

国家电网公司文件

国家电网发展〔2013〕625号

国家电网公司关于印发分布式电源 接入系统典型设计的通知

各省（自治区、直辖市）电力公司，中国电力科学研究院，国网北京经济技术研究院，国网能源研究院：

为贯彻落实《国家电网公司关于印发分布式电源并网相关意见和规范的通知》（国家电网办〔2013〕333号）要求，公司组织制订了《分布式电源接入系统典型设计》，现予印发，请参照执行。

执行中遇到的问题及建议，请及时反馈国网发展部。

国家电网公司

2013年4月25日

（此件发至收文单位本部及所属二级单位机关）

分布式电源接入系统 典型设计

国家电网公司
2013年3月

前 言

为配合《国家电网公司关于做好分布式电源并网服务工作的意见》及《国家电网公司关于促进分布式电源并网管理工作的意见》和《分布式电源接入配电网相关技术规定》的发布，国家电网公司发展部会同有关部门，组织国网北京经济技术研究院和 12 家设计、科研单位，吸收分布式电源并网的科研及设计实践成果，对接入 10kV 及以下配电网的分布式发电并网工程设计进行了统一的规范，形成了《分布式电源接入系统典型设计》。

本典型设计是在分布式电源的国家政策、标准，行业标准、企业标准基础上，结合接入系统工程的具体情况，编制完成统一的分布式电源接入系统典型设计方案，包括 13 个光伏发电接入系统典型设计方案、6 个风电接入系统典型设计方案、6 个燃机接入系统典型设计方案。全书共分五篇，第一篇为总论；第二篇为典型方案及技术原则；第三篇为光伏发电（逆变器型）接入系统典型方案；第四篇为风电（感应电机型）接入系统典型方案；第五篇为燃机发电（同步电机型）接入系统典型方案。

本典型设计自发布之日起可应用于分布式电源接入系统实际工程设计。随着分布式电源发展和接入系统技术、设备水平的不断提升，典型设计将开展修编完善，满足后续应用需求。

典型设计编写组

2013 年 3 月

目 录

第一篇 总 论.....	1
第 1 章 概 述.....	1
1.1 工作目的和意义	2
1.2 设计原则	2
1.3 工作方式	3
1.4 设计范围及内容	4
1.5 方案划分	6
1.5.1 接入系统部分	6
1.5.2 汇集站升压站部分	8
1.5.3 送出线路部分	12
1.6 应用说明	14
第 2 章 工作过程	17
第 3 章 典型设计依据	18
3.1 设计依据性文件	18
3.2 主要设计标准、规程规范	18
3.3 主要电气设备技术标准	21
第二篇 接入系统典型方案及技术原则.....	22
第 4 章 概 述	22
第 5 章 系统一次设计及方案划分	23
5.1 内容和深度要求	23
5.1.1 主要设计内容	23
5.1.2 设计深度	23
5.2 主要原则及接入系统方案	24
5.2.1 接入方案划分原则	24
5.2.2 接入电压等级	24
5.2.3 接入点选择原则	24
5.2.4 光伏发电典型设计方案	26
5.2.5 风力发电典型设计方案	41
5.2.6 燃机发电典型设计方案	46
5.2.7 主要设备选择原则	52
第 6 章 系统继电保护及安全自动装置	56
6.1 内容与深度要求	56
6.1.1 主要设计内容	56
6.1.2 设计深度	56
6.2 技术原则	56
6.2.1 一般性要求	56
6.2.2 线路保护	57
6.2.3 母线保护	58
6.2.4 孤岛检测安全自动装置	58
6.2.5 防逆流保护	59
6.2.6 其他	59

第 7 章 系统调度自动化.....	60
7.1 内容与深度要求.....	60
7.1.1 主要设计内容.....	60
7.1.2 设计深度.....	60
7.2 技术原则.....	61
7.2.1 调度管理	61
7.2.2 远动系统	61
7.2.3 远动信息内容	61
7.2.4 功率控制要求	62
7.2.5 同期装置	62
7.2.6 信息传输	62
7.2.7 安全防护	62
7.2.8 对时方式	63
第 8 章 系统通信.....	64
8.1 内容及深度要求	64
8.1.1 主要设计内容.....	64
8.1.2 设计深度.....	64
8.2 技术原则	64
8.2.1 总体要求	64
8.2.2 通信通道要求	65
8.2.3 通信方式	65
8.2.4 通信设备供电	66
8.2.5 通信设备布置	66
第 9 章 计量与结算.....	67
9.1 内容与深度要求	67
9.1.1 设计内容	67
9.1.2 设计深度要求	67
9.2 技术原则	67
第三篇 光伏发电（逆变器型）接入系统典型设计方案.....	70
第 10 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计（XGF10-T-1）	70
10.1 方案概述.....	70
10.2 接入系统一次.....	70
10.2.1 送出方案	70
10.2.2 电气计算	71
10.2.3 主要设备选择原则	72
10.2.4 电气主接线	73
10.2.5 系统对光伏电站的技术要求	74
10.2.6 设备清单	76
10.3 接入系统二次.....	76
10.3.1 系统继电保护及安全自动装置	76
10.3.2 系统调度自动化	81
10.3.3 系统通信	87
第 11 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变方案典型设计(XGF10-T-2)	
.....	94

11.1 方案概述	94
11.2 接入系统一次	94
11.2.1 送出线路	94
11.2.2 电气计算	95
11.2.3 主要设备选择原则	96
11.2.4 电气主接线	97
11.2.5 系统对光伏电站的技术要求	98
11.2.6 设备清单	99
11.3 接入系统二次	99
11.3.1 系统继电保护及安全自动装置	99
11.3.2 系统调度自动化	105
11.3.3 系统通信	111
第 12 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计 (XGF10-T-3)	122
12.1 方案概述	122
12.2 接入系统一次	122
12.2.1 送出方案	122
12.2.2 电气计算	123
12.2.3 主要设备选择原则	124
12.2.4 电气主接线	125
12.2.5 系统对光伏电站的技术要求	126
12.2.6 设备清单	127
12.3 接入系统二次	127
12.3.1 系统继电保护及安全自动装置	128
12.3.2 系统调度自动化	131
12.3.3 系统通信	137
第 13 章 10kV 接入用户开关站、配电室或箱变方案典型设计 (XGF10-Z-1)	145
13.1 方案概述	145
13.2 接入系统一次	145
13.2.1 送出方案	145
13.2.2 电气计算	146
13.2.3 主要设备选择原则	148
13.2.4 电气主接线	148
13.2.5 系统对光伏电站的技术要求	149
13.2.6 设备清单	151
13.3 接入系统二次	151
13.3.1 系统继电保护及安全自动装置	152
13.3.2 系统调度自动化	158
13.3.3 系统通信	165
第 14 章 380V 接入公共电网配电箱方案典型设计 (XGF380-T-1)	174
14.1 方案概述	174
14.2 接入系统一次	174
14.2.1 送出方案	174
14.2.2 电气计算	175

14.2.3 主要设备选择原则	176
14.2.4 电气主接线	176
14.2.5 系统对光伏电站的技术要求	177
14.2.6 设备清单	178
14.3 接入系统二次	179
14.3.1 系统继电保护及安全自动装置	179
14.3.2 系统调度自动化	180
14.3.3 系统通信	181
第 15 章 380V 接入公共电网配电室或箱变方案典型设计 (XGF380-T-2)	182
15.1 方案概述	182
15.2 接入系统一次	182
15.2.1 送出方案	182
15.2.2 电气计算	183
15.2.3 主要设备选择原则	184
15.2.4 电气主接线	184
15.2.5 系统对光伏电站的技术要求	185
15.2.6 设备清单	187
15.3 接入系统二次	187
15.3.1 系统继电保护及安全自动装置	187
15.3.2 系统调度自动化	188
15.3.3 系统通信	190
第 16 章 380V 接入用户配电箱方案典型设计 (XGF380-Z-1)	191
16.1 方案概述	191
16.2 接入系统一次	191
16.2.1 送出方案	191
16.2.2 电气计算	192
16.2.3 主要设备选择原则	193
16.2.4 电气主接线	193
16.2.5 系统对光伏电站的技术要求	195
16.2.6 设备清单	196
16.3 接入系统二次	197
16.3.1 系统继电保护及安全自动装置	197
16.3.2 系统调度自动化	197
16.3.3 系统通信	199
第 17 章 380V 接入用户配电室或箱变方案典型设计 (XGF380-Z-2)	200
17.1 方案概述	200
17.2 接入系统一次	200
17.2.1 送出方案	200
17.2.2 电气计算	201
17.2.3 主要设备选择原则	202
17.2.4 电气主接线	202
17.2.5 系统对光伏电站的技术要求	203
17.2.6 设备清单	205
17.3 接入系统二次	205

17.3.1 系统继电保护及安全自动装置	205
17.3.2 系统调度自动化	206
17.3.3 系统通信	207
第 18 章 380V 多点接入用户电网方案典型设计 (XGF380-Z-Z1)	209
18.1 方案概述.....	209
18.2 接入系统一次.....	209
18.2.1 送出方案	209
18.2.2 电气计算	211
18.2.3 主要设备选择原则	212
18.2.4 电气主接线	212
18.2.5 系统对光伏电站的技术要求	213
18.2.6 设备清单	215
18.3 接入系统二次.....	215
18.3.1 系统继电保护及安全自动装置	215
18.3.2 系统调度自动化	216
18.3.3 系统通信	217
第 19 章 10kV 多点接入用户电网方案典型设计 (XGF10-Z-Z1)	219
19.1 方案概述.....	219
19.2 接入系统一次.....	219
19.2.1 送出方案	219
19.2.2 电气计算	221
19.2.3 主要设备选择原则	222
19.2.4 电气主接线	223
19.2.5 系统对光伏电站的技术要求	223
19.2.6 设备清单	225
19.3 接入系统二次.....	225
19.3.1 系统继电保护及安全自动装置	225
19.3.2 系统调度自动化	232
19.3.3 系统通信	238
第 20 章 380V/10kV 多点接入用户电网方案典型设计 (XGF380/10-Z-Z1)	247
20.1 方案概述.....	247
20.2 接入系统一次.....	247
20.2.1 送出方案	247
20.2.2 电气计算	249
20.2.3 主要设备选择原则	250
20.2.4 电气主接线	251
20.2.5 系统对光伏电站的技术要求	252
20.2.6 设备清单	254
20.3 接入系统二次.....	254
20.3.1 系统继电保护及安全自动装置	254
20.3.2 系统调度自动化	261
20.3.3 系统通信	267
第 21 章 380V 多点接入公共电网组合方案典型设计 (XGF380-T-Z1) ...	276
21.1 方案概述.....	276

21.2 接入系统一次	276
21.2.1 送出方案	276
21.2.2 电气计算	277
21.2.3 主要设备选择原则	278
21.2.4 电气主接线	278
21.2.5 系统对光伏电站的技术要求	279
21.2.6 设备清单	281
21.3 接入系统二次	281
21.3.1 系统继电保护及安全自动装置	281
21.3.2 系统调度自动化	282
21.3.3 系统通信	283
第 22 章 380V/10kV 多点接入公共电网方案典型设计 (XGF380/10-T-Z1)	285
22.1 方案概述	285
22.2 接入系统一次	285
22.2.1 送出方案	285
22.2.2 电气计算	286
22.2.3 主要设备选择原则	288
22.2.4 电气主接线	289
22.2.5 系统对光伏电站的技术要求	289
22.2.6 设备清单	291
22.3 接入系统二次	291
22.3.1 系统继电保护及安全自动装置	291
22.3.2 系统调度自动化	297
22.3.3 系统通信	303
第四篇 风力发电 (感应电机型) 接入系统典型设计方案	316
第 23 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XFD10-T-1)	316
23.1 方案概述	316
23.2 接入系统一次	316
23.2.1 送出方案	316
23.2.2 电气计算	317
23.2.3 主要设备选择原则	318
23.2.4 电气主接线	319
23.2.5 系统对分布式风电的技术要求	319
23.2.6 设备清单	321
23.3 接入系统二次	321
23.3.1 系统继电保护及安全自动装置	321
23.3.2 系统调度自动化	326
23.3.3 系统通信	332
第 24 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变方案典型设计 (XFD10-T-2)	340
24.1 方案概述	340
24.2 接入系统一次	340
24.2.1 送出线路	340
24.2.2 电气计算	341

24.2.3 主要设备选择原则	342
24.2.4 电气主接线	342
24.2.5 系统对分布式风电的技术要求	343
24.2.6 设备清单	344
24.3 接入系统二次.....	345
24.3.1 系统继电保护及安全自动装置	345
24.3.2 系统调度自动化	350
24.3.3 系统通信	356
第 25 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计 (XFD10-T-3)	367
25.1 方案概述	367
25.2 接入系统一次.....	367
25.2.1 送出方案	367
25.2.2 电气计算	368
25.2.3 主要设备选择原则	369
25.2.4 电气主接线.....	369
25.2.5 系统对分布式风电的技术要求	370
25.2.6 设备清单	372
25.3 接入系统二次	372
25.3.1 系统继电保护及安全自动装置	372
25.3.2 系统调度自动化	376
25.3.3 系统通信	382
第 26 章 10kV 接入用户开关站、配电室或箱变方案典型设计 (XFD10-Z-1)	390
26.1 方案概述	390
26.2 接入系统一次.....	390
26.2.1 送出方案	390
26.2.2 电气计算	391
26.2.3 主要设备选择原则	392
26.2.4 电气主接线.....	393
26.2.5 系统对分布式风电的技术要求	394
26.2.6 设备材料清单	396
26.3 接入系统二次.....	396
26.3.1 系统继电保护及安全自动装置	396
26.3.2 系统调度自动化	402
26.3.3 系统通信	408
第 27 章 380V 接入公共电网箱变或配电室低压母线方案典型设计 (XFD380-T-1)	417
27.1 方案概述.....	417
27.2 接入系统一次	417
27.2.1 送出方案	417
27.2.2 电气计算	418
27.2.3 主要设备选择原则	418
27.2.4 电气主接线.....	419
27.2.5 系统对分布式风电的技术要求	419

27.2.6 设备清单	421
27.3.1 系统继电保护及安全自动装置	422
27.3.2 系统调度自动化	422
27.3.3 系统通信	423
第 28 章 380V 接入用户箱变或配电室低压母线方案典型设计 (XFD380-Z-1)	425
28.1 方案概述.....	425
28.2 接入系统一次.....	425
28.2.1 送出方案	425
28.2.2 电气计算	426
28.2.3 主要设备选择原则	427
28.2.4 电气主接线.....	427
28.2.5 系统对分布式风电的技术要求	428
28.2.6 设备清单	430
28.3 接入系统二次.....	430
28.3.1 系统继电保护及安全自动装置	430
28.3.2 系统调度自动化	431
28.3.3 系统通信	432
第五篇 燃机(同步电机型)接入系统典型设计方案.....	434
第 29 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XRJ10-T-1)	434
29.1 方案概述.....	434
29.2 接入系统一次.....	434
29.2.1 送出方案	434
29.2.2 电气计算	435
29.2.3 主要设备选择原则	436
29.2.4 电气主接线	436
29.2.5 系统对燃机电站的技术要求	437
29.2.6 设备清单	438
29.3 接入系统二次.....	438
29.3.1 系统继电保护及安全自动装置	438
29.3.2 系统调度自动化	442
29.3.3 系统通信	448
第 30 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变方案典型设计(XRJ10-T-2)	455
30.1 方案概述.....	455
30.2 接入系统一次.....	455
30.2.1 送出方案	455
30.2.2 电气计算	456
30.2.3 主要设备选择原则	456
30.2.4 电气主接线	458
30.2.5 系统对燃机电站的技术要求	458
30.2.6 设备清单	459
30.3 接入系统二次.....	459
30.3.1 系统继电保护及安全自动装置	459

30.3.2 系统调度自动化	463
30.3.3 系统通信	470
第 31 章 单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变方案典型设计(XRJ10-Z-1)	
.....	480
31.1 方案概述.....	480
31.2 接入系统一次.....	480
31.2.1 送出方案	480
31.2.2 电气计算	481
31.2.3 主要设备选择原则	482
31.2.4 电气主接线	482
31.2.5 系统对燃机电站的技术要求	483
31.2.6 设备清单	484
31.3 接入系统二次.....	485
31.3.1 系统继电保护及安全自动装置	485
31.3.2 系统调度自动化	491
31.3.3 系统通信	497
第 32 章 多点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变方案典型设计(XRJ10-Z-2)	
.....	506
32.1 方案概述.....	506
32.2 接入系统一次.....	506
32.2.1 送出方案	506
32.2.2 电气计算	508
32.2.3 主要设备选择原则	508
32.2.4 电气主接线.....	509
32.2.5 系统对燃机电站的技术要求	509
32.2.6 设备清单	510
32.3 接入系统二次.....	511
32.3.1 系统继电保护及安全自动装置	511
32.3.2 系统调度自动化	517
32.3.3 系统通信	523
第 33 章 380V 接入公共电网配电室或箱变方案典型设计 (XRJ380-T-1)	532
33.1 方案概述	532
33.2 接入系统一次	532
33.2.1 送出方案	532
33.2.2 电气计算	533
33.2.3 主要设备选择原则	533
33.2.4 电气主接线.....	534
33.2.5 系统对燃机电站的技术要求	534
33.2.6 设备清单.....	535
33.3 接入系统二次	535
33.3.1 系统继电保护及安全自动装置	535
33.3.2 系统调度自动化	536
33.3.3 系统通信	538
第 34 章 380V 接入用户配电室或箱变方案典型设计 (XRJ380-Z-1)	539

34.1	方案概述	539
34.2	接入系统一次	539
34.2.1	送出方案	539
34.2.2	电气计算	540
34.2.3	主要设备选择原则	540
34.2.4	电气主接线	541
34.2.5	系统对燃机电站的技术要求	541
34.2.6	设备清单	542
34.3	接入系统二次	542
34.3.1	系统继电保护及安全自动装置	543
34.3.2	系统调度自动化	544
34.3.3	系统通信	546
附 录		547
1	短路电路计算公式	547
1.1	光伏电站接入系统短路电流计算	547
1.2	风电接入系统短路电流计算	547
1.3	燃机电站接入系统短路电流计算	548
2	送出线路导线截面	549
2.1	架空导线	549
2.2	电缆	550
3	光伏电站谐波电压与电流	552
4	光伏电站电压异常时的响应特性	552
5	光伏电站频率异常时的响应特性	554
6	升压站主变性能参数	555

第一篇 总 论

第 1 章 概 述

能源是国民经济发展的基础。我国能源生产量和消费量均已居世界前列，但在能源供给和利用形式上存在着一系列突出问题，如能源结构极不合理、能源利用效率不高、可再生能源开发利用比例较低、能源安全利用水平有待进一步提高。

我国是能源大国，各类能源资源储量丰富。太阳能资源总储量为 1.47×10^8 亿千瓦时/年；陆地 50 米高度 3 级以上的风能资源潜在开发量约为 23.8 亿千瓦，近海 5~25 米水深区 50 米高度 3 级以上的风能资源潜在开发量约为 1.9 亿千瓦；天然气资源比较丰富，此外页岩气资源也具有有良好的勘探前景，其总地质储量预计可达 $(86 \sim 166) \times 10^{12}$ 立方米。

但是我国的能源资源分布不均衡，太阳能和风能资源在西部地区较为集中，中东部地区则较分散，天然气的使用主要集中在大中城市，因此要充分利用太阳能、风能等可再生能源，提高天然气资源的利用率，分布式发电是能源利用的重要形式之一。

根据国家能源发展规划，“十二五”期间将以加快转变能源发展方式为主线，规划能源新技术的研发和应用，解决有限能源和资源的约束，着力提高能源资源开发、转化和利用的效率，充分利用可再生能源，推动能源生产和利用方式的变革。因此，分布式发电将成为未来发展的重点，深入研究分布式发电具有重要意义。

1.1 工作目的和意义

分布式电源主要包括太阳能发电、风力发电、资源综合利用、天然气发电等多种形式。这些电源具有资源分散、项目容量小、用户类型多样等特点,在我国还处在发展初期,相关界定标准不规范,政策、标准不配套、不完善,建设和管理复杂。

目前国家电网公司已启动分布式电源接入系统标准体系的研究,并取得了部分成果,但在分布式电源接入系统设计方面仍未明确网络结构、接入容量、接入方式、接入电压等级等边界条件,设计缺乏规范性指导文件。总结现有分布式电源项目接入系统设计经验,进一步规范、优化分布式电源接入系统设计方案,已经成为一项紧迫的任务。因此,国家电网公司决定开展分布式电源接入系统典型设计。

编制分布式电源接入系统典型设计的主要目的,一是创造分布式电源接入电网便利条件,缩短并网时间,提高分布式电源建设的效率和效益;二是促进分布式电源并网规范化,统一并网技术标准,统一设备规范,保障分布式电源接入电网运行安全;三是节约工程投资,提高综合投资效益,确保分布式电源充分利用,促进分布式电源与电网发展的和谐统一。

推行分布式电源接入系统典型设计,对于解决当前分布式电源项目建设中存在的问题,实现可再生能源建设与电网建设的协调、可持续发展,引导行业发展走向健康、有序、平稳、高效,支持国家低碳经济,服务于我国工业化、城镇化和社会主义新农村建设,为社会提供安全、可靠、清洁、优质的电力保障具有重要意义。

1.2 设计原则

分布式电源接入系统典型设计应满足分布式电源与电网互适性要求,遵循“安全可靠、技术先进、投资合理、标准统一、运行高效”

的设计原则。设计方案的选择既要有普遍性、可扩展性，又要有经济性；既要覆盖面广，又不宜太多。典型设计应实现分布式电源接入规范化，为设备招标、降低分布式电源接入系统建设和运营成本创造条件，实现分布式电源与电网建设的和谐统一。具体内容如下：

可靠性：保证设备及系统的安全可靠。

经济性：按照各方利益最大化原则，追求分布式电源与电网建设和谐统一，实现共赢。

先进性：设备选型合理，优化各项技术经济指标，主要经济技术指标应达到国内同类工程的先进水平。

适应性：综合考虑各地区的实际情况，对不同规模、不同形式、不同外部条件均能适应。

1.3 工作方式

分布式电源接入系统典型设计工作由国家电网公司发展策划部统一组织，国网北京经济技术研究院为技术牵头单位，组织中国电力科学研究院、江苏省电力设计院、浙江省经研院、上海电力设计院有限公司、北京京电电力设计有限公司、河南省经研院、宁波电力设计院、北京电力经济技术研究院、四川省经研院、大连电力设计院、西安电力设计院、杭州电力设计院等设计和科研单位开展编制工作。

（1）统一组织、分工负责。发挥国家电网公司集团化运作、集约化管理的优势，统一组织优秀技术力量，开展深化研究工作。

国网北京经济技术研究院为技术牵头单位，统一负责典型设计的编制及相关协调组织工作，负责典型设计工作方案制订、技术导则编制，设计方案内容的技术指导和总体把关，负责对各设计单位编制的设计方案进行校核；中国电科院负责各设计方案设备配置的总体指导与校核，参与编制设计技术导则；各设计单位负责具体方案设计及说

明和图纸编制。

(2) 加强协调、控制进度。牵头单位精心组织，积极协调，各参编单位全力投入，按照统一进度安排开展工作，按时优质完成典设编制。2012年8月，开展相关调研工作，确定了典型设计方案；2012年9月编制《分布式电源接入系统典型设计技术导则》，指导典型设计的编制工作；2012年10月至2013年2月，组织编制完成《分布式电源接入系统典型设计》。

1.4 设计范围及内容

分布式电源类型多样，本典型设计针对目前我国资源较为丰富，应用前景广泛的分布式电源，根据燃料类型和能量转换方式进行分类，确定其接入电网形式，并相应开展典型设计。主要分类及接入电网形式见表1-1。

表 1-1 分布式电源分类及接入电网形式

分类		接入电网形式		
燃料类型	发电装置类型	逆变器	同步电机	感应电机
太阳能发电	逆变器	✓		
风电	直驱式风机	✓		
	感应式风机			✓
	双馈式风机	✓		✓
资源综合利用	转炉煤气	微燃机	✓	
	高炉煤气	内燃机	✓	
		燃气轮机	✓	
	工业余热余压	汽轮机	✓	
天然气	煤层气	微燃机	✓	
	常规天然气	内燃机	✓	
		燃气轮机	✓	
生物质	农林废弃物直燃发电	汽轮机	✓	
	垃圾焚烧发电	汽轮机	✓	
	农林废弃物气化发电	微燃机	✓	
	垃圾填埋气发电	内燃机	✓	
	沼气发电	燃气轮机	✓	
			✓	
地热能发电		汽轮机	✓	
海洋能发电		气压涡轮机	✓	
		液压涡轮机	✓	

	直线电机	✓		
燃料电池	逆变器	✓		

本典型设计范围为 10kV 及以下电压等级接入电网，且单个并网
点总装机容量小于 6MW 的分布式电源接入方案设计。

典型设计内容包括接入系统典型设计、汇集站（升压站）典型设计、送出线路典型设计三个分册。

（1）接入系统典型设计分册

接入系统典型设计分册按照逆变器、感应电机、同步电机三种接入电网形式将所有分布式电源归纳为三大类，选取其中应用最广泛的三种电源类型作为代表，具体编制了光伏发电篇、风力发电篇、燃机发电篇，其它分布式电源接入系统设计遵照接入电网形式相应归类。如表 1-2 所示：

表 1-2 分布式电源接入系统设计适用范围

篇目	接入电网方式	适用电源类型
光伏发电篇 (逆变器型)	逆变器	光伏发电、直驱式风电、通过逆变器并网的微燃机和直线电机
风力发电篇 (感应电机型)	感应电机(逆变器及感应电机)	感应式和双馈式风电
燃机发电篇 (同步电机型)	同步电机	内燃机、燃气轮机、汽轮机、气压和液压涡轮机

接入系统设计内容包括：接入方案、系统继电保护及自动装置、系统调度自动化、系统通信、计量与结算的相关方案设计。

（2）汇集站（升压站）典型设计分册

汇集站（升压站）典型设计适用于分布式电源，特别是经过逆变器接入或感应电机接入电网前，内部电源汇集或升压配电站的设计。经过同步电机并网或用户自发自用形式可参考应用。

汇集站（升压站）设计内容包括：主接线、设备选择、设备参数配置、站内保护、信息采集与分析等相关方案设计。

（3）送出线路典型设计分册

送出线路典型设计适用于分布式电源接入配电网送出线路部分的设计工作，用户内部线路设计可参考应用。

送出线路典型设计内容包括：线路类型、敷设方式、设备选型等相关方案设计。

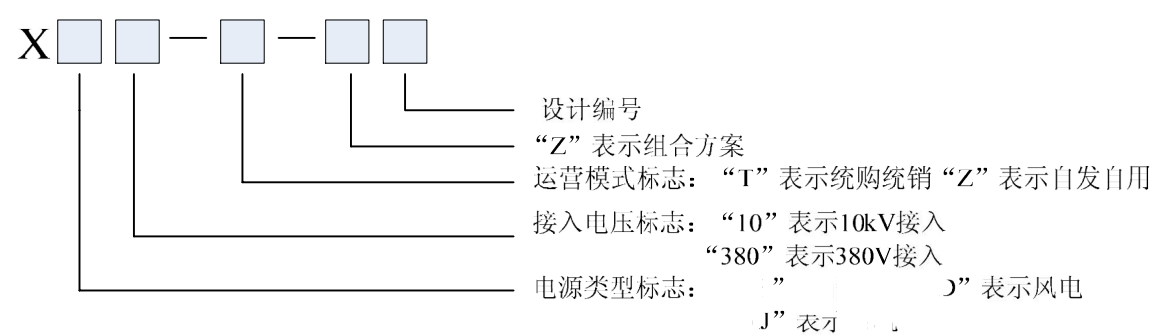
本次典型设计不含分布式电源本体设计。

1.5 方案划分

分布式电源接入系统典型设计分为接入系统分册、汇集站升压站分册、送出线路分册三部分，其中接入系统部分分为三类，第一类分布式光伏接入系统 13 个方案，第二类分布式风电接入系统 6 个方案，第三类燃机接入系统 6 个方案；汇集站分为 11 个方案，升压站分为 16 个方案；线路分为架空线和电缆两部分，具体如下：

1.5.1 接入系统部分

典型设计各篇章方案编号命名原则如下所示：



(1) 光伏发电接入系统典型设计共 13 个方案，方案概述详见表 1-3 和表 1-4。

表 1-3 分布式光伏单点接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量*
XGF10-T-1	10kV	统购统销 (接入公共电网)	接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XGF10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、	1 回	400kW ~ 6MW

			配电室或箱变		
XGF10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XGF10-Z-1		自发自用/ 余量上网 (接入用户 电网)	接入用户 10kV 母线	1 回	400kW ~ 6MW
XGF380-T-1	380V	统购统销 (接入公共 电网)	公共电网配电箱/线路	1 回	≤100kW, 8kW 及 以下可单相接入
XGF380-T-2			公共电网配电室或箱变低压 母线	1 回	20kW ~ 400kW
XGF380-Z-1		自发自用/ 余量上网 (接入用户 电网)	用户配电箱/线路	1 回	≤400kW, 8kW 及 以下可单相接入
XGF380-Z-2			用户配电室或箱变低压母线	1 回	20kW ~ 400kW

表 1-4 分布式光伏组合接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点
XGF380-Z-Z1	380V/220V	自发自用/ 余量上 网	多点接入用户配电箱/线路 配电室或箱变低压母线
XGF10-Z-Z1	10kV		多点接入用户 10kV 开关站、 配电室或箱变
XGF380/10-Z-Z1	10kV/380V		以 380V 一点或多点接入用户配电箱/线路、 配电室或箱变低压母线， 以 10kV 一点或多点接入用户 10kV 开关站、 配电室或箱变
XGF380-T-Z1	380V/220V	统购统销	多点接入公共电网配电箱/线路、 箱变或配电室低压母线
XGF380/10-T-Z1	10kV/380V		以 380V 一点或多点接入公共配电箱/线路、 配电室或箱变低压母线， 以 10kV 一点或多点接入公共电网变电站 10kV 母 线、10kV 开关站、配电室、箱变或 T 接公共电网 10kV 线路

(2) 风机接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 1-5。

表 1-5 分布式风电接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点	送出回路数	单个并网点 参考容量
XFD10-T-1	10kV	统购统销 (接入公共电 网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XFD10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、配电室或箱 变	1 回	400kW ~ 6MW

XFD10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XFD10-Z-1		自发自用/余量上网	专线接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD380-T-1	380V	统购统销	接入公共电网配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW
XFD380-Z-1		自发自用/余量上网	接入用户配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW

(3) 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 1-6。

表 1-6 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点	送出回路数	适用单点接入参考容量
XRJ10-T-1	10kV	统购统销 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XRJ10-T-2			专线接入公共电网 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-1		自发自用/ 余量上网	单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-2			多点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ380-T-1	380V	统购统销 (接入公共电网)	接入公共电网配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW
XRJ380-Z-1		自发自用/ 余量上网	接入用户配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW

1.5.2 汇集站升压站部分

汇集站典型设计技术方案组合见表 2-1。升压站典型设计技术方案组合见表 1-7。

表 1-7 国家电网公司分布式电源接入系统——汇集站典型设计技术方案组合表

方案编号	电气主接线	进出线回路数	主要设备选择	设备布置
FHA-1	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户外单列布置
FHA-2	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	充气式断路器柜	户外单列布置
FHB-1	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-2	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置
FHB-3	两条独立的单母线	4 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-4	两条独立的单母线	12 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内双列布置
FHB-5	两条独立的单母线	6 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置
FHB-6	两条独立的单母线	12 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	充气式断路器柜	户内双列布置
FHB-7	单母线分段	6 回进线、2 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-8	单母线分段	8 回进线、2 回送出线、 8 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内双列布置
FHB-9	单母线分段	8 回进线、2 回送出线、 8 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置

表 1-8 国家电网公司分布式电源接入系统——升压站典型设计技术方案组合表

方案编号	变压器（kVA）	电气主接线	主要设备选择	进出线回路数	布置形式
FSA-1	1 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户外
FSA-2	1 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户外
FSA-3	1 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户外
FSA-4	1 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户外
FSA-5	2 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户外
FSA-6	2 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户外
FSA-7	2 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户外
FSA-8	2 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户外
FSB-1	1 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户内
FSB-2	1 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户内
FSB-3	1 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1 回	户内
FSB-4	1 × (800~1250)	中压侧：线变组	中压侧：充气式断路器柜	中压侧出线：1 回	户内

方案编号	变压器 (kVA)	电气主接线	主要设备选择	进出线回路数	布置形式
		低压侧：单母线	低压侧：抽屉式或抽出式开关柜		
FSB-5	2 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户内
FSB-6	2 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户内
FSB-7	2 × (315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户内
FSB-8	2 × (800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2 回	户内

1.5.3 送出线路部分

(1) 架空线杆型汇总表如下:

表 1-9 10kV 杆型汇总表

编号	杆塔类型	杆型	杆型代号
1	混凝土电杆	12 米直线杆	S-ZX-12A
2		12 米直线杆	S-ZX-12B
3		12 米直线杆	S-ZX-12C
4		12 米直线杆	S-ZX-12D
5		15 米直线杆	S-ZX-15A
6		15 米直线杆	S-ZX-15B
7		15 米直线杆	S-ZX-15C
8		15 米直线杆	S-ZX-15D
9		12 米转角杆	S-ZJ-12A
10		15 米转角杆	S-ZJ-15A
11		12 米耐张杆	S-NZ1-12A
12		12 米耐张杆	S-NZ1-12B
13		15 米耐张杆	S-NZ1-15A
14		15 米耐张杆	S-NZ1-15B
15		12 米耐张杆	S-NZ2-12A
16		12 米耐张杆	S-NZ2-12B
17		15 米耐张杆	S-NZ2-15A
18		15 米耐张杆	S-NZ2-15B
19		12 米耐张杆	S-NZ3-12A
20		12 米耐张杆	S-NZ3-12B
21		15 米耐张杆	S-NZ3-15A
22		15 米耐张杆	S-NZ3-15B
23		12 米终端杆	S-ZD-12A
24		12 米终端杆	S-ZD-12B
25		15 米终端杆	S-ZD-15A
26		15 米终端杆	S-ZD-15B
27	钢管杆	10 米转角杆	G-J1-10-A
28		10 米转角杆	G-J2-10-A
29		10 米转角杆	G-J3-10-A
30		13 米转角杆	G-J1-13-A
31		13 米转角杆	G-J2-13-A
32		13 米转角杆	G-J3-13-A
33		13 米转角杆	G-SJ1-13-A
34		13 米转角杆	G-SJ2-13-A
35		13 米转角杆	G-SJ3-13-A
36		13 米转角杆	G-SJ1-13-B
37		13 米转角杆	G-SJ2-13-B
38		13 米转角杆	G-SJ3-13-B

(2) 电缆相关汇总表如下:

表 1-10 电缆直埋模块技术条件

序号	电缆直埋情况	电缆截面 (芯数×截面, mm ²)	断面规模 (沟底宽, m)	图纸 编号
1	单根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.4	ZM-1
2	2根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.6	ZM-2
3	3根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.8	ZM-3

表 1-11 电缆沟模块技术条件一览表

模块编号	缆沟断面尺寸 (宽×高或内径)	沟道施工方法	支架布置	结构形式
LG-1	0.75m×0.7m	明开挖	单侧	砖混
LG-2	0.75m×0.7m	明开挖	单侧	混凝土

表 1-12 排管模块技术条件

序号	电缆敷设根数	电缆截面 (芯数×截面, mm ²)	图纸编号
1	2×2	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	PG-1、2
2	1×4	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	PG-3、4

电缆井模块相关方案:

直线井子模块

J-1 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 2 种型式, 各型式技术条件见表 1-13。

表 1-13 J-1 模块技术条件一览表

序号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) × 宽 (m) × 高 (m)	图号
1	0.4~10	≤2	4×1.2×2	J-1-1
2	0.4~10	≤2	6×1.2×2	J-1-2

转角井子模块

J-2 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 2 种型式, 各型式技术条件见表 1-14。

表 1-14 J-2 模块技术条件一览表

编号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) × 宽 (m) × 高 (m)	图号
1	0.4~10	≤2	4×1.2×2	J-2-1
2	0.4~10	≤2	6×1.2×2	J-2-2

三通井子模块

J-3 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 1 种型式，各型式技术条件见表 1-15。

表 1-15 J-3 模块技术条件一览表

编号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) x 宽 (m) x 高 (m)	图号
1	0.4 ~ 10	≤ 2	6x1.2x2	J-3-1

1.6 应用说明

本典型设计针对分布式电源接入 10kV 及以下配电网，分为接入系统设计、分布式电源自身汇集站（升压站）设计和送出线路设计三部分。共同指导分布式电源接入实际应用。典型设计为国家电网公司统一组织编制，分布式电源接入系统工程中，国家电网公司投资部分工程应依照执行，企业或用户投资部分工程可参考应用。

本典型设计三分册内容共同组成分布式电源接入系统工程设计全部内容，三个分册方案间适用性如下表所示，供应用者参考。

表 1-16 典型设计方案适用情况表

接入系统典型设计	汇集站典型设计方案		升压站典型设计方案		送出线路设计方案			
	FHA1~2、FHB-1~6	FHB-7~9	FSA-1~8	FSB-1~8	水泥杆 S-ZX/ZJ/NZ/ZD	钢杆 G-J/SJ	10kV 电缆 ZM/LG/PJ/J	0.4kV 电缆 ZM/LG/PJ/J
XGF10-T-1	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-T-2	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-T-3	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-Z-1	●	●	●	●	●	●	●	×
XGF380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-T-2	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-Z-2	×	×	●	●	×	×	×	●
XGF380-Z-Z1	×	×	●	●	×	×	×	●
XGF10-Z-Z1	●	●	●	●	●	●	●	×
XGF380/10-Z-Z1	●	●	●	●	●	●	●	●
XGF380-T-Z1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380/10-T-Z1	●	●	◎	◎	●	●	●	●
XFD10-T-1	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-T-2	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-T-3	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-Z-1	●	●	◎	◎	●	●	●	×
XFD380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XFD380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XRJ10-T-1	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ10-T-2	◎	◎	×	×	●	●	●	×

接入系统典型设计	汇集站典型设计方案		升压站典型设计方案		送出线路设计方案			
	FHA1~2、FHB-1~6	FHB-7~9	FSA-1~8	FSB-1~8	水泥杆 S-ZX/ZJ/NZ/ZD	钢杆 G-J/SJ	10kV 电缆 ZM/LG/PJ/J	0.4kV 电缆 ZM/LG/PJ/J
XRJ10-Z-1	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ10-Z-2	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XRJ380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
●	适用。							
×	不适用。							
◎	可根据实际情况参考应用。							

第 2 章 工作过程

分布式电源接入系统典型设计工作分为需求调研、技术导则编制、方案和设计深度确定、典型设计方案编制、设计方案评审出版等五个阶段。

第一阶段：需求调研。开展相关调研，了解各地区分布式电源接入系统实际情况，结合分布式电源接入系统的发展趋势和要求，分析各地区分布式电源接入系统设计工作中的特点和存在问题。

第二阶段：技术导则编制。编写设计技术导则，明确开展分布式电源接入系统方案典型设计要求及工作安排，并征求各网省公司和各设计单位意见。

第三阶段：方案和设计深度确定。根据设计指导原则，细化并网容量、接入电压等级、接入点、电气接线一次二次系统配置、通信计量等设计要求，形成典型设计方案组合，并明确设计深度要求。

第四阶段：典型设计方案编制。总结近年来分布式电源接入系统设计、施工及运行中出现的实际问题，依据设计指导原则，组织编制分布式电源接入系统典型设计方案。

第五阶段：设计方案评审出版。邀请知名专家对整体设计方案评审，修改完善，形成《分布式电源接入系统方案典型设计》出版稿。

第 3 章 典型设计依据

3.1 设计依据性文件

国能新能[2011]337号 国家能源局关于加强金太阳示范项目并网管理的通知

财建[2009]128号 关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见

财建[2009]129号 太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法

财建[2010]662号 关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知

国家电网办[2012]1560号 国家电网公司关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定的通知

3.2 主要设计标准、规程规范

本典型设计依据公司发布的《分布式电源接入配电网相关技术规定》和《分布式光伏发电接入配电网相关技术规定》及以下国家标准、行业标准、企业标准。

GB/T 19939-2005 光伏系统并网技术要求

GB/T 20046-2006 光伏(PV)系统电网接口特性

GB/Z 19964-2012 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 29319-2012 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 12325-2008 电能质量 供电电压偏差

GB/T 12326-2008 电能质量 电压波动和闪变

GB/T 14549-93 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543-2008 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 24337-2009	电能质量 公用电网谐波
GB/T 19862	电能质量监测设备通用要求
GB 50052-2009	供配电系统设计规范
GB 50053-1994	10kV 及以下变电所设计规范
GB 50054-2011	低压配电设计规范
GB 50057-2010	建筑物防雷设计规范
GB 50060-2008	3~110kV 高压配电装置设计规范
GB 50217-2007	电力工程电缆设计规范
GB 50613-2010	城市配电网规划设计规范
GB 1094	电力变压器
GB/T 17468	电力变压器选用导则
GB/T 6451	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB 4208	外壳防护等级（IP 代码）
GB 50011	建筑抗震设计规范
GB 50010-2010	混凝土结构设计规范
GB 50003	砌体结构设计规范
GB 1179	圆线同心绞架空导线
GB 4623	环形混凝土电杆
GB 13955	剩余电流动作保护装置安装和运行
GB/T 14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB 3096	声环境质量标准
GB 2894-2008	安全标志及其使用导则
GB 50061-2010	66kV 及以下架空电力线路设计规范
GB 50173-92	电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路 施工及验收规范

GB 14049-93	额定电压 10kV、35kV 架空绝缘电缆
GB 12527-90	额定电压 1kV 及以下架空绝缘电缆
GB 50169-2006	电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB 50108	地下工程防水技术规范
DL/T 599	城市中低压配电网改造技术导则
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 825	电能计量装置安装接线规则
DL/T 5202-2004	电能量计量系统设计技术规程
DL 645-2007	多功能电能表通信协议
DL/T 634.5101	远动设备及系统 第 5-101 部分 传输规约 基 本远动任务配套标准
DL/T 634.5104	远动设备及系统 第 5-104 部分 传输规约 采 用标准传输协议集的 IEC60870-5-101 网络访问
DL/T 601-1996	架空绝缘配电线路设计技术规程
DL/T 621-1997	交流电气装置的接地
DL/T 620-1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 5220-2005	10kV 及以下架空配电线路设计技术规定
DL/T 5221-2005	城市电力电缆线路设计技术规定
Q/GDW 156-2006	城市电力网规划设计导则
Q/GDW 212-2008	电力系统无功补偿配置技术原则
Q/GDW 370-2009	城市配电网技术导则
Q/GDW 382-2009	配电自动化技术导则
Q/GDW 480-2010	分布式发电接入电网技术规定
Q/GDW 564-2010	储能系统接入配电网技术规定
Q/GDW 617-2011	国家电网公司光伏电站接入电网技术规定

Q/GDW 1813-2012 配电网架空绝缘线路雷击断线防护导则

Q/GDW 1813-2012 配电网架空绝缘线路雷击断线防护导则

《国家电网公司输变电工程典型设计（2006年版）》

以上设计标准、规程规范若有新的版本，按新版本执行

3.3 主要电气设备技术标准

主要电气设备选择部分参照《国家电网公司输变电工程通用设备（2009年版）》。

第二篇 接入系统典型方案及技术原则

第 4 章 概 述

分布式电源接入系统典型设计技术原则是指导典型设计的总纲，描述典型设计的内容和深度要求，以及明确在设计中所执行的主要技术原则。其中：

系统一次包括接入系统方案划分原则、接入电压等级、接入点选择、典型方案、主要设备选择；

系统继电保护及安全自动装置包括线路保护、母线保护、频率电压异常紧急控制装置、防孤岛保护、防逆流保护等；

系统调度自动化包括调度管理、远动系统、对时方式、通信协议、信息传输、安全防护、功率控制、电能质量监测；

系统通信包括通道要求、通信方式、通信设备供电、通信设备布置等；

计量与结算包括计费系统、关口点设置、设备接口、通道及规约要求等。

第 5 章 系统一次设计及方案划分

5.1 内容和深度要求

5.1.1 主要设计内容

(1) 在确保电网和分布式电源安全运行的前提下, 综合考虑分布式电源项目报装装机容量和远期规划装机容量等因素, 合理确定接入电压等级、接入点;

(2) 确定采用相应典型设计方案;

(3) 提出对有关电气设备选型的要求。

5.1.2 设计深度

1) 光伏发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(包括潮流、短路、电能质量分析、无功平衡、三相不平衡校验等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 明确无功容量配置, 对升压站主接线、设备参数选型提出要求, 提出系统对光伏电站的技术要求。

2) 风力发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(潮流、短路、稳定、电能质量分析、无功平衡等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 明确无功容量配置, 对汇集站主接线、设备参数选型提出要求, 最后提出系统对风力发电的要求。

3) 内燃机、燃气轮机发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(潮流、短路、稳定等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 对设备参数选型提出要求, 最后提出系统对内燃机、燃气轮机发电的要求。

其中, 经过逆变器并网的风力发电、微燃机发电等接入系统应参照光伏发电进行设计。

经过逆变器和异步机同时并网的双馈式风力发电等接入系统应

参照风力发电进行设计。

经过同步机并网的生物质、资源综合利用等发电接入系统应参照燃机发电进行设计。

表 5-1 分布式电源接入系统设计适用范围

篇目	接入电网方式	适用电源类型
光伏发电篇 (逆变器型)	逆变器	光伏发电、直驱式风电、通过逆变器并网的微燃机和直线电机
风力发电篇 (感应电机型)	感应电机(逆变器及感应电机)	感应式和双馈式风电
燃机发电篇 (同步电机型)	同步电机	内燃机、燃气轮机、汽轮机、气压和液压涡轮机

5.2 主要原则及接入系统方案

5.2.1 接入方案划分原则

根据接入电压等级、运营模式、接入点划分接入系统方案。

5.2.2 接入电压等级

对于单个并网点，接入的电压等级应按照安全性、灵活性、经济性的原则，根据分布式电源容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、地区配电网情况综合比选后确定。

