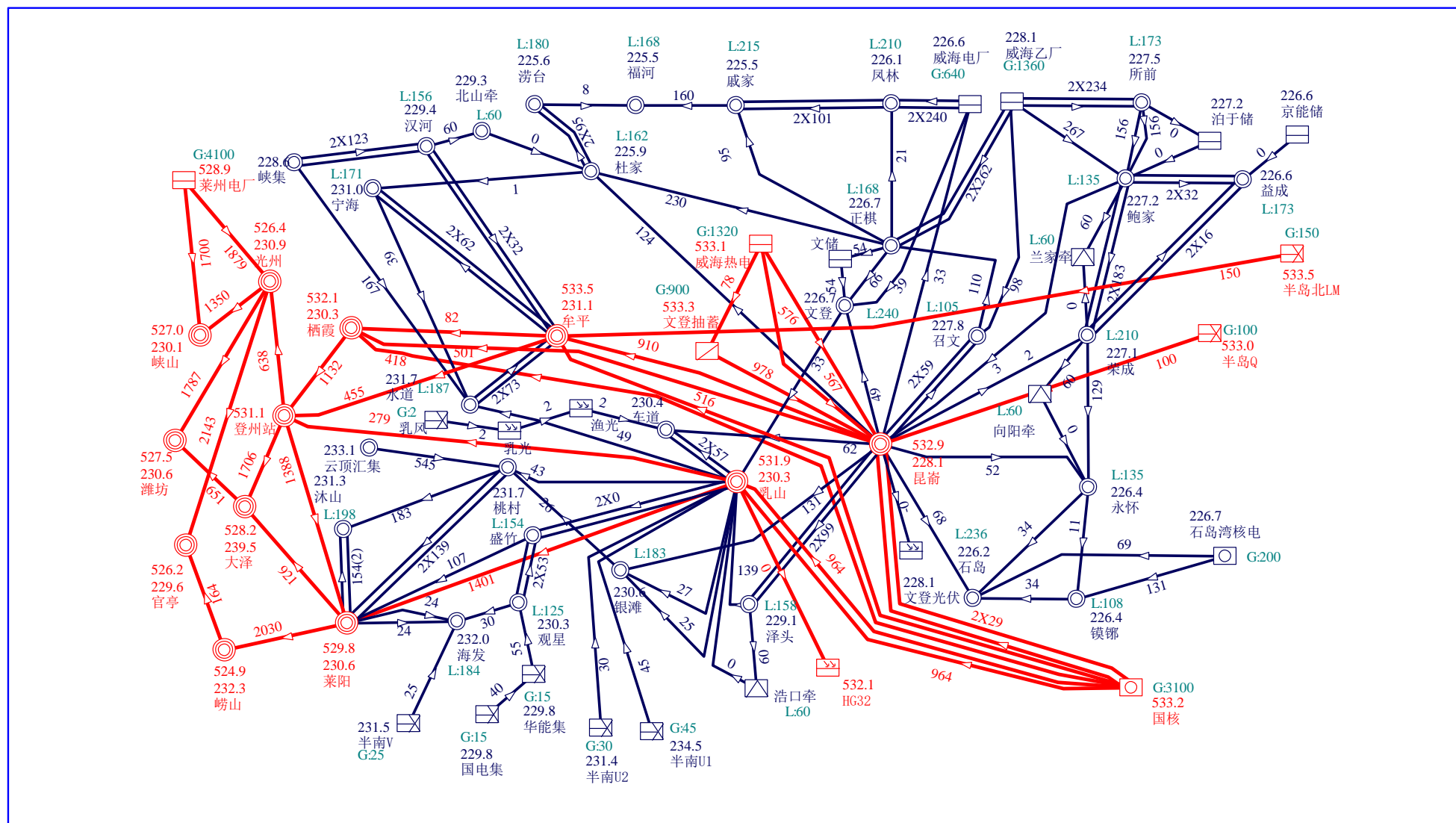
图 5.1-6-3 牟平站本工程后电气主接线图方案二



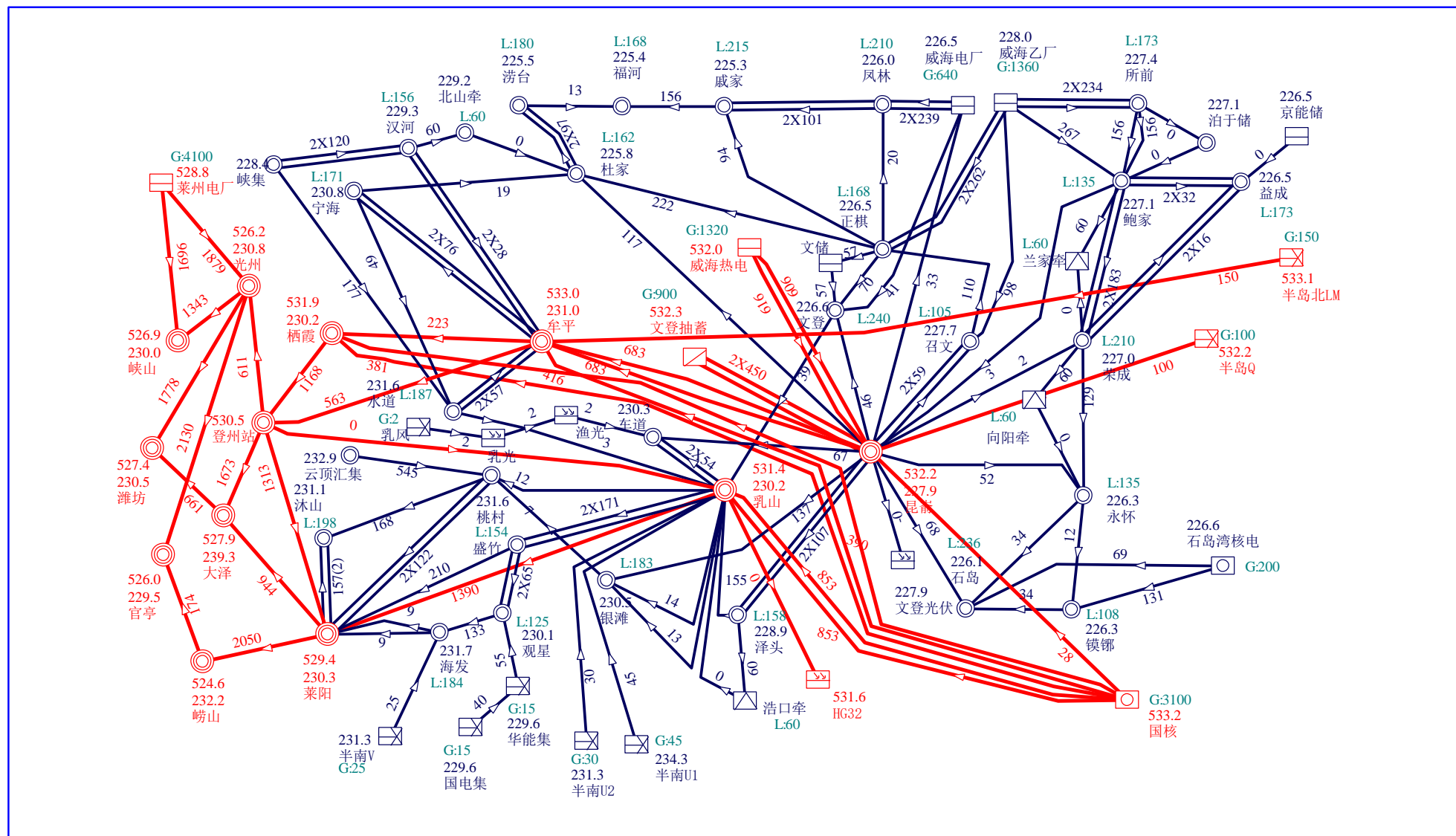