分布式电源并网电压等级根据装机容量进行初步选择的参考标准如下：8kW 及以下可接入 220V；8kW~400kW 可接入 380 伏；400kW~6MW 可接入 10kV。最终并网电压等级应综合参考有关标准和电网实际条件，通过技术经济比选论证后确定。

5.2.3 接入点选择原则

(1) 10kV 对应接入点

- 统购统销
 - 1) 公共电网变电站 10kV 母线
 - 2) 公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线
 - 3) T 接公共电网 10kV 线路

- 自发自用（含自发自用，余量上网）

用户开关站、配电室或箱变 10kV 母线

当并网点与接入点之间距离很短时，可以在分布式电源与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

- （2）380V 对应接入点统购统销

1) 公共电网配电箱/线路

2) 公共电网配电室或箱变低压母线

- 自发自用（含自发自用，余量上网）

1) 用户配电箱/线路

2) 用户配电室或箱变低压母线

当分布式电源接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级系统时，可参考相应电压等级接入系统典型设计方案。

（3）相关定义

本典型设计中并网点、公共连接点等相关定义如下：

（参考相关标准，仅适用于本典型设计）

专线接入，是指分布式电源接入点处设置分布式电源专用的开关设备（间隔），如分布式电源直接接入变电站、开闭站、配电室母线，或环网柜等方式。

T接，是指分布式电源接入点处未设置专用的开关设备（间隔），如分布式电源直接接入架空或电缆线路方式。

并网点，对于有升压站的分布式电源，并网点为分布式电源升压站高压侧母线或节点；对于无升压站的分布式电源，并网点为分布式电源的输出汇总点。如图所示，A1、B1、C1 点分别为分布式电源 A、B、C 的并网点。

接入点，是指分布式电源接入电网的连接处，该电网既可能是公

共电网，也可能是用户电网。如图所示，A2、B2、C2 点分别为分布式电源 A、B、C 的接入点。

公共连接点，是指用户系统（发电或用电）接入公用电网的连接处。如图所示，C2、D 点均为公共连接点。C2 点既是分布式电源接入点，又是公共连接点，A2、B2 点不是公共连接点。

接入系统工程，如图所示，A1—A2、B1—B2、C1—C2 输变电工程以及相应电网改造工程分别为分布式电源 A、B、C 接入系统工程，其中，A1—A2、B1—B2 输变电工程由用户投资，C1—C2 输变电工程由电网企业投资。

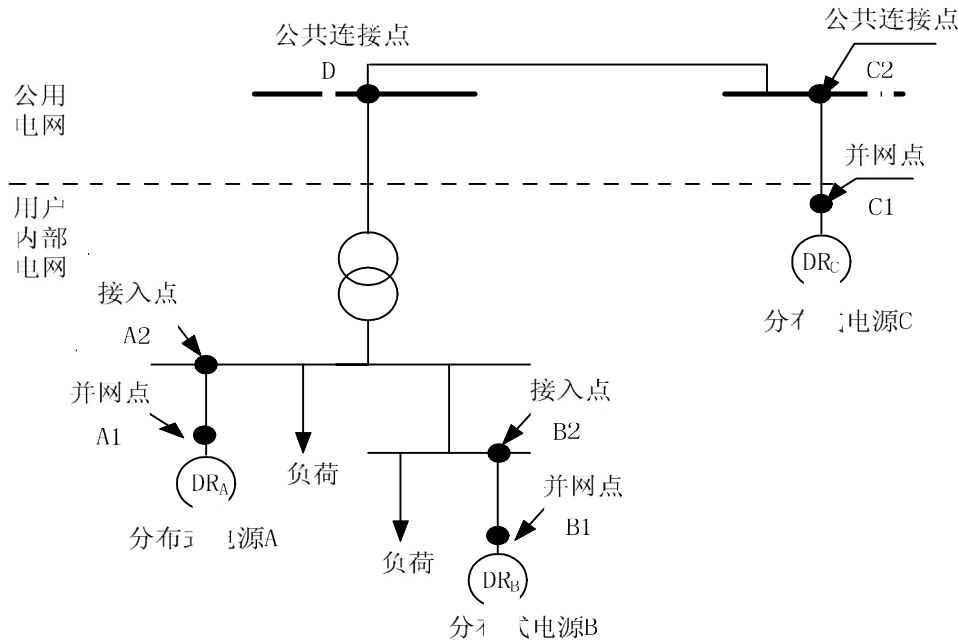


图 5-1 相关节点定义示意图

5.2.4 光伏发电典型设计方案

(1) 光伏发电单点接入系统典型设计共 8 个方案，方案概述详见表 5-1。

表 5-1 分布式光伏单点接入系统典型方案分类表

方案编号	接入	运营模式	接入点	送出	单个并网点参考容
------	----	------	-----	----	----------

	电压			回路数	量*
XGF10-T-1	10kV	统购统销 (接入公共 电网)	接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XGF10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、 配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XGF10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 6MW
XGF10-Z-1		自发自用/ 余量上网 (接入用户 电网)	接入用户 10kV 母线	1 回	400kW ~ 6MW
XGF380-T-1	380V	统购统销 (接入公共 电网)	公共电网配电箱/线路	1 回	≤100kW, 8kW 及以 下可单相接入
XGF380-T-2			公共电网配电室或箱变低压 母线	1 回	20kW ~ 400kW
XGF380-Z-1		自发自用/ 余量上网 (接入用户 电网)	用户配电箱/线路	1 回	≤400kW, 8kW 及以 下可单相接入
XGF380-Z-2			用户配电室或箱变低压母线	1 回	20kW ~ 400kW

注：1、表中参考容量仅为建议值，具体工程设计中可根据电网实际情况进行适当调整。

2、接入用户电网、且采用统购统销模式的分布式光伏发电可参照自发自用/余量上网模式方案设计。

(2) 光伏发电组合接入系统典型设计共 5 个方案，方案概述详见表 5-2。

表 5-2 分布式光伏组合接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点
XGF380-Z-Z1	380V/220V	自发自用/ 余量上 网	多点接入用户配电箱/线路 配电室或箱变低压母线
XGF10-Z-Z1	10kV		多点接入用户 10kV 开关站、 配电室或箱变
XGF380/10-Z-Z1	10kV/380V		以 380V 一点或多点接入用户配电箱/线路、 配电室或箱变低压母线， 以 10kV 一点或多点接入用户 10kV 开关站、 配电室或箱变
XGF380-T-Z1	380V/220V	统购统销	多点接入公共电网配电箱/线路、 箱变或配电室低压母线
XGF380/10-T-Z1	10kV/380V		以 380V 一点或多点接入公共配电箱/线路、 配电室或箱变低压母线， 以 10kV 一点或多点接入公共电网变电站 10kV 母 线、10kV 开关站、配电室、箱变或 T 接公共电网 10kV 线路

注：当分布式光伏发电接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级时，可参考 XGF10-Z-Z1、XGF380/10-Z-Z1 等设计方案。

5.2.4.1 单点接入典型设计方案 XGF10-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-2。

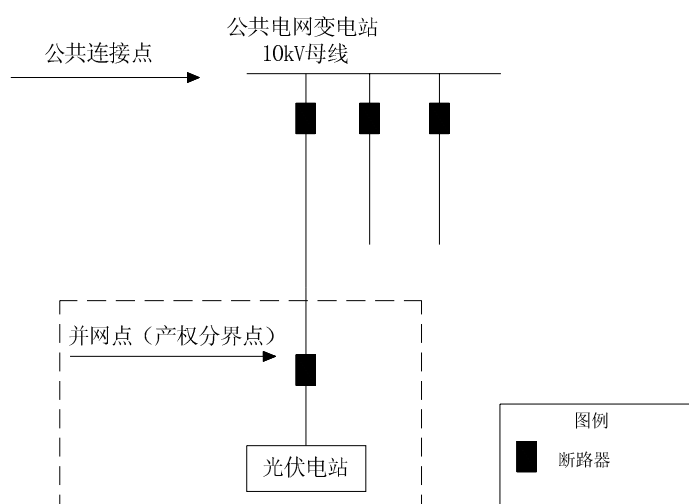


图 5-2 XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.4.2 单点接入典型设计方案 XGF10-T-2

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图见图 5-3。

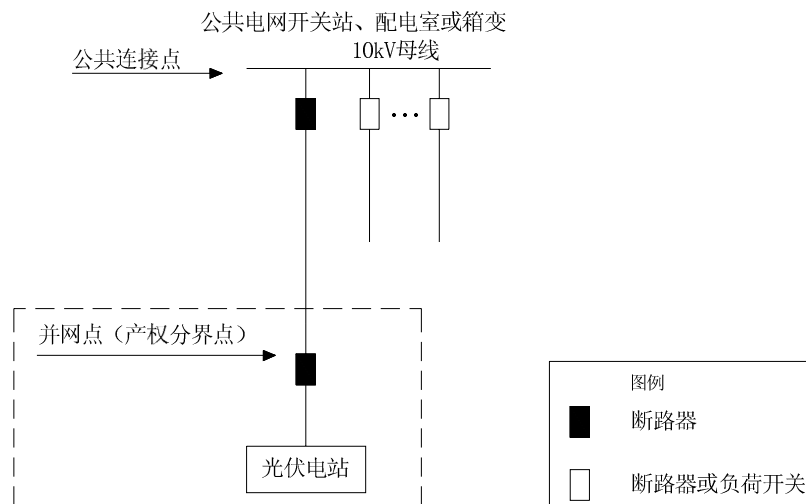


图 5-3 XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图

5.2.4.3 单点接入典型设计方案 XGF10-T-3

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站、公共连接点为公共电网 10kV 线路 T 接点，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图见图 5-4。

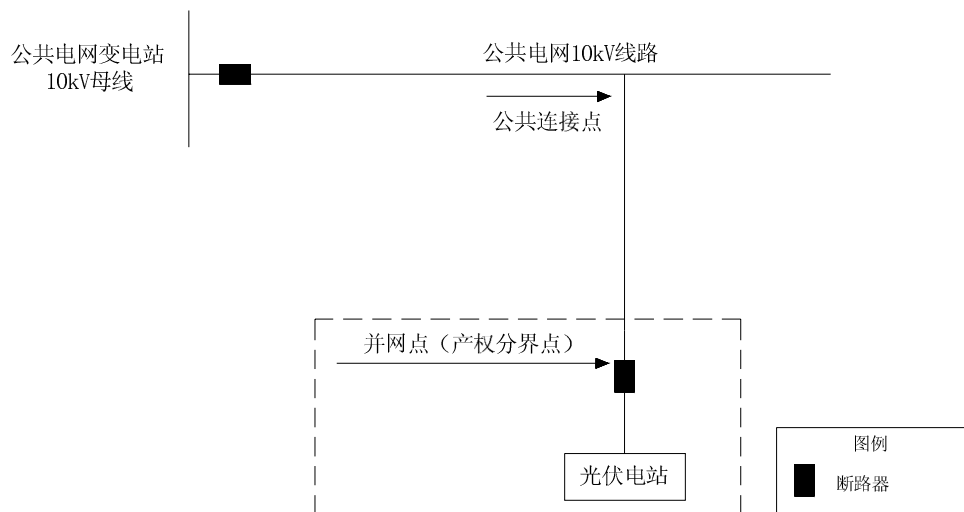


图 5-4 XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图

5.2.4.4 单点接入典型设计方案 XGF10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

XGF10-Z-1 方案一次系统有两个子方案，子方案一接线示意图见图 5-5-1，子方案二接线示意图见图 5-5-2。

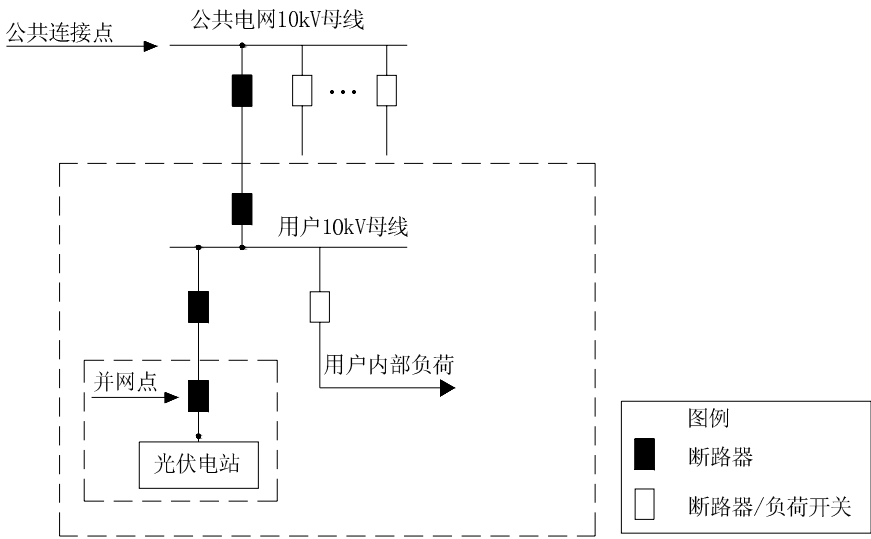


图 5-5-1 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

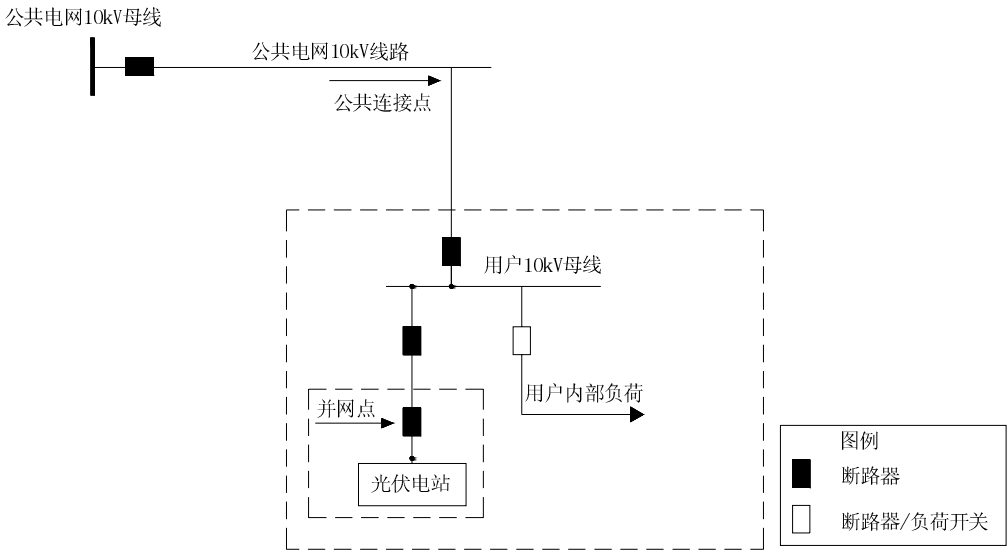


图 5-5-2 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.5 单点接入典型设计方案 XGF380-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电箱或线路，单个并网点参考装机容量不大于100kW，采用三相接入；装机容量8kW及以下，可采用单相接入。

XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-6。

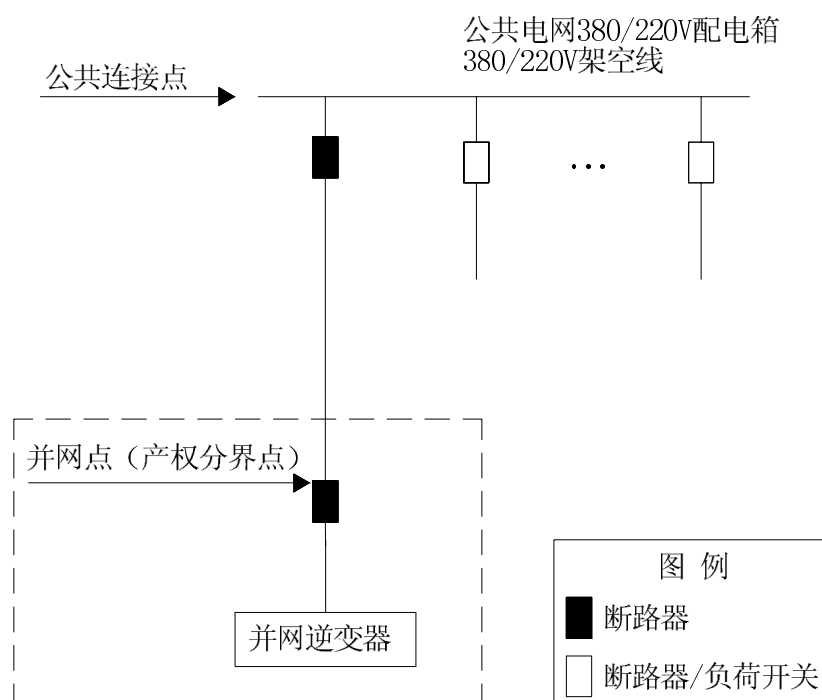


图 5-6 XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.4.6 单点接入典型设计方案 XGF380-T-2

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电室或箱变低压母线，单个并网点参考装机容量20kW~400kW。

XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图见图 5-7。

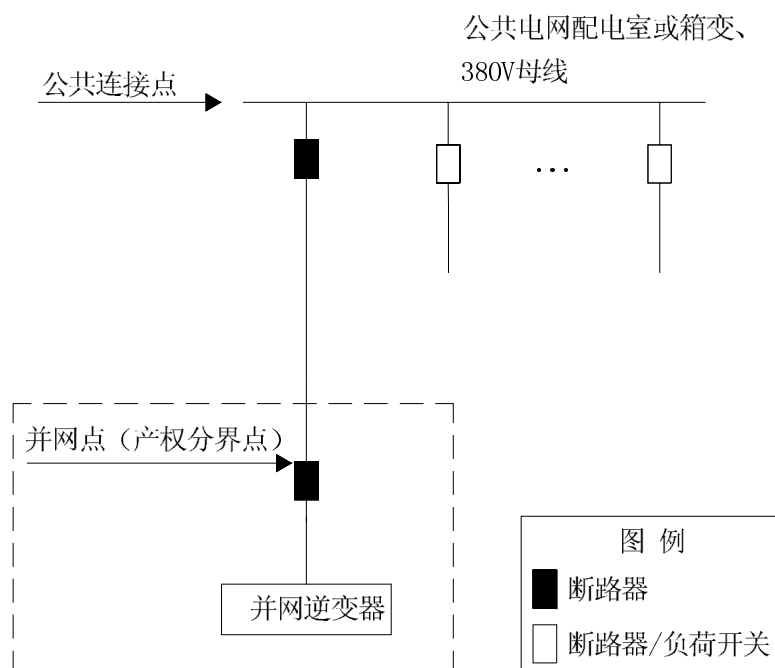


图 5-7 XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图

5.2.4.7 单点接入典型设计方案 XGF380-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

XGF380-Z-1 方案一次系统有两个方案，方案一接线示意图见图 5-8-1，方案二接线示意图见图 5-8-2。

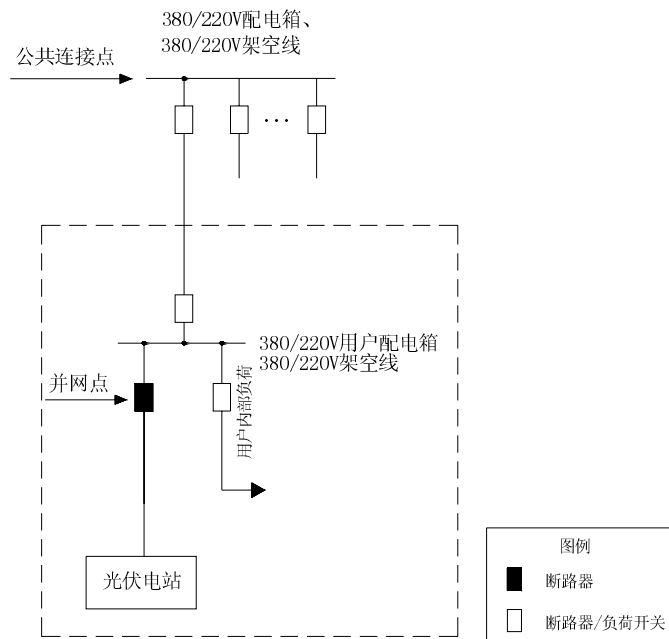


图 5-8-1 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

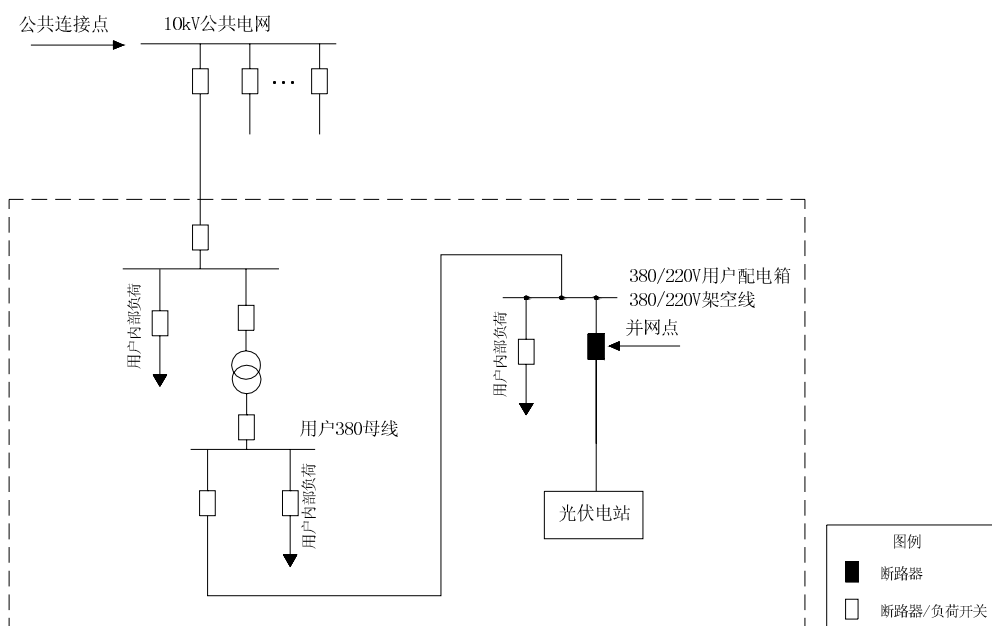


图 5-8-2 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.8 单点接入典型设计方案 XGF380-Z-2

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 20kW~400kW。

XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图见图 5-9。

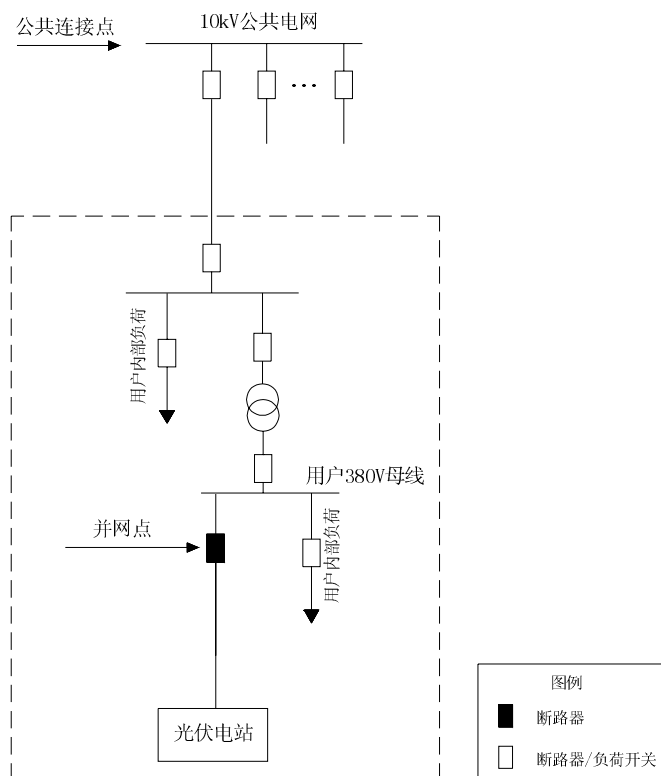


图 5-9 XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图

5.2.4.9 多点（组合）接入典型设计方案 XGF380-Z-Z1

本方案采用多回线路将分布式光伏接入用户配电箱、配电室或箱变低压母线。方案设计以光伏发电单点接入用户配电箱或线路典型设计方案 XGF380-Z-1 和单点接入用户配电室或箱变典型设计方案 XGF380-Z-2 为基础模块，进行组合设计。本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

XGF380-Z-Z1 方案一次系统有两个子方案，子方案一接线示意图见图 5-10-1，子方案二接线示意图见图 5-10-2。

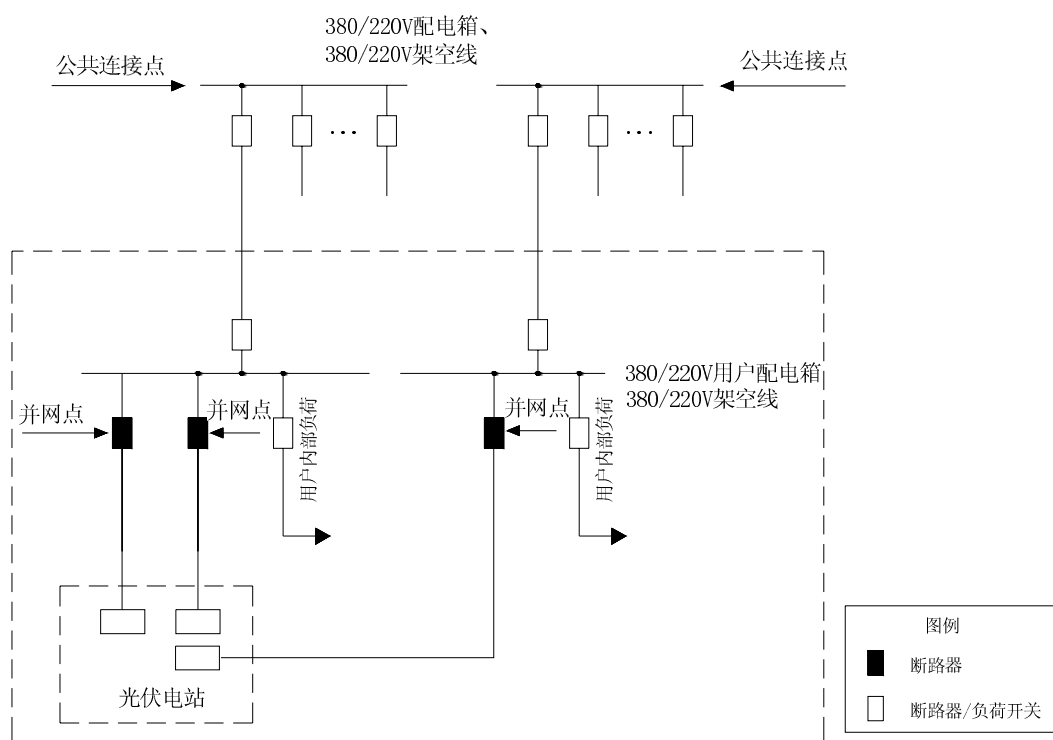


图 5-10-1 XGF380-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

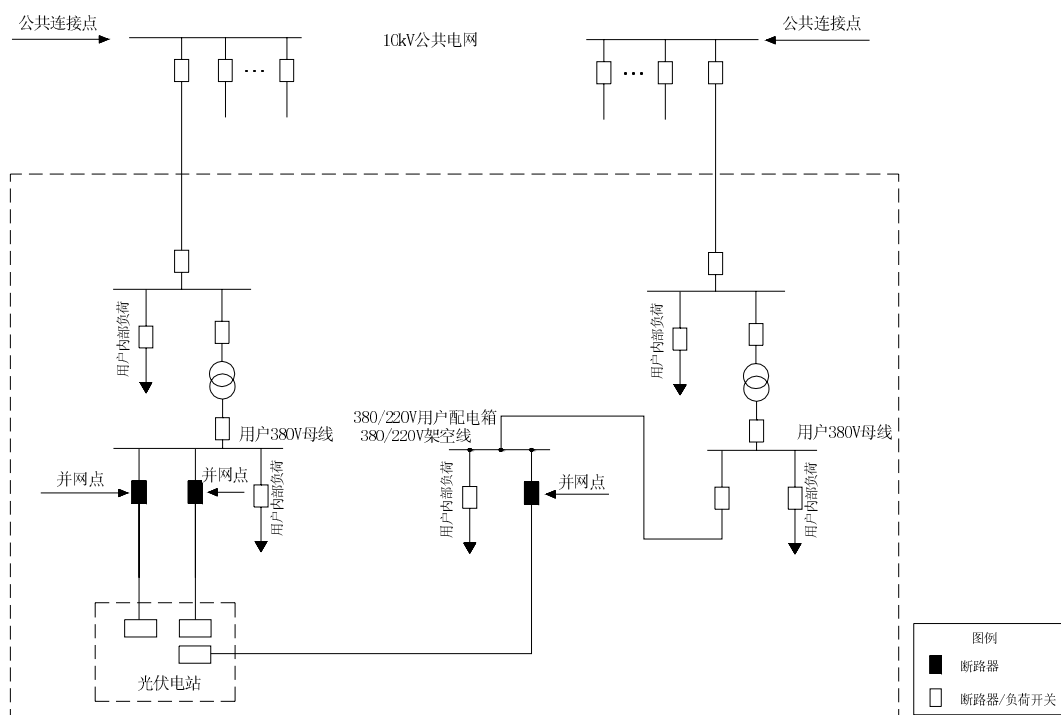


图 5-10-2 XGF380-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.10 多点（组合）接入典型设计方案 XGF10-Z-Z1

本方案采用多回线路将分布式光伏接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变。方案设计以光伏发电单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变典型设计方案 XGF10-Z-1 为基础模块，进行组合设计。本方案主要适用于同一用户内部自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站。接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

XGF10-Z-Z1 方案一次系统有两个子方案，子方案一接线示意图见图 5-11-1，子方案二接线示意图见图 5-11-2。

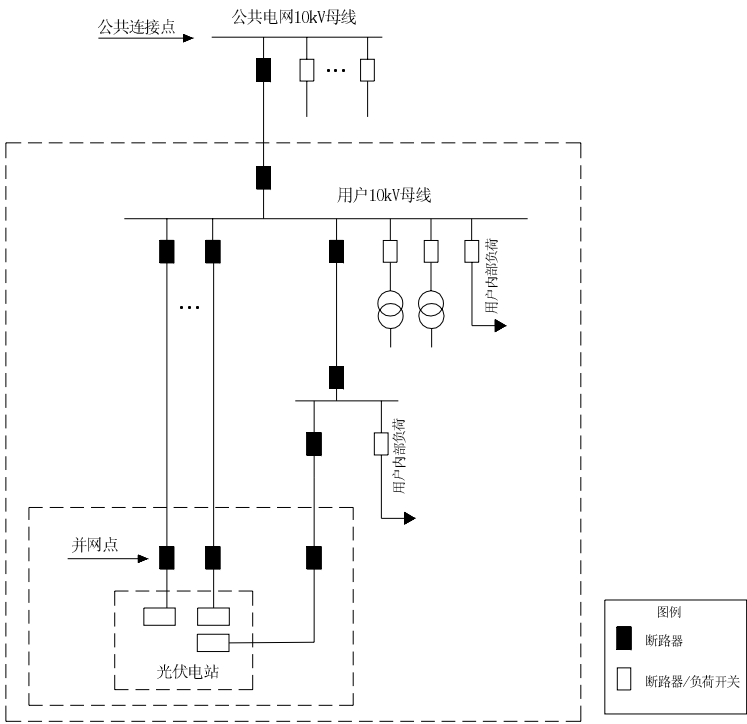


图 5-11-1 XGF10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

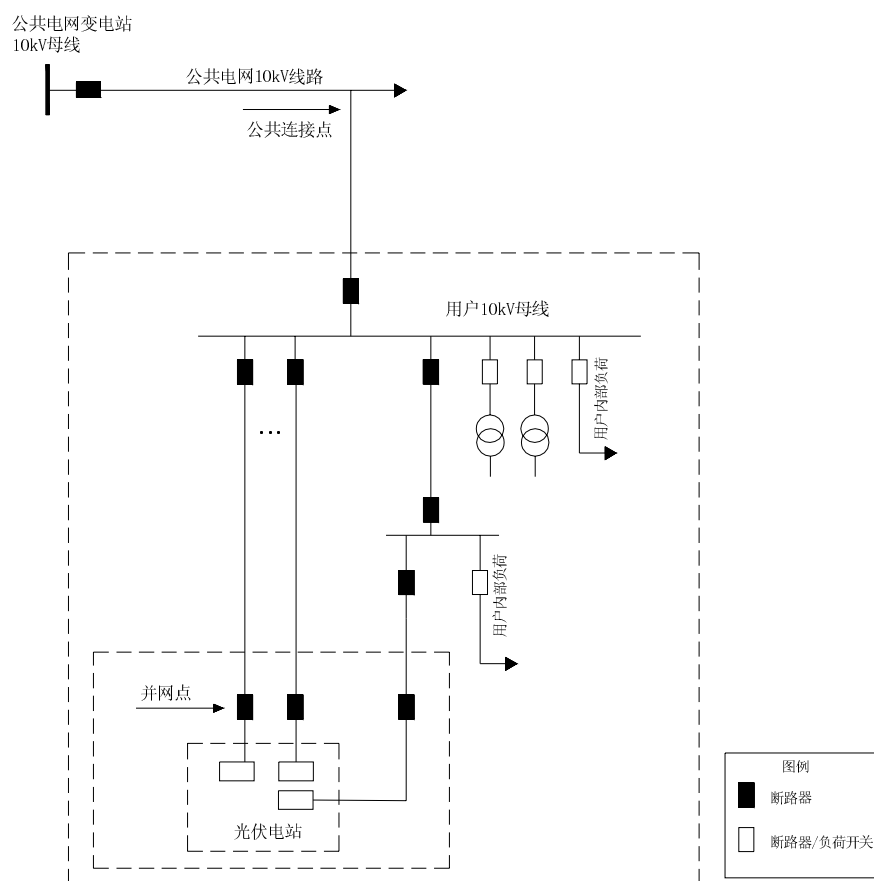


图 5-11-2 XGF10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.11 多点（组合）接入典型设计方案 XGF380/10-Z-Z1

本方案以 380V/10kV 电压等级将分布式光伏接入用户电网，380V 接入点为用户配电箱或线路、配电室或箱变低压母线，10kV 接入点为用户 10kV 母线。方案设计以光伏发电单点接入用户配电箱或线路典型设计方案 XGF380-Z-1、单点接入用户配电室或箱变典型设计方案 XGF380-Z-2 和单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变典型设计方案 XGF10-Z-1 为基础模块，进行组合设计。本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站。接入配电箱或线路时，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入，装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入；接入配电室或箱变低压母线时，单个并网点参考装机容量 20kW~400kW；接入用户 10kV 开关站、配电室或箱

变时，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF380/10-Z-Z1 方案一次系统有两个子方案，子方案一接线示意图见图 5-12-1，子方案二接线示意图见图 5-12-2。

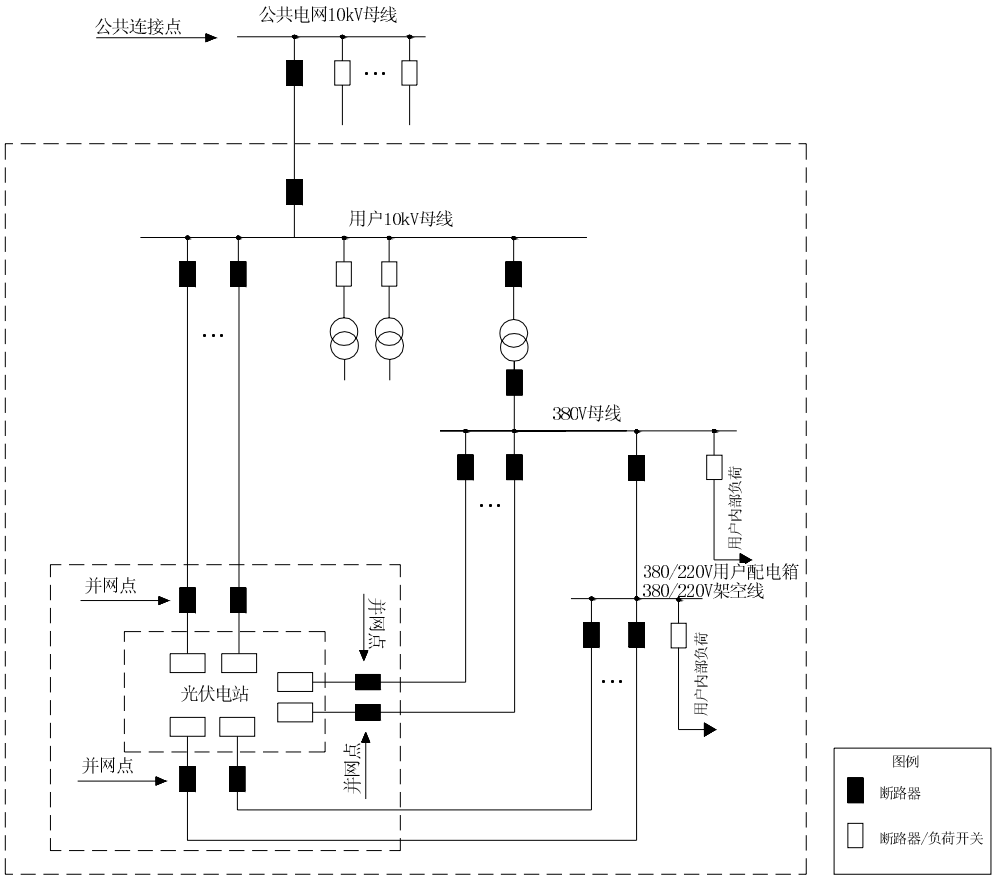


图 5-12-1 XGF380/10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

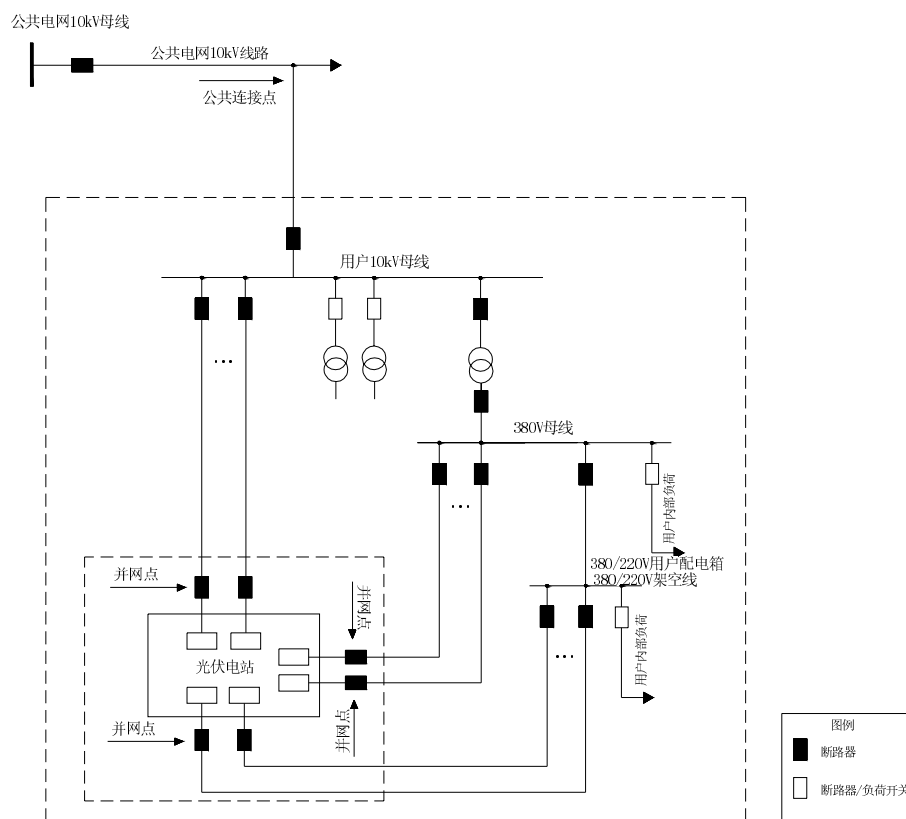


图 5-12-2 XGF380/10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图 (方案二)

5.2.4.12 多点（组合）接入典型设计方案 XGF380-T-Z1

本方案采用多回线路将分布式光伏接入公共电网配电箱或线路、配电室或箱变低压母线。方案设计以光伏发电单点接入公共电网配电箱或线路典型设计方案 XGF380-T-1 和单点接入公共电网配电室或箱变低压母线典型设计方案 XGF380-T-2 为基础模块，进行组合设计。本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，系统接入点为公共电网配电箱或线路、配电室或箱变低压母线。接入配电箱或线路时，单个并网点参考装机容量不大于 100kW，单个并网点装机容量 8kW 及以下时，可采用单相接入；接入配电室或箱变低压母线时，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

XGF380-T-Z1 方案一次系统接线示意图见图 5-13。

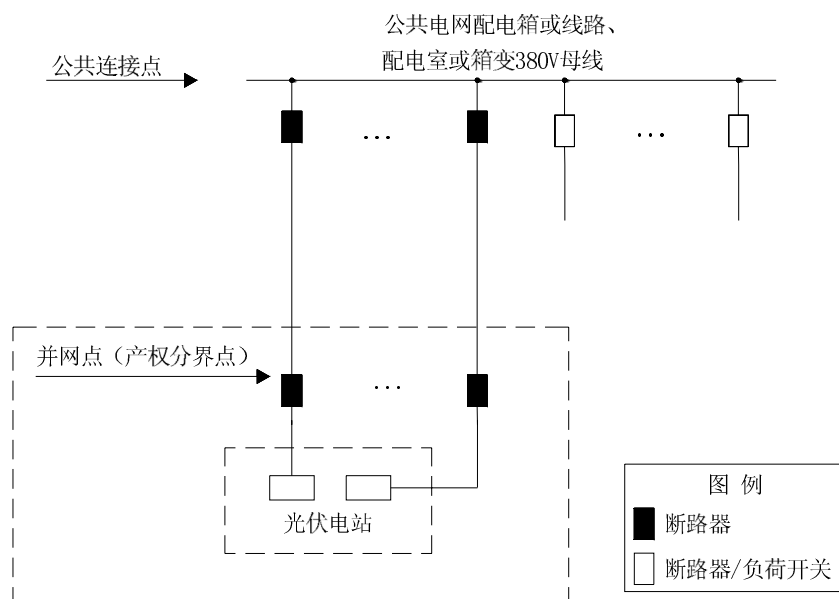


图 5-13 XGF380-T-Z1 方案一次系统接线示意图

5.2.4.13 多点（组合）接入典型设计方案 XGF380/10-T-Z1

本方案以 380V/10kV 电压等级将分布式光伏接入公共电网，380V 接入点为公共电网配电箱或线路、配电室或箱变低压母线，10kV 接入点为公共电网变电站 10kV 母线、T 接接入公共电网 10kV 线路或公共电网 10kV 母线。方案设计以光伏发电单点接入公共电网配电箱或线路典型设计方案 XGF380-T-1、单点接入公共电网配电室或箱变典型设计方案 XGF380-T-2、单点接入公共电网变电站 10kV 母线典型设计方案 XGF10-T-1、单点接入公共电网 10kV 母线典型设计方案 XGF10-T-2 和单点 T 接接入公共电网 10kV 线路典型设计方案 XGF10-T-3 为基础模块，进行组合设计。本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，380V 公共连接点为：公共电网配电箱或线路、配电室或箱变低压母线；10kV 公共连接点为：公共电网变电站 10kV 母线、公共电网 10kV 线路 T 接点或公共电网 10kV 母线。

XGF380/10-T-Z1 方案一次系统接线示意图见图 5-14。

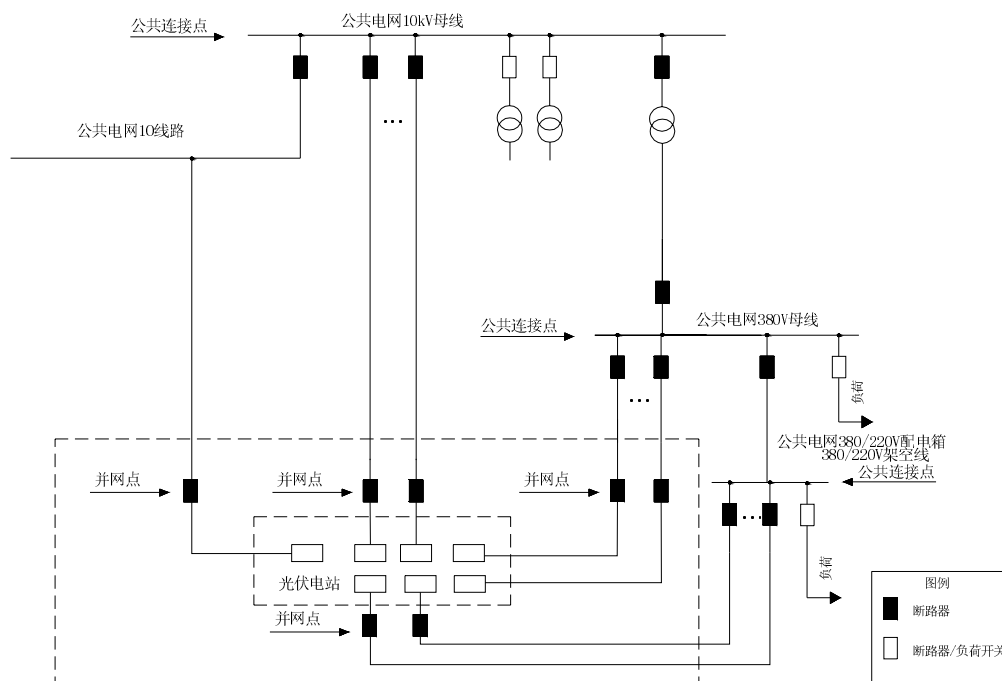


图 5-14 XGF380/10-T-Z1 方案一次系统接线示意图

5.2.5 风力发电典型设计方案

风机接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 5-3。

表 5-3 分布式风电接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量
XFD10-T-1	10kV	统购统销 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XFD10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 6MW
XFD10-Z-1	380V	自发自用/余量上网	专线接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD380-T-1		统购统销	接入公共电网配电室或箱变低压母线	1 回	<400kW
XFD380-Z-1		自发自用/余量上网	接入用户配电室或箱变低压母线	1 回	<400kW

注：1、当接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级时，可参考 XFD10-Z-1 等设计方案。

2、小型景观风机及风光储路灯等，不在本典型设计方案应用范围之内。

5.2.5.1 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XFD10-T-1 方案一次接入系统示意图见图 5-15。

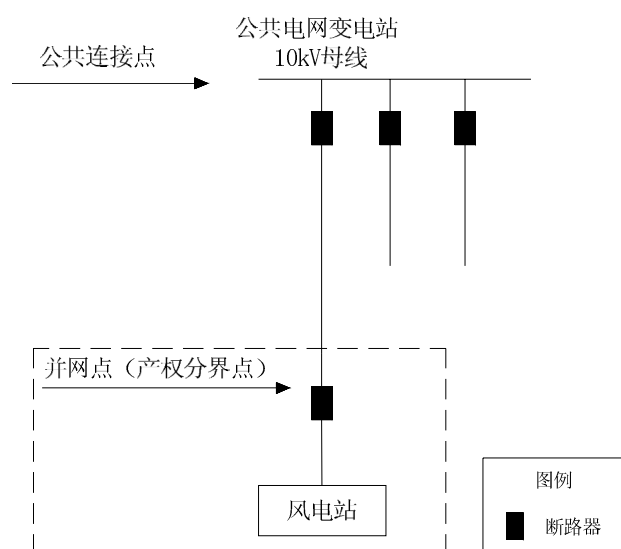


图 5-15 XFD-T-1 方案一次接入系统示意图

5.2.5.2 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-2

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XFD10-T-2 方案一次接入系统示意图见图 5-16。

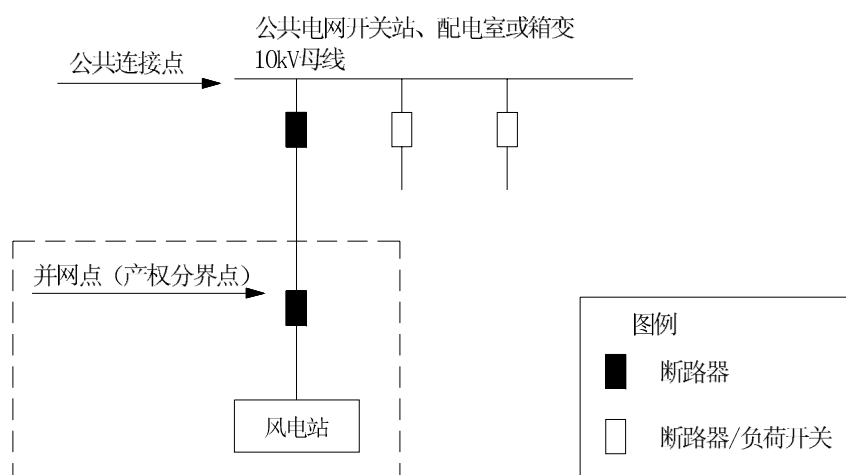


图 5-16 XFD-T-2 方案一次接入系统示意图

5.2.5.3 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-3

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，T 接于公共电网 10kV 线路，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图见图 5-17。

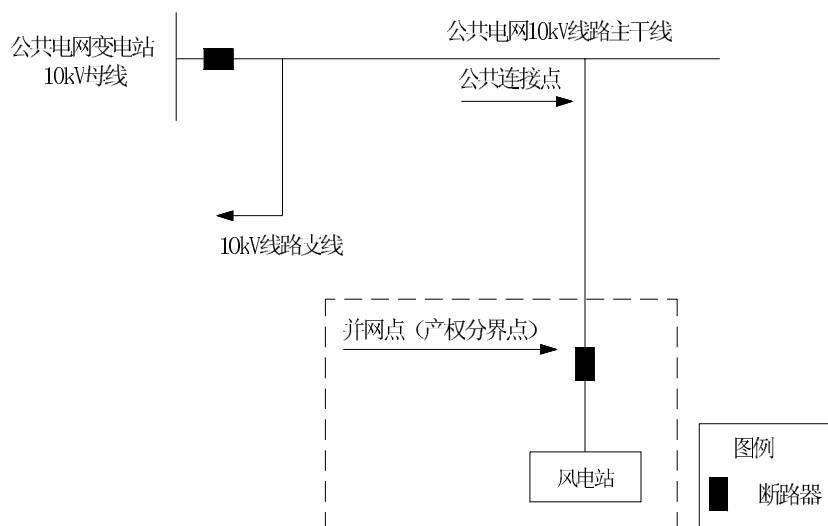


图 5-17 XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图

5.2.5.4 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图见图 5-18。

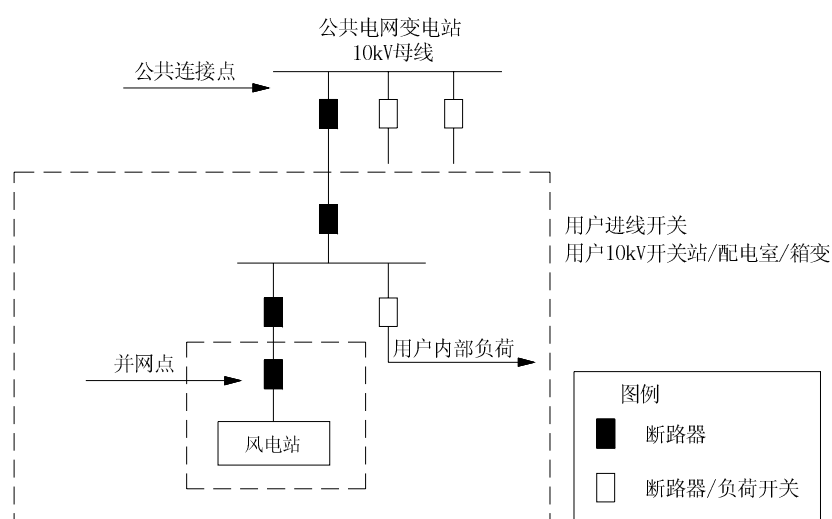


图 5-18-1 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

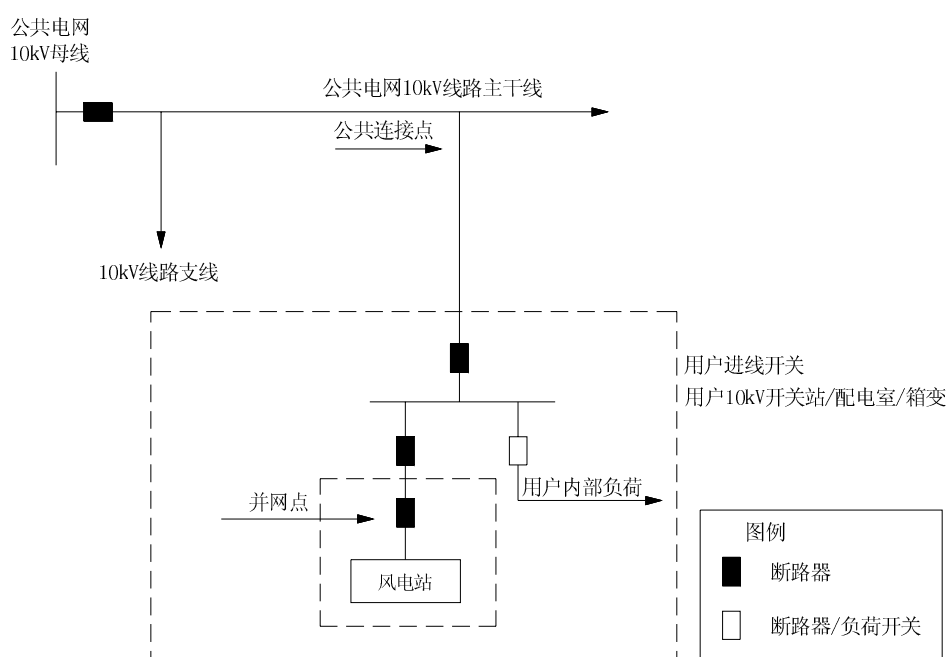


图 5-18-2 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.5.5 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD380-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网箱变或配电室 380V 母线，单个并网参考装机容量不大于 400kW。

XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-19。

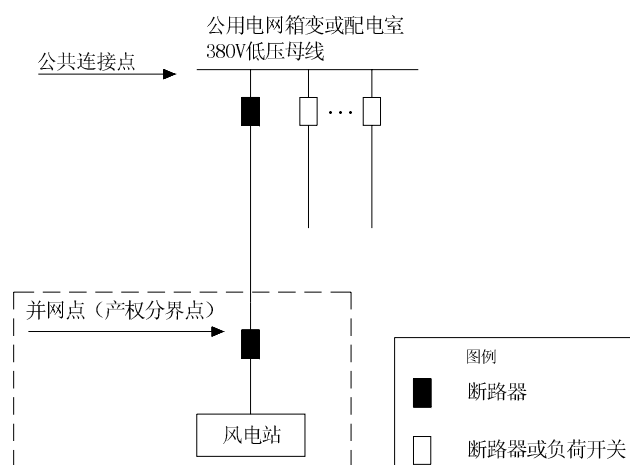


图 5-19 XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.5.6 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD380-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网节点参考装机容量小于 400kW。

XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图见图 5-20。

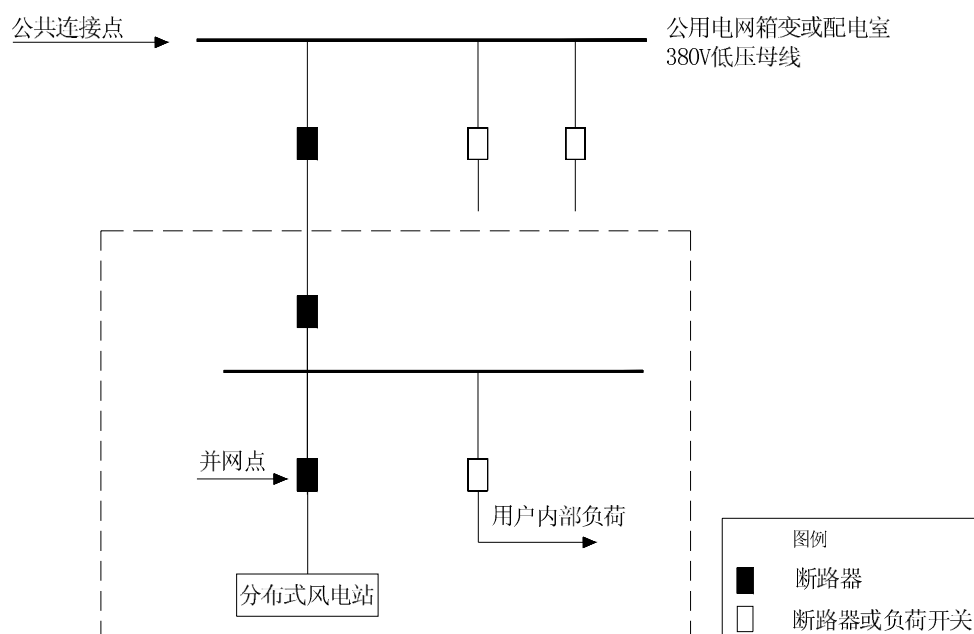


图 5-20-1 XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

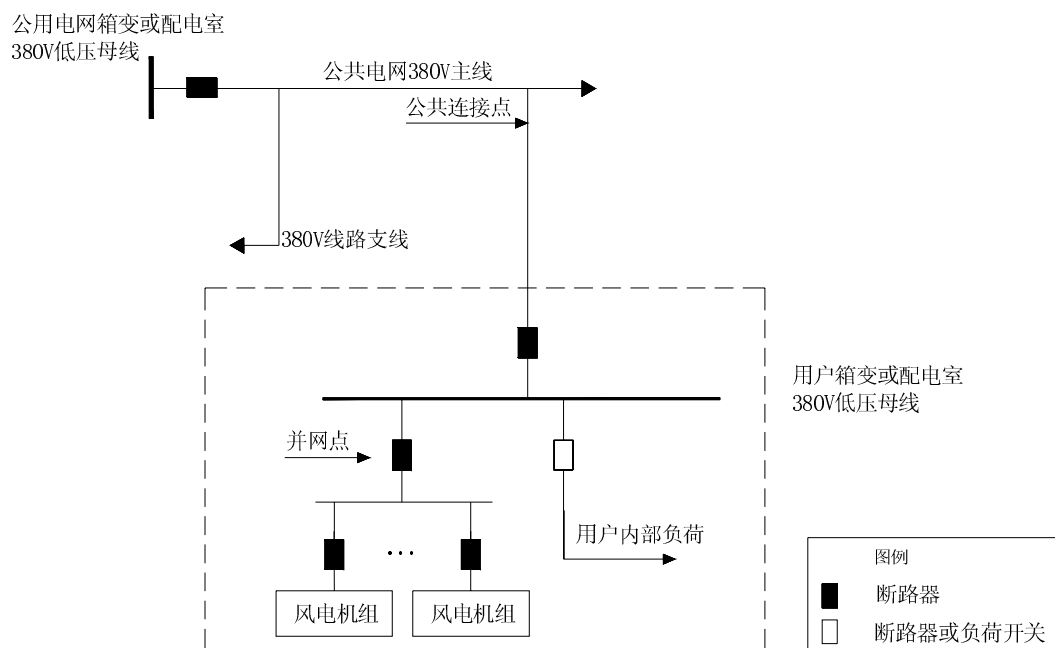


图 5-20-1 XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.6 燃机发电典型设计方案

小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 5-4。

表 5-4 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	运营模式	接入点	送出回路数	适用单点接入参考容量
XRJ10-T-1	10kV	统购统销（接入公共电网）	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XRJ10-T-2			专线接入公共电网 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-1		自发自用/余量上网	单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-2			多点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ380-T-1	380V	统购统销（接入公共电网）	接入公共电网配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW
XRJ380-Z-1		自发自用/余量上网	接入用户配电室或箱变低压母线	1 回	≤ 400kW

注：当接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级时，可参考 XRJ10-Z-1、XRJ10-Z-2 等设计方案。

5.2.6.1 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XRJ10-T-1 接入系统方案见图 5-21。

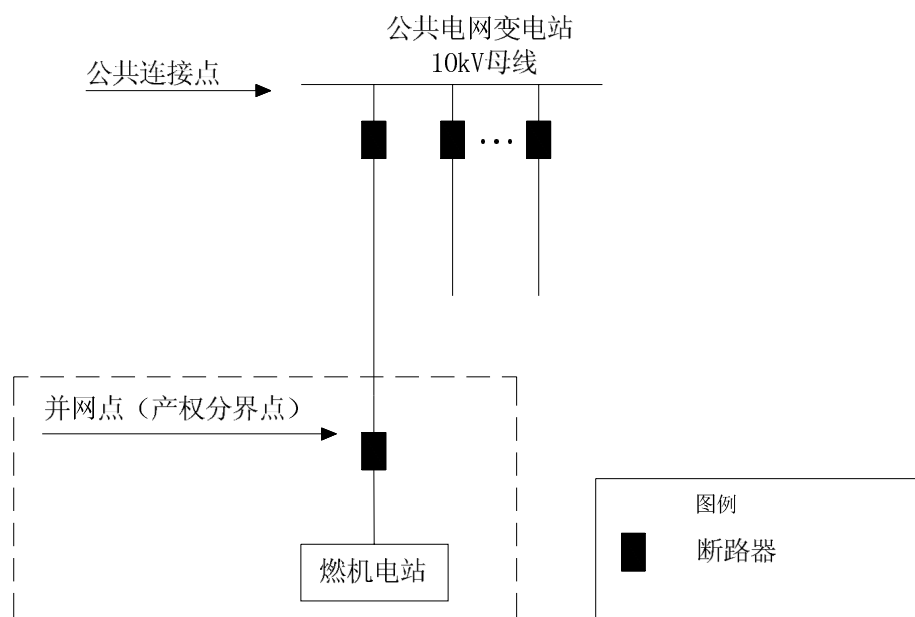
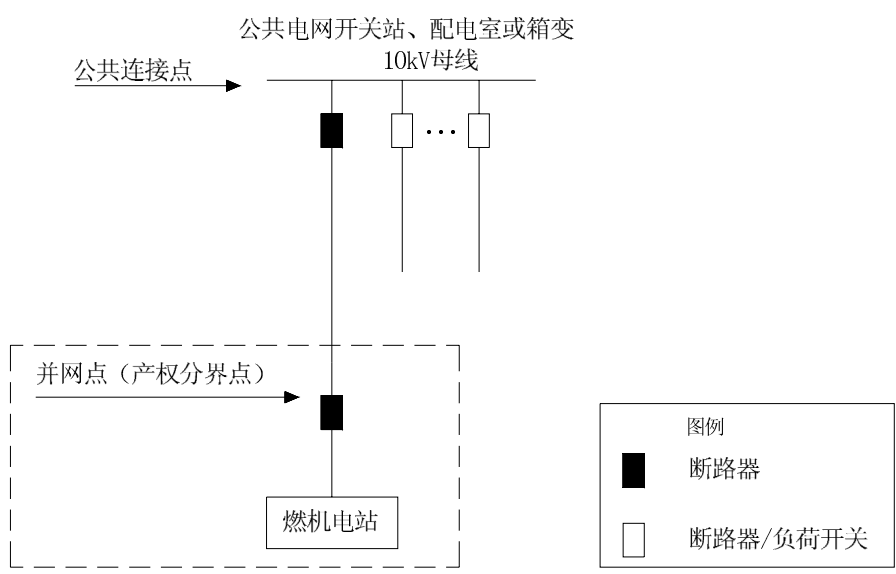


图 5-21 XRJ10-T-1 接入系统方案图

5.2.6.2 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-T-2

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XRJ10-T-2 接入系统方案见图 5-22。



图

5-22 XRJ10-T-2 接入系统方案图

5.2.6.3 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网节点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XRJ10-Z-1 接入系统方案见图 5-23。

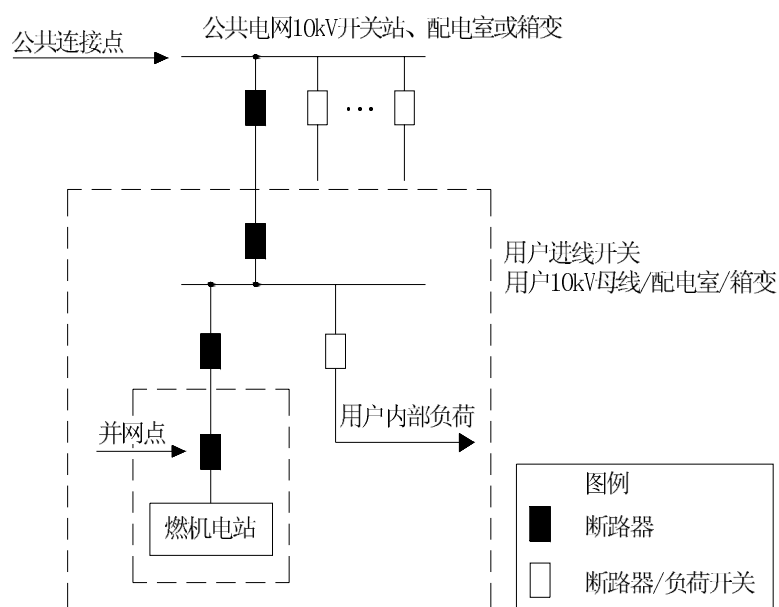


图 5-23-1 XRJ10-Z-1 接入系统方案图（方案一）

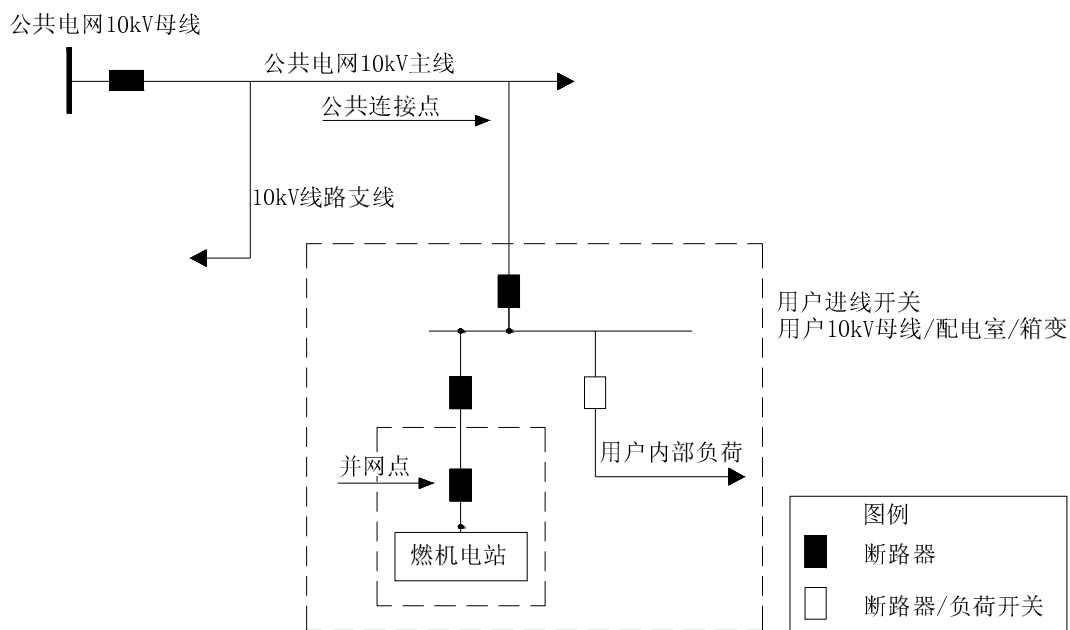


图 5-23-2 XRJ10-Z-1 接入系统方案图（方案二）

5.2.6.4 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-Z-2

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XRJ10-Z-2 接入系统方案见图 5-24。

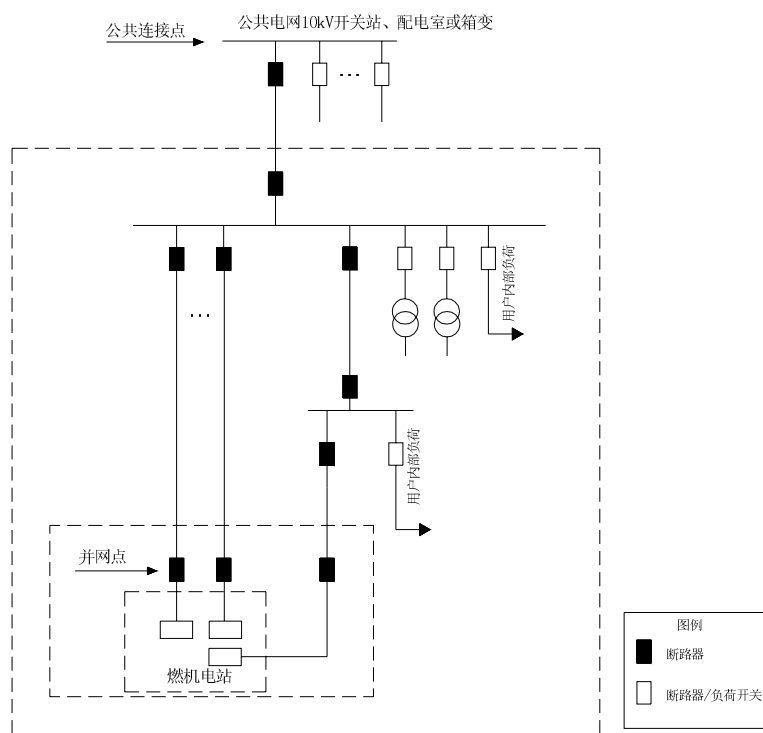


图 5-24-1 XGF10-Z-2 接入系统方案图（方案一）

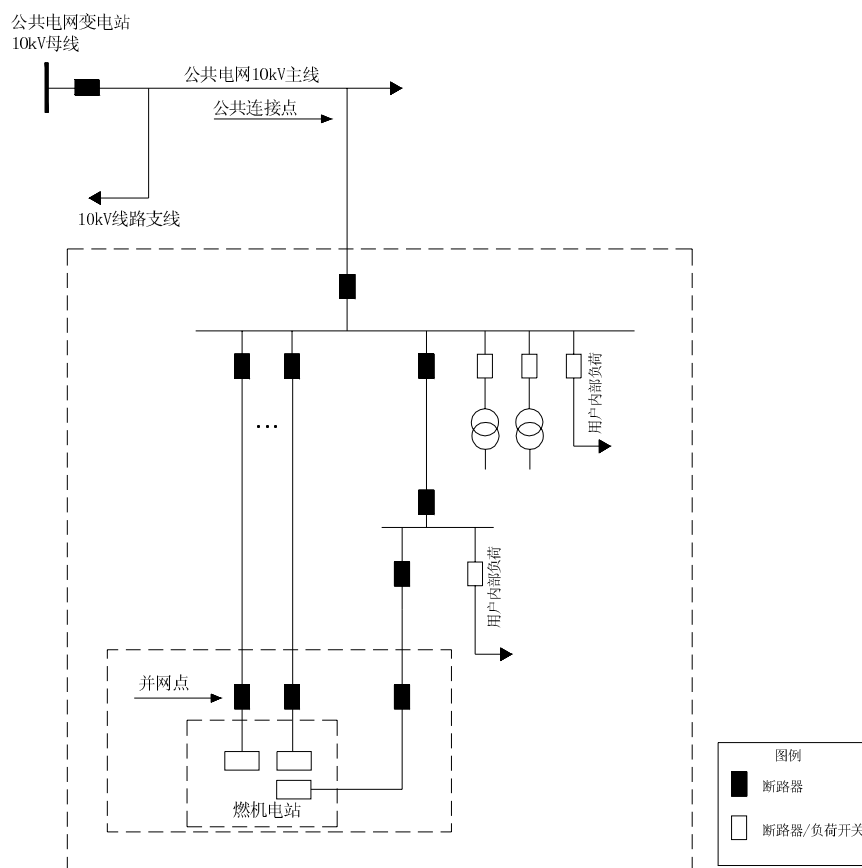


图 5-24-2 XGF10-Z-2 接入系统方案图（方案二）

5.2.6.5 燃机接入系统典型设计方案 XRJ380-T-1

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网配电室或箱变 380V 母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

XRJ380-T-1 接入系统方案见图 5-25。

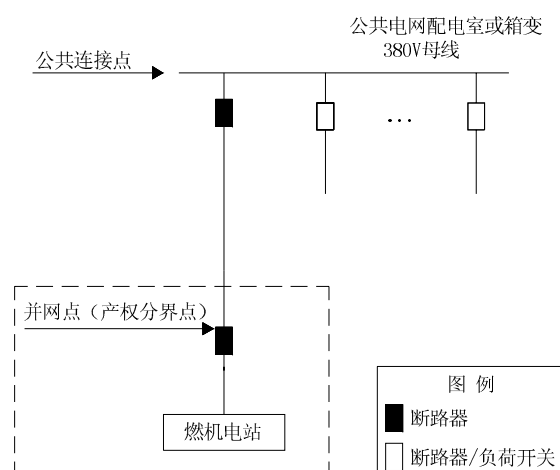


图 5-25 XRJ380-T-1 接入系统方案图

5.2.6.6 燃机接入系统典型设计方案 XRJ380-Z-1

本方案主要适用于自发自用或余量上网（接入用户电网）的燃机电站，公共连接点为用户配电室或箱变 380V 母线，单个并网节点参考装机容量不大于 400kW。

XRJ380-Z-1 接入系统方案见图 5-26。

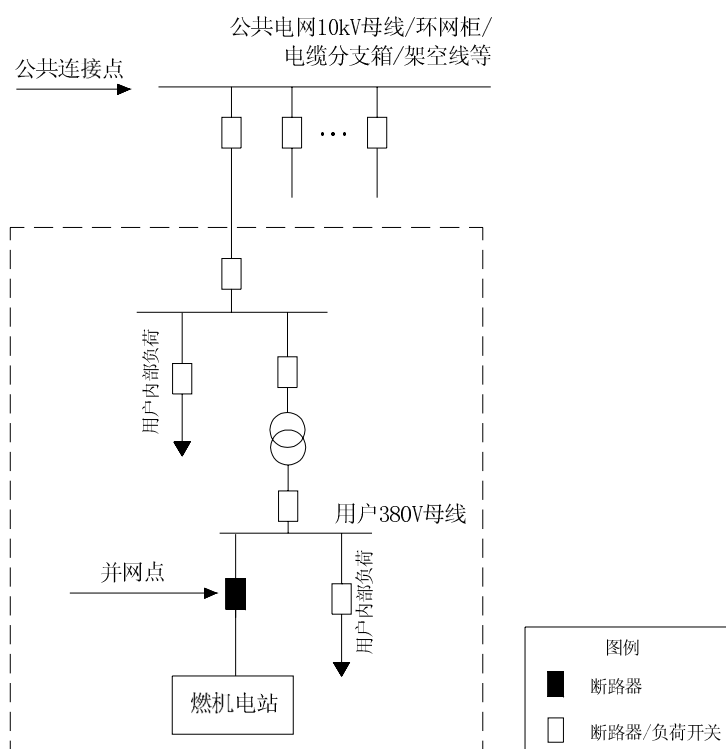


图 5-26 XRJ380-Z-1 接入系统方案图

5.2.7 主要设备选择原则

(1) 主接线

1) 380V: 采用单元或单母线接线;

2) 10kV: 采用线变组或单母线接线。

3) 分布式电源内部设备接地形式: 分布式电源的接地方式应与配电网侧接地方式一致, 并应满足人身设备安全和保护配合的要求。采用 10kV 电压等级直接并网的同步发电机中性点需经避雷器接地。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 或多台组合, 电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电, 可根据实际情况选择容量。

(3) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取, 并考虑分布式电源发电效率等因素;

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择;

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 等截面, 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 120mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 等截面, 10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。当接入公共电网时, 应结合本地配电网规划与建设情况选择适合的导线。

(4) 断路器型式

1) 380V: 分布式电源并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器, 根据短路电流水平选择设备开断能力, 并需留有一定裕度, 应具备电源端与负荷端反接能力。

其中，逆变器类型电源并网点应安装低压并网专用开关，专用开关应具备失压跳闸及检有压合闸功能，失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_N$ 、10 秒，检有压定值宜整定为大于 $85\%U_N$ 。

2) 10kV：分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的断路器。

当分布式电源并网公共连接点为负荷开关时，需改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般宜采用 20kA 或 25kA。

(5) 无功配置

1) 380V：通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统应保证并网点处功率因数在超前 0.95 至滞后 0.95 范围内连续可调；

通过 380V 电压等级并网的其他分布式电源应保证并网点处功率因数在超前 0.95 至滞后 0.95 范围内连续可调；

2) 10kV：分布式发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；分布式发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素。

接入用户系统、自发自用（含余量上网）的分布式光伏发电系统功率因数应实现超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；

接入公共电网的分布式光伏发电系统功率因数应实现超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调；并网同步电机分布式电源，功率因数应实现超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；

并网感应电机及除光伏外逆变器并网分布式电源，功率因数应实现超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调；

分布式发电系统配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结

合分布式发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

（6）并网逆变器

分布式电源并网逆变器应严格执行现行国家、行业标准中规定的包括元件容量、电能质量和低压、低频、高频、接地等涉网保护方面要求。

（7）反孤岛装置

分布式光伏接入公网 380V 系统，当接入容量超过本台区配变额定容量 25%时，相应公网配变低压侧刀熔总开关应改造为低压总开关，并在配变低压母线处装设反孤岛装置；低压总开关应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能，母线间有联络时，联络开关也应与反孤岛装置间具备操作闭锁功能。

（8）电能质量在线监测

10kV 接入时，需在并网点配置电能质量在线监测装置；必要时，需在公共连接点处对电能质量进行检测。电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

380 接入时，计量电能表应具备电能质量在线监测功能，可监测三相不平衡电流。

同步机类型分布式发电系统接入时，不配置电能质量在线监测装置。

（9）防雷接地装置

在分布式电源接入系统设计中应充分考虑雷击及内部过电压的危害，按照相关技术规范的要求，装设避雷器和接地装置。

系统一次部分：10kV 系统采用交流无间隙金属氧化物避雷器进行过电压保护。220V/380V 各回出线和零线可采用低压阀型避雷器。

系统二次部分：为了防止雷击感应影响二次设备安全及可靠性，

全部金属物包括设备、机架、金属管道、电缆的金属外皮等均应单独与接地干网可靠联接。

接地应符合 DL/T 621-1997《交流电气装置的接地》要求，电气装置过电压保护应满足 DL/T 620-1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》要求。

(10) 安全防护

1) 通过 380V 电压等级并网的分布式电源，连接电源和电网的专用低压开关柜应有醒目标识。标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。标识的形状、颜色、尺寸和高度应按照 GB 2894 的规定执行。

2) 通过 10 (6) kV ~ 35kV 电压等级并网的分布式电源，应根据 GB 2894 的要求在电气设备和线路附近标识“当心触电”等提示性文字和符号。

第 6 章 系统继电保护及安全自动装置

6.1 内容与深度要求

6.1.1 主要设计内容

包括继电保护、防孤岛及安全自动装置配置方案等。

6.1.2 设计深度

(1) 系统继电保护

根据分布式电源接入系统方案,提出系统继电保护的配置原则及配置方案。

(2) 安全自动装置

根据分布式电源接入系统方案,提出安全自动装置配置原则及配置方案。

提出频率电压异常紧急控制装置配置需求及方案。

当分布式电源不具备稳定功率输出的能力,接入系统时需提出防孤岛检测配置方案,提出防孤岛与备自投装置、自动重合闸等自动装置配合的要求。

根据分布式电源类型及接入系统运营方式,提出防逆流保护配置方案。

(3) 其他

提出继电保护及安全自动装置对电流互感器、电压互感器(或带电显示器)、对时系统和直流电源等的技术要求。

6.2 技术原则

6.2.1 一般性要求

分布式电源的继电保护及安全自动装置配置应满足可靠性、选择

性、灵敏性和速动性的要求，其技术条件应符合现行国家标准 GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》、DL/T 584-2007《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》和 GB 50054-2011《低压配电设计规范》的要求。

6.2.2 线路保护

线路保护应以保证公共电网的可靠性为原则，兼顾分布式电源的运行方式，采取有效的保护方案。

6.2.2.1 380/220V 电压等级接入

分布式电源以 380/220V 电压等级接入公共电网时，并网点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、失压跳闸及低压闭锁合闸等功能。

6.2.2.2 10kV 电压等级接入

(1) 送出线路继电保护配置

1) 采用专用送出线路接入系统

分布式电源采用专用送出线路接入变电站或开关站 10kV 母线时，一般情况下配置（方向）过流保护，也可以配置距离保护；当上述两种保护无法整定或配合困难时，需增配纵联电流差动保护。

2) 采用 T 接线路接入系统

分布式电源采用 T 接线路接入系统时，为了保证其他用户的供电可靠性，一般情况下需在分布式电源站侧配置无延时过流保护反映内部故障。

(2) 系统侧相关保护校验及完善要求

1) 分布式电源接入配电网后，应对分布式电源送出线路相邻线路现有保护进行校验，当不满足要求时，应调整保护配置。

2) 分布式电源接入配电网后，应校验相邻线路的开关和电流互

感器是否满足要求（最大短路电流）。

3）分布式电源接入配电网后，应在必要时按双侧电源线路完善保护配置。

6.2.3 母线保护

分布式电源系统设有母线时，可不设专用母线保护，发生故障时可由母线有源连接元件的后备保护切除故障。有特殊要求时，如后备保护时限不能满足要求，也可相应配置保护装置，快速切除母线故障。

需对变电站或开关站侧的母线保护进行校验，若不能满足要求时，则变电站或开关站侧需要配置保护装置，快速切除母线故障。

6.2.4 孤岛检测及安全自动装置

（1）孤岛检测

分布式光伏发电逆变器必须具备快速检测孤岛且检测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、频率电压异常紧急控制装置配置和低电压穿越等相配合，时限上互相匹配。

同步电机、感应电机类型分布式电源，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

（2）安全自动装置

分布式电源接入系统的安全自动装置应该实现频率电压异常紧急控制功能，按照整定值跳开并网点断路器。

分布式电源 10kV 接入系统时，需在并网点设置安全自动装置；若 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以按 U_n 实现解列，也可不配置具备该功能的自动装置。

380V 电压等级接入时，不独立配置安全自动装置。

6.2.5 防逆流保护

为满足运行要求，当同步电机直接接入电网的分布式电源设计为不可逆并网方式时（自发自用但余量不上网运营模式），公共连接点处应装设防逆流保护装置。

经逆变器和感应电机并网的分布式电源不配置防逆流保护装置。

6.2.6 其他

当以 10kV 线路接入公共电网环网柜、开闭所等时，环网柜或开闭所需要进行相应改造，具备二次电源和设备安装条件。对于空间实在无法满足需求的，可选用壁挂式、分散式直流电源模块，实现分布光伏发电接入系统方案的要求。

系统侧变电站或开关站线路保护重合闸检无压配置应根据当地调度主管部门要求设置，必要时配置单相 PT。接入分布式电源且未配置 PT 的线路原则上取消重合闸。

10kV 接入系统的分布式电源电站内需具备直流电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

10kV 接入系统的分布式电源电站内需配置 UPS 交流电源，供关口电能表、电能量终端服务器、交换机等设备使用。

分布式电源并网逆变器应具备过流保护与短路保护、孤岛检测，在频率电压异常时自动脱离系统的功能。

电机类并网的分布式电源其电机本体应该具有反映内部故障及过载等异常运行情况的保护功能。

第 7 章 系统调度自动化

7.1 内容与深度要求

7.1.1 主要设计内容

主要包括调度管理关系确定、系统远动配置方案、远动信息采集、通道组织及二次安全防护、电能质量在线监测、线路同期等内容。

7.1.2 设计深度

(1) 根据配电网调度管理规定，结合发电系统的容量和接入配电网电压等级确定发电系统调度关系。

(2) 根据调度关系，确定是否接入远端调度自动化系统并明确接入调度自动化系统的远动系统配置方案。

(3) 根据调度自动化系统的要求，提出信息采集内容、通信规约及通道配置要求。

(4) 根据调度关系组织远动系统至相应调度端的远动通道，明确通信规约、通信速率或带宽。

(5) 提出相关调度端自动化系统的接口技术要求。

(6) 根据本工程各应用系统与网络信息交换、信息传输和安全隔离要求，提出二次系统安全防护方案、设备配置需求。

(7) 根据相关调度端有功功率、无功功率控制的总体要求，分析发电系统在配电网中的地位和作用，确定远动系统是否参与有功功率控制与无功功率控制，并明确参与控制的上下行信息及控制方案。

(8) 明确电能质量监测点和监测量。

(9) 暂不考虑风功率、光伏发电功率预测系统。

(10) 有同期要求线路，应提出同期方案。

7.2 技术原则

7.2.1 调度管理

分布式发电项目调度管理按以下原则执行：

10kV 接入的分布式发电项目，纳入地市或县公司调控中心调度运行管理，上传信息包括并网设备状态、并网点电压、电流、有功功率、无功功率和发电量，调控中心应实时监视运行情况。

380V 接入的分布式发电项目，同步电机类型的分布式发电需上传发电量信息，并具备并网点开关状态信息采集和上传能力；其它类型分布式电源接入暂只需上传发电量信息。

7.2.2 远动系统

380/220V 电压等级接入的同步电机类型分布式电源，并网点开关状态信息及发电量信息，宜采用专用装置实现统一采集和远传。

380/220V 电压等级接入的其它类型分布式电源，按照相关暂行规定，只考虑采集关口计费电能表计量信息，可通过配置无线采集终端装置或接入现有集抄系统实现电量信息采集及远传，一般不配置独立的远动系统。

10kV 电压等级接入的分布式电源本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，需独立配置远方终端，采集相关信息。

10kV/380V 多点、多电压等级接入时，380V 部分信息由 10kV 电压等级接入的分布式电源本体远动系统功能统一采集并远传。

7.2.3 远动信息内容

7.2.3.1 380V 电压等级接入

- (1) 分布式电源的关口电量信息；

(2) 同步电机类型的分布式电源并网点开关状态信息(根据当地调度范围确定)。

7.2.3.2 10kV 电压等级接入

具备与电力系统调度机构之间进行数据通信的能力,能够采集电源并网状态、电流、电压、有功、无功、发电量等电气运行工况,上传至电网调度机构。

7.2.4 功率控制要求

当调度端对分布式电源有功率控制要求时,需明确参与控制的上下行信息及控制方案。

7.2.5 同期装置

经同步电机直接接入系统的分布式电源,应在必要位置配置同期装置。

经感应电机直接接入系统的分布式电源,应保证其并网过程不对系统产生严重不良影响,必要时采取适当的并网措施,如可在并网点加装软并网设备。

经电力电子设备(逆变器)接入系统的分布式电源(含双馈型风电),并网由电力电子设备实现,不配置同期装置。

7.2.6 信息传输

分布式电源远动信息上传宜采用专网方式,可单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。

条件不具备或接入用户侧,且无控制要求的分布式发电系统,可采用无线公网通信方式,但应采取信息安全防护措施。

通信方式和信息传输应符合相关标准的要求,一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

7.2.7 安全防护

分布式电源接入时，应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的二次安全防护总体原则，需配置相应的安全防护设备。

7.2.8 对时方式

分布式电源 10kV 接入时，测控装置及远动系统应能够实现接受对时功能，可以采用北斗或 GPS 对时方式，也可采用网络对时方式。

第 8 章 系统通信

8.1 内容及深度要求

8.1.1 主要内容

主要包括明确调度管理关系、介绍通信现状和规划、分析通道需求、提出通信方案、确定通道组织方案、提出通信设备供电和布置方案等。

8.1.2 设计深度

(1) 根据配电网调度管理、发电系统的容量和接入配电网电压等级明确分布式电源系统与调度关系。

(2) 叙述与分布式电源相关的电力系统通信现状,包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

(3) 根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线,提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求,以及分布式电源站至调度等单位的信息通道要求。

(4) 根据一次接入系统方案及通信系统现状,提出分布式电源系统通信方案,包括电路组织、设备配置等。一般需提出多方案进行比较,并明确推荐方案。

(5) 根据分布式电源的信息传输需求和通信方案,确定各业务信息通道组织方案。

(6) 提出通信设备供电和布置方案。

8.2 技术原则

8.2.1 总体要求

应适应电网调度运行管理规程的要求。

8.2.2 通信通道要求

(1) 根据分布式电源的规模、电压等级、运营模式、接入方式，提出通道要求。

(2) 通信通道应具备故障监测、通道配置、安全管理、资源统计等维护管理功能。

(3) 分布式电源接入系统可按单通道考虑。

(4) 分布式电源接入系统通信通道安全防护应符合电监安全[2006]34号《电力二次系统安全防护总体方案》、GB/T 22239—2008《信息安全技术-信息系统安全等级保护基本要求》和Q/GDW594-2011《国家电网公司信息化“SG186”工程安全防护总体方案》等相关规定。

8.2.3 通信方式

接入系统应因地制宜的选择下列通信方式，满足电源接入需求。

(1) 光纤通信

结合本地电网整体通信网络规划，采用EPON技术、工业以太网技术、SDH/MSTP技术等多种光纤通信方式。

(2) 电力线载波

在10kV配电网中采用中压电力线载波技术。

(3) 无线方式

可采用无线专网或GPRS、CDMA无线公网通信方式。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足Q/GDW 625-2011《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和Q/GDW 380.2-2009《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

8.2.4 通信设备供电

(1) 分布式电源接入系统通信设备电源性能应满足 YD/T 1184-2002《接入网电源技术要求》的相关要求。

(2) 通信设备供电应与其它设备统一考虑。

8.2.5 通信设备布置

通信设备宜与其它二次设备合并布置。

第 9 章 计量与结算

9.1 内容与深度要求

9.1.1 设计内容

主要包括计费关口点设置、电能表计配置、计量装置精度、传输信息及通道要求等。

9.1.2 设计深度要求

(1) 提出相关电能量计费系统的计量关口点的设置原则并确定分布式发电系统的计费关口点。

(2) 提出对关口点电能量计量装置的计量要求及精度等级要求。

(3) 提出对计量专用电流互感器、电压互感器的技术要求。

(4) 提出电能量计量装置的通讯接口技术要求。

(5) 确定向相关调度端传送电能量计量信息的内容、通道及通信规约。

9.2 技术原则

(1) 电能表按照计量用途分为两类：关口计量电能表，装于关口计量点，用于用户与电网间的上、下网电量分别计量；并网电能表，装于分布式电源并网点，用于发电量统计，为电价补偿提供数据。

1) 分布式发电系统接入配电网前，应明确上网电量和下网电量关口计量点，原则上设置在产权分界点，上、下网电量分开计量，分别结算。产权分界处按国家有关规定确定，产权分界处不适宜安装电能计量装置的，关口计量点由分布式电源业主与电网企业协商确定。分布式电源发电系统并网点应设置并网电能表，用于分布式电源发电量统计和电价补偿。

2) 运营模式为自发自用时，需配置专用关口计量电能表，并要求

将计费信息上传至运行管理部门。当运营模式为自发自用且余量不上网时，也可按照常规用户配置关口计量电能表。

3) 对于统购统销运营模式，可由专用关口计量电能表同时完成电价补偿计量和关口电费计量功能。

(2) 每个计量点均应装设电能计量装置，其设备配置和技术要求应符合 DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》，以及相关标准、规程要求。电能表采用静止式多功能电能表，技术性能符合 GB/T 17215.322 和 DL/T 614 的要求。电能表应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 及以下电压等级接入配电网，关口计量装置一般选用不低于 II 类电能计量装置。

380/220V 电压等级接入配电网，关口计量装置一般选用不低于 III 类电能计量装置。

(3) 通过 10kV 电压等级接入的分布式发电系统，关口计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。380V/220V 电压等级接入的分布式发电系统电能表单套配置。