附图 5.2.2-3 牟平~昆嵛 500kV 线路故障（方案一）



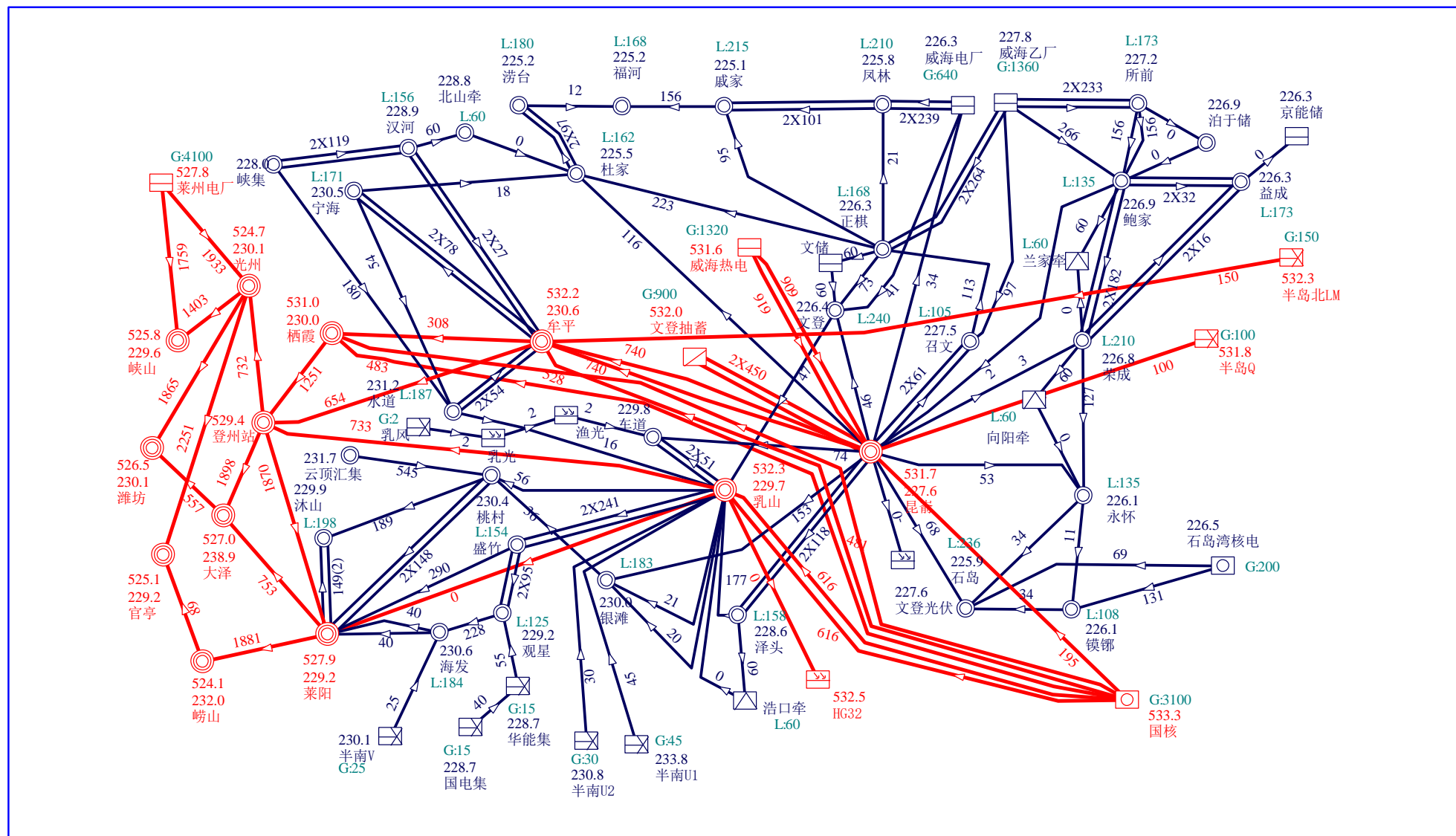
附图 5.2.2-6 电厂~昆嵛、电厂~文登抽蓄电站 500kV 线路故障（方案一）