(4) 10kV 电压等级接入时，电能量关口点宜设置专用电能量信息采集终端，采集信息可支持接入多个的电能信息采集系统。

380V 电压等级接入时，可采用无线集采方式。

多点、多电压等级接入的组合方案，各表计计量信息应统一采集后，传输至相关主管部门。

(5) 10kV 电压等级接入时，计量用互感器的二次计量绕组应专用，不得接入与电能计量无关的设备。

(6) 电能计量装置应配置专用的整体式电能计量柜(箱), 电流、电压互感器宜在一个柜内, 在电流、电压互感器分柜的情况下, 电能表应安装在电流互感器柜内。

(7) 计量电流互感器和电压互感器精度要求

10kV 电能计量装置应采用计量专用电压互感器(准确度 0.2)、电流互感器(准确度 0.2S)。

380/220V 电能计量装置应采用计量专用电压互感器(准确度 0.5)、专用电流互感器(准确度采用 0.5S)。

(8) 以 380/220V 电压等级接入的分布式发电系统的电能计量装置, 应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能, 具备上传接口。

第三篇 光伏发电(逆变器型)接入系统典型设计方案

第 10 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XGF10-T-1)

10.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 1MW~6MW 之间。

10.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

10.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 10-1。

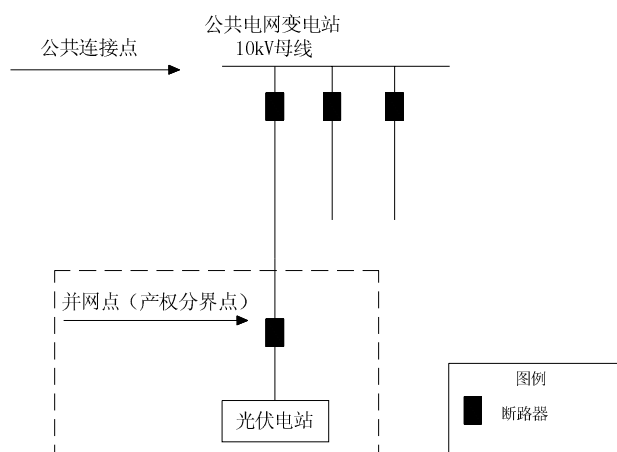


图 10-1 XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

10.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其

交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

1) 本方案光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求, 选择合理的无功补偿措施;

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算, 应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素;

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应实现超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调;

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定, 必要时安装动态无功补偿装置。

10.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合, 电压等级为 10/0.4kV, 短路阻抗满足 GB/T 17468 《电力变压器选用导则》、GB/T 6451 《油浸式电力变压器技术参数和要求》等规定的要求。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取, 并考虑光伏发电效率等因素;

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择;

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

10.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 10-2、图 10-3。

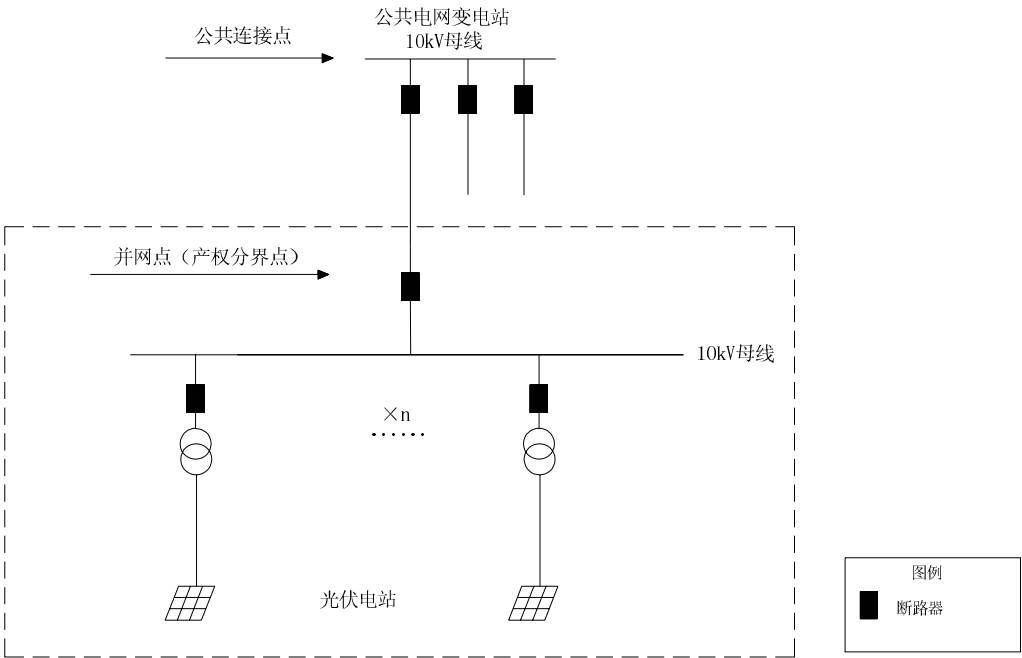


图 10-2 XGF10-T-1 方案原则电气主接线图（方案一）

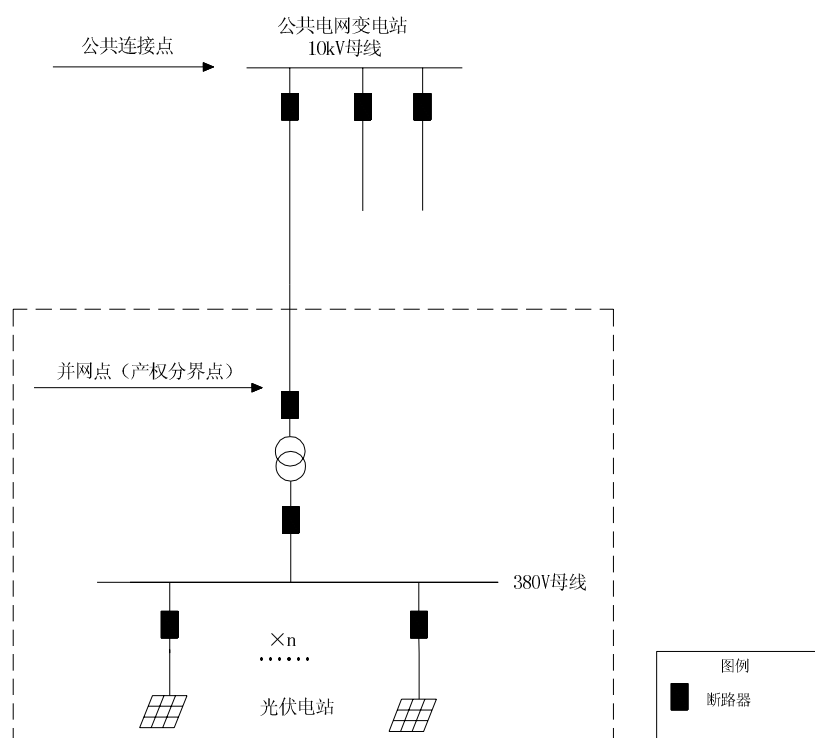


图 10-3 XGF10-T-1 方案原则电气主接线图（方案二）

10.2.5 系统对光伏电站的技术要求

10.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见

附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

10.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

10.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5

所示电网频率偏离下运行。

10.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 10-1。

表 10-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜*		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

10.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

10.3.1 系统继电保护及安全自动装置

10.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

10kV 线路在系统侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠系统侧切除线路故障。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2）技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性

和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2）技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。

c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在光伏电站侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入变电站后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

10kV 公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 10-4 ~ 图 10-6。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护。

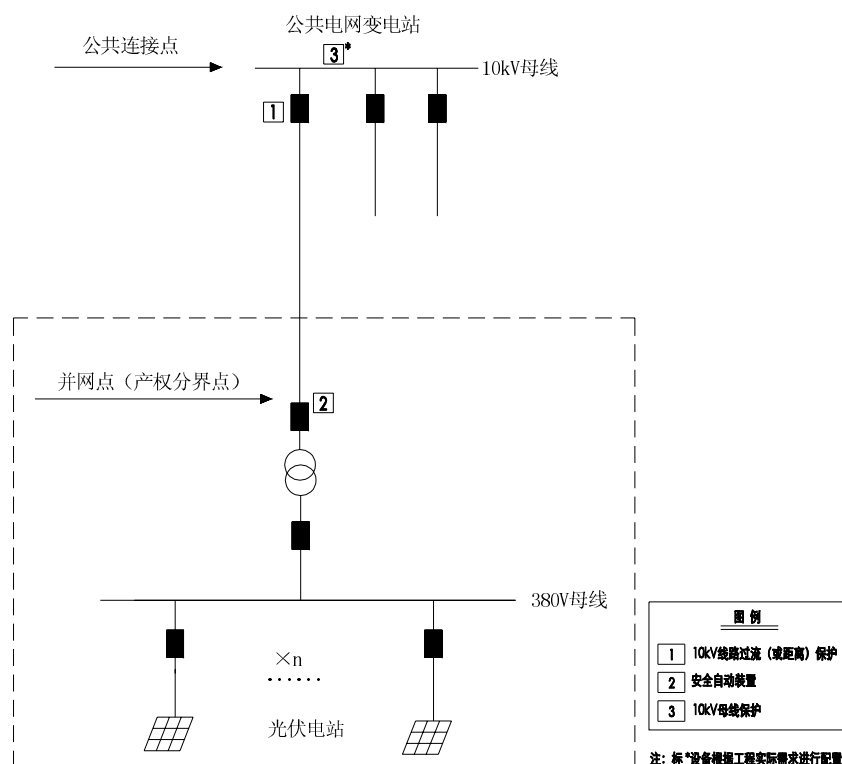


图 10-4 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一/1)

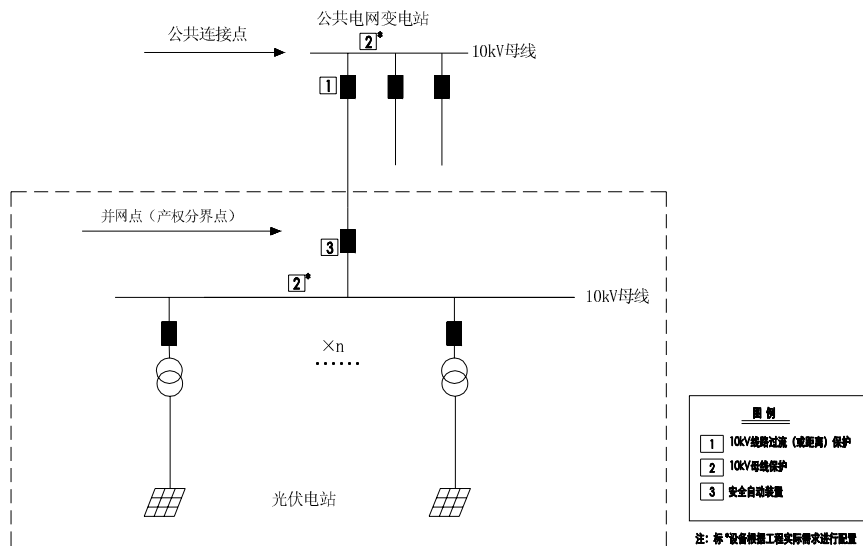


图 10-5 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

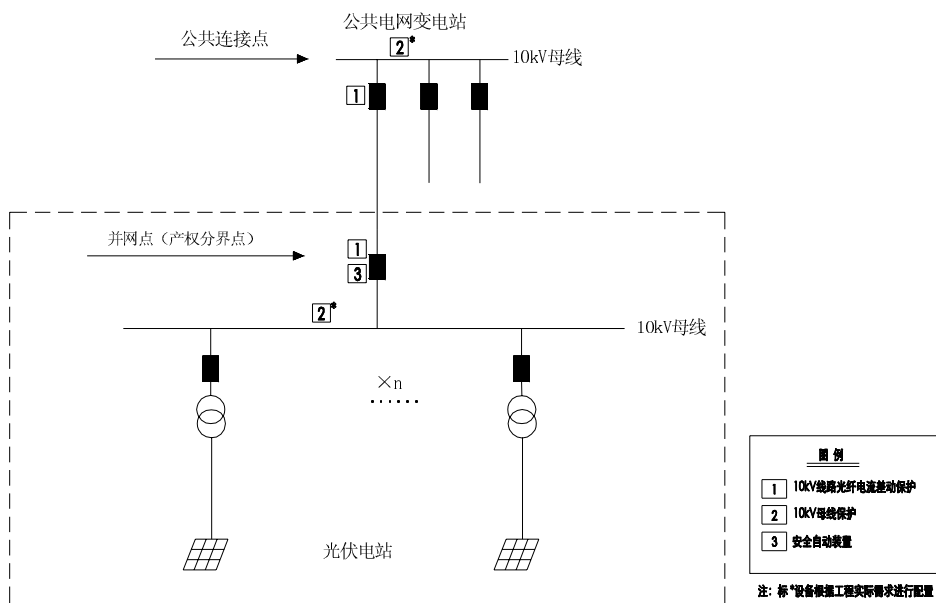


图 10-6 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

10.3.1.2 设备清单

XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 10-2 ~ 表 10-4。

表 10-2 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一/1）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	安全自动装置		1 套	
变电站	过流保护（或距离保护）		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-3 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一/2）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
变电站	过流保护（或距离保护）		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-4 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	光纤电流差动保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
变电站	光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

10.3.2 系统调度自动化

10.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

10.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采

集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统（电价补偿计量信息）；电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

（4）电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

（5）系统变电站

本方案光伏电站接入系统变电站变后，变电站调度管理关系不变。需相应配置测控装置，采集光伏电站线路的相关信息，并接入本变电站现有监控系统。

（6）远动信息内容

1）光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 光伏电站并网状态；
- b. 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 主断路器开关状态等。

2）系统变电站

a. 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b. 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号。

（7）远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实

施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制,划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式,需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式,需配置加密装置。

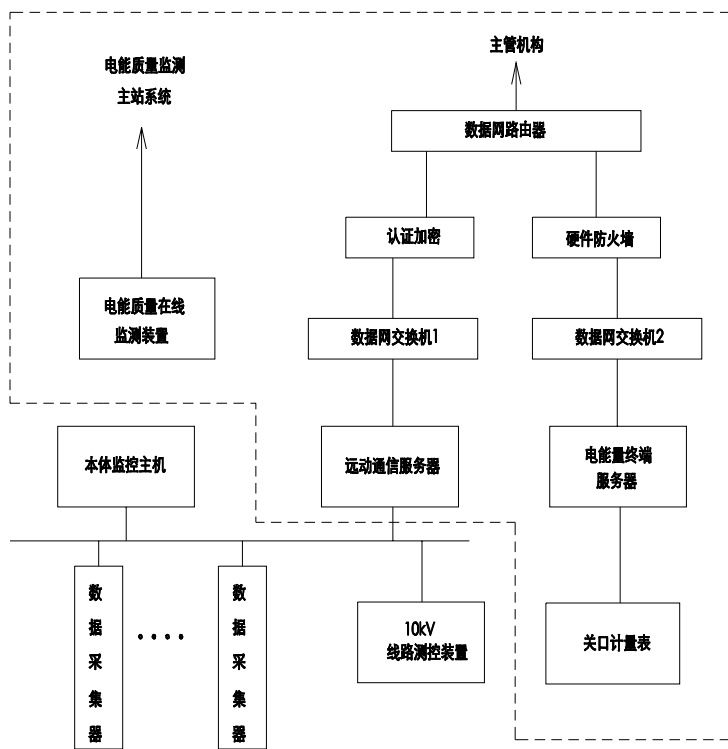
若站内监控系统与其他系统存在信息交换,应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 10-7、图 10-8 所示。

方案一:远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二:采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 10-7 XGF10-T-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

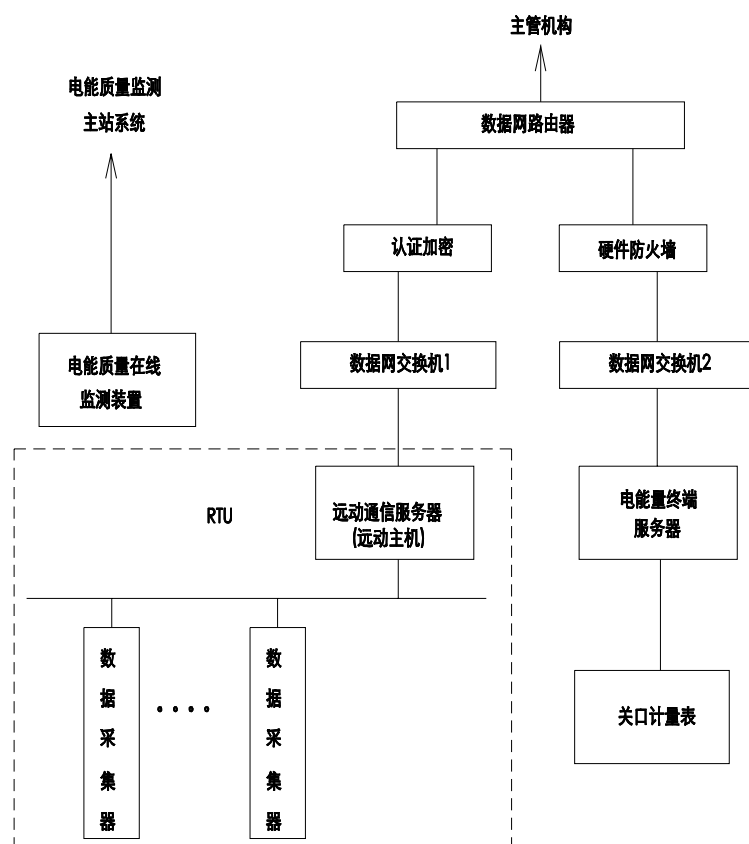


图 10-8 XGF10-T-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

10.3.2.3 设备清单

XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 10-5、表 10-6。

表 10-5 XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	10kV 线路测控装置		1 套	
	关口电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-6 XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	RTU		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	10kV 线路测控装置		1 套	
	关口电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

10.3.3 系统通信

10.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

10.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

10.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

10.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入光伏电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电

话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

光伏电站接入系统通信方案见图 10-9、10-10、10-11。

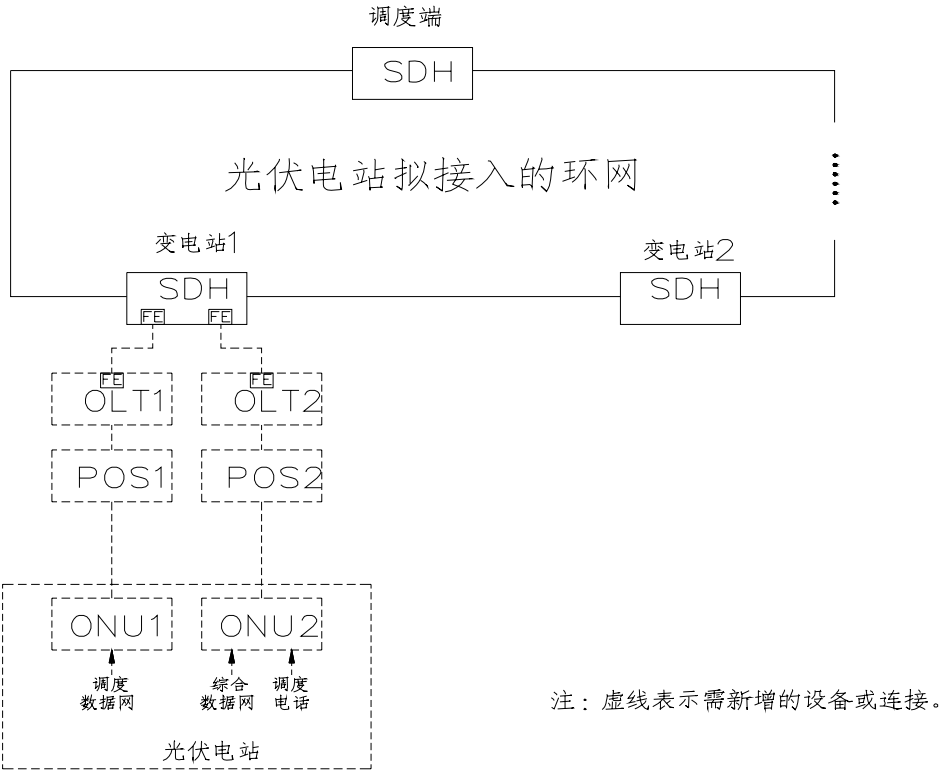


图 10-9 光伏电站接入系统通信方案图 1（EPON）

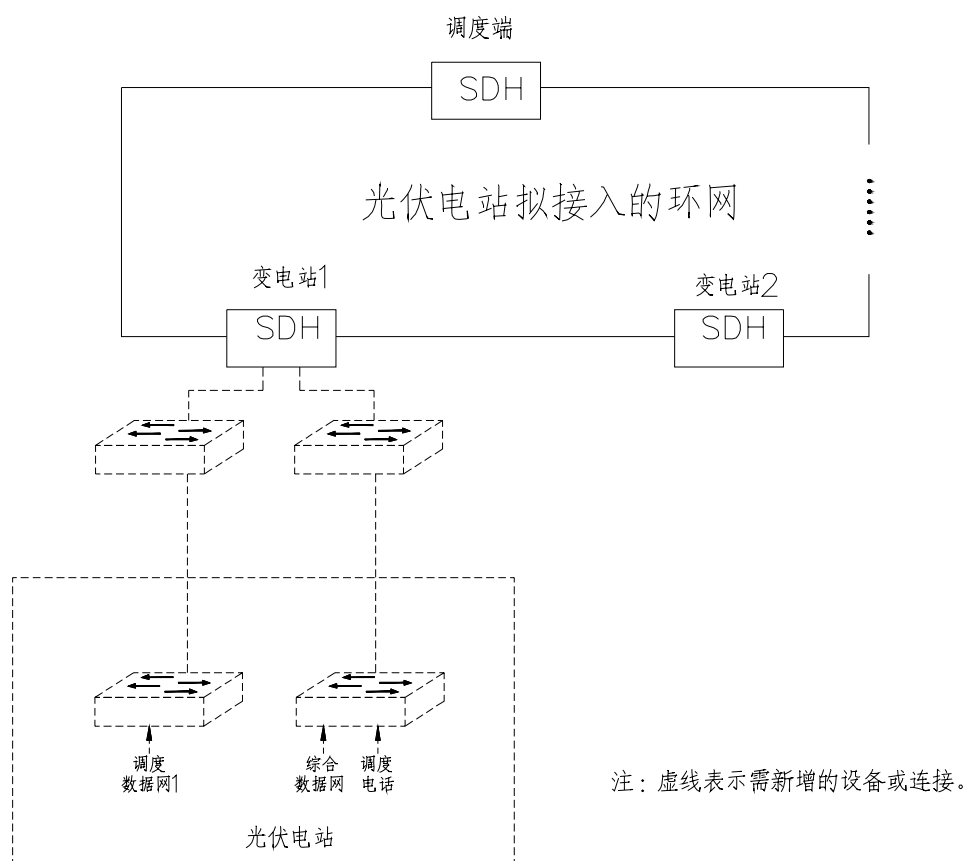


图 10-10 光伏电站接入系统通信方案图 2（工业以太网）

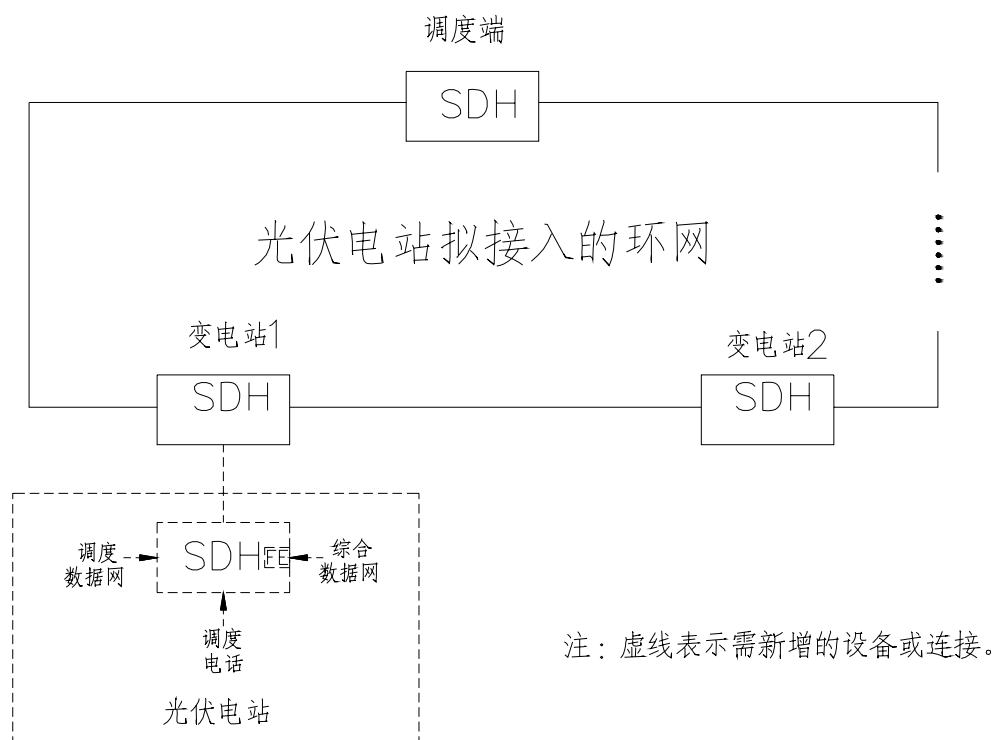


图 10-11 光伏电站接入系统通信方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在光伏电站拟接入变电站侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。

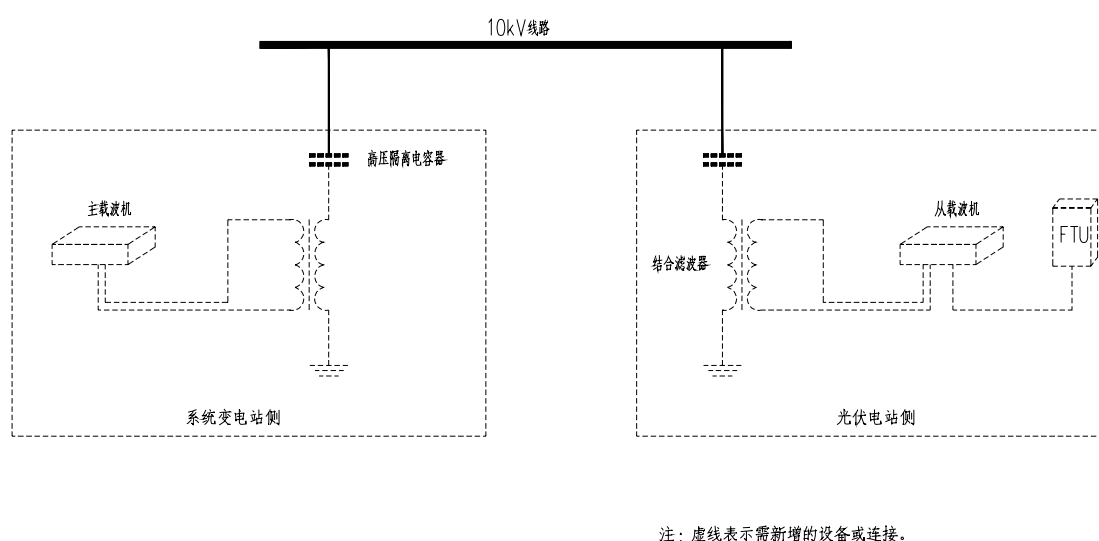


图 10-12 光伏电站接入系统通信方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

10.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息

通道组织。

10.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

10.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 10-7、10-8、10-9、10-10、10-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 10-7。

表 10-7 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 10-8。

表 10-8 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 10-9。

表 10-9 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 10-10。

表 10-10 系统通信设备材料清单(采用中压电力线载波)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案，具体见表 10-11。

表 10-11 系统通信设备材料清单(采用无线专网接入方案)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 11 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变

方案典型设计（XGF10-T-2）

11.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW~6MW 之间。

11.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

11.2.1 送出线路

通过 1 回线路接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 11-1。

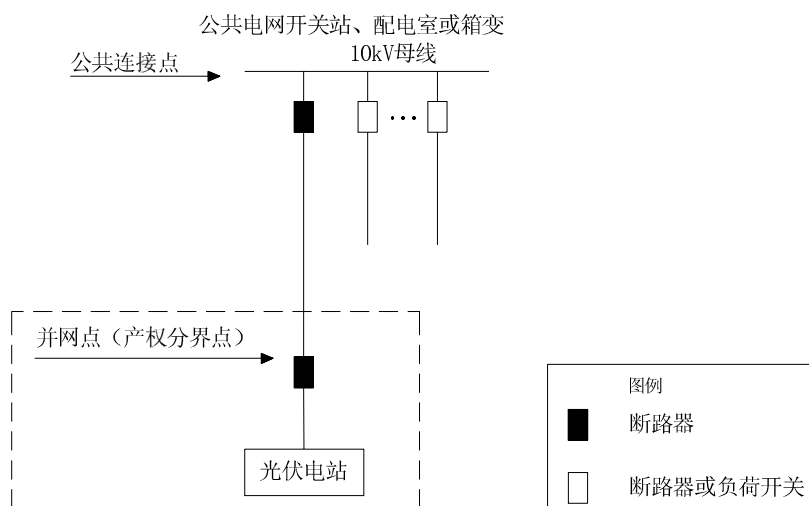


图 11-1 XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

11.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求, 选择合理的无功补偿措施;

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算, 应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素;

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调;

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定, 必要时安装动态无功补偿装置。

11.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合, 电压等级为 10/0.4kV, 短路阻抗满足 GB/T 17468 《电力变压器选用导则》、GB/T 6451 《油浸式电力变压器技术参数和要求》等规定的要求。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取, 并考虑光伏发电效率等因素;

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择;

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面, 10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般宜采用 20kA 或 25kA。

11.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 11-2、图 11-3。

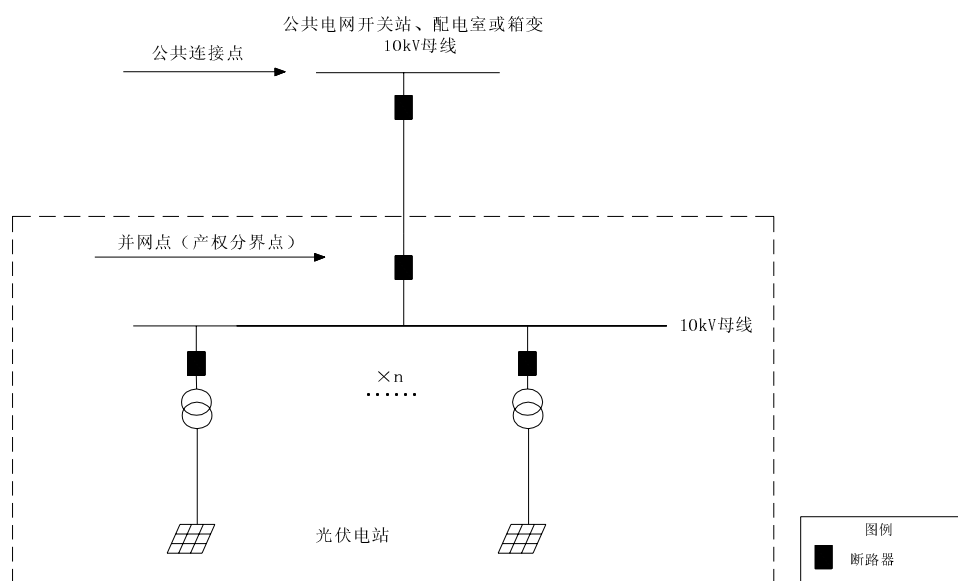


图 11-2 XGF10-T-2 方案原则电气主接线图 (方案一)

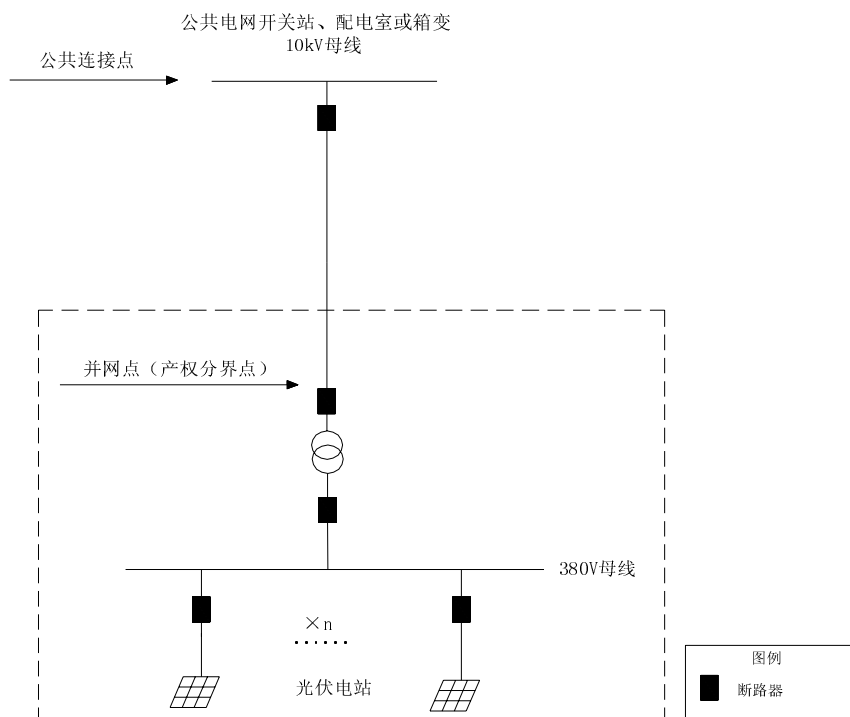


图 11-3 XGF10-T-2 方案原则电气主接线图 (方案二)

11.2.5 系统对光伏电站的技术要求

11.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站以 10kV 接入时引起的公共连接

点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

11.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

11.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

11.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 11-1。

表 11-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网开关站、配电室 或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

11.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

11.3.1 系统继电保护及安全自动装置

11.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应并网点断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入公网 10kV 母线时，10kV 线路在系统侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠系统侧切除线路故障。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a) 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b) 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c) 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d) 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e) 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f) 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g) 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧不配置母线保护。当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

a) 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b) 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。

c) 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。

d) 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在光伏电站侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧开关站、配电室或箱变

1) 继电保护

校验系统侧开关站、配电室或箱变的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧开关站、配电室或箱变需要做相关保护配置方案。

2) 其他要求

核实系统侧开关站、配电室或箱变备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a) 光伏电站线路接入开关站、配电室或箱变后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b) 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(5) 系统侧变电站

1) 线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3) 其他要求

核实系统侧变电站备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a) 光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b) 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 11-4、图 11-5。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且光伏电站未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且光伏电站设 10kV 母线。

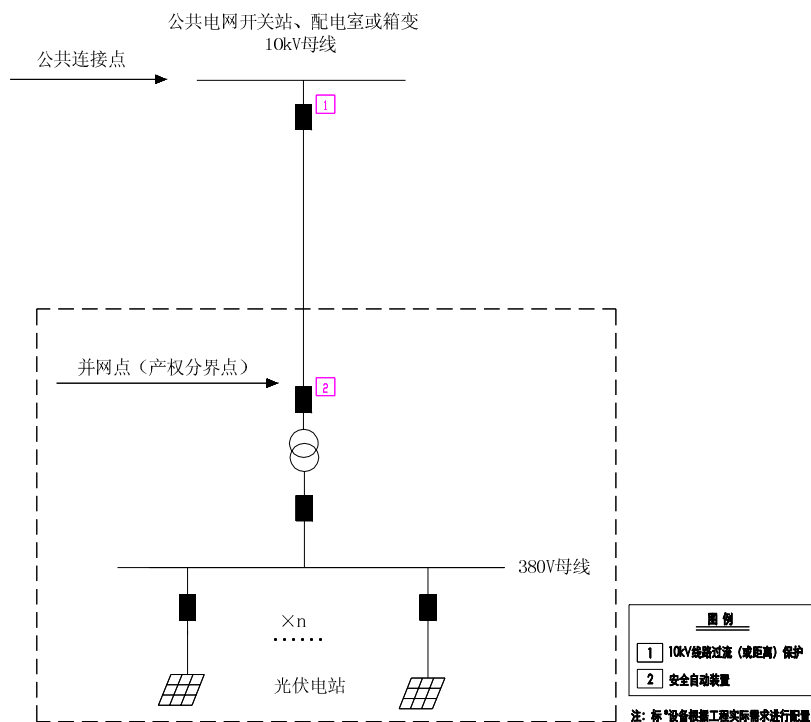


图 11-4 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

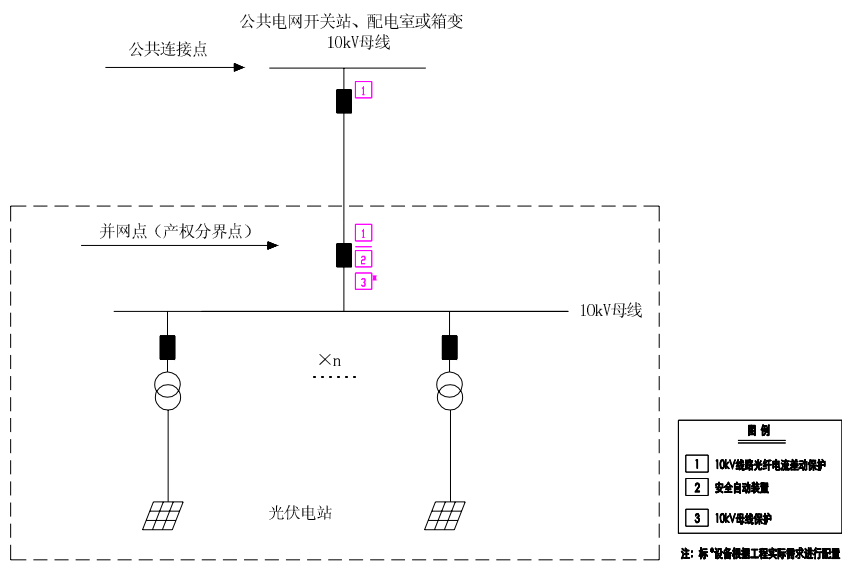


图 11-5 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

11.3.1.2 设备清单

XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 11-2、表 11-3。

表 11-2 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	安全自动装置		1 套	
开关站、配电室或箱变	过流保护（或距离保护）		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 11-3 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
开关站、配电室或箱变	线路光纤电流差动保护		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

11.3.2 系统调度自动化

11.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

11.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏

发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息);电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统开关站、配电室或箱变

本方案光伏电站接入系统开关站、配电室或箱变后,需相应配置测控装置,采集光伏电站线路的相关信息。

若系统开关站、配电室或箱变具备信息远传功能,测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、配电室或箱变不具备信息远传功能,测控装置信息预留接入监控系统的接口,暂不考虑进行配网自动化改造。

（6） 远动信息内容

1) 光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a) 光伏电站并网状态；
- b) 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c) 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d) 主断路器开关状态等。

2) 系统开关站、配电室或箱变

a) 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b) 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

（7） 远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8） 二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

- 1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护: 控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置, 非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护: 控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制, 划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式, 需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式, 需配置加密装置。

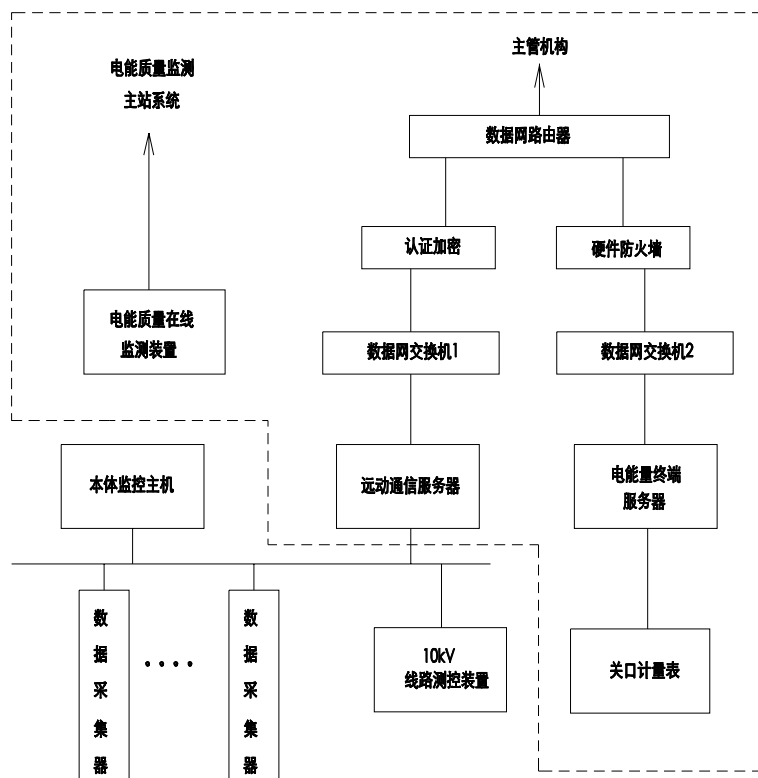
若站内监控系统与其他系统存在信息交换, 应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 11-6、图 11-7 所示。

方案一: 远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二: 采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 11-6 XGF10-T-2 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

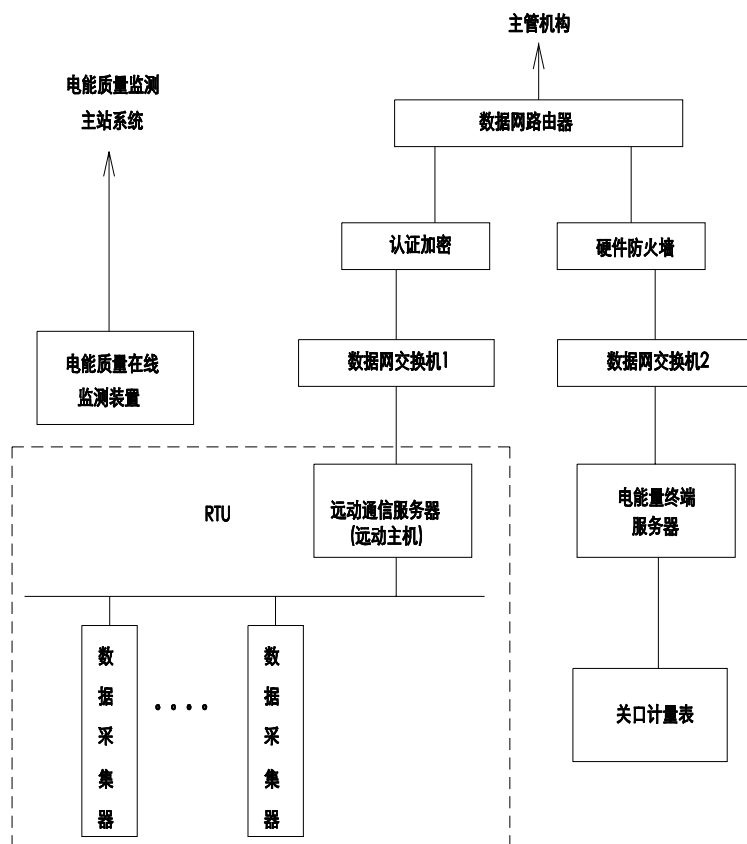


图 11-7 XGF10-T-2 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

11.3.2.3 设备清单

XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 11-4、表 11-5。

表 11-4 XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数 量	备注
光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
开关站、配电室或箱变	10kV 线路测控装置		1 套	使用保护测控合一装置

表 11-5 XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数 量	备注
光伏电站	RTU		1 套	
	关口计量柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 面	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
开关站、配电室或箱变	10kV 线路测控装置		1 套	使用保护测控合一装置

11.3.3 系统通信

11.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

11.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

11.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

11.3.3.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过原有公用配电自动化通信系统实现光伏电站至变电站的通信路由；当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电

自动化改造时,利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站(配电室),通过 10kV 开关站(配电室)跳纤到变电站;也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a) EPON 方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站(配电室)已实现配电自动化改造时,在光伏电站配置 2 台 ONU 设备,利用光伏电站至公用 10kV 开关站(配电室)的光缆路由,通过无源分光器(ODN)形成光伏电站至系统侧的通信电路,将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1(配网控制);另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2(配网管理)。方案如图图 11-8。

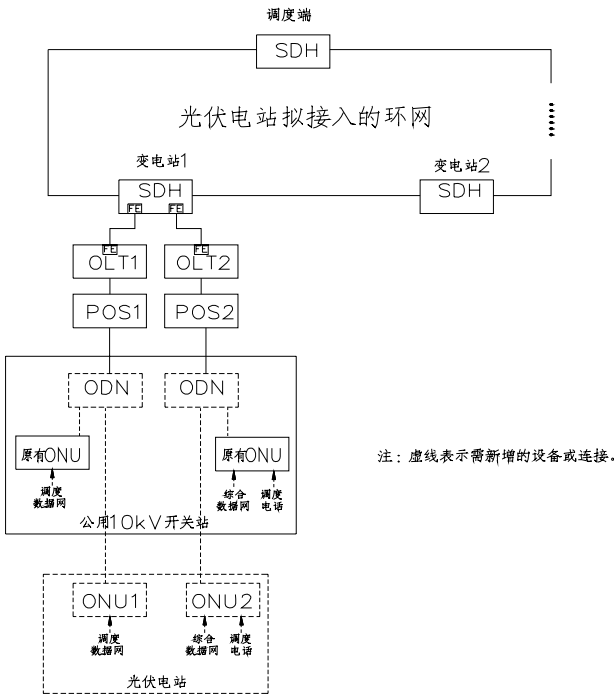


图 11- 8 光伏电站接入系统方案图

(EPON 公用 10kV 开关站 (配电室) 已实现配电自动化)

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站 (配电室) 未实现配电自动化改造时, 在光伏电站配置 2 台 ONU 设备, 利用光伏电站至变电站的光缆路由, 形成光伏电站至系统侧的通信电路, 将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制); 另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。方案如图 11-9。

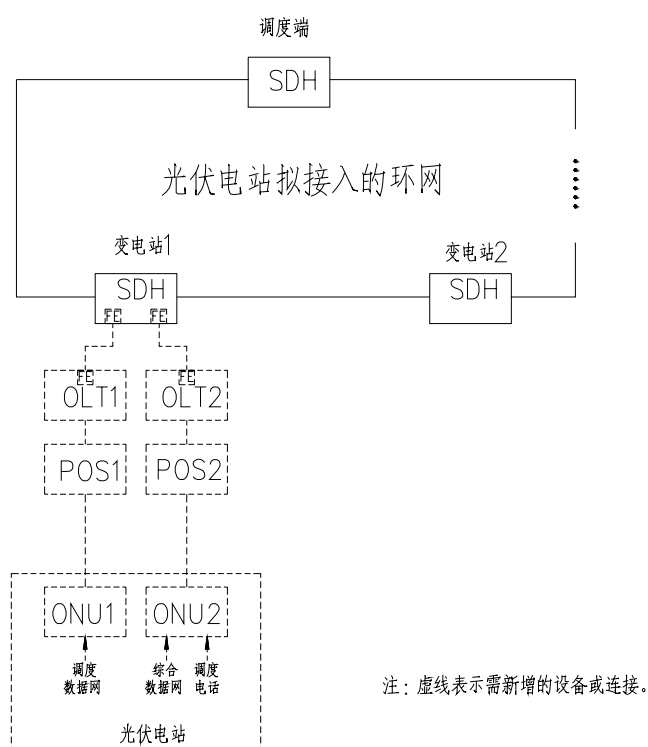


图 11-9 光伏电站接入系统方案图

(EPON 公用 10kV 开关站 (配电室) 未实现配电自动化)

b) 工业以太网方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站 (配电室) 已实现配电自动化改造时, 在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机, 利用光伏电站至公用 10kV 开关站 (配电室) 的光缆路由, 形成光伏电站至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站 (配电室) 配置 2 台工业以太网交换机, 利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自

动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 11-10。

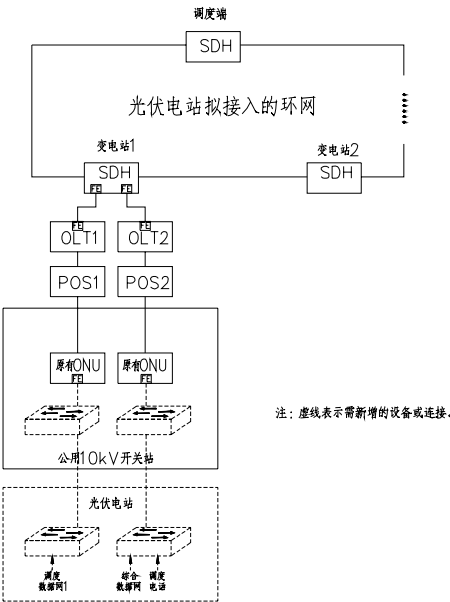


图 11- 10 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站已实现配电自动化）

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，利用光伏电站至变电站的光缆路由，形成光伏电站至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 11-11。

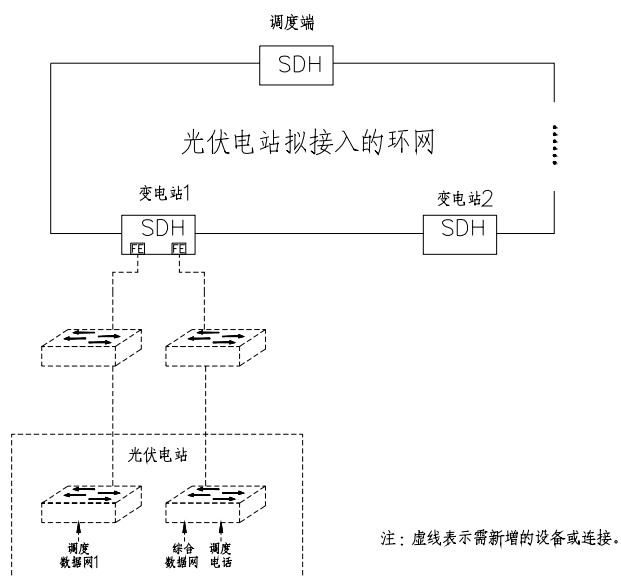


图 11-11 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站未实现配电自动化）

c) SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在公用 10kV 开关站(配电室)所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。方案如图 11-12。

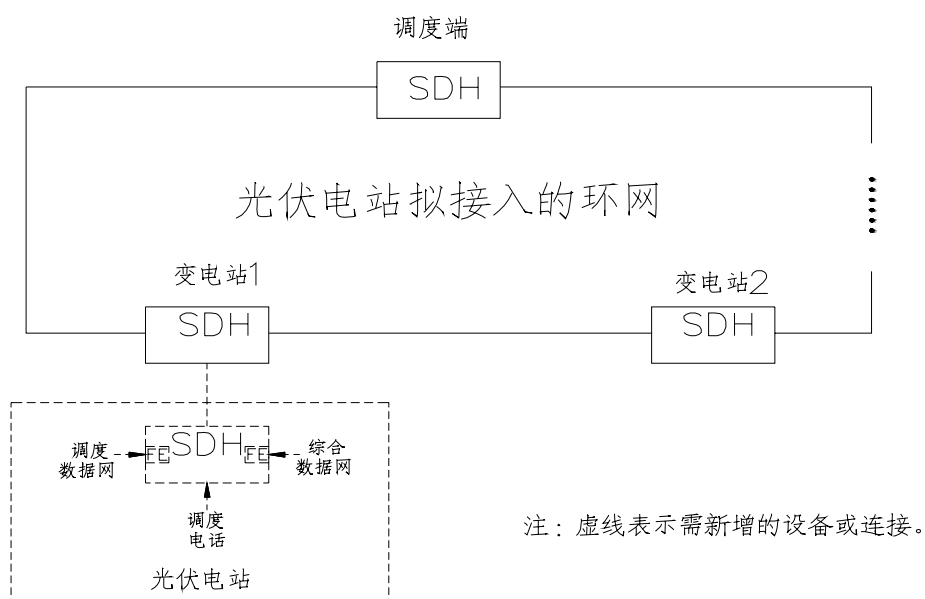


图 11- 12 光伏电站接入系统方案图（SDH）

（2）中压电力线载波

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在光伏电站拟接入公用 10kV 开关站（配电室）侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。方案如图 11-13。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（配电室）所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。

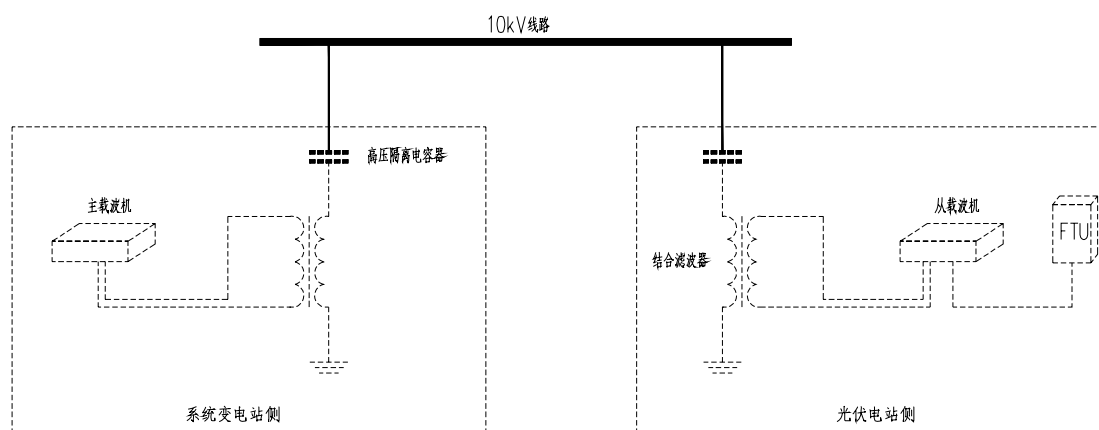


图 11- 13 光伏电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端

设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

11.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

11.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

11.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 11-5 ~ 表 11-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 11-6、表 11-7。

表 11-6 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 11-7 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配架	24 芯	1	台	

	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	光配架	24 芯	1	台	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入 变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案, 具体见表 11-8、表 11-9。

表 11- 8 工业以太网公用 10kV 开关站(配电室)已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 11- 9 工业以太网公用 10kV 开关站(配电室)未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 11-10。

表 11- 10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 11-11。

表 11- 11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	

	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案，具体见表 11-12。

表 11- 12 无线专网自发自用模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 12 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计

(XGF10-T-3)

12.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-3。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网 10kV 线路，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

12.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

12.2.1 送出方案

通过 1 回线路 T 接接入公共电网 10kV 线路。一次系统接线示意图见图 12-1。

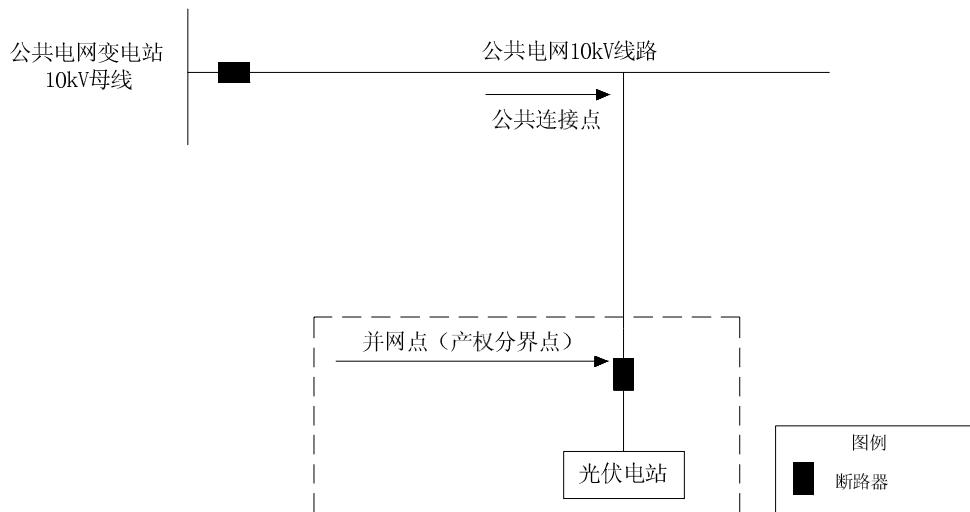


图 12-1 XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站、公共

连接点为公共电网 10kV 线路 T 接点，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 2MW。

12.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的

要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

12.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

10kV: 升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合，电压等级为 10/0.4kV，短路阻抗满足 GB/T 17468 《电力变压器选用导则》、GB/T 6451 《油浸式电力变压器技术参数和要求》等规定的要求。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

12.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 12-2、图 12-3。

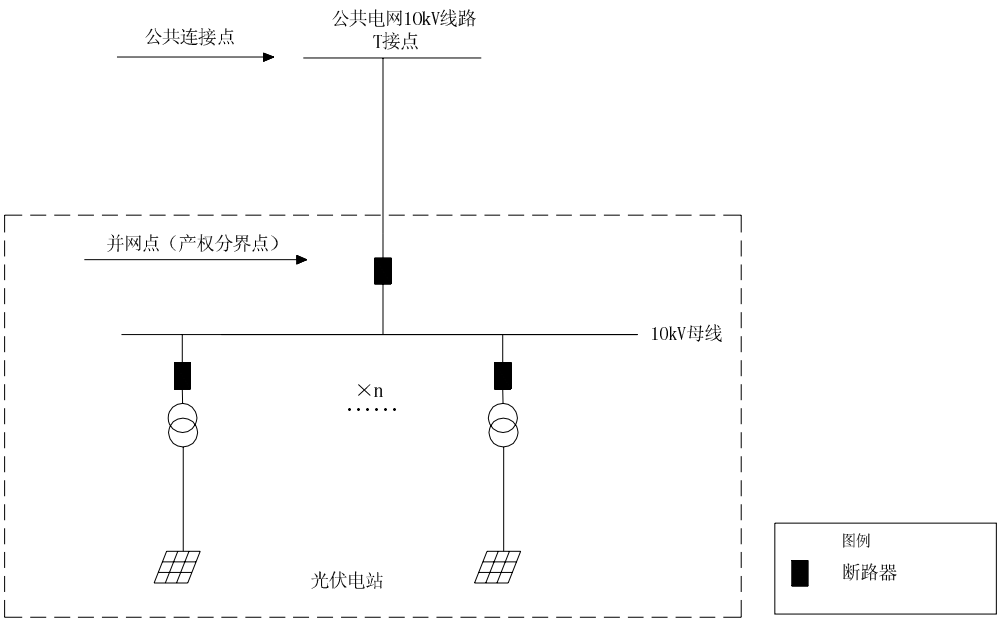


图 12-2 XGF10-T-3 方案原则电气主接线图（方案一）

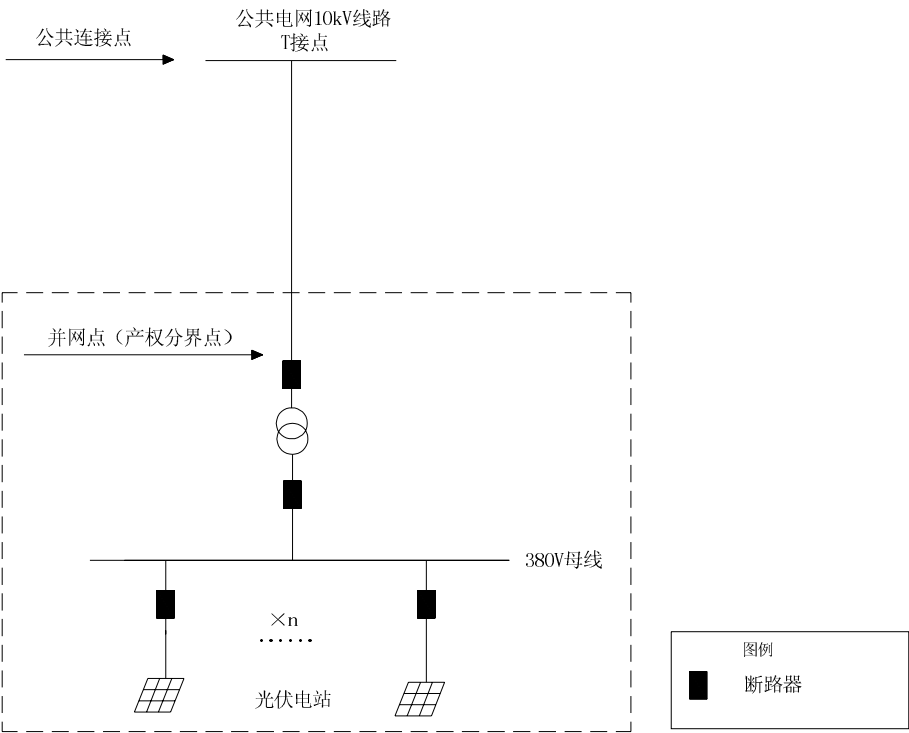


图 12-3 XGF10-T-3 方案原则电气主接线图（方案二）

12.2.5 系统对光伏电站的技术要求

12.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换成交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内) 考虑，因此光伏电站以 10kV 接入引起的公共连接点

电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

12.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

12.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

12.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 12-1。

表 12-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站	线路 PT*		1	
	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

12.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

12.3.1 系统继电保护及安全自动装置

12.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

为保障供电可靠性，减少停电范围，宜在光伏电站侧配置 1 套过流保护，用于 10kV T 接线路。

2) 技术要求。

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

c. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

d. 主保护整组动作时间不大于 20ms，返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

e. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

f. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线

保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线宜配置 1 套过流保护用于母线保护；在时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。

c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在光伏电站侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的

要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入变电站后，系统侧备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 10kV 公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、 3P 级。

2) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 12-4、图 12-5。

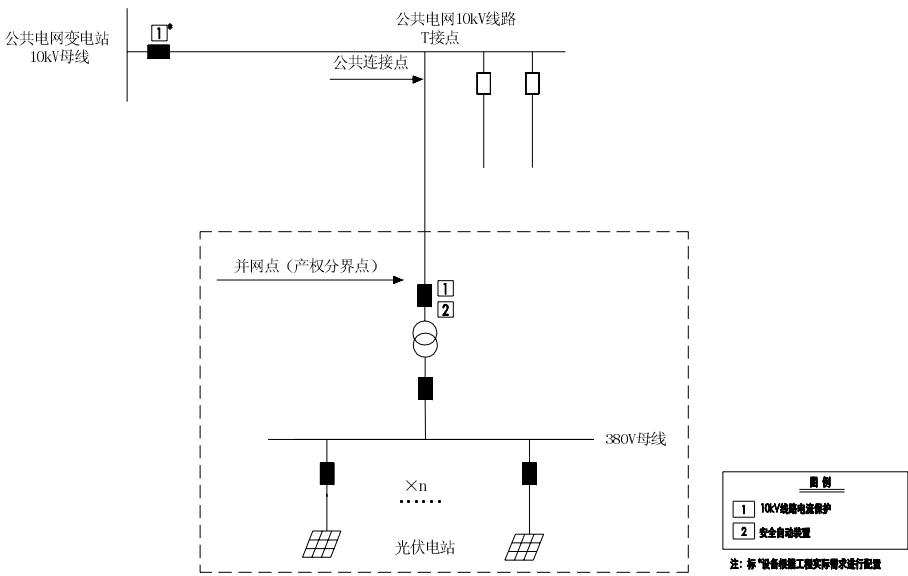


图 12-4 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一)

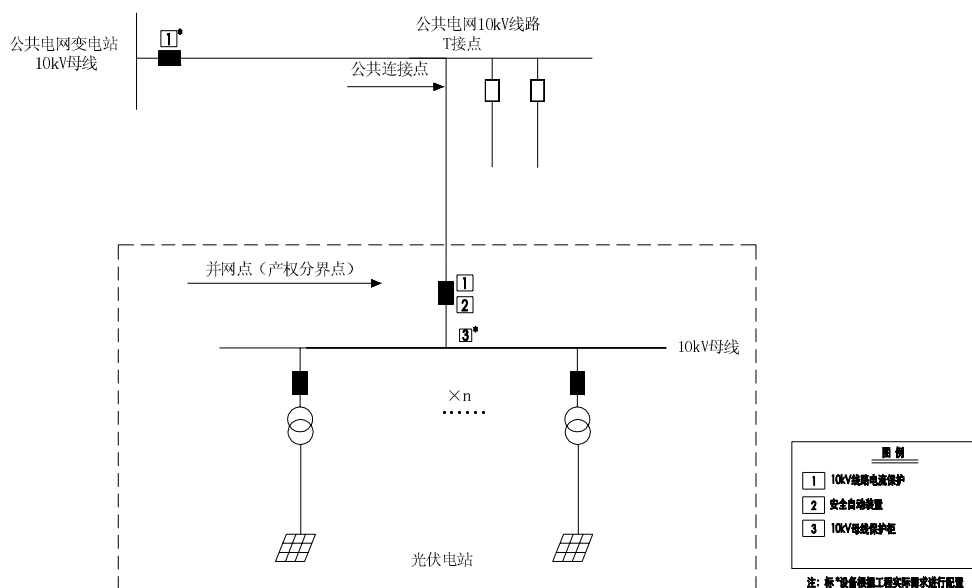


图 12-5 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

12.3.1.2 设备清单

XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 12-2、表 12-3。

表 12-2 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案一)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	安全自动装置		1 套	
	线路电流保护柜*		1 套	
系统侧变电站	线路电流保护柜*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 12-3 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案二)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	线路电流保护柜*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护柜		1 套	
系统侧变电站	线路电流保护柜*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

12.3.2 系统调度自动化

12.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

12.3.2.2 配置及要求

(1) 光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部

门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

(3) 电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表，用于光伏发电计费补偿。

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准)，安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息)；电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

（4）电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

（5）系统变电站

本方案光伏电站接入系统变电站变后，变电站调度管理关系不变。

（6）远动信息内容

1) 光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 光伏电站并网状态；
- b. 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 主断路器开关状态等。

2) 系统变电站

系统侧不增加新的间隔和出线，远动信息不变。

（7）远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护

实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制,划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式,需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式,需配置加密。

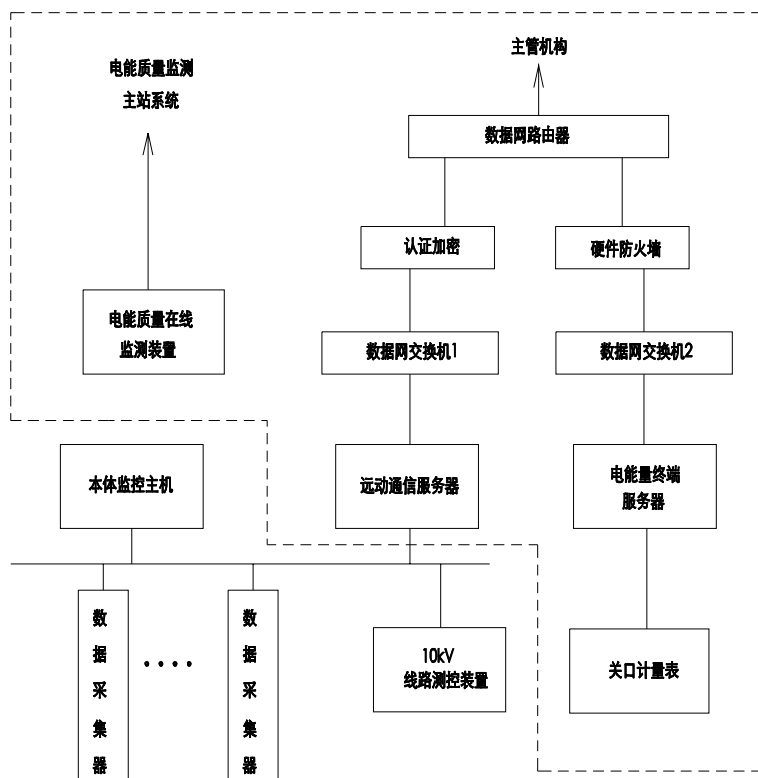
若站内监控系统与其他系统存在信息交换,应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 12-6、图 12-7 所示。

方案一:远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二:采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 12-6 XGF10-T-3 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

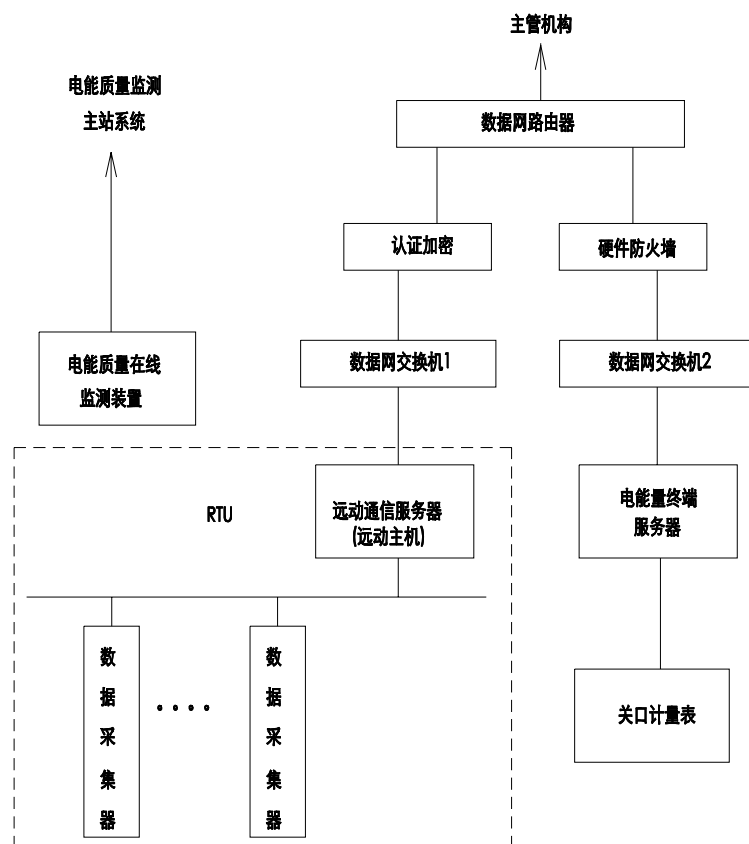


图 12-7 XGF10-T-3 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

12.3.2.3 设备清单

XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单详见表 12-4、表 12-5。

表 12-4 XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	远动通信服务器（方案一）		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	关口电能计费表*		1 只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 12-5 XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
	RTU		1 套	
	关口电能表柜	含主、副表各 1 块	1 面	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	关口电能计费表*		1 只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

12.3.3 系统通信

12.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

12.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接

线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

12.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

12.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入光伏电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

光伏电站接入系统通信方案见图 12-8、12-9、12-10。

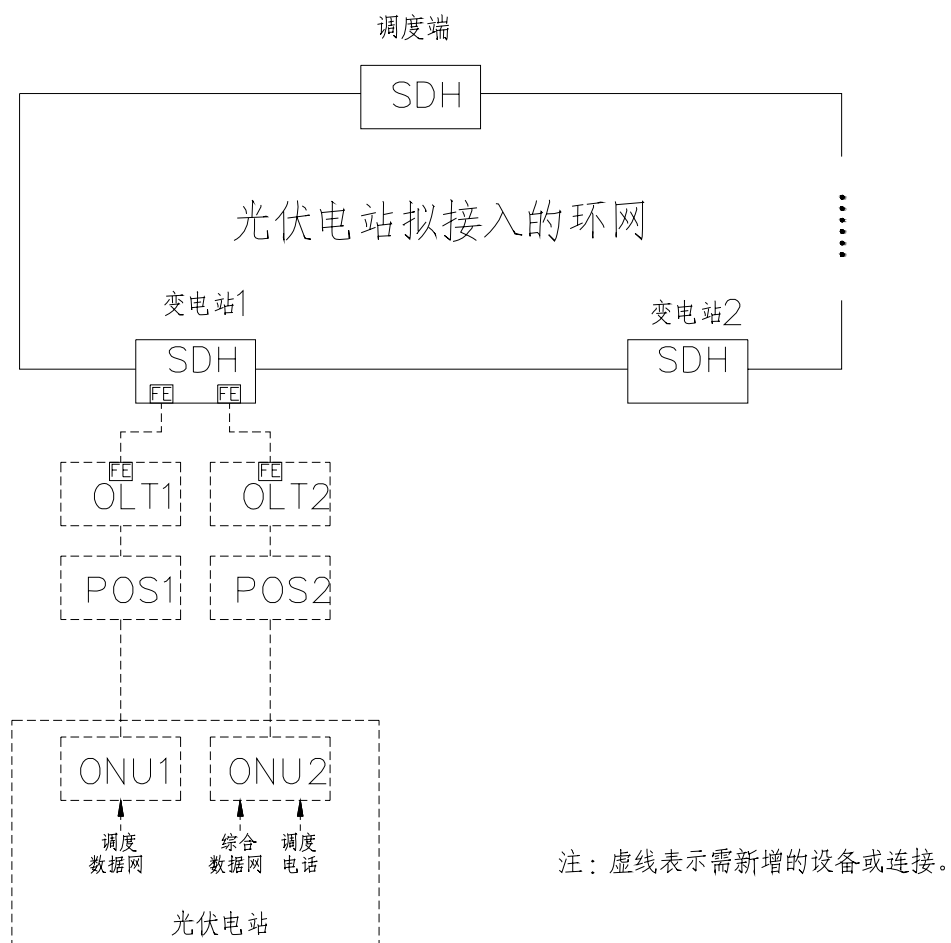


图 12-8 光伏电站接入系统方案图 1 (EPON)

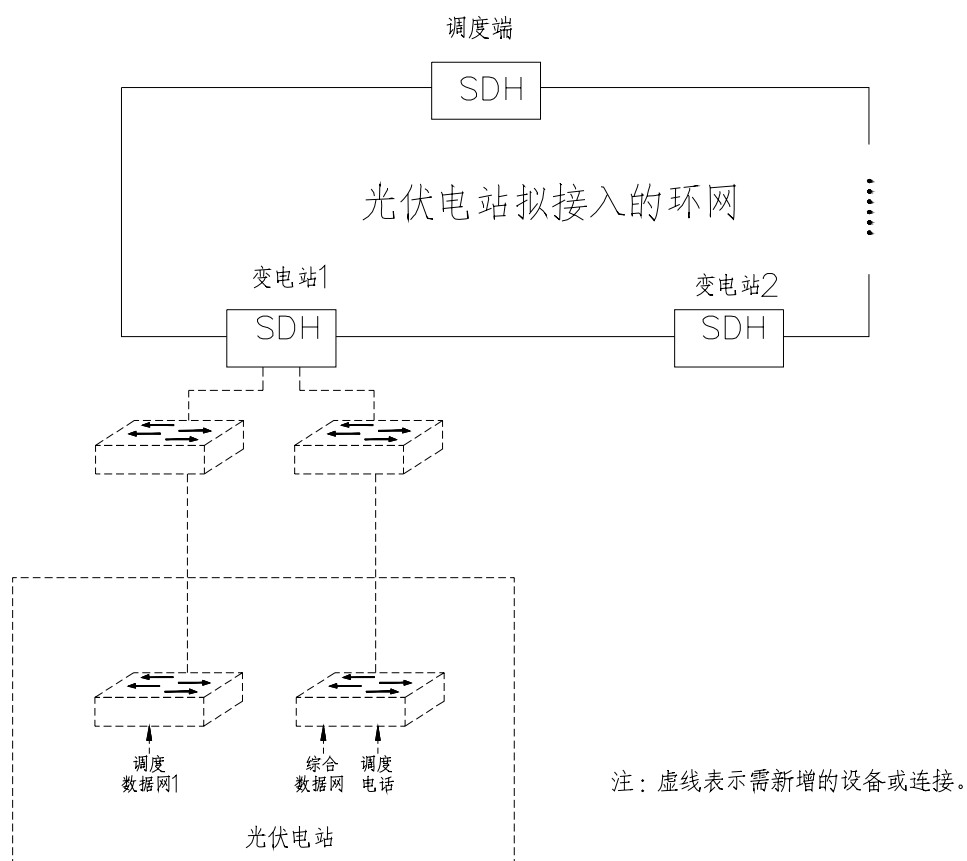


图 12-9 光伏电站接入系统方案图 2（工业以太网）

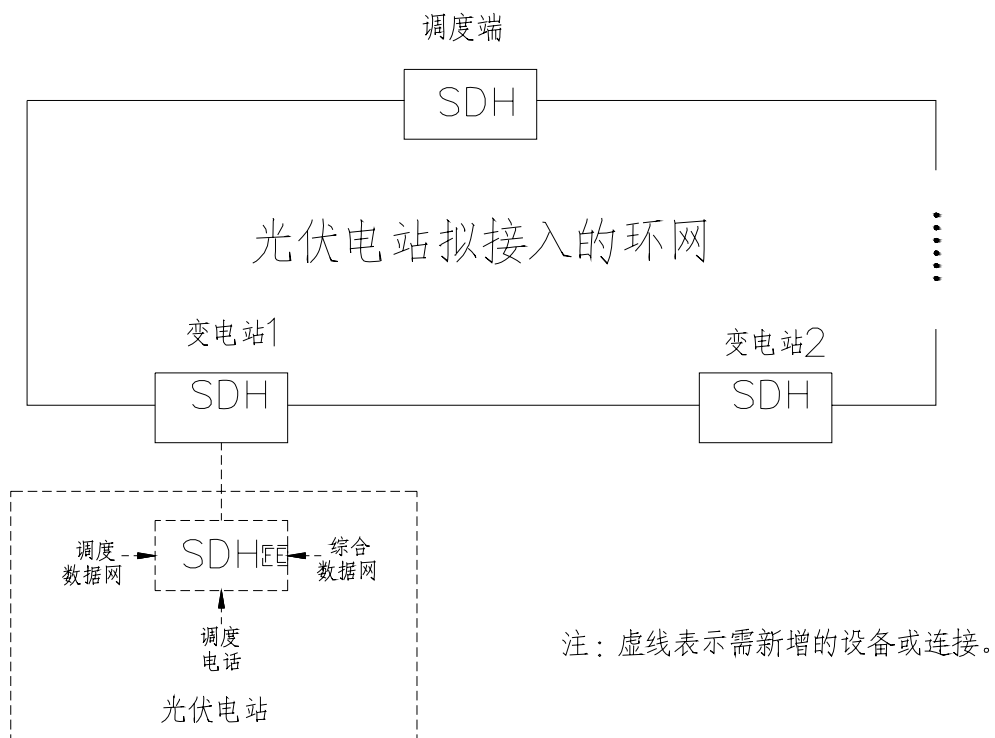
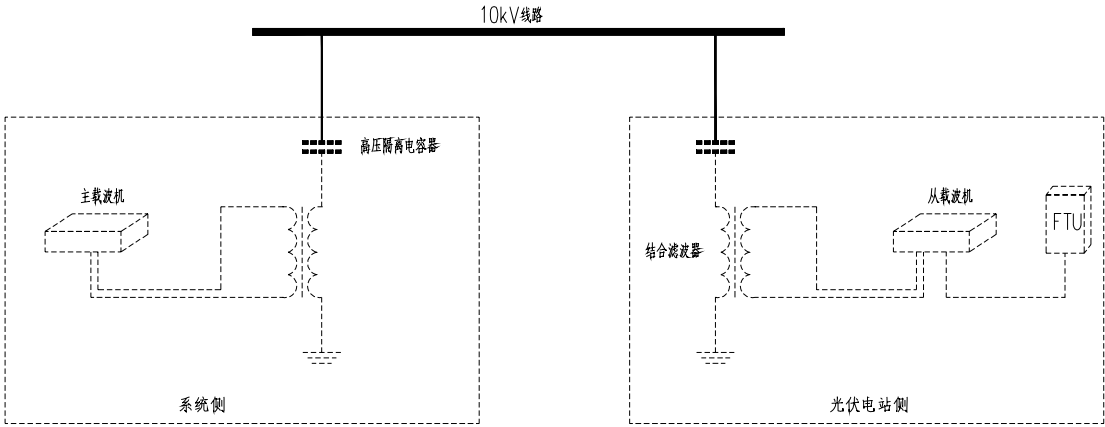


图 12-10 光伏电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在光伏电站拟接入变电站侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 12-11 光伏电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

12.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

12.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

12.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 12-6 ~ 12-10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 12-6。

表 12-6 系统通信设备材料清单 (采用 EPON)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 12-7。

表 12-7 系统通信设备材料清单 (采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 12-8。

表 12-8 系统通信设备材料清单 (采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	

	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 12-9。

表 12-9 系统通信设备材料清单 4 (采用中压电力线载波)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案, 具体见表 12-10。

表 12-10 系统通信设备材料清单 (采用无线专网接入方案)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 13 章 10kV 接入用户开关站、配电室或箱变方案

典型设计 (XGF10-Z-1)

13.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入用户开关站、配电室或箱变，接入容量在 400kW~6MW 之间。

13.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

13.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入用户开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 13-1、图 13-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

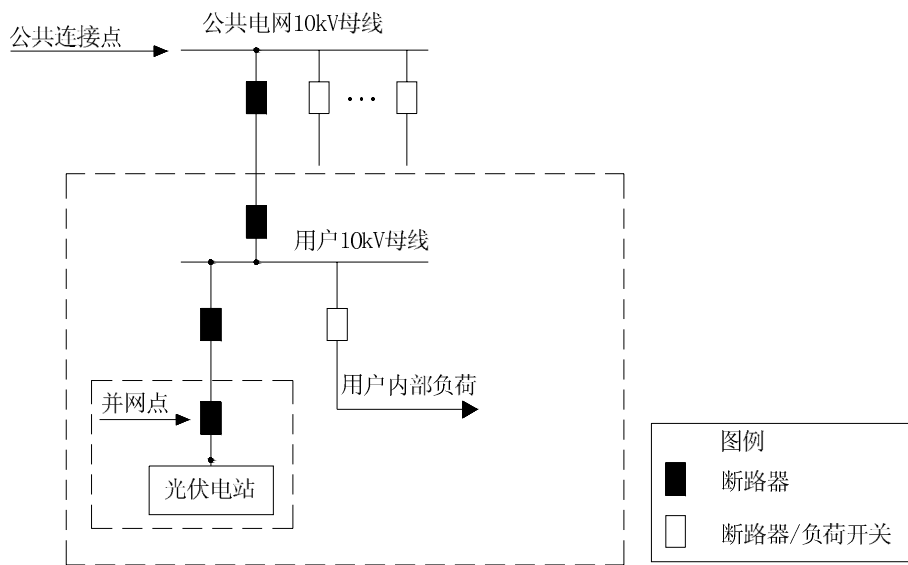


图 13-1 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

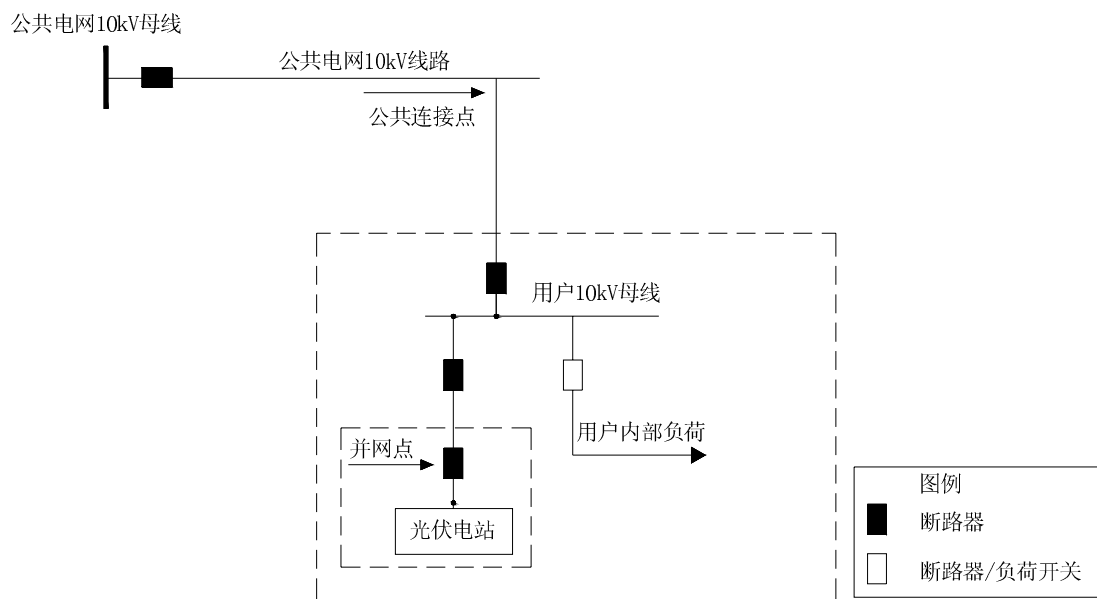


图 13-2 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网节点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

13.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮

流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）无功平衡计算

1) 本方案光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应实现超前

0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

13.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

10kV: 升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合，电压等级为 10/0.4kV，短路阻抗满足 GB/T 17468《电力变压器选用导则》、GB/T 6451《油浸式电力变压器技术参数和要求》等规定的要求。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

13.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 13-3、图 13-4。

13.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换成交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此光伏电站以 10kV 接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

13.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

13.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

13.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 13-1。

表 13-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站（T 接方案）	线路 PT*		1	
	开关站、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

13.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

13.3.1 系统继电保护及安全自动装置

13.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在用户侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配置线路保护，靠用户侧切除线路故障。存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。
- c. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。
- d. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在光伏电站侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，

可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

（4）用户侧变电站

1）继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2）其他要求

需核实用户侧自备投方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入后，自备投动作时间须躲过光伏电站防孤岛动作时间。

（5）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3）其他要求

需核实变电站自备投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 13-5、图 13-6、图 13-7、图 13-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且光伏电站未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且光伏电站设 10kV 母线。

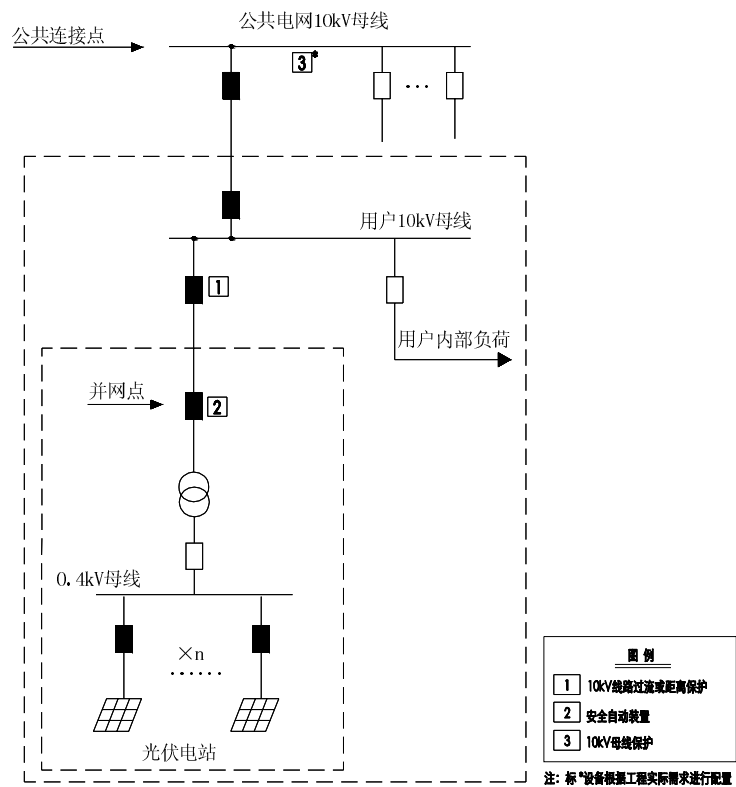


图 13-5 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

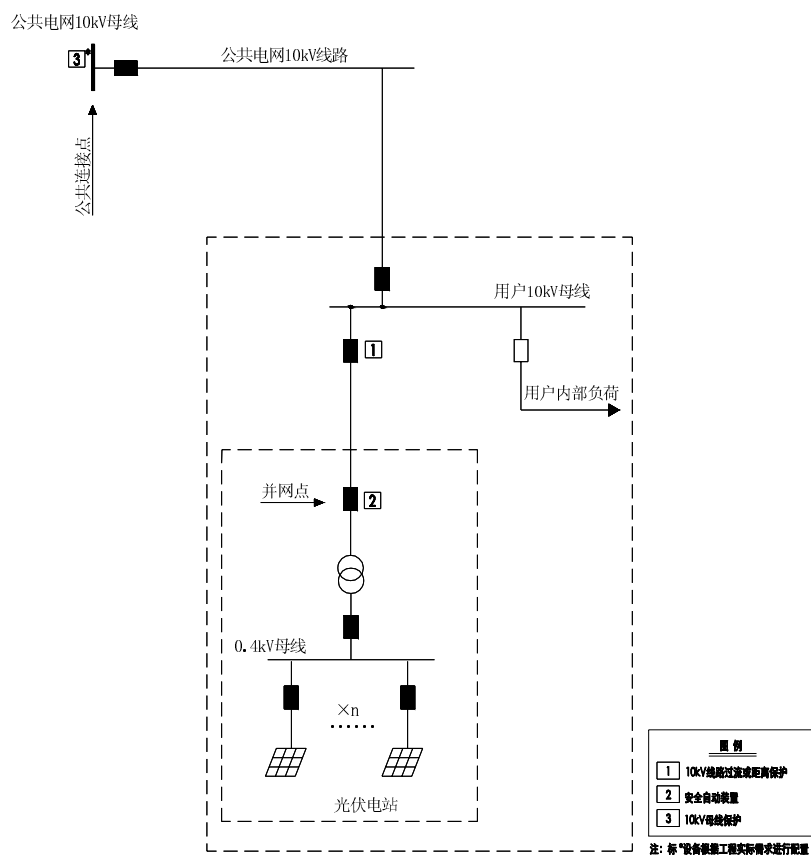


图 13-6 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

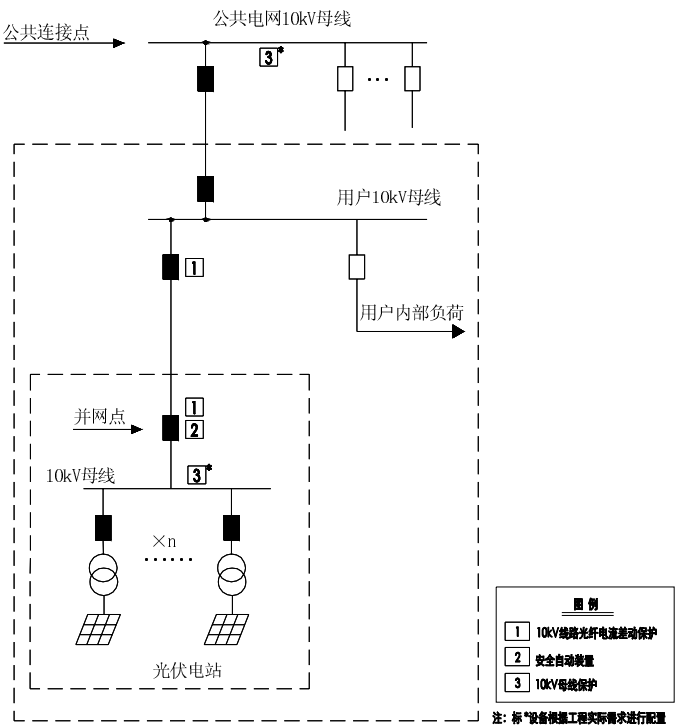


图 13-7 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/1)