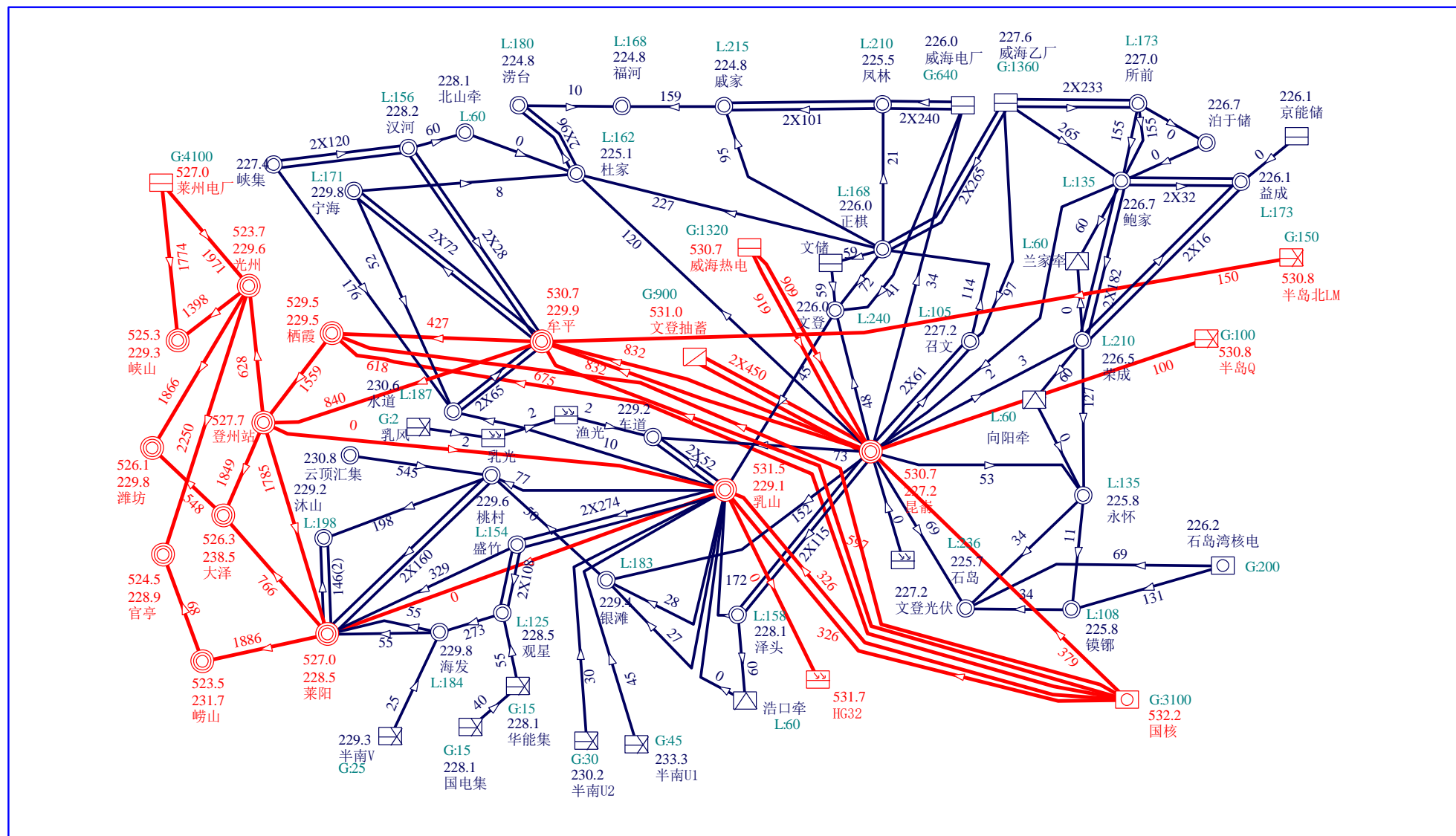
附图 5.2.2-10 盛竹~乳山 220kV 双回线路故障（方案一）



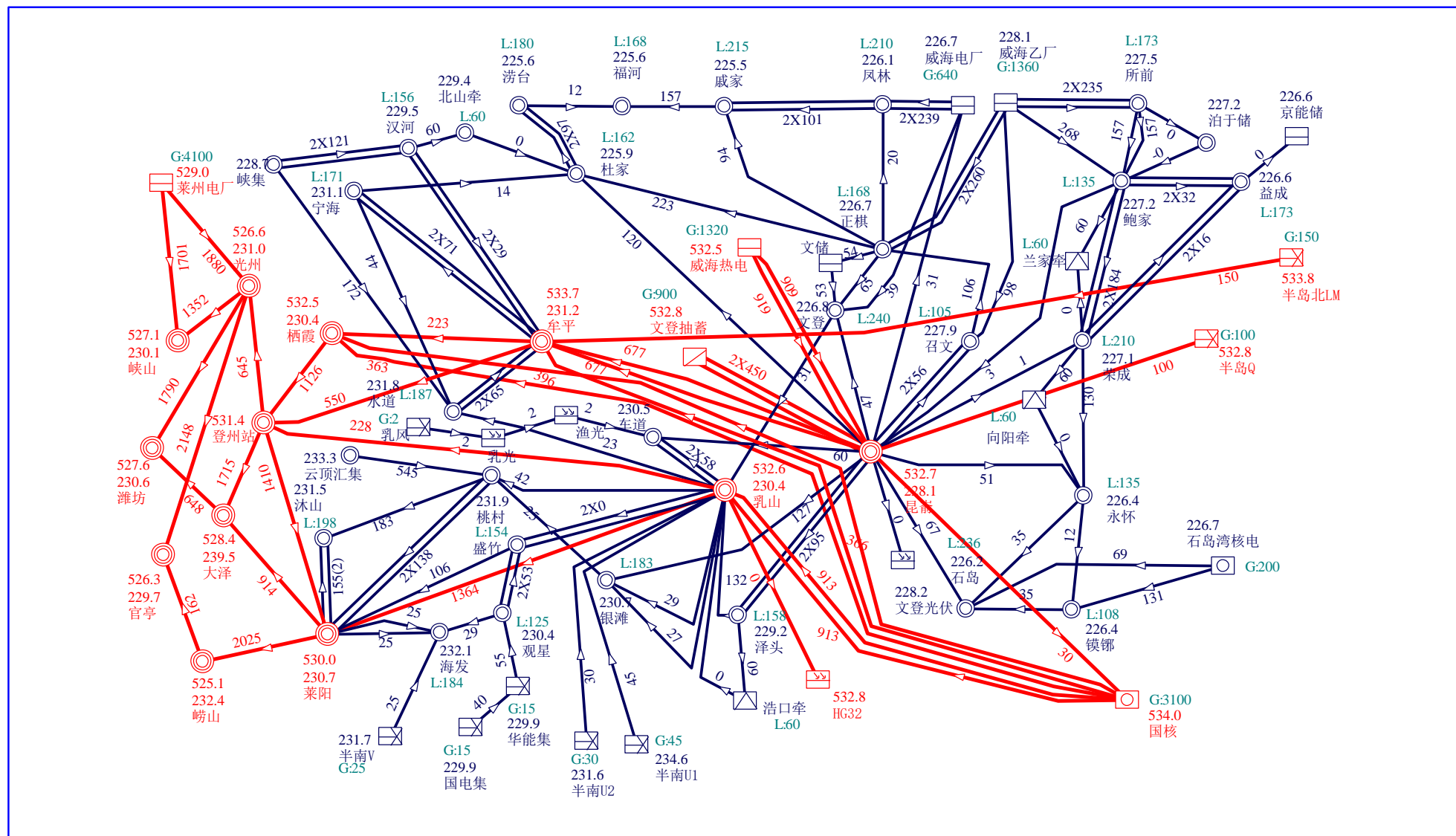
附图 5.2.3-4 登州特高压～乳山 500kV 线路故障（方案一）



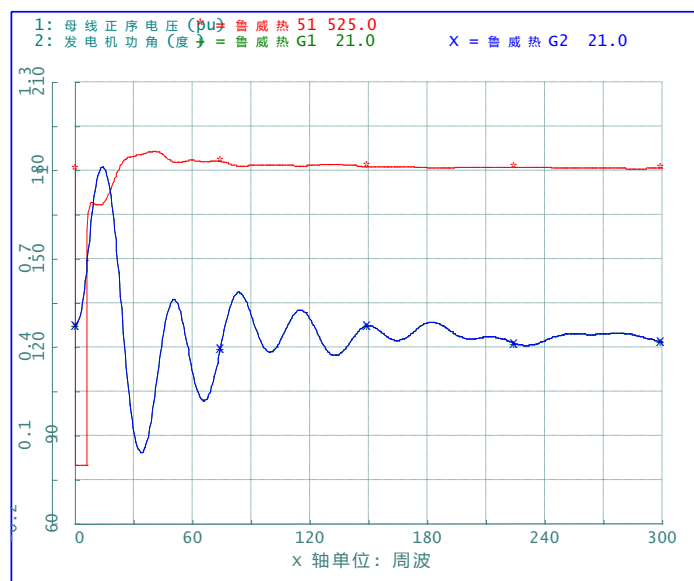