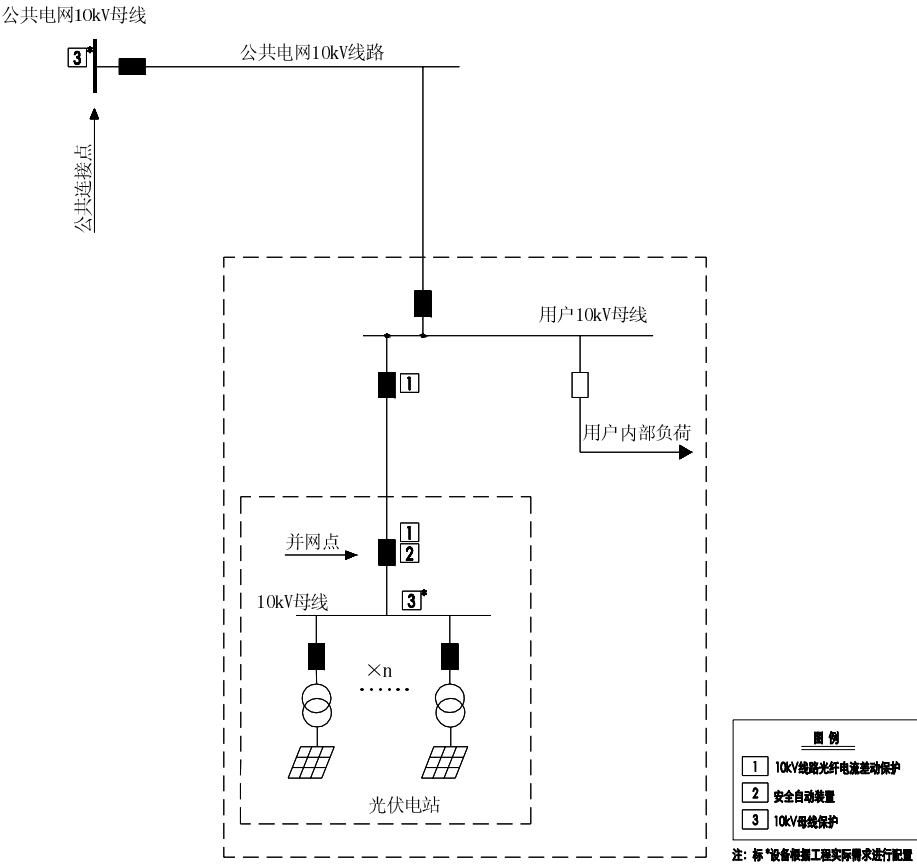


图 13-8 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/2)

13.3.1.2 设备清单

XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 13-2、表 13-3。

表 13-2 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	安全自动装置		1 套	
用户站	过流保护（或距离保护）装置		1 套	
系统站	母线保护装置*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置

表 13-3 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	线路光纤电流差动保护装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
用户站	线路光纤电流差动保护装置		1 套	
系统站	母线保护*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置

13.3.2 系统调度自动化

13.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

13.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：

并网电能表，用于光伏发电计费补偿。

关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量计量。

1) 安装位置与要求

当自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；产权分界点计量表按照常规 10kV 用户要求配置。

当余量上网时，在并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿，并在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置同型号、同规格、准确度相同的主、副关口计量电能表各一块。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表和并网电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，各计量表采集信息应通过计量终端服务器分别接入计费主站系统（电费计量信息）和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统（电价补偿计量信息），作为电费计量和电价补贴依据；其中电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

（4）电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 远动信息内容

1) 光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 光伏电站并网状态；
- b. 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 主断路器开关状态等。

(6) 远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

(7) 二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护: 控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置, 非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护: 控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制, 划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式, 需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式, 需配置加密。

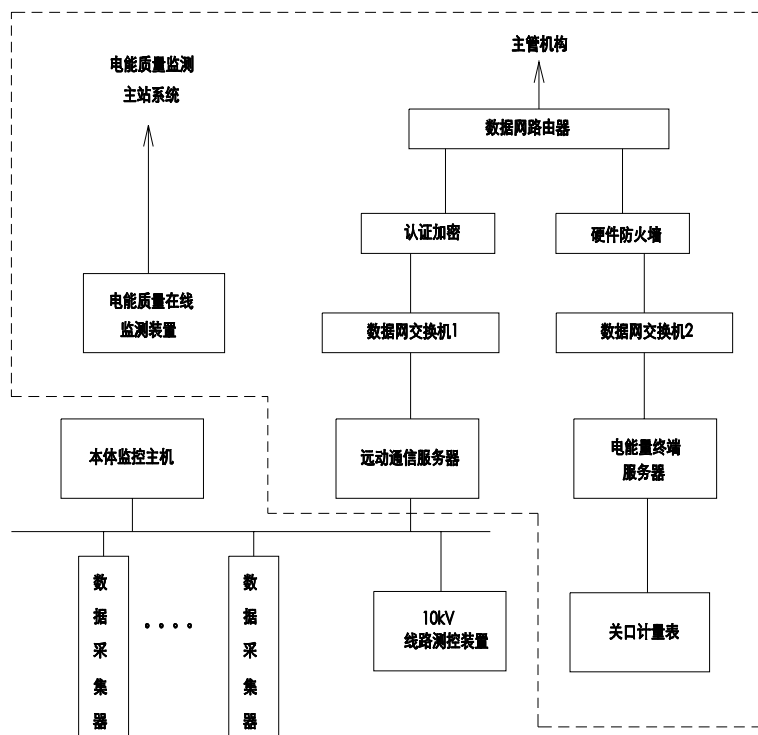
若站内监控系统与其他系统存在信息交换, 应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 13-9、图 13-10 所示。

方案一: 远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二: 采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 13-9 XGF10-Z-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

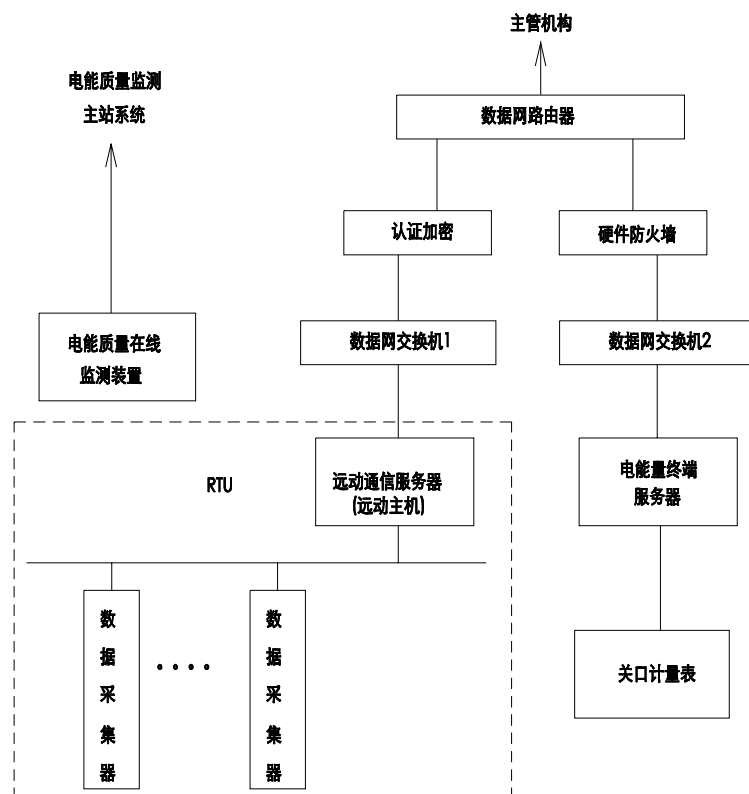


图 13-10 XGF10-Z-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

13.3.2.3 设备清单

XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 13-4 ~ 表 13-7。

表 13-4 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一发自自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置

表 13-5 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	

表 13-6 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	RTU		1 套	
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置

表 13-7 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	RTU		1 套	
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	

13.3.3 系统通信

13.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的

情况。

13.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

13.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

13.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用光伏电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统, 工业以太网传输系统, SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求, 在光伏电站配 2 台 ONU 设备, 利用上述光缆, 形成光伏电站至系统侧的通信电路, 将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制); 另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。

当光伏电站采用余量上网模式时, 应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道, 则利用原有通道上传信息; 若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道, 则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求, 在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机, 在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机, 利用上述光缆, 形成光伏电站至接入变电站的通信电路, 将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网 (配网控制); 另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务 (配网管理)。

当光伏电站采用余量上网模式时, 应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道, 则利用原有通道上传信息; 若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道, 则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

光伏电站接入系统通信方案见图 13-11、13-12、13-13。

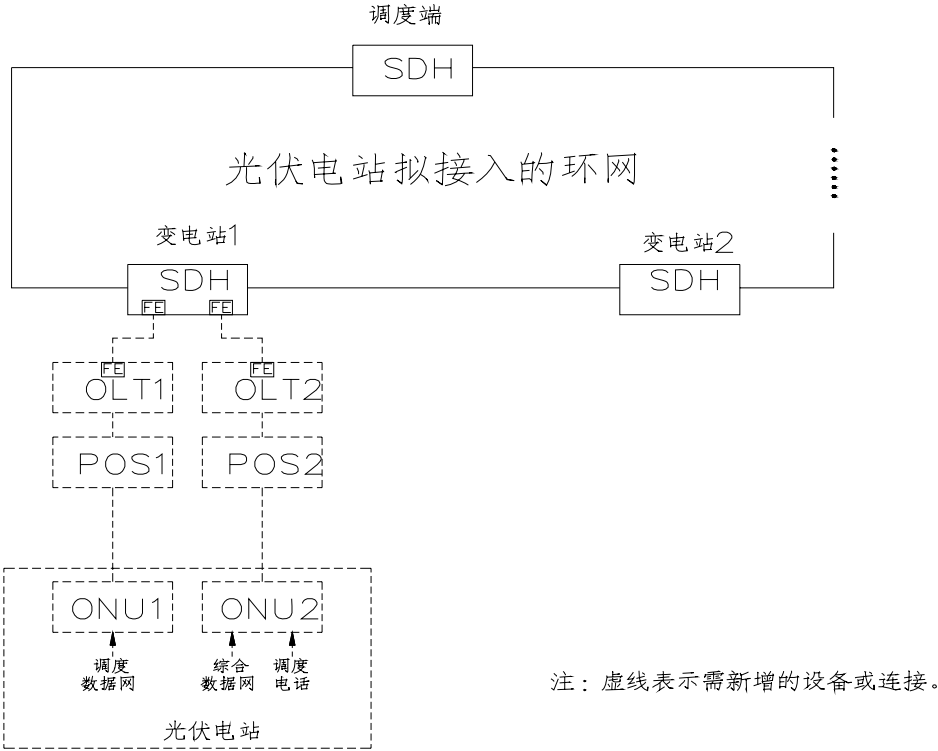


图 13-11 光伏电站接入系统方案图 1 (EPON)

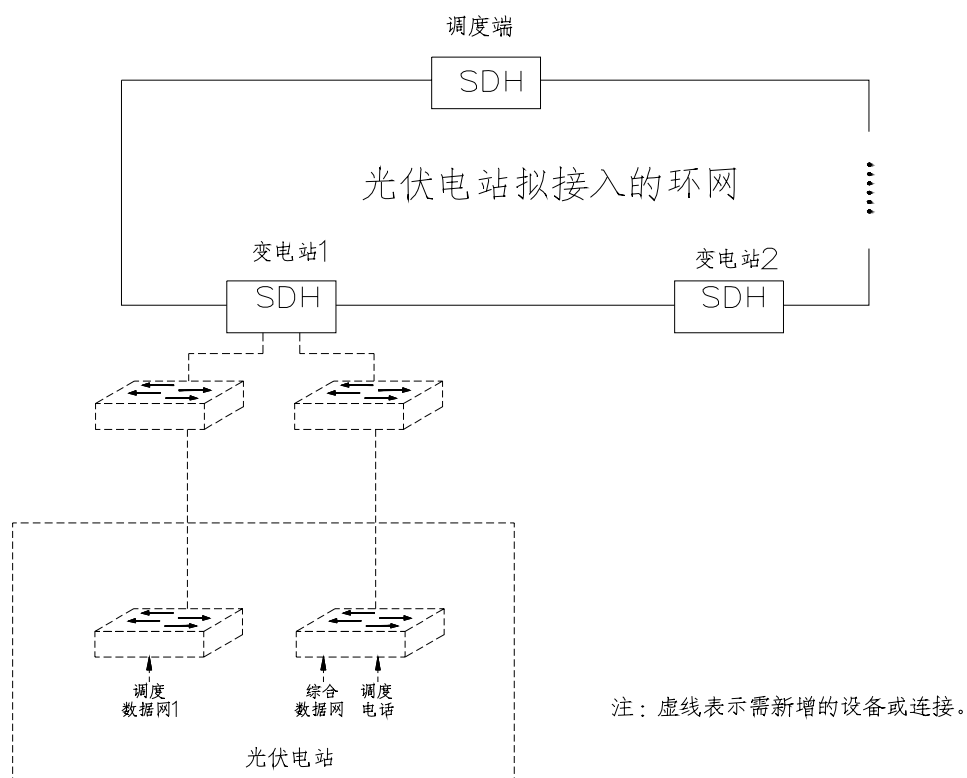


图 13-12 光伏电站接入系统方案图 2（工业以太网）

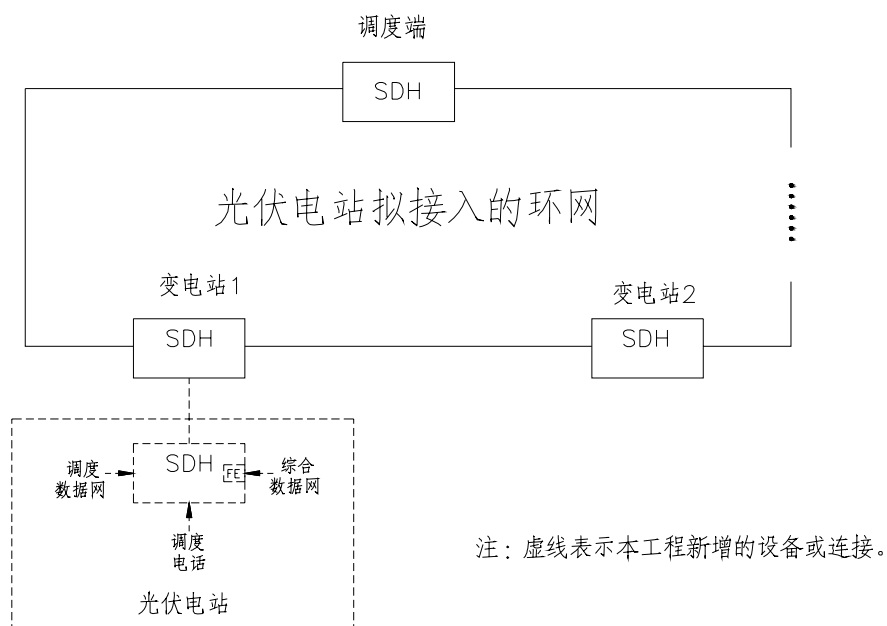


图 13-13 光伏电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

光伏电站侧配置从载波机 1 台，光伏电站拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。光伏电站通过

从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将光伏电站信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。

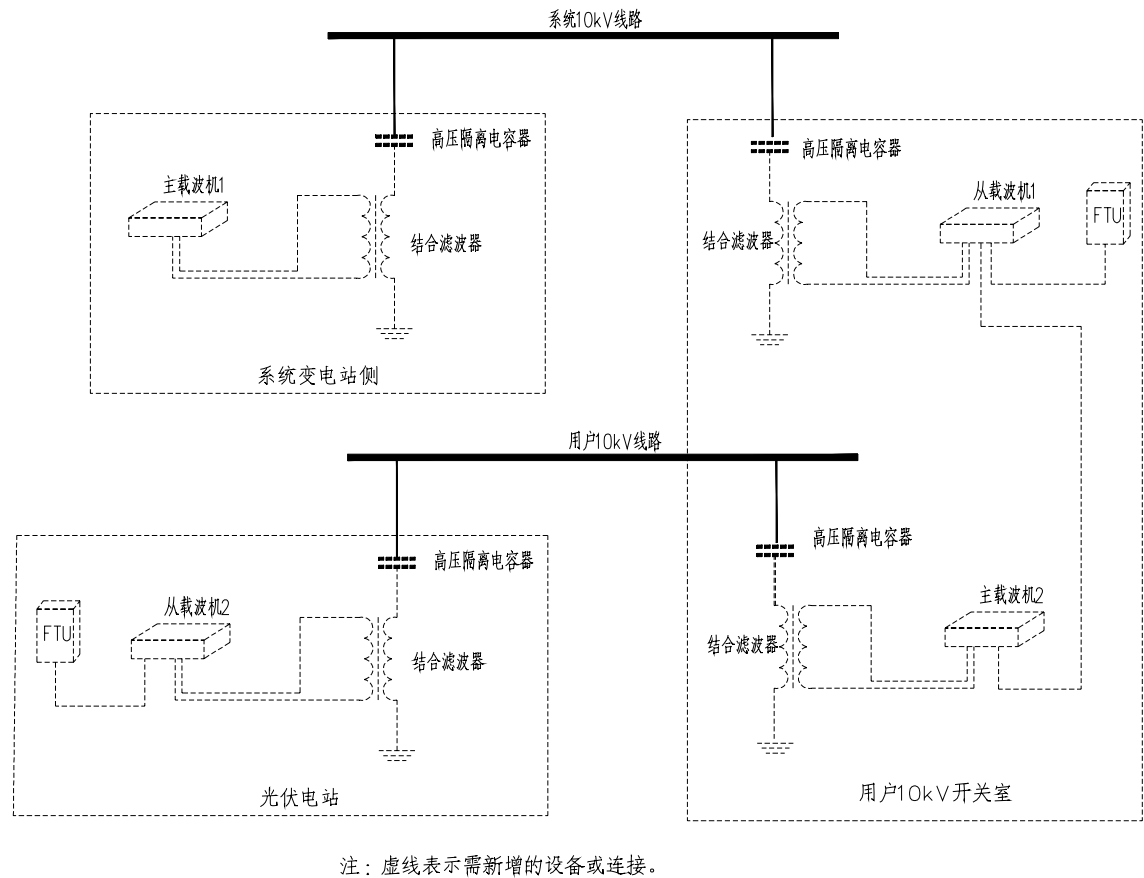


图 13-14 光伏电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏发电完全自发自用，且无控制要求时，可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。

13.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

13.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

13.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 13-8、13-9、13-10、13-11、13-12。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 13-8。

表 13-8 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站 跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 13-9。

表 13-9 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站 跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 13-10。

表 13-10 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变 换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关 站跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 13-11。

表 13-11 系统通信设备材料清单 4

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
----	---------	-------	----	----	-----

光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线方式接入方案，具体见表 13-12

表13-12 系统通信设备材料清单5

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 14 章 380V 接入公共电网配电箱方案典型设计 (XGF380-T-1)

14.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网配电箱或直接 T 接于线路，建议接入容量为不大于 100kW，8kW 及以下可单相接入。

14.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

14.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电箱或 T 接于线路。一次系统接线示意图见图 14-1。

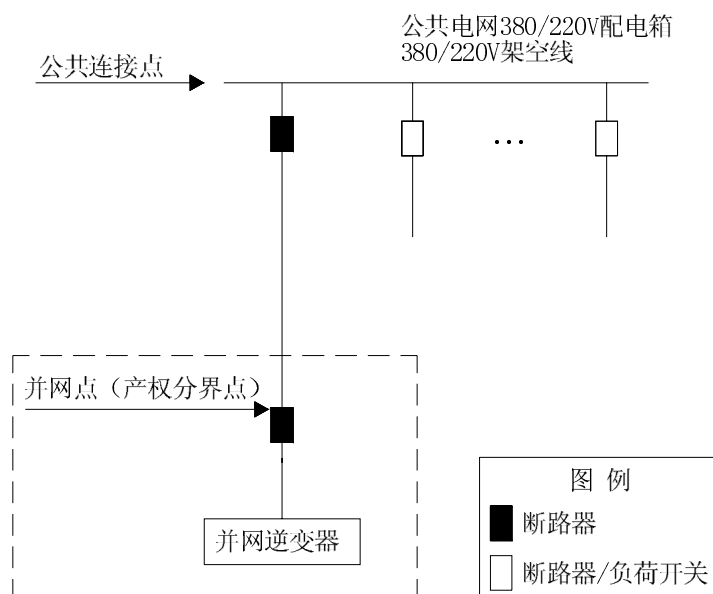


图 14-1 XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网 380V 配电箱或线路，单个并网点参考装机容量不大于 100kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

14.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)范围内。

14.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

本方案选用微型、塑壳式断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

14.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 14-2。

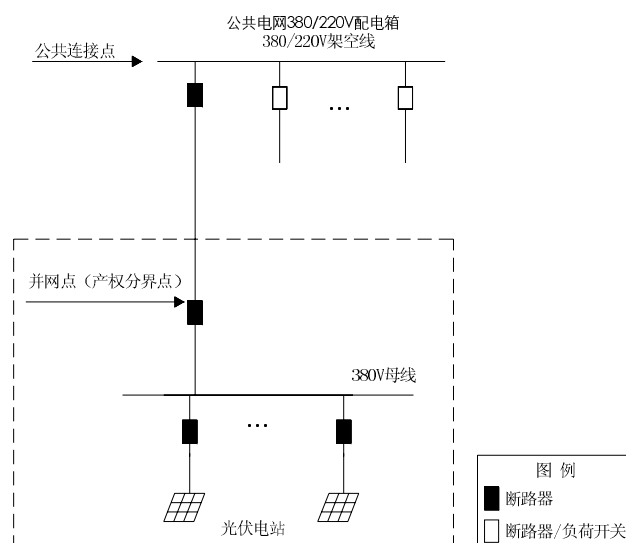


图 14-2 XGF380-T-1 方案原则电气主接线图

14.2.5 系统对光伏电站的技术要求

14.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$;220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出

力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

14.2.5.2 电压异常时的响应特性

本方案光伏电站应按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电，此要求适用于三相系统中的任何一相。

14.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

14.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 14-1。

表 14-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公用配电箱	塑壳式断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

14.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

14.3.1 系统继电保护及安全自动装置

14.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V/220V 不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级并网点不配置防孤岛检测及安全自动装置。

光伏电站采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛检测装置配置方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 10kV 侧校验

需要时，应校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

14.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护由断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

14.3.2 系统调度自动化

14.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

14.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

电能量计量关口点设在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）。

2) 技术要求

在计费关口点按单表设置，电能表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统,作为电能量计量和电价补贴依据。

14.3.2.3 设备清单

XGF380-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 14-2。

表 14-2 XGF380-T-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	关口计量电能表		1 块	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1 台	

14.3.3 系统通信

14.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

14.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在箱变配置 1 套无线采集终端装置;也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

无线接入时,应满足安全防护的要求。

14.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

14.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 14-3。

表 14-3 系统通信设备材料清单(XGF380-T-1)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	无线采集终端*		套	1	

注:标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 15 章 380V 接入公共电网配电室或箱变方案典型 设计 (XGF380-T-2)

15.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏接入系统典型设计方案, 方案号为 XGF380-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网配电室或箱变低压母线, 接入容量在 20kW ~ 400kW 之间。

15.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划, 按照就近分散接入, 就地平衡消纳的原则进行设计。

15.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电室或箱变低压母线。一次系统接线示意图见图 15-1。

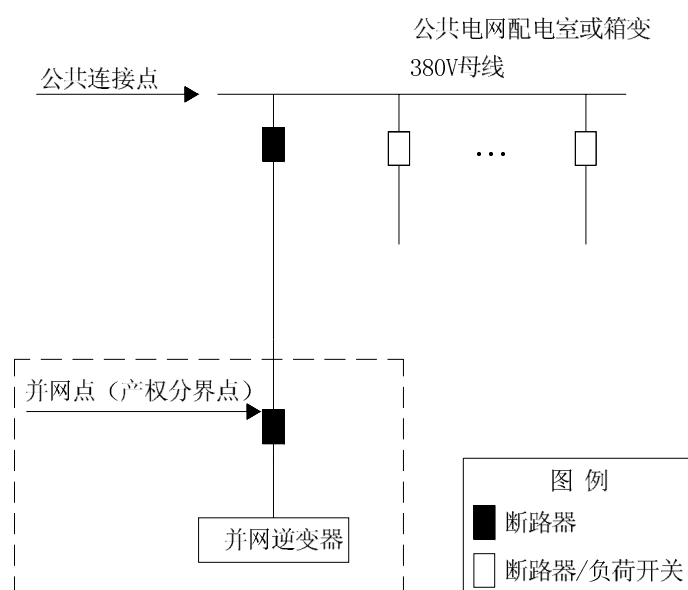


图 15-1 XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电室或箱变低压母线，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

15.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)范围内。

15.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

选用塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

15.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 15-2。

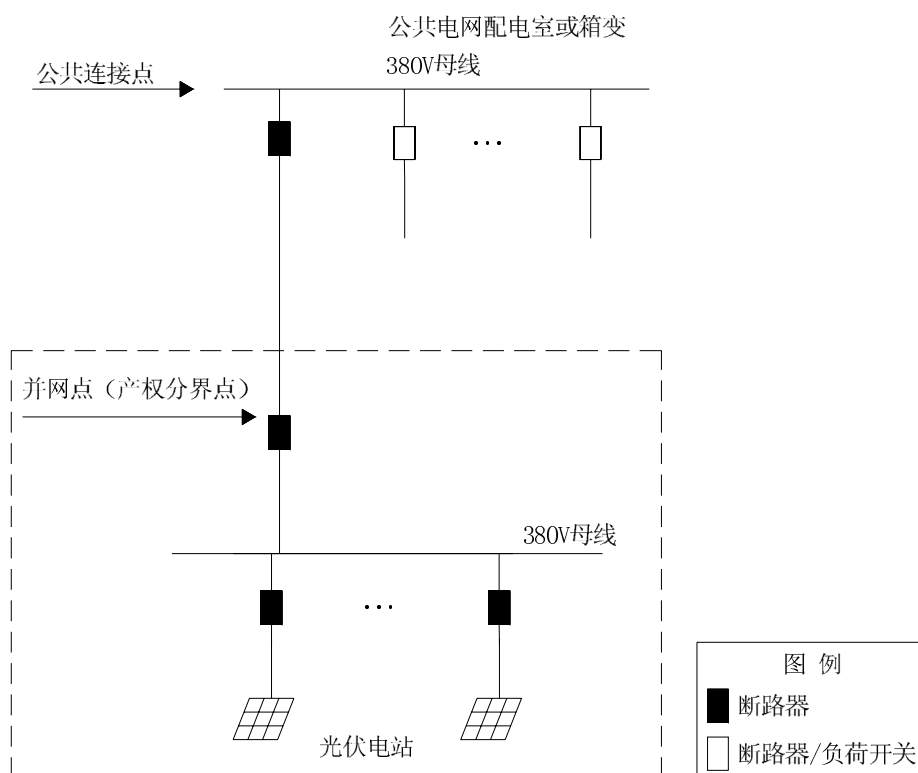


图 15-2 XGF380-T-2 方案原则电气主接线图

15.2.5 系统对光伏电站的技术要求

15.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

15.2.5.2 电压异常时的响应特性

本方案光伏电站应按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电，

此要求适用于三相系统中的任何一相。

15.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

15.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 15-1。

表 15-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公用配电室或箱变	塑壳式或万能断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

15.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

15.3.1 系统继电保护及安全自动装置

15.3.1.1 配置及选型

（1）380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

（2）母线保护

本方案 380V 母线不配置母线保护。

（3）防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级并网点不配置防孤岛检测及安全自动装置。

光伏电站采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛检测装置应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 10kV 侧校验

需要时，应校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

15.3.1.2 设备清单

380V 接入方案系统继电保护由塑壳或万能式断路器完成，无需单独的二次设备。

15.3.2 系统调度自动化

15.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

15.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

1) 光伏电站侧

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

2) 系统箱变或配电室侧

若系统箱变或配电室具备计算机监控,公共连接点断路器及计量信息等接入现有监控系统。

若系统箱变或配电室不具备计算机监控,公共连接点断路器信息预留接入本配电室或箱变监控系统的接口。

(2) 电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置,上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

电能量计量关口点设在产权分界点(最终按用户与业主计量协议为准)。同时,在系统箱变或配电室侧按照常规要求配置计量表计。

2) 技术要求

在计费关口点按单表设计,电能量计量表精度要求不低于 1.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统,作为电能量计量和电价补贴依据。

3) 系统箱变或配电室侧计量表计配置与原有表计一致。

15.3.2.3 设备清单

XGF380-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 15-2。

表 15-2 XGF380-T-2 系统调度自动化配置清单

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	关口计量电能表		1 块	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1 台	
箱变或配电室	电能表*	与原有表计一致	1 块	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

15.3.3 系统通信

15.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传光伏电站发电量信息。

15.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

15.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

15.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 15-3。

表 15-3 系统通信设备材料清单（XGF380-T-2）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 16 章 380V 接入用户配电箱方案典型设计

(XGF380-Z-1)

16.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入用户配电箱或线路，建议接入容量为不大于 400kW，8kW 及以下可单相接入。

16.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

16.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入 380V 用户配电箱或 10kV 用户 380V 配电箱或线路。一次系统接线示意图见图 16-1、图 16-2。

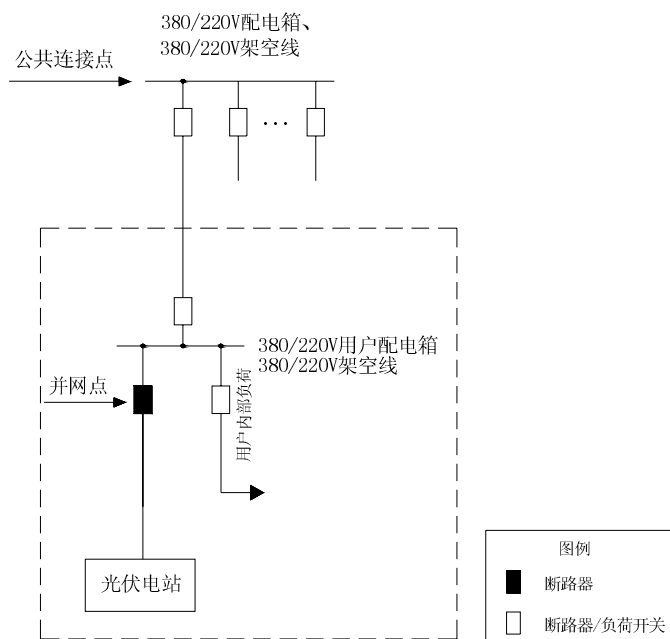


图 16-1 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

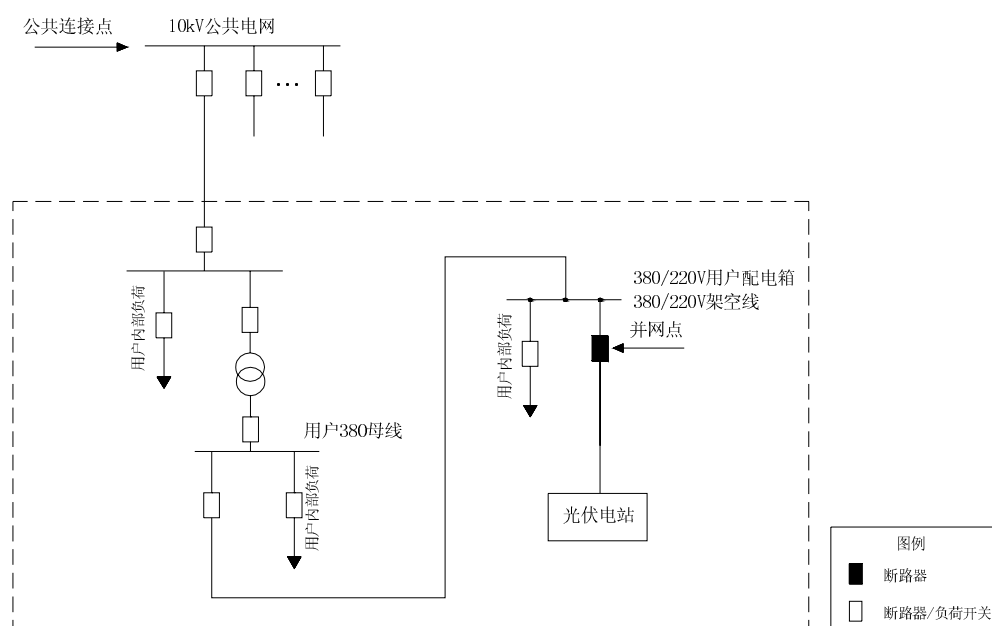


图 16-2 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

16.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定;

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)范围内。

16.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取,并考虑光伏发电效率等因素;

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择;

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 断路器型式

选用微型或塑壳式断路器,根据短路电流水平选择设备开断能力,并需留有一定裕度,断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

16.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 16-3、图 16-4。

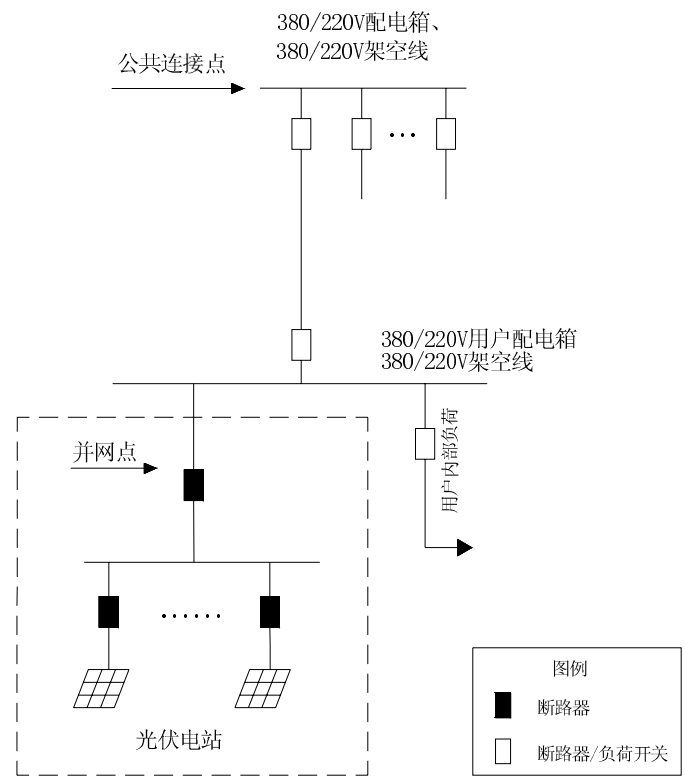


图 16-3 XGF380-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

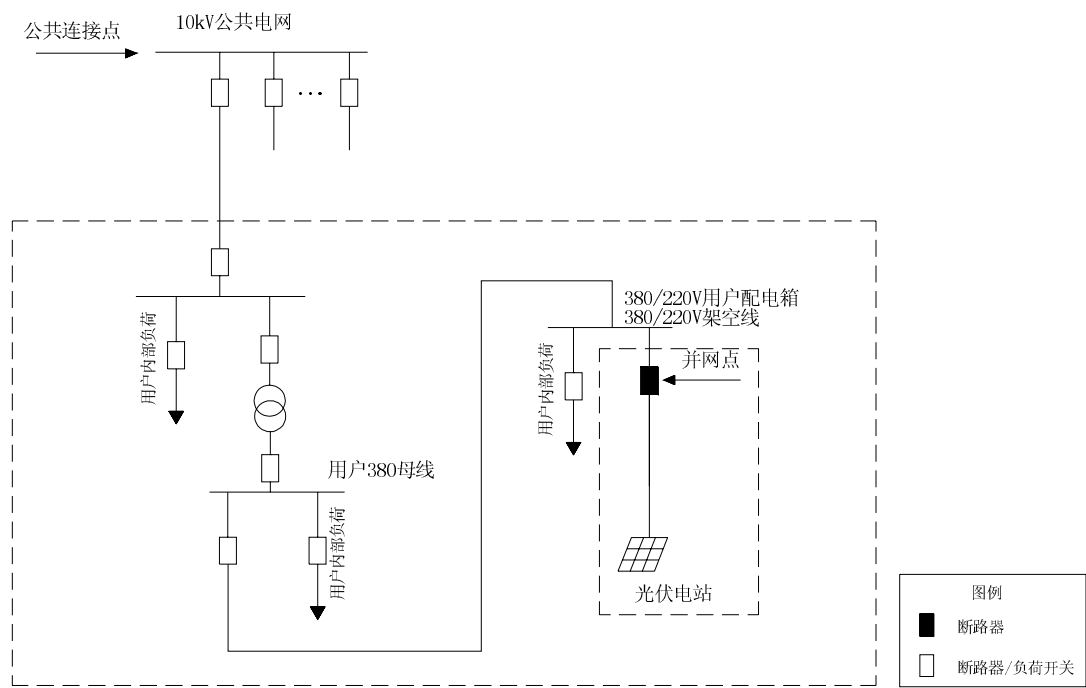


图 16-4 XGF380-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

16.2.5 系统对光伏电站的技术要求

16.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$;220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出

力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

16.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

16.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

16.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 16-1。

表 16-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电箱	塑壳式断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

16.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

16.3.1 系统继电保护及安全自动装置

16.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

若方案为余量上网模式，则需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

16.3.2 系统调度自动化

16.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站模式为自发自用或余量上网，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

16.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计量

当运营模式为自发自用时，在单套设置并网电能表，便于计费补偿。

当运营模式为余量上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

1) 安装位置

并网电能表设在并网点，关口计量电能表设在产权分界点。

2) 技术要求

计费关口点按单表设计，电能表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

各表计信息统一汇集至计量终端服务器。

16.3.2.3 设备清单

XGF380-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 16-2。

表 16-2 XGF380-Z-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电箱	关口计量电能表*		2块	余量上网
			1块	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

16.3.3 系统通信

16.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

16.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在用户配电箱配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

16.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

16.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 16-3。

表 16-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
配电箱	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 17 章 380V 接入用户配电室或箱变方案典型设计 (XGF380-Z-2)

17.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-Z-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入 380V 用户配电室或箱变，建议接入容量在 20kW ~ 400kW 之间。

17.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

17.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入用户配电室或箱变低压母线。一次系统接线示意图见图 17-1。

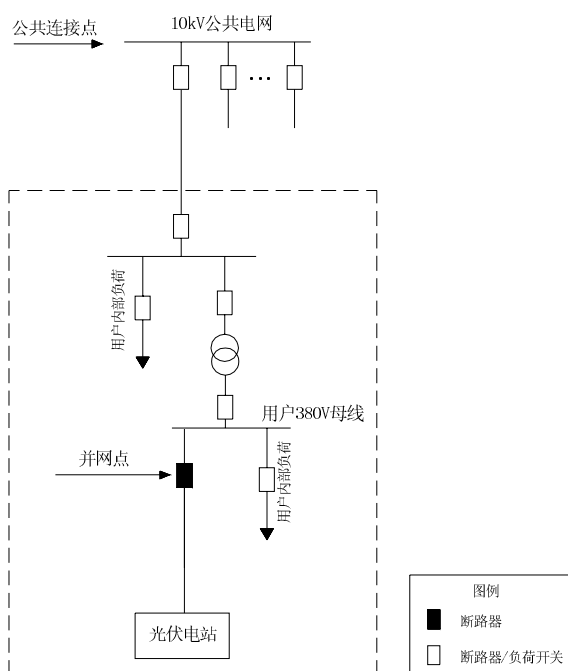


图 17-1 XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 20kW~400kW。

17.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)

范围内。

17.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 断路器型式

选用塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

17.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 17-2。

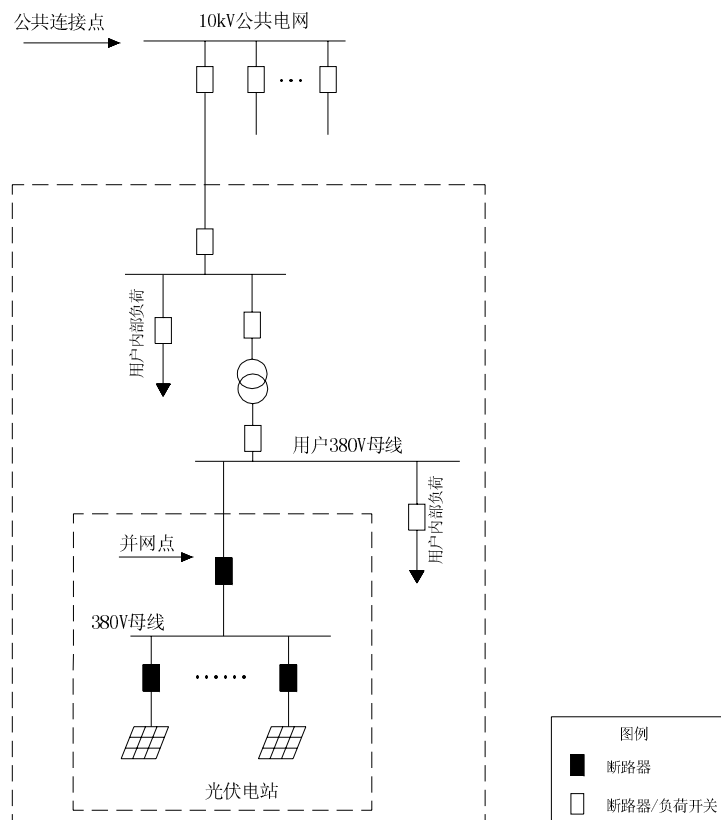


图 17-2 XGF380-Z-2 方案原则电气主接线图

17.2.5 系统对光伏电站的技术要求

17.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

17.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

17.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

17.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 17-1。

表 17-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电室 或箱变	塑壳式断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

17.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

17.3.1 系统继电保护及安全自动装置

17.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

380V 电压等级不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连

接的能力。

(4) 10kV 侧校验

若方案为余量上网模式，则需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

17.3.2 系统调度自动化

17.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站模式为自发自用或余量上网，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

17.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构。

需要校验用户侧箱变或配电室是否满足接入要求。若能满足接入的要求，则说明即可。若不能满足接入方案的要求，则用户侧箱变或配电室需要配置相应的远方终端。

(2) 电能量计量

当运营模式为自发自用时，在单套设置计量表，便于计费补偿。

当运营模式为余量上网时，除单套设置计量表外，还应设置关口电能量计量表。

1) 安装位置

计费补偿表设在并网点，电能量计量关口表设在产权分界点。

2) 技术要求

计费关口点按单表设计，电能量计量表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5

级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

各表计信息统一汇集至计量终端服务器。

17.3.2.3 设备清单

XGF380-Z-2 系统调度自动化配置清单详见表 17-2。

表 17-2 XGF380-Z-2 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户箱变或 配电室	关口计量电能 表*		2块	余量上网
			1块	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

17.3.3 系统通信

17.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

17.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在用户配变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

17.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

17.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 17-3。

表 17-1 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
配电箱	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 18 章 380V 多点接入用户电网方案典型设计

(XGF380-Z-Z1)

18.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-Z-Z1。

本方案采用多回线路将分布式光伏接入用户配电箱、配电室或箱变低压母线。方案设计以光伏发电单点接入用户配电箱典型设计方案（XGF380-Z-1）和单点接入用户配电室或箱变典型设计方案（XGF380-Z-2）为基础模块，进行组合设计。

18.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

18.2.1 送出方案

通过多回线路接入用户配电箱、配电室或箱变低压母线。一次系统接线示意图见图 18-1、图 18-2。

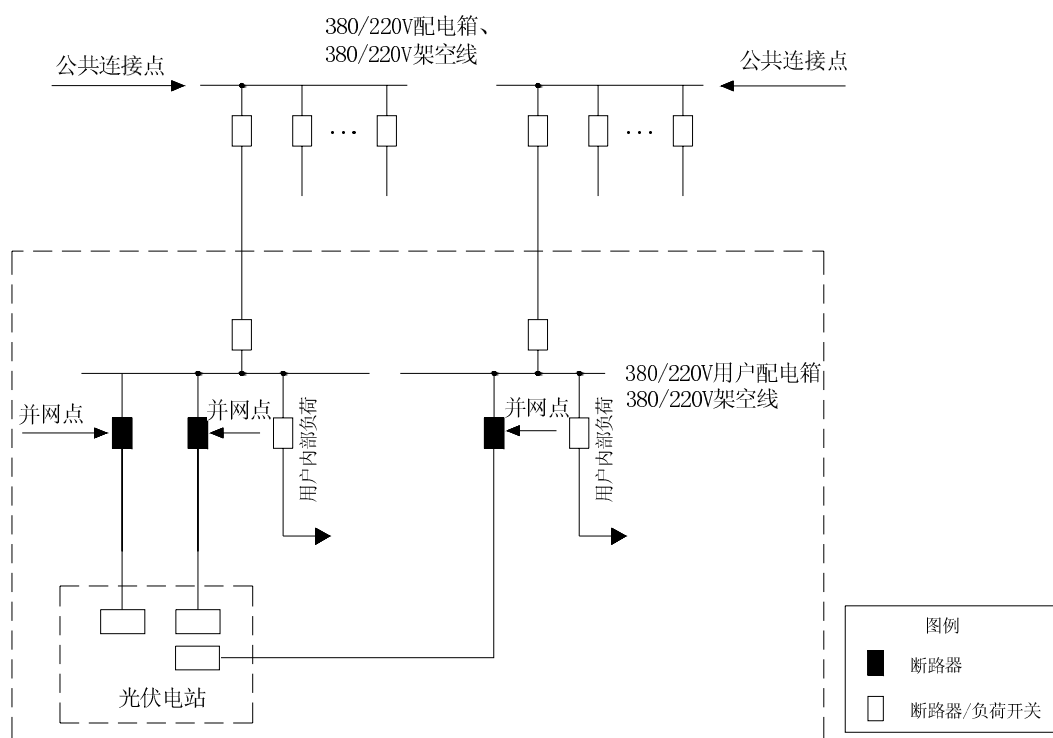


图 18-1 XGF380-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

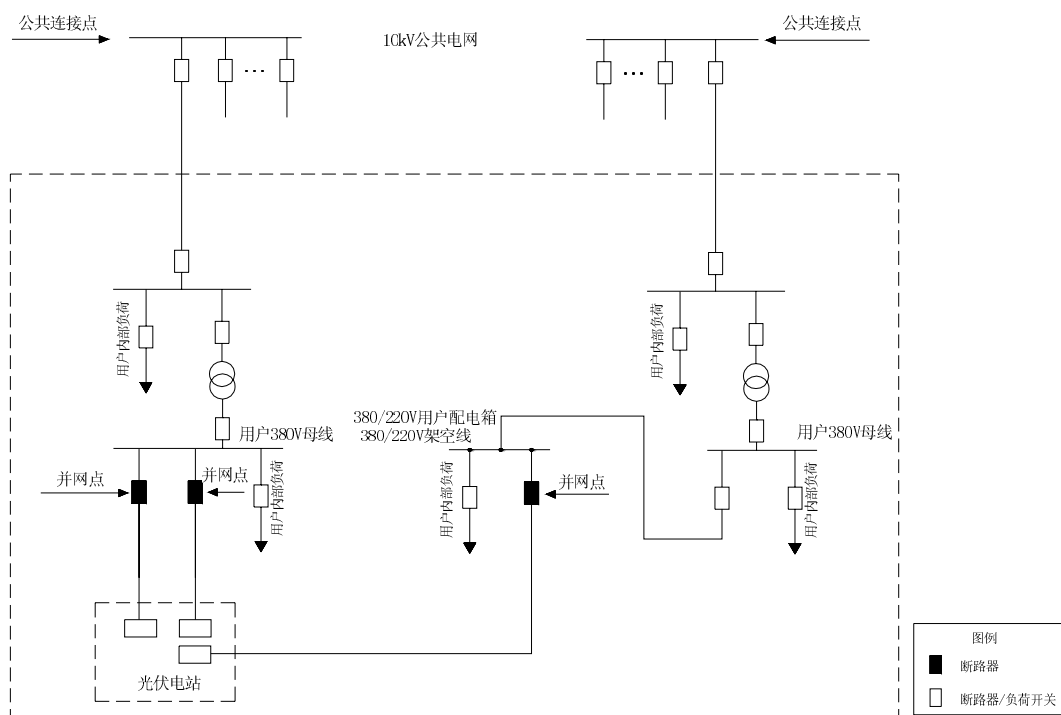


图 18-2 XGF380-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏

电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

18.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)