附图 5.2.3-5 莱阳~乳山 500kV 线路故障（方案一）



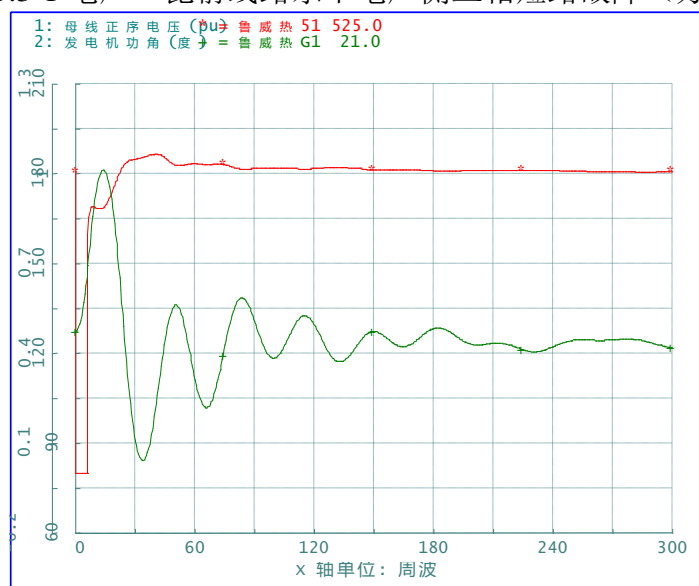
附图 5.2.3-7 登州特高压~乳山、莱阳~乳山 500kV 线路故障（方案一）