范围内。

18.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 断路器型式

选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

18.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 18-3、图 18-4。

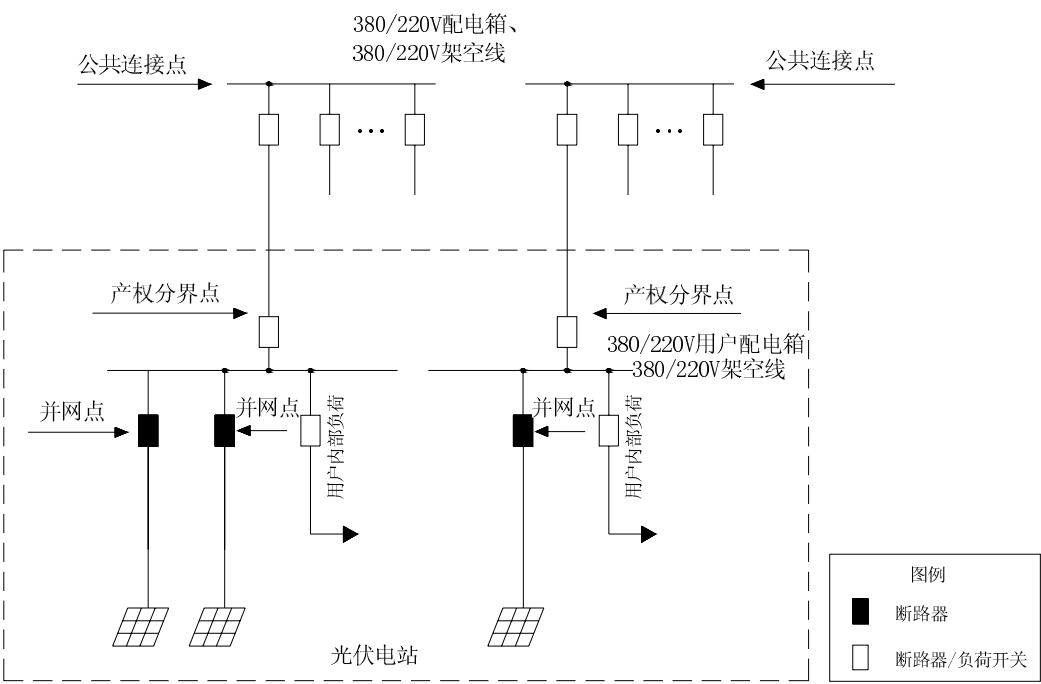


图 18-3 XGF380-Z-Z1 方案原则电气主接线图（方案一）

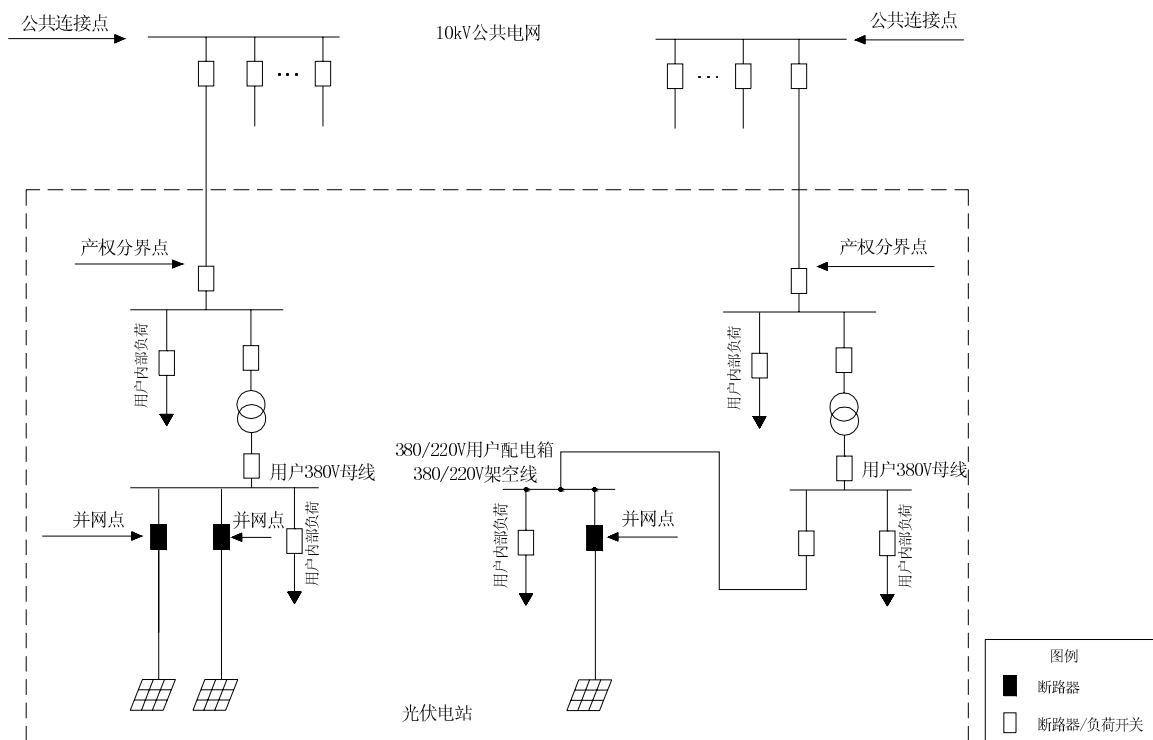


图 18-4 XGF380-Z-Z1 方案原则电气主接线图（方案二）

18.2.5 系统对光伏电站的技术要求

18.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)

应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

18.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

18.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5

所示电网频率偏离下运行。

18.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 18-1。

表 18-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电箱、配电室或箱变	塑壳式断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

18.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

18.3.1 系统继电保护及安全自动装置

18.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

380V 不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

若方案为余量上网模式，则需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

18.3.2 系统调度自动化

18.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站模式为自发自用或余量上网，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

18.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构。

需要校验用户侧箱变或配电室是否满足接入要求。若能满足接入的要求，则说明即可。若不能满足接入方案的要求，则用户侧配电箱、箱变或配电室需要配置相应的远方终端。

(2) 电能量计量

当运营模式为自发自用时，在单套设置并网电能表，便于计费补偿。

当运营模式为余量上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

1) 安装位置

并网电能表设在并网点，关口计量电能表设在产权分界点。

2) 技术要求

计费关口点按单表设计，电能表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限

无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

各表计信息统一汇集至计量终端服务器。

18.3.2.3 设备清单

XGF380-Z-Z1 系统调度自动化配置清单详见表 18-2。

表 18-2 XGF380-Z-Z1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电箱、箱变或配电室	关口计量电能表*		3 块	余量上网
			5 块	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

18.3.3 系统通信

18.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

18.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在用户配电箱、配变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

18.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

18.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 18-3。

表 18-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	备注
配电箱	无线采集终端*		2套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 19 章 10kV 多点接入用户电网方案典型设计

(XGF10-Z-Z1)

19.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-Z-Z1。

本方案采用多回线路将分布式光伏接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变。方案设计以光伏发电单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变典型设计方案（XGF10-Z-1）为基础模块，进行组合设计。

19.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

19.2.1 送出方案

通过多回 10kV 线路接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变。一次系统接线示意图见图 19-1、图 19-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

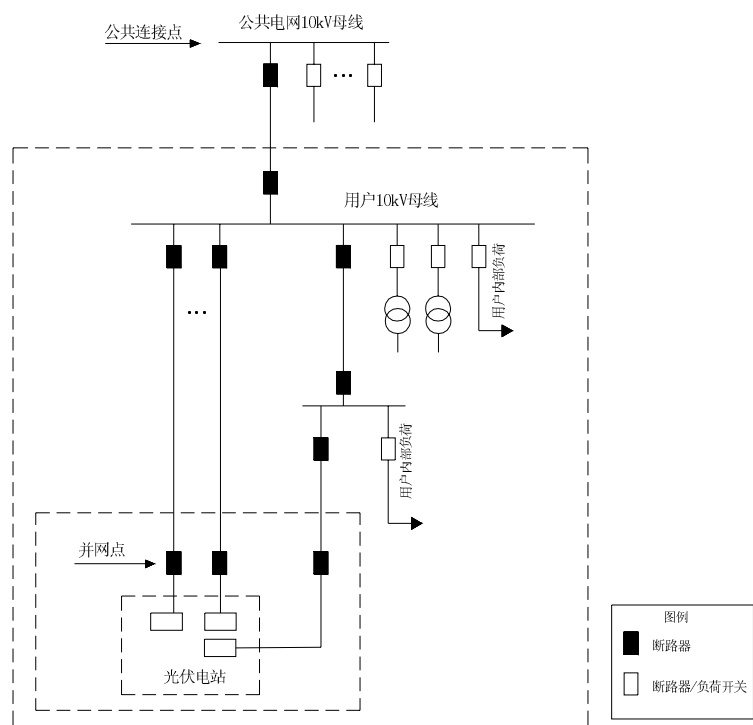


图 19-1 XGF10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

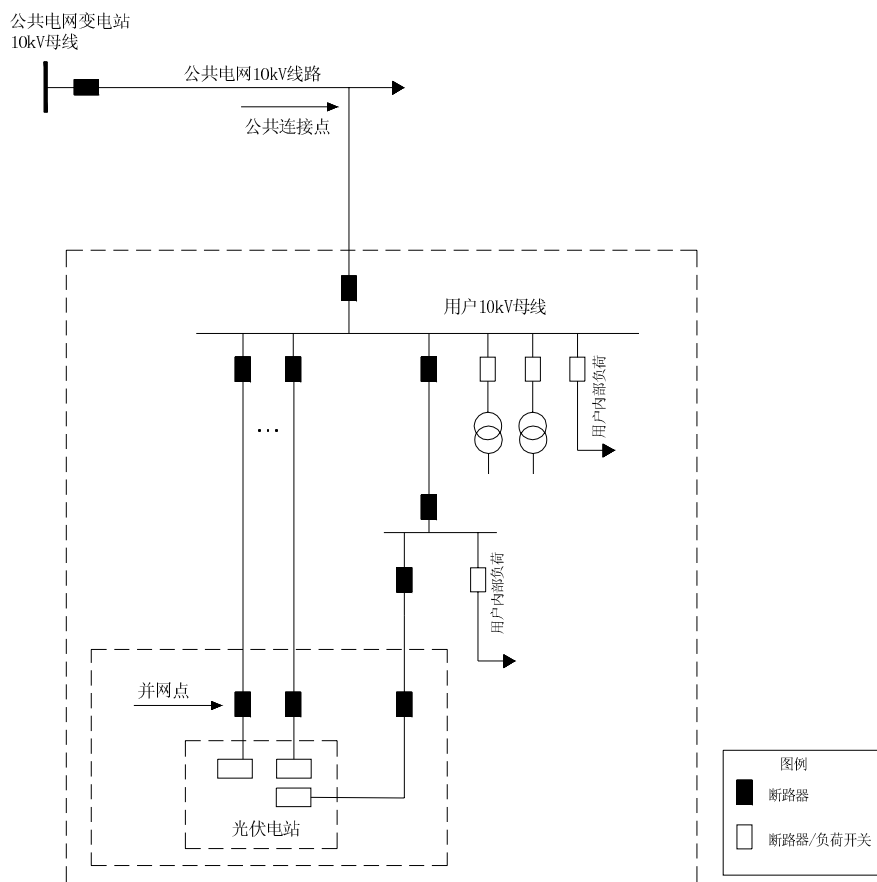


图 19-2 XGF10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于同一用户内部自发自用/余量上网（接入用户

电网)的光伏电站。接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变,单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

19.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式,检修运行方式,以及事故运行方式进行分析,必要时进行潮流计算。

(2) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下,电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流,为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标,应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下,考虑一定裕度,光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1

(3) 电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定;

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的

要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

19.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

10kV: 升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合，电压等级为 10/0.4kV，短路阻抗满足《电力变压器选用导则》GB/T 17468、《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、等规定的要求。变压器性能参数详见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

3) 10kV 架空线可选用 185mm^2 、 240mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 、 400mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

19.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 19-3、图 19-4。

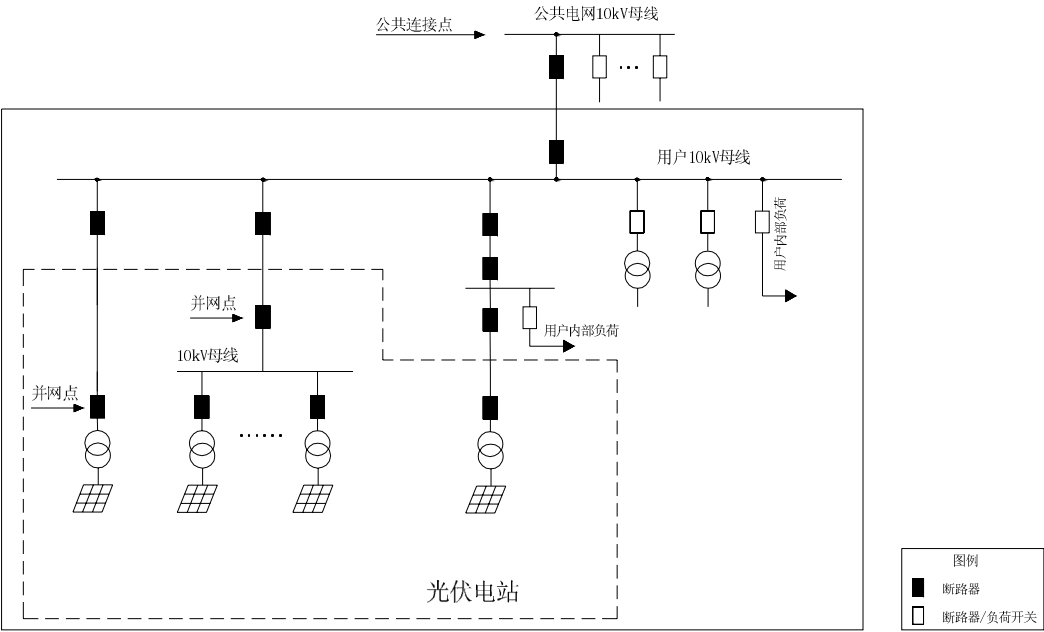


图 19-3 XGF10-Z-Z1 方案原则电气主接线图（方案一）

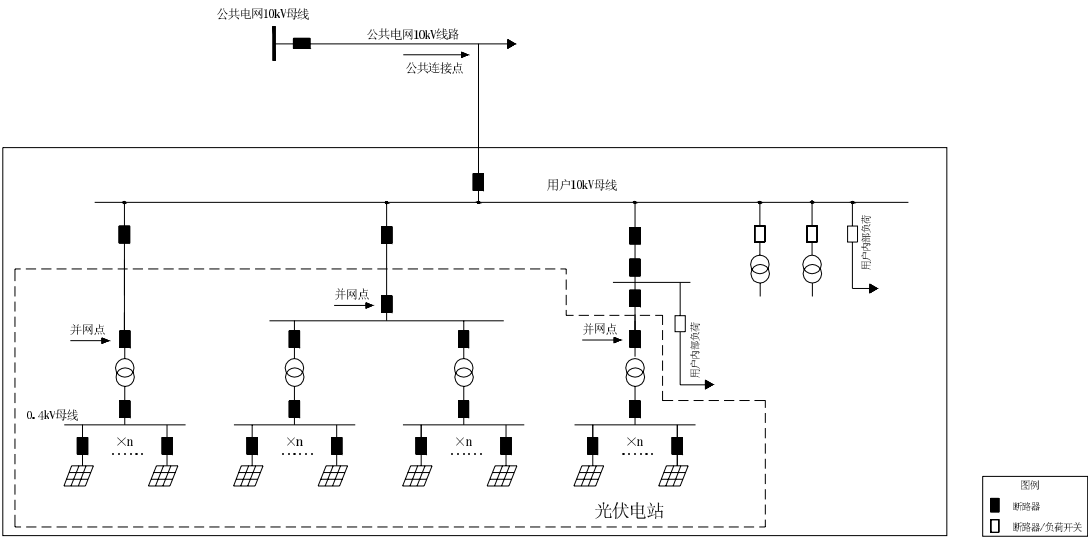


图 19-4 XGF10-Z-Z1 方案原则电气主接线图（方案二）

19.2.5 系统对光伏电站的技术要求

19.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

19.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

19.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

19.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 19-1。

表 19-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站(T接方案)	线路 PT*		按需	
	开关站、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*(含 PT)		按需	
送出线路		10kV 架空线或电缆(含敷设方式)*		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

19.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

19.3.1 系统继电保护及安全自动装置

19.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在用户侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠用户侧切除线路故障；存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a) 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b) 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c) 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d) 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e) 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f) 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g) 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(3) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

- a) 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b) 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。
- c) 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。
- d) 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(4) 防孤岛检测及安全自动装置

在用户 10kV 母线侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开相应断路器。用户侧若已配置低频低压减负荷等自动装置，可以满足光伏电站线路接入要求，应予以说明。

若用户 10kV 母线光伏电站进线侧线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 Un （失压跳闸定值宜整定为 $20\%Un$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置相配合，时间上互相匹配。

（5）用户侧变电站

1）继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2）其他要求

需核实用户侧自备自投方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入后，自备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

（6）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3）其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a) 光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b) 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 系统继电保护配置图

以 10kV 接入 3 回为例，继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 19-5 ~ 图 19-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护。

方案二：10kV 线路配置过流或距离保护、光纤差动保护。

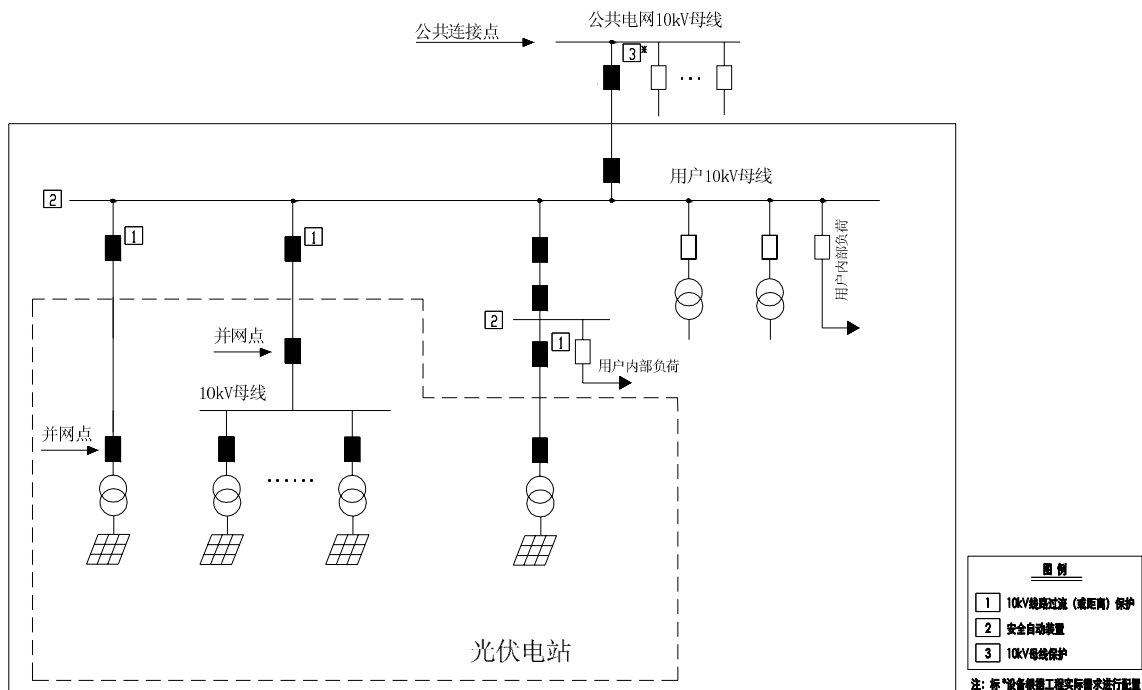


图 19-5 XGF10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案一/1）

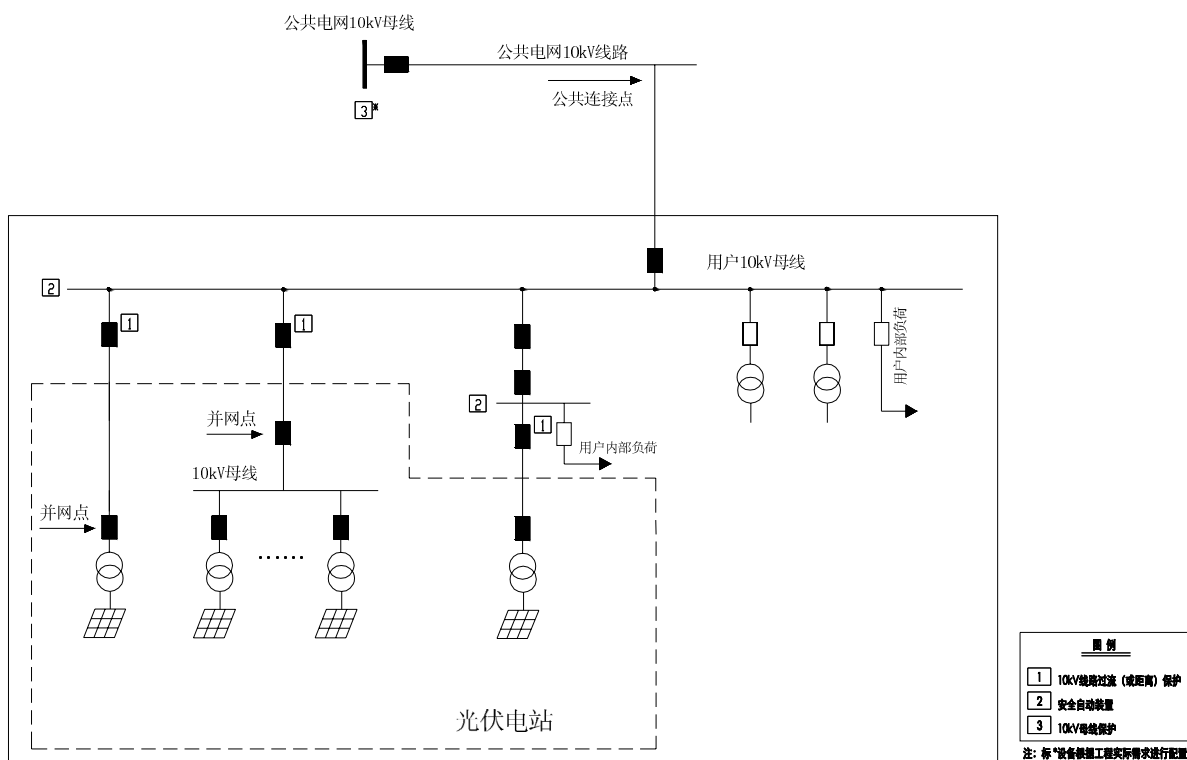


图 19-6 XGF10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案一/2）

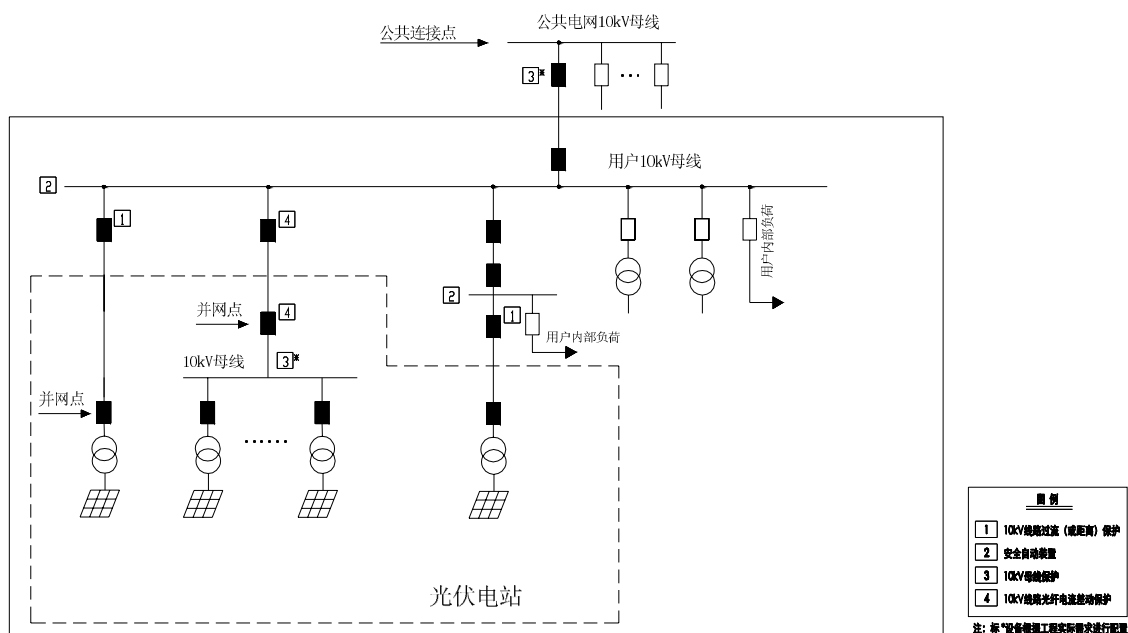


图 19-7 XGF10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案二/1）

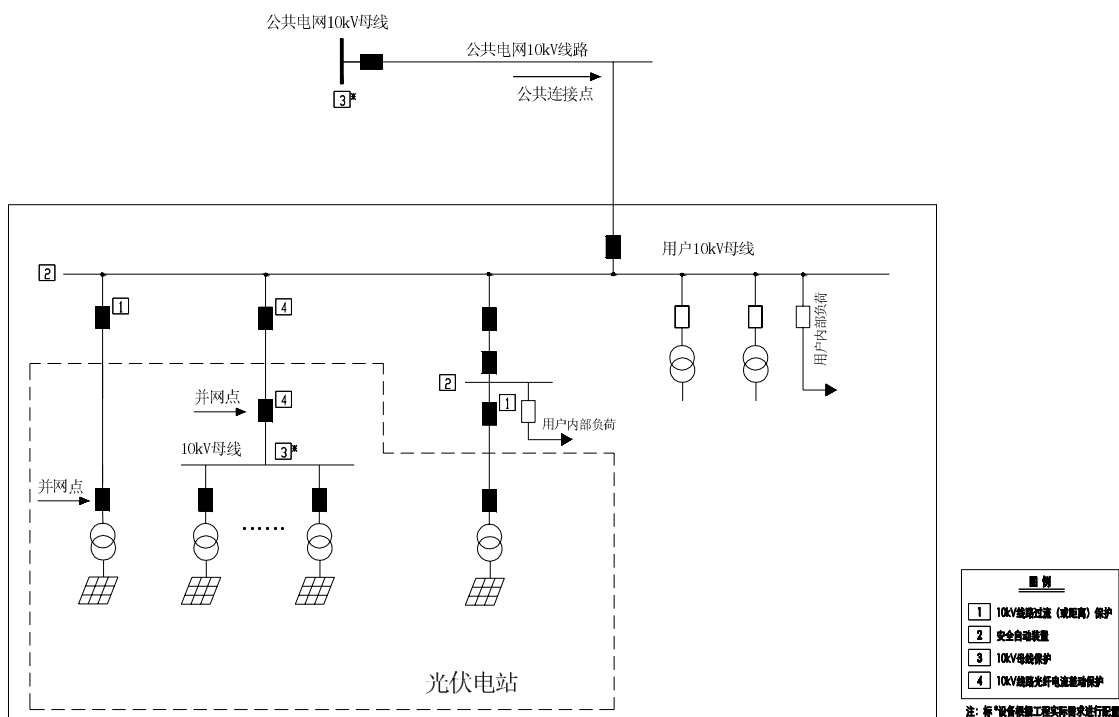


图 19-8 XGF10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案二/2）

19.3.1.2 设备清单

以 10kV 接入 3 回线为例，XGF10-Z-Z1 系统继电保护设计方案设备清单详见表 19-2、表 19-3。

表 19-2 XGF10-Z-Z1 系统继电保护设备清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 用户侧	过流保护（或距离保护）		3 套	
	安全自动装置		2 套	
系统站	母线保护*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

表 19-3 XGF10-Z-Z1 系统继电保护设备清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
10kV 用户侧	线路光纤电流差动保护		1 套	
	过流保护（或距离保护）		2 套	
	安全自动装置		2 套	
系统站	母线保护*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

19.3.2 系统调度自动化

19.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案接入需建立调度关系，配置相关设备。

19.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式

光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：

并网电能表：用于光伏发电计费补偿。

关口计量电能表：用于用户与电网间的上、下网电量计量。

1) 安装位置与要求

当自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；产权分界点计量表按照常规 10kV 用户要求配置。

当余量上网时，在并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿，并在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置同型号、同规格、准确度相同的主、副关口计量电能表各一块，主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。10kV 关口计量电能表和并网电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，各计量表采集信息应通过计量终端服务器分别接入计费主站系统(电费计量信息)和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统（电价补偿计量信息），作为电费计量和电价补贴依据；其中电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在用户 10kV 母线装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 远动信息内容

10kV 光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- 1) 光伏电站并网状态；
- 2) 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
- 3) 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- 4) 主断路器开关状态等。

(6) 远动信息传输

10kV 光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

(7) 二次安全防护

为保证 10kV 光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密。

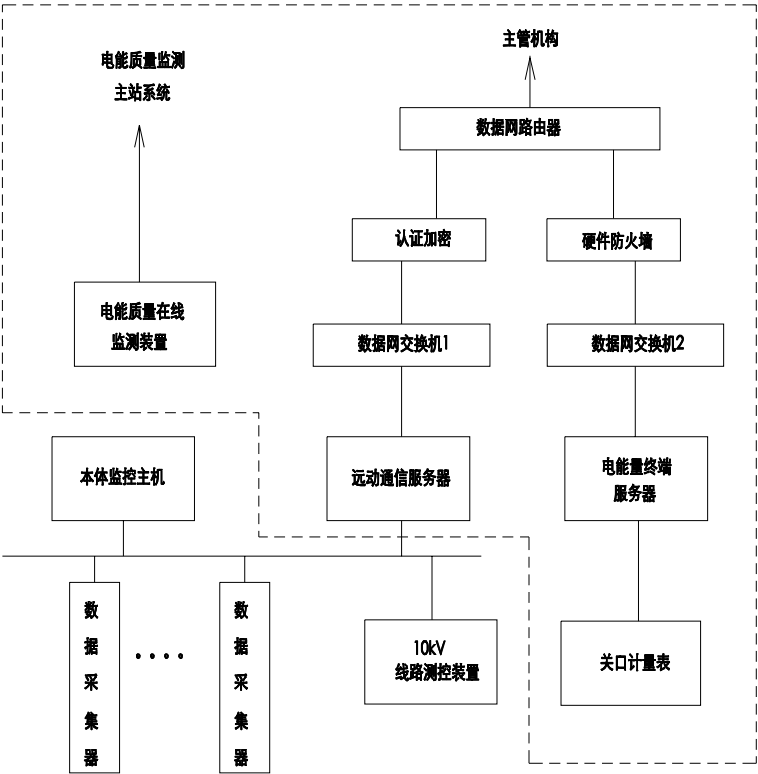
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

XGF10-Z-Z1 调度自动化系统配置图详见图 19-9、图 19-10。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 19-9 XGF10-Z-Z1 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

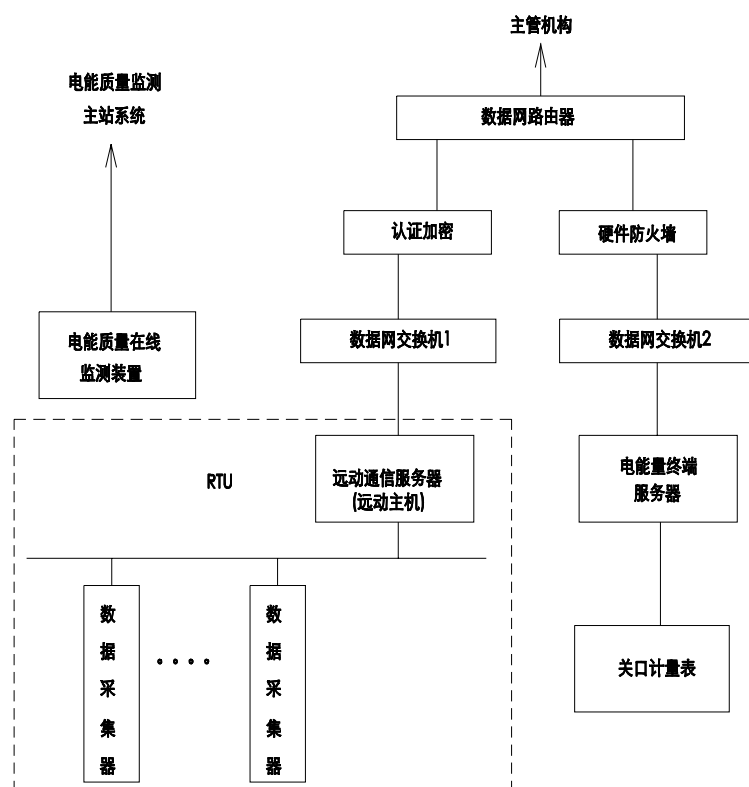


图 19-10 XGF10-Z-Z1 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

19.3.2.3 设备清单

以 10kV 接入三回线为例，XGF10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单详见表 19-4、表 19-5。

表 19-4 XGF10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案一自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	使用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	

表 19-5 XGF10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案二余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	使用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	

19.3.3 系统通信

19.3.3.1 系统概述

着重介绍接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

19.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

19.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

19.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

10 kV 并网运行信息应统一采集后，根据调度自动化信息采集和传输要求，经 10kV 通信通道传输至相关部门。

在光伏电站侧，根据光伏电站实际情况的不同，可采用多种不同的通信方式。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用光伏电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 配电室（箱变），通过用户 10kV 配电室（箱变）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配

电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

光伏电站接入系统通信方案见图 19-11-19-13。

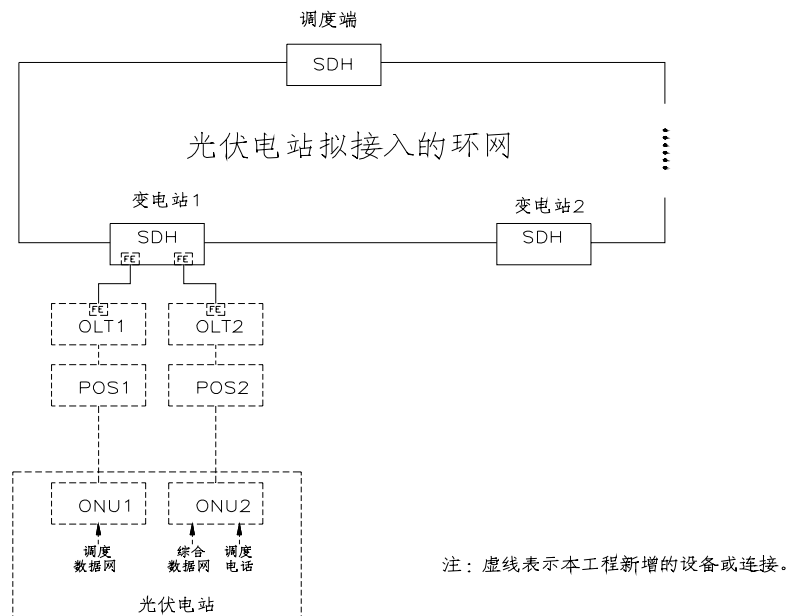


图 19 -11 光伏电站接入系统方案图 1（EPON）

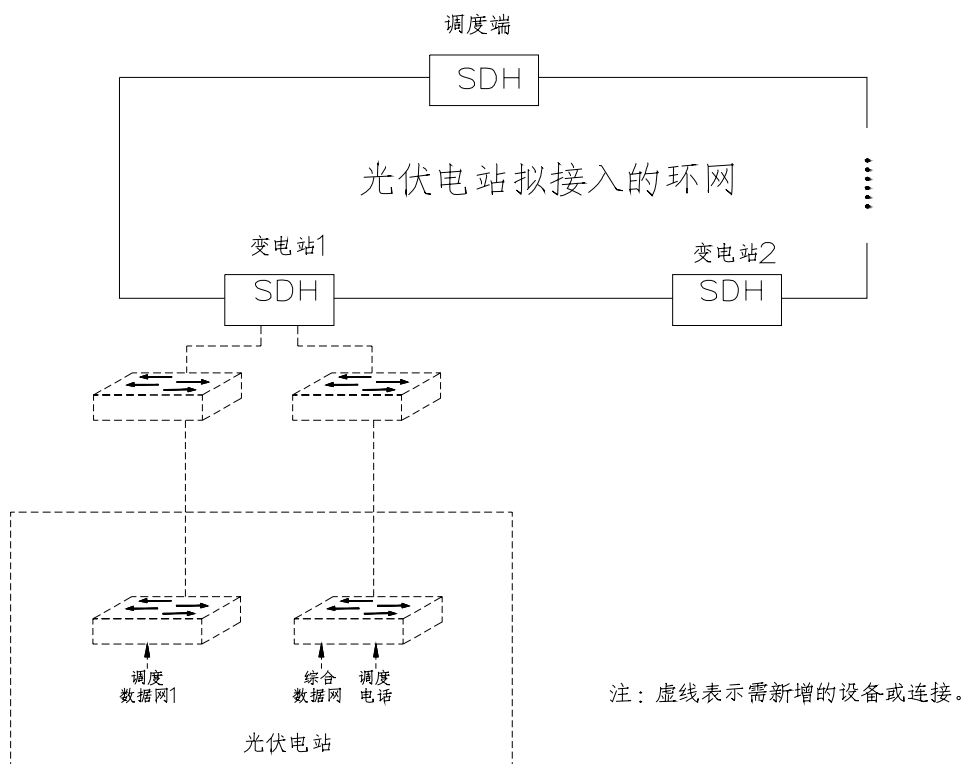


图 19-12 光伏电站接入系统方案图 2（工业以太网）

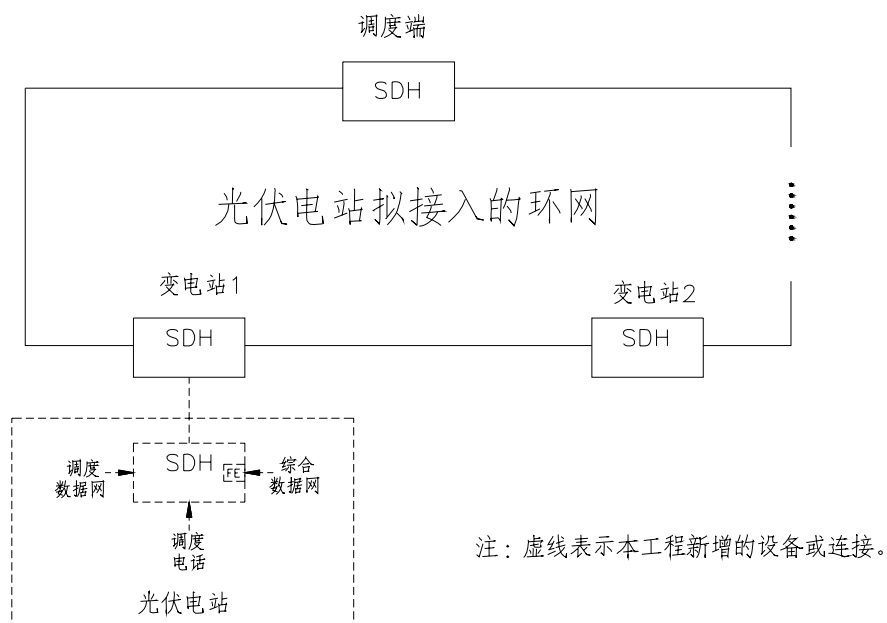
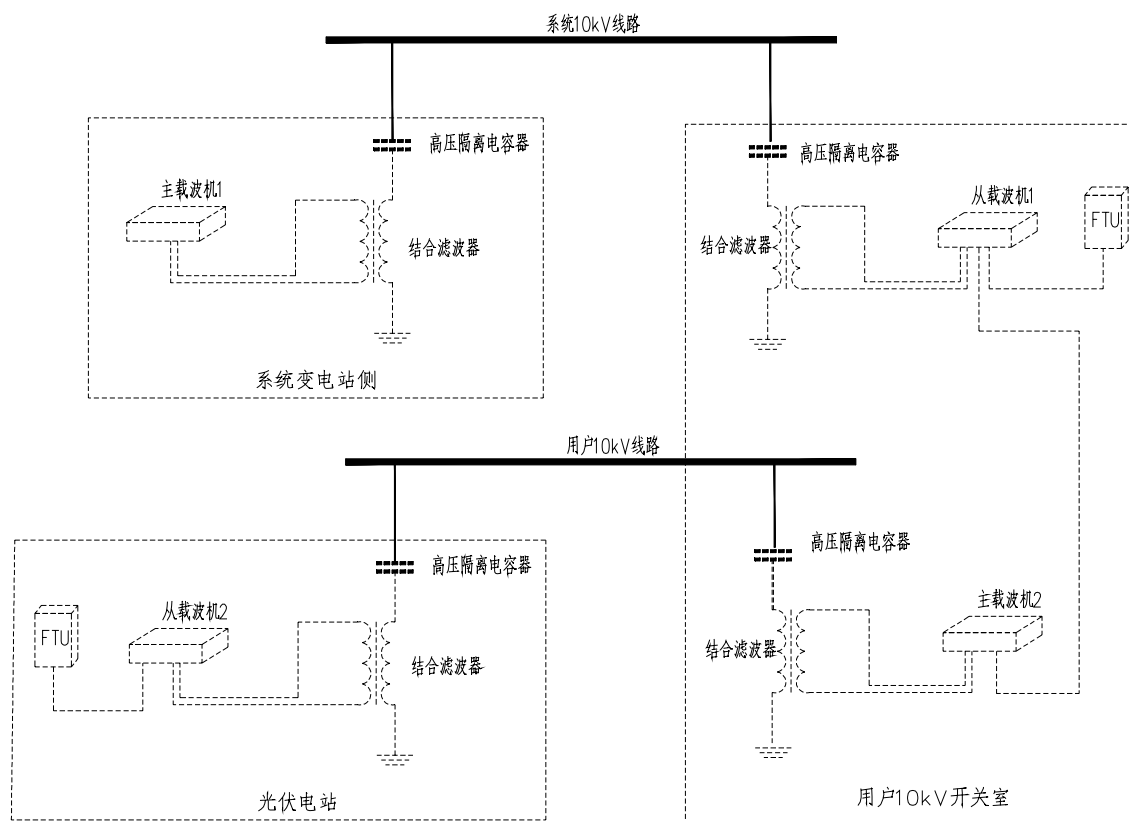


图 19-13 光伏电站接入系统方案图 3 (SDH)

(2) 中压电力线载波

光伏电站侧配置从载波机 1 台，光伏电站拟接入用户 10kV 配电室（箱变）配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。光伏电站通过从载波机将数据汇聚至用户 10kV 配电室（箱变）主载波机，用户 10kV 配电室（箱变）主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10kV 配电室（箱变）从载波机，并通过用户 10kV 配电室（箱变）从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将光伏电站信息以及用户 10kV 配电室（箱变）电量信息上传至系统侧。



注：虚线表示需新增的设备或连接。
图 19-14 光伏电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线方式

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏发电完全自发自用，且无控制要求时，可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。

（4）业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

19.3.3.5 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

19.3.3.6. 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 19-6 ~ 10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 19-6。

表 19-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室(箱 变)	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室 (箱变)跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 19-7。

表 19-7 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网配	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室(箱 变)	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室 (箱变)跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12-24芯		公里	根据实际情况确定
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	根据实际情况确定
	工业以太网交换机		2	台	

	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 19-8。

表 19-8 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室 (箱变)	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室(箱变)跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 19-9。

表 19-9 系统通信设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室(箱变)	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	主载波机		1	台	

	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线方式接入方案，具体见表 19-10。

表19-10 系统通信设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 20 章 380V/10kV 多点接入用户电网方案典型设计 (XGF380/10-Z-Z1)

20.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号 XGF380/10-Z-Z1。

本方案以 380V/10kV 电压等级将分布式光伏接入用户电网，380V 接入点为用户配电箱、配电室或箱变低压母线，10kV 接入点为用户 10kV 开关站、配电室或箱变。方案设计以光伏发电单点接入用户配电箱典型设计方案 (XGF380-Z-1)、单点接入用户配电室或箱变典型设计方案 (XGF380-Z-2) 和单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变典型设计方案 (XGF10-Z-1) 为基础模块，进行组合设计。

20.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

20.2.1 送出方案

通过 1 回或多回 380V 线路接入用户配电箱、配电室或箱变低压母线、以 1 回或多回 10kV 线路接入 10kV 开关站、配电室或箱变。一次系统接线示意图见图 20-1、图 20-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