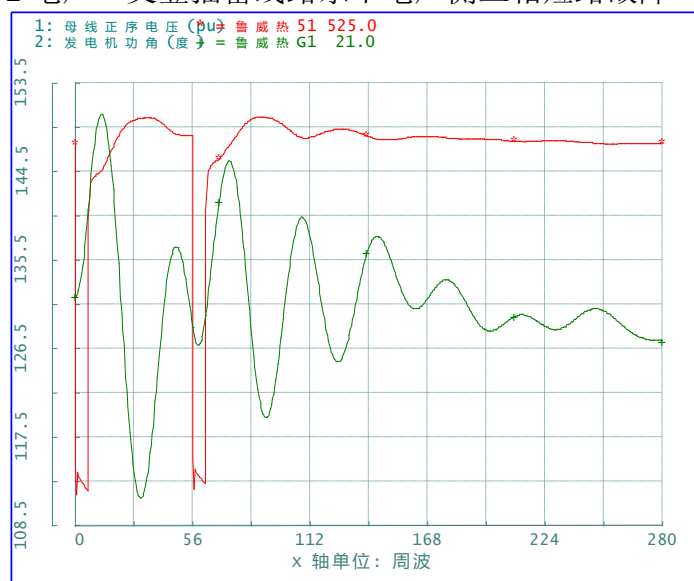
附图 5.2.3-8 盛竹~乳山 220kV 双回线路故障（方案一）



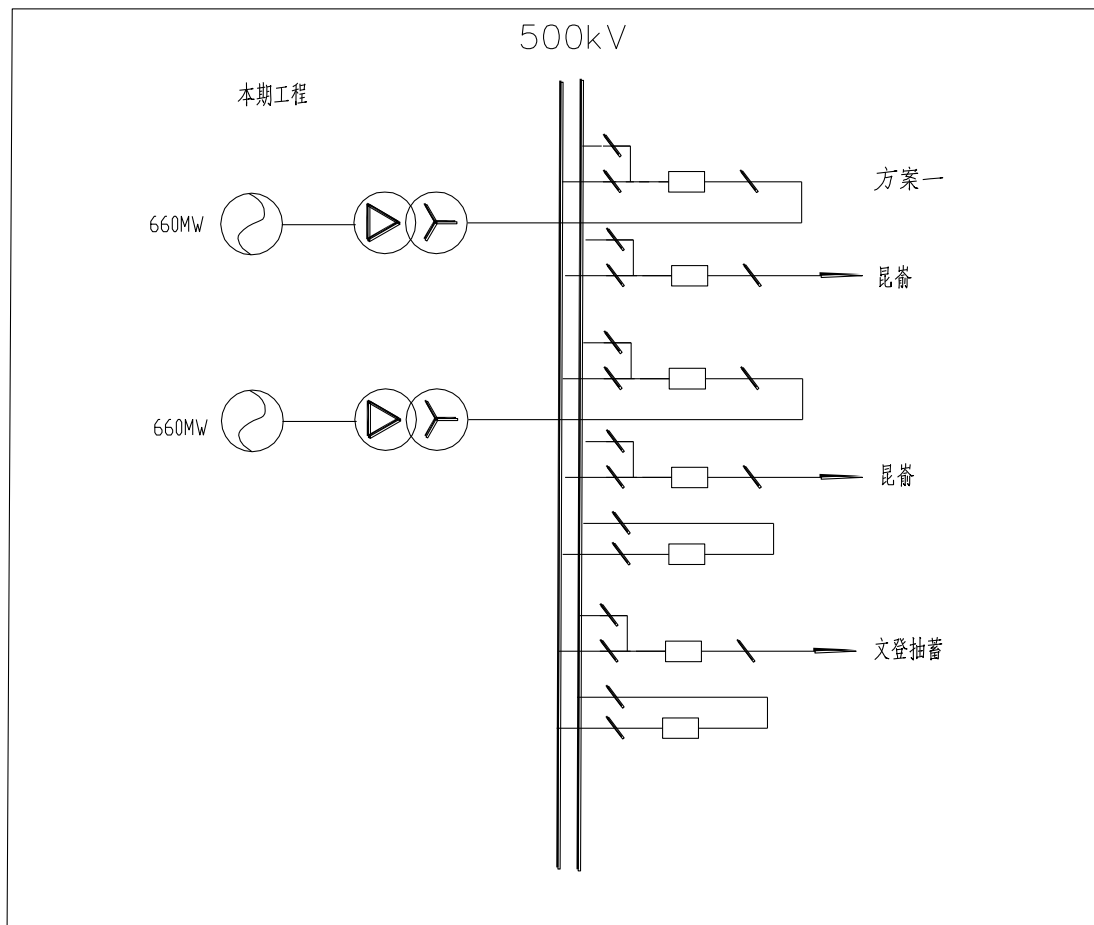
附图 5.3-1 电厂~昆嵛线路东平电厂侧三相短路故障（方案一）



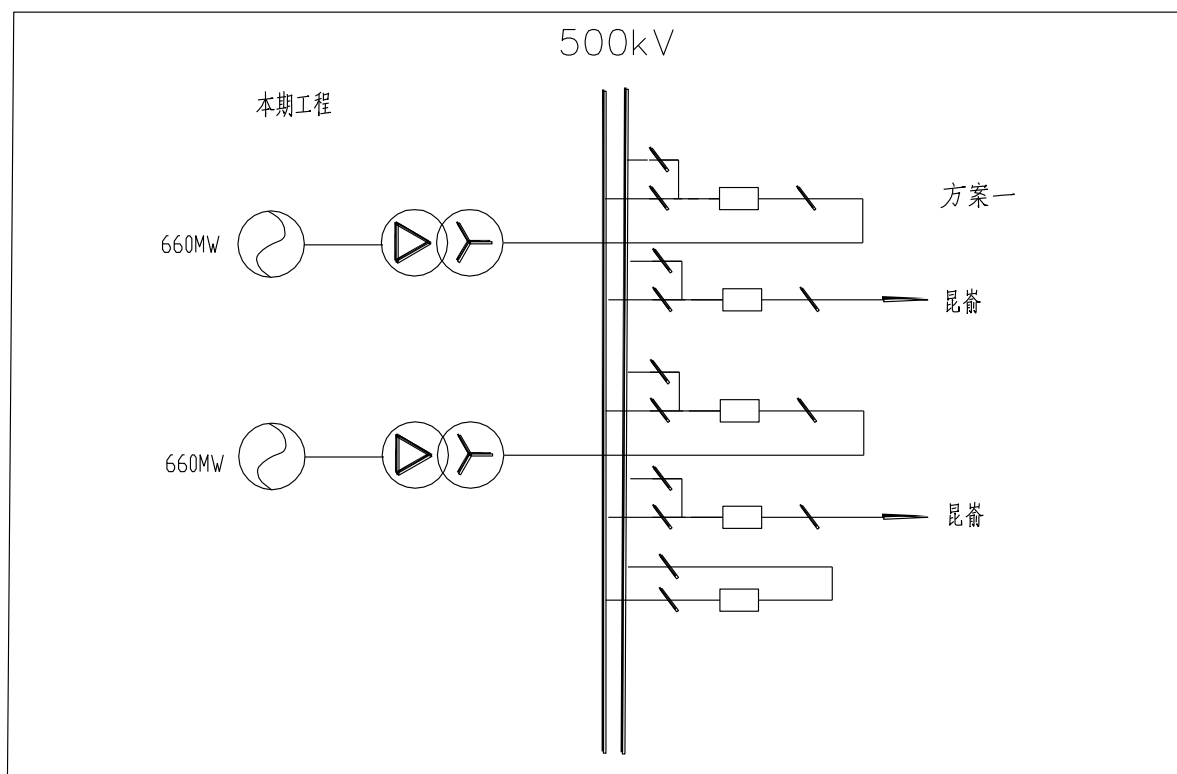
附图 5.3-2 电厂~文登抽蓄线路东平电厂侧三相短路故障（方案一）



附图 5.3-3 国核示范~昆嵛线路同塔异名故障（方案一）



附图 5.8-1 电厂电气主接线（方案一）



附图 5.8-2 电厂电气主接线（方案二）

附件 1 项目核准批复文件

附件 2 项目用地批复文件