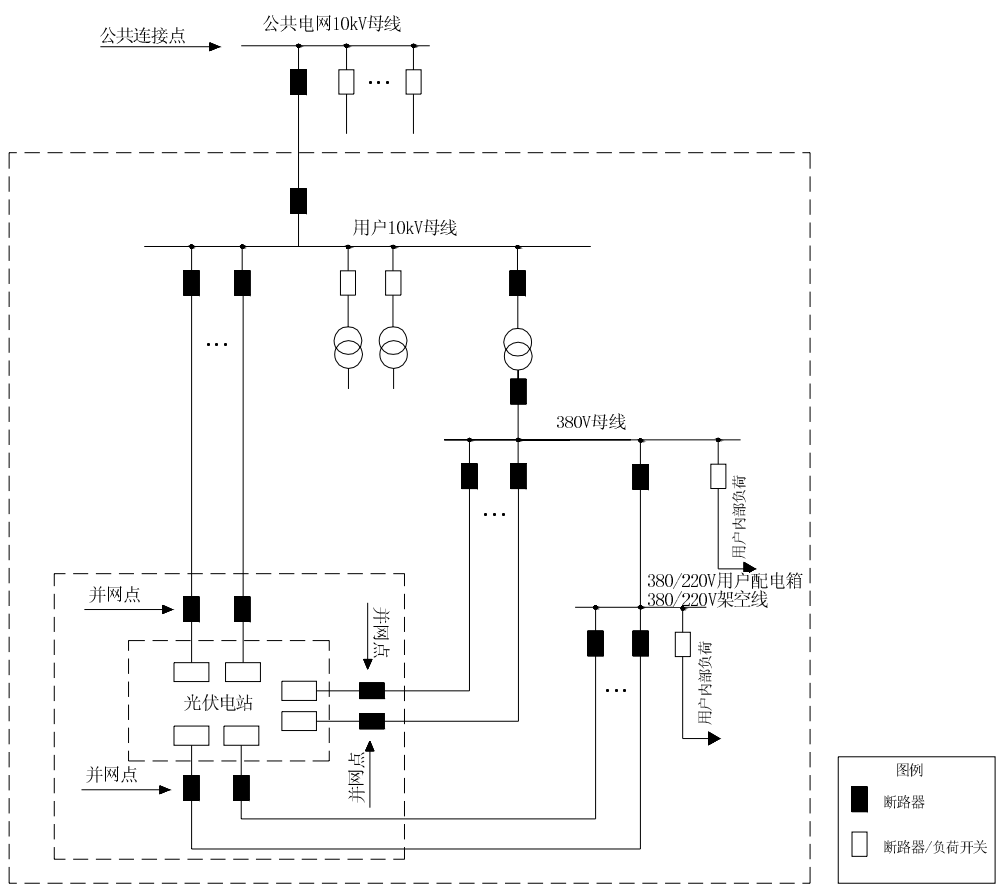


图 20-1 XGF380/10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案一）

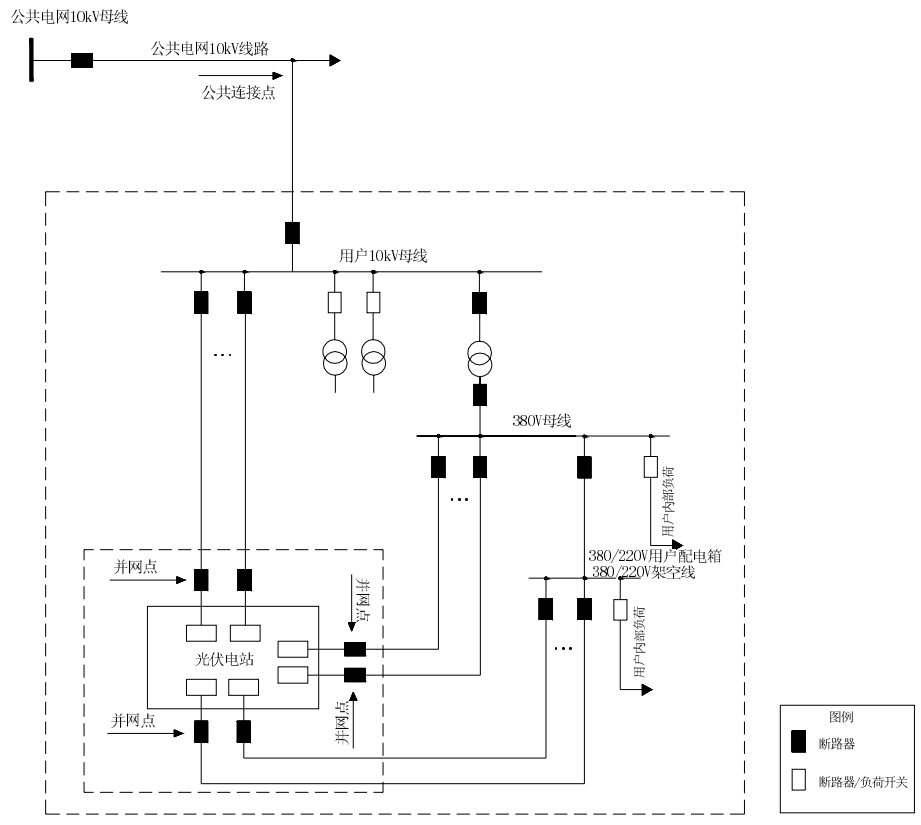


图 20-2 XGF380/10-Z-Z1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站。接入配电箱时，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入，装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入；接入配电室或箱变低压母线时，单个并网点参考装机容量 20kW~400kW；接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变时，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

20.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其

交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调；通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统应保证并网点处功率因数在 0.98（超前）-0.98（滞后）范围内；

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

20.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线；

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合，电压等级为 10/0.4kV，短路阻抗满足《电力变压器选用导则》GB/T 17468、《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、等规定的要求。变压器性能参数详见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择;

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面; 10kV 架空线可选用 185mm^2 、 240mm^2 等截面, 10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 、 400mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

380V: 选用微型、塑壳式或万能断路器, 根据短路电流水平选择设备开断能力, 并需留有一定裕度, 断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

10kV: 断路器, 根据短路电流水平选择设备开断能力, 并需留有一定裕度, 一般宜采用 20kA 或 25kA。

20.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 20-3、图 20-4。

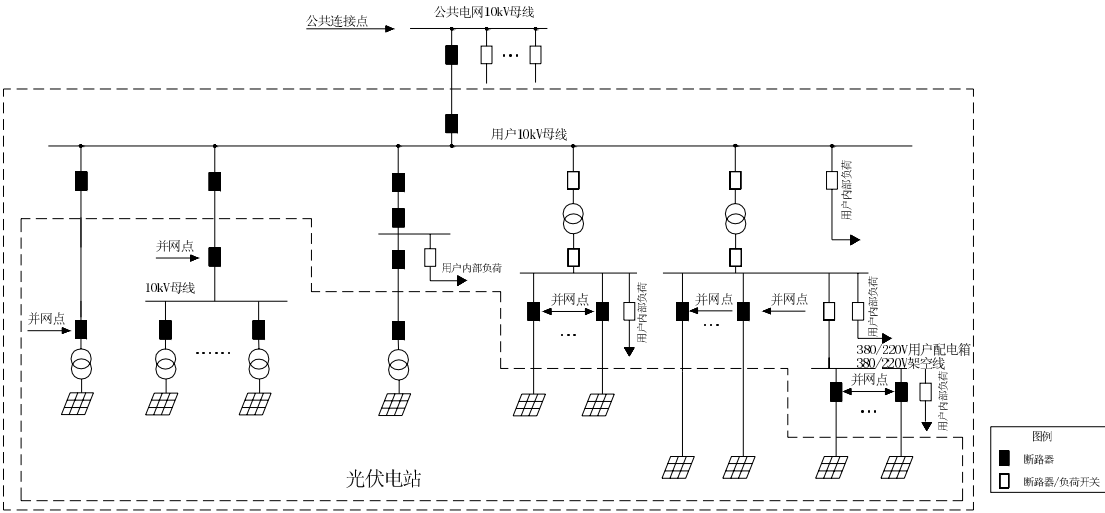


图 20-3 XGF380/10-Z-Z1 方案原则电气主接线图 (方案一)

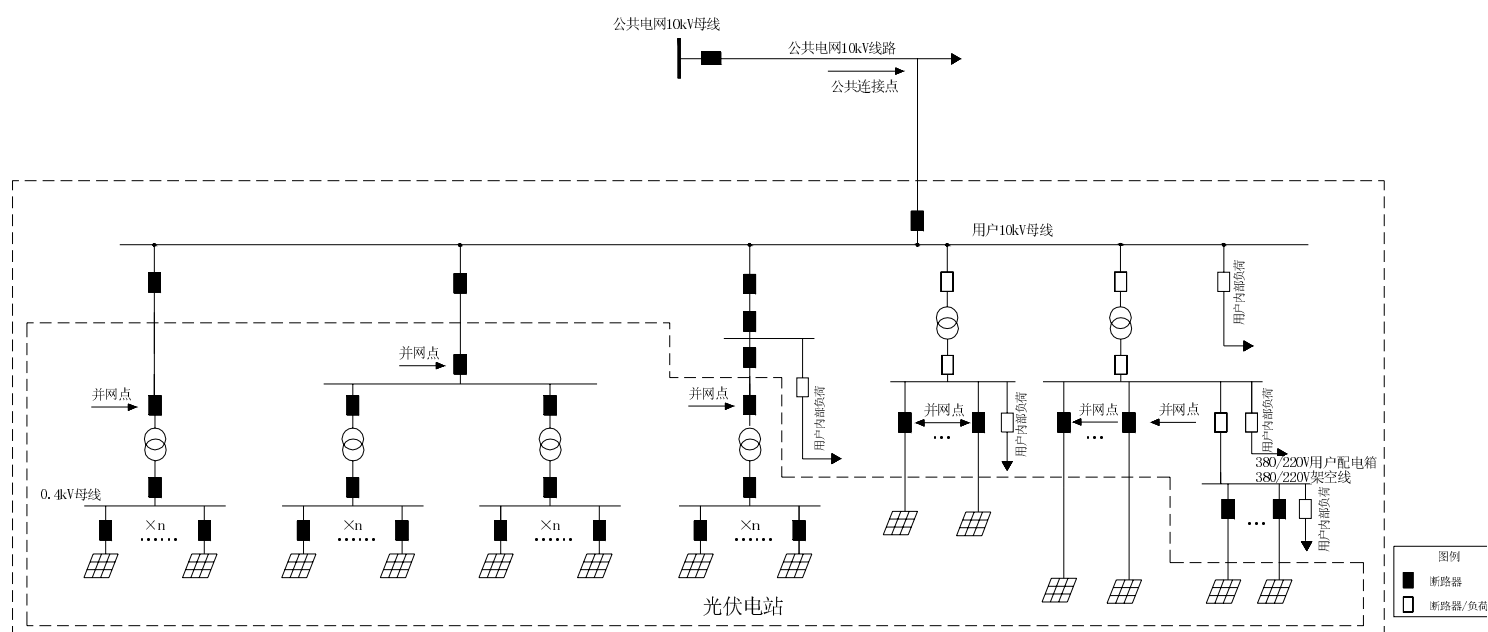


图 20-4 XGF380/10-Z-Z1 方案原则电气主接线图（方案二）

20.2.5 系统对光伏电站的技术要求

20.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)

应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

20.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

20.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

20.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 20-1。

表 20-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站（T 接方案）	线路 PT*		按需	
	开关站、配电室或环网单元 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		按需	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）*		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

20.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

20.3.1 系统继电保护及安全自动装置

20.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在用户侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠用户侧切除线路故障；存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。
- d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。
- g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 380V/220V 线路保护

380V/220V 并网点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(3) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线

路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

380V 母线不配置母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。
- c. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。

- d. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(4) 防孤岛检测及安全自动装置

在用户 10kV 母线侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开相应断路器。用户侧若已配置低频低压减负荷等自动装置，可以满足光伏电站线路接入要求，应予以说明。

若用户 10kV 母线光伏电站进线侧线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置相配合，时间上互相匹配。

(5) 用户侧变电站

1) 继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2) 其他要求

需核实用户侧自备投方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入后，自备投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

(6) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3) 其他要求

需核实变电站侧自备投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入后，自备投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、 3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 系统继电保护配置图

以 10kV 接入 3 回，380V 接入 N 回线为例，继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 20-5 ~ 图 20-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护。

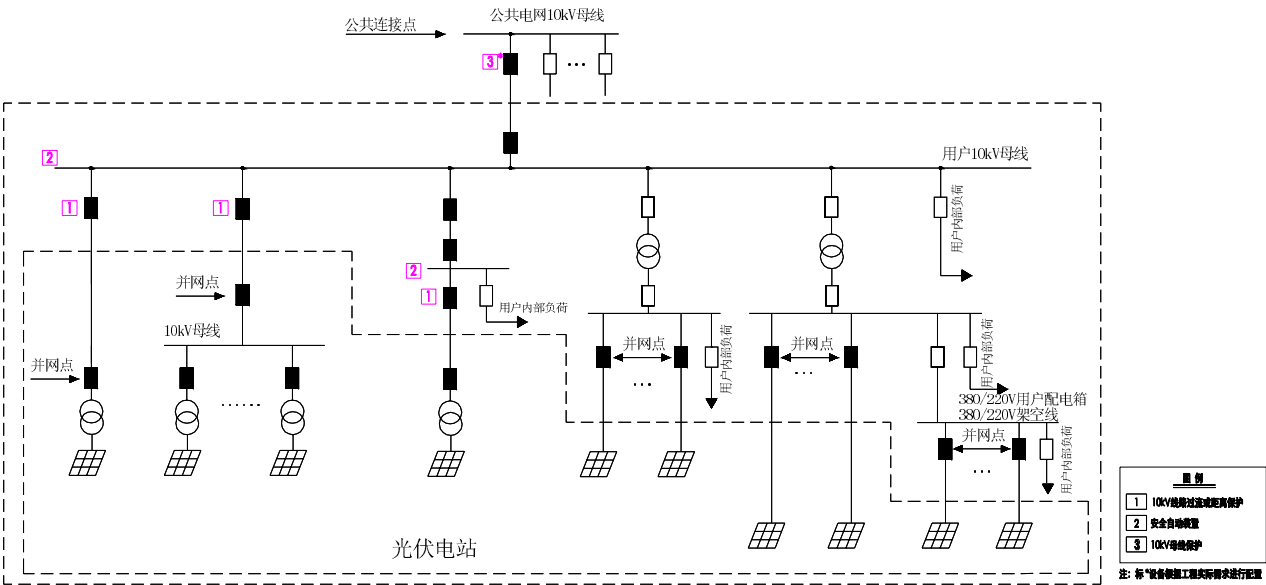


图 20-5 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

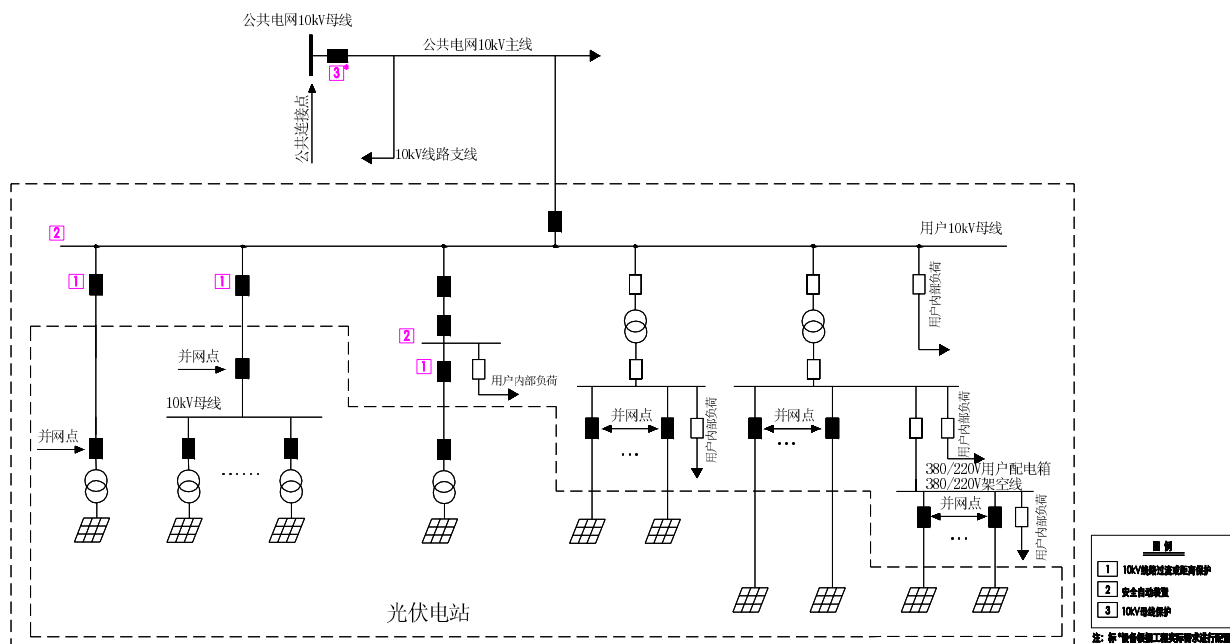


图 20-6 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案一/2）

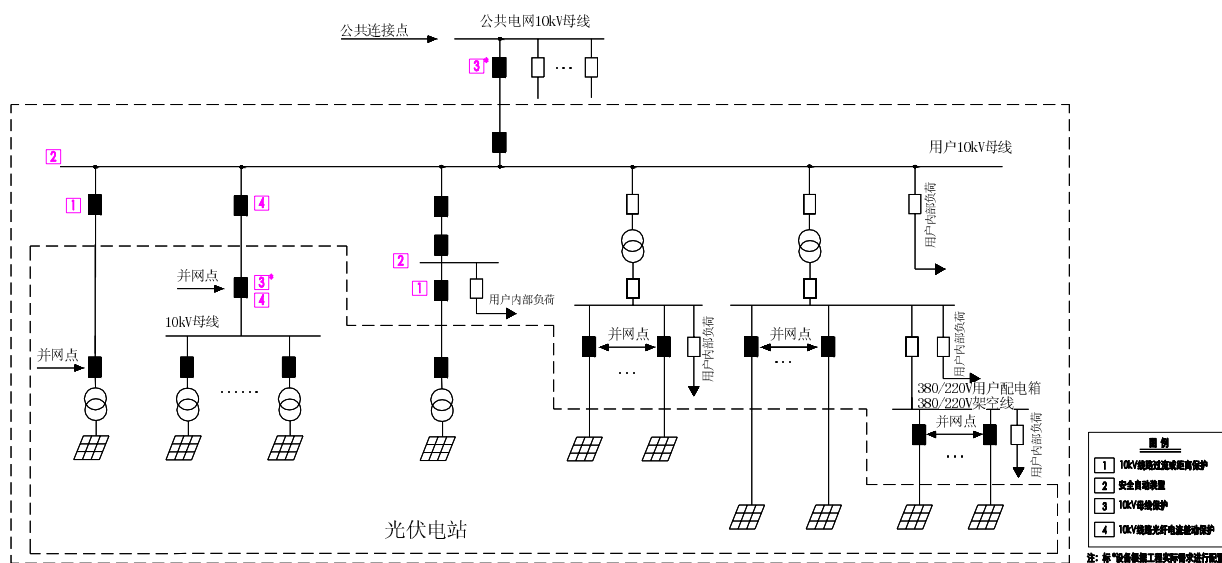


图 20-7 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案二/1）

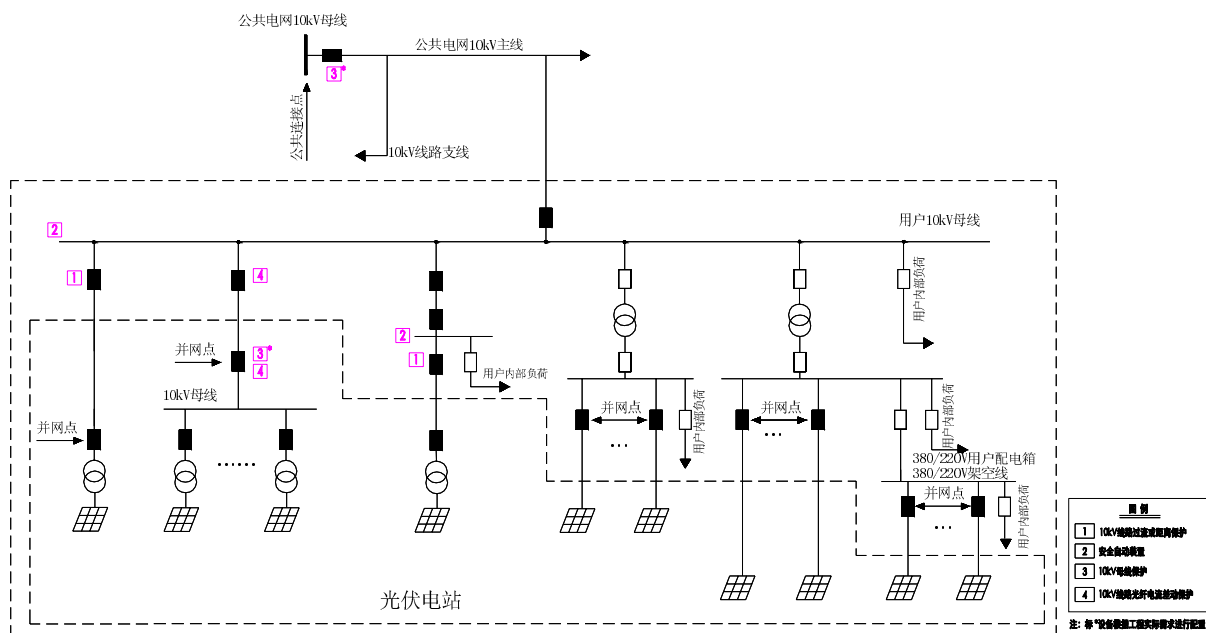


图 20-8 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置（方案二/2）

20.3.1.2 设备清单

以 10kV 接入 3 回，380V 接入 N 回线为例，XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 20-2、表 20-3。

表 20-2 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 用户侧	过流保护（或距离保护）		3 套	
	安全自动装置		1 套	
系统站	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 20-3 XGF380/10-Z-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
10kV 用户侧	母线保护*		1 套	
	线路光纤电流差动保护		1 套	
	过流保护（或距离保护）		2 套	
系统站	安全自动装置		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

20.3.2 系统调度自动化

20.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案最高电压等级为 10kV 接入，需建立调度关系，配置相关设备。

20.3.2.2 配置及要求

(1) 10kV 光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

(3) 电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：

并网电能表，用于光伏发电计费补偿。

关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量计量。

1) 安装位置与要求

当自发自用时在每个并网点单套设置并网电能表；产权分界点计量表按照常规 10kV 用户要求配置。

当余量上网时，在每个并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿；在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置关口计量电能表，10kV 按主、副表配置，380V 按单表配置。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同，并应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T

645。10kV 关口计量电能表和并网电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

380V 并网电能表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级，并应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，各计量表采集信息应通过计量终端服务器分别接入计费主站系统(电费计量信息)和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息)，作为电费计量和电价补贴依据；其中电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在用户 10kV 母线装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 远动信息内容

- 1) 10kV 光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：
 - a. 光伏电站并网状态；
 - b. 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；
 - c. 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
 - d. 主断路器开关状态等。
- 2) 380V 光伏电站向电网相关机构仅提供发电量信息。

(6) 远动信息传输

10kV 光伏电站的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时,需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套,组柜安装于光伏电站二次设备室。

(7) 二次安全防护

为保证 10kV 光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行,防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障,二次安全防护实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制,划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式,需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式,需配置加密。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换,应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 20-9、图 20-10 所示。

方案一:远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二:采用独立 RTU 模式。

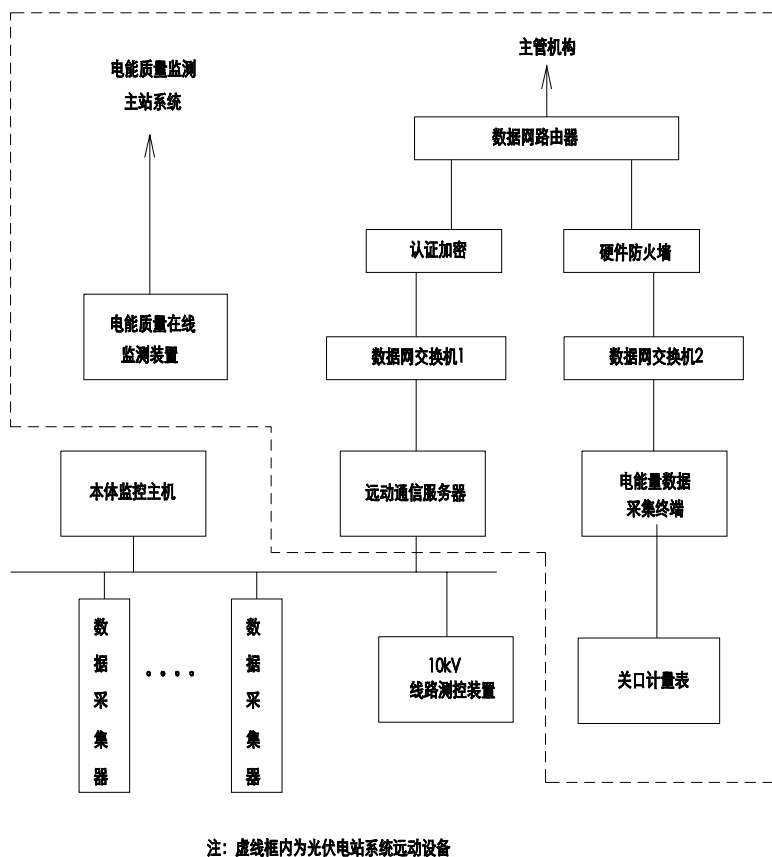


图 20-9 XGF380/10-Z-Z1 光伏电站调度自动化系统图（方案一）

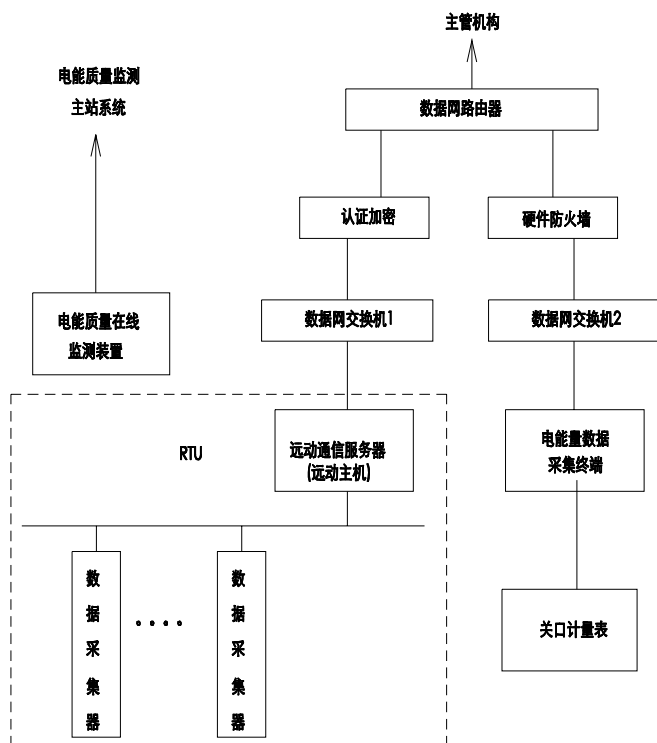


图 20-10 XGF380/10-Z-Z1 光伏电站调度自动化系统图（方案二）

20.3.2.3 设备清单

以 10kV 接入 3 回，380V 接入多回线为例，XGF380/10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单详见表 20-4 ~ 表 20-7。

表 20-4 XGF380/10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案一自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	可采用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
380V 用户侧	关口计量电能表			单回路配置，含电能质量监测功能

表 20-5 XGF380/10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案一余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	可采用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	6 只	
380V 用户侧	关口计量电能表			单回路配置，含电能质量监测功能

表 20-6 XGF380/10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案二自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
----	------	-------	----	----

10kV 光伏电站	RTU		1 套	
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	可采用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
380V 用户侧	关口计量电能表			单回路配置，含电能质量监测功能

表 20-7 XGF380/10-Z-Z1 系统调度自动化配置清单（方案二余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
10kV 光伏电站	RTU		1 套	
	并网电能表		3 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
10kV 用户侧	10kV 线路测控装置		3 套	可采用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	6 只	
380V 用户侧	关口计量电能表			单回路配置，含电能质量监测功能

20.3.3 系统通信

20.3.3.1 系统概述

着重介绍接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

20.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接

线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

20.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

20.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

380V、10 kV 并网运行信息应统一采集后，根据调度自动化信息采集和传输要求，经 10kV 通信通道传输至相关部门。

在光伏电站侧，根据光伏电站实际情况的不同，可采用多种不同的通信方式。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用光伏电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 配电室（箱变），通过用户 10kV 配电室（箱变）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH

传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 配电室（箱变）内关口电能表的数据。若用户 10kV 配电室（箱变）内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 配电室（箱变）不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

光伏电站接入系统通信方案见图 20-11-20-13。

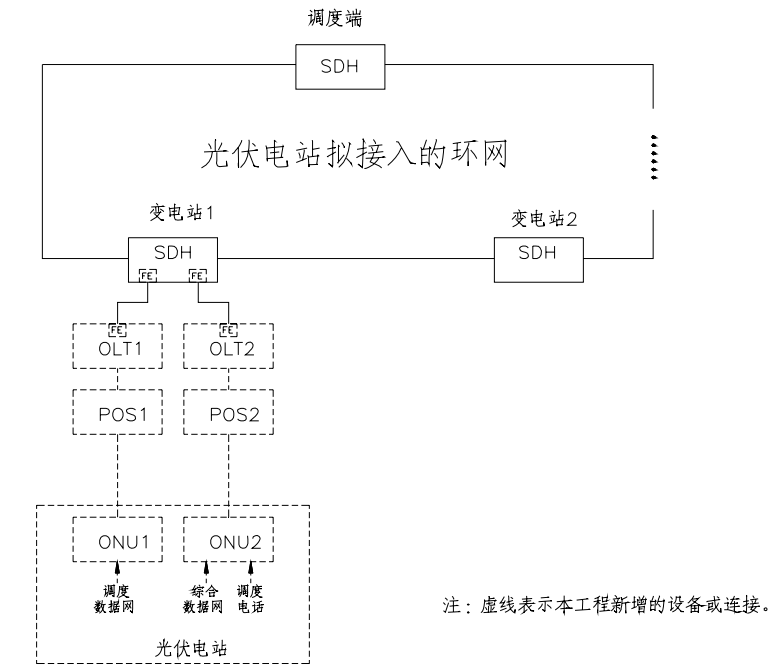


图 20 -11 光伏电站接入系统方案图 1（EPON）

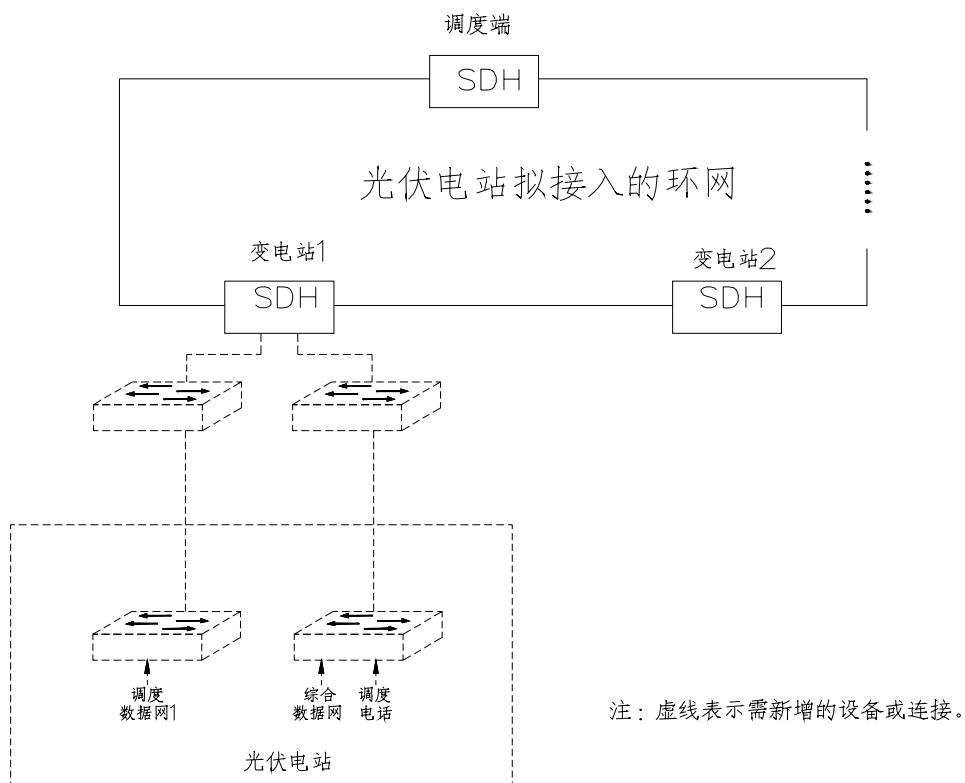


图 20-12 光伏电站接入系统方案图 2（工业以太网）

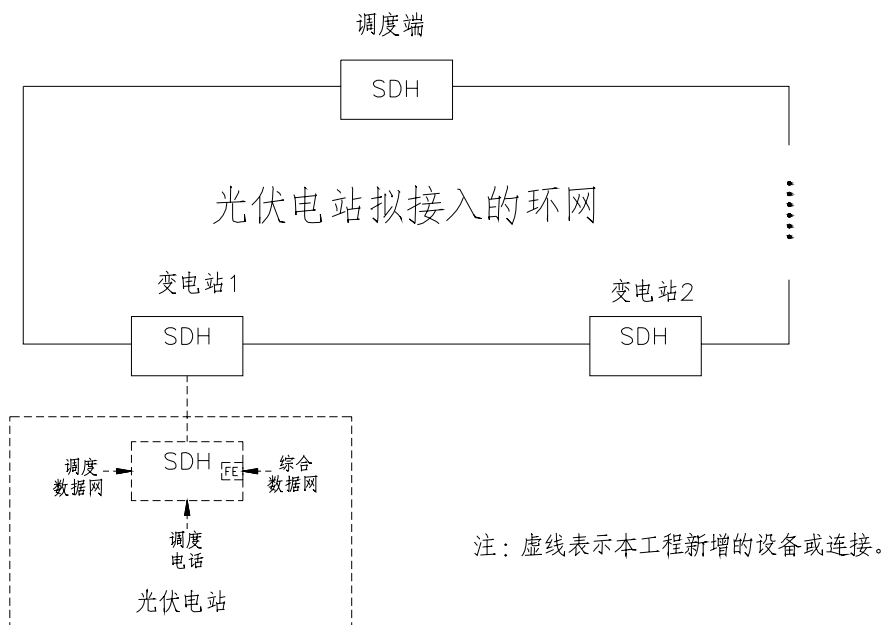


图 20-13 光伏电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

光伏电站侧配置从载波机 1 台，光伏电站拟接入用户 10kV 配电室（箱变）配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。光

光伏电站通过从载波机将数据汇聚至用户 10kV 配电室（箱变）主载波机，用户 10kV 配电室（箱变）主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10kV 配电室（箱变）从载波机，并通过用户 10kV 配电室（箱变）从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将光伏电站信息以及用户 10kV 配电室（箱变）电量信息上传至系统侧。

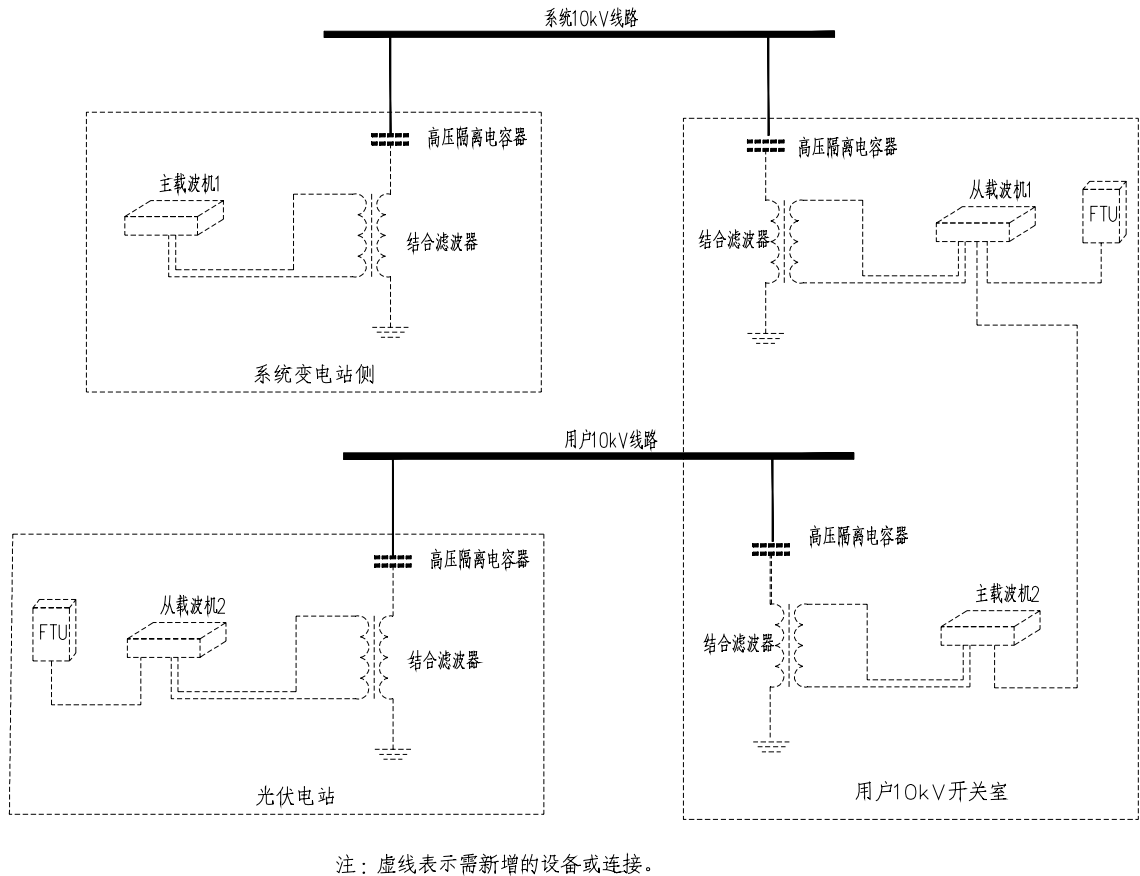


图 20-14 光伏电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线方式

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏发电完全自发自用，且无控制要求时，可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。

(4) 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

20.3.3.5 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

20.3.3.6. 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 20-8 ~ 20-10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 20-8。

表 20-8 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室（箱变）	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室（箱变）跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 20-9。

表 20-9 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	

	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室（箱 变）	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室 （箱变）跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

（3）采用 SDH 接入方案，具体见表 20-10。

表 20-10 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 配电室 （箱变）	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 配电室 （箱变）跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

（4）采用中压电力线载波接入方案，具体见表 20-11。

表 20-11 系统通信设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

用户10kV 配电室（箱变）	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

（5）采用无线方式接入方案，具体见表 20-12

表20-12 系统通信设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 21 章 380V 多点接入公共电网组合方案典型设计

(XGF380-T-Z1)

21.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-T-Z1。

本方案采用多回线路将分布式光伏接入公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线。方案设计以光伏发电单点接入公共电网配电箱典型设计方案（XGF380-T-1）和单点接入公共电网配电室或箱变低压母线典型设计方案（XGF380-T-2）为基础模块，进行组合设计。

21.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

21.2.1 送出方案

通过多回线路接入公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线。一次系统接线示意图见图 21-1。

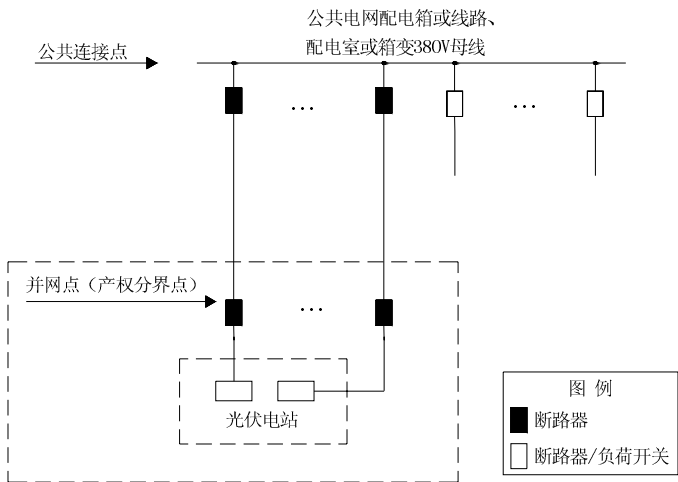


图 21-1 XGF380-T-Z1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，系统接入点为公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线。接入配电箱时，单个并网点参考装机容量不大于 100kW，单个并网点装机容量 8kW 及以下时，可采用单相接入；接入配电室或箱变低压母线时，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

21.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其

交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)范围内。

21.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm²、240mm²等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

本方案选用微型、塑壳式或万能式断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

21.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 21-2。

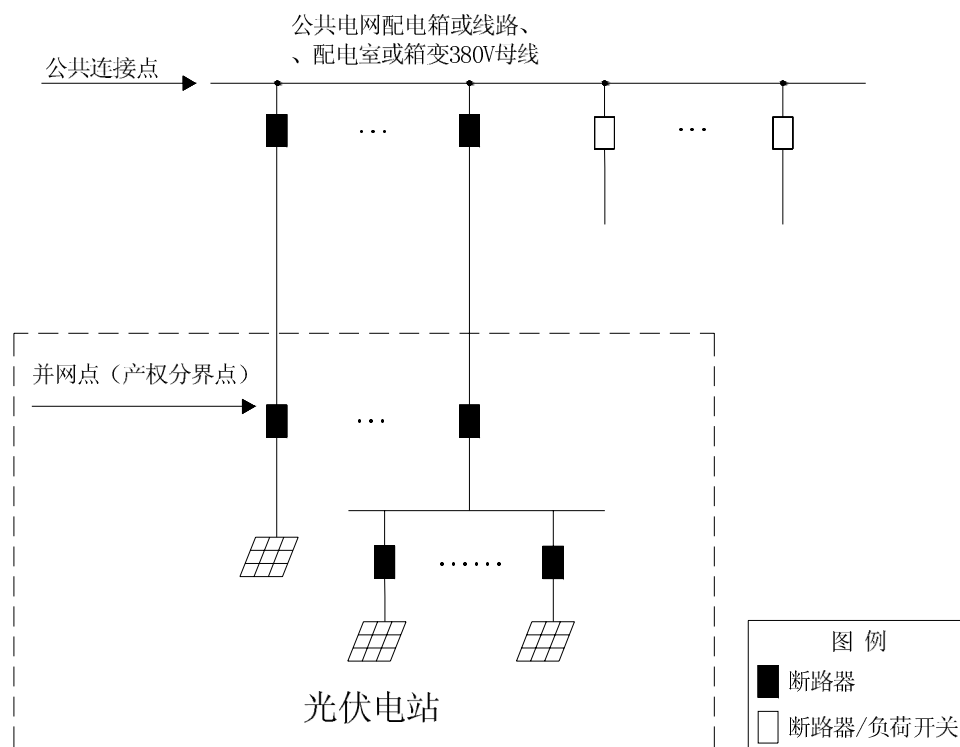


图 21-2 XGF380-T-Z1 方案原则电气主接线图

21.2.5 系统对光伏电站的技术要求

21.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)

应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

21.2.5.2 电压异常时的响应特性

本方案光伏电站应按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电，此要求适用于三相系统中的任何一相。

21.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

21.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 21-1。

表 21-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公用配电箱、箱变或配电室	塑壳式或万能断路器*		按需	
送电线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

21.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

21.3.1 系统继电保护及安全自动装置

21.3.1.1 配置及选型

（1）380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

（2）母线保护

本方案 380V/220V 不配置母线保护。

（3）防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级并网点不配置防孤岛检测及安全自动装置。

光伏电站采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速监

测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛检测装置配置方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 10kV 侧校验

本方案需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

21.3.1.2 设备清单

380V 接入方案系统继电保护由微型、塑壳式或万能断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

21.3.2 系统调度自动化

21.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

21.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

1) 光伏电站侧

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

2) 公用箱变或配电室侧

若公用箱变或配电室具备计算机监控，公共连接点断路器及计量信息等接入现有监控系统。

若公用箱变或配电室不具备计算机监控，公共连接点断路器信息预留接入本箱变或配电室监控系统的接口。

(2) 电能量计量

电能量计量关口点设在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）。同时，在系统箱变或配电室侧按照常规要求配置计量表计。

在计费关口点按单表设计，电能表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

公用箱变或配电室侧计量表计配置与原有表计一致。

21.3.2.3 设备清单

XGF380-T-Z1 系统调度自动化配置清单详见表 21-2。

表 21-2 XGF380-T-Z1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	关口计量电能表		1 块	每回路配置，含电能质量监测功能
	电能计量箱		1 台	每回路配置
箱变或配电室	电能表*	与原有表计一致	1 块	每回路配置
	原有监控系统改造*		按需	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

21.3.3 系统通信

21.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传光伏电站发电量信息。

21.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在箱变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

21.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

21.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 21-3。

表 21-3 系统通信设备材料清单（XGF380-T-2）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 22 章 380V/10kV 多点接入公共电网方案典型设计 (XGF380/10-T-Z1)

22.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案,方案号为 XGF380/10-T-Z1。

本方案以 380V/10kV 电压等级将分布式光伏接入公共电网,380V 接入点为公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线,10kV 接入点为公共电网变电站 10kV 母线、T 接接入公共电网 10kV 线路或公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。方案设计以光伏发电单点接入公共电网配电箱典型设计方案 (XGF380-T-1)、单点接入公共电网配电室或箱变典型设计方案(XGF380-T-2)、单点接入公共电网变电站 10kV 母线典型设计方案 (XGF10-T-1)、单点接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线典型设计方案 (XGF10-T-2) 和单点 T 接接入公共电网 10kV 线路典型设计方案(XGF10-T-3)为基础模块,进行组合设计。

22.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划,按照就近分散接入,就地平衡消纳的原则进行设计。

22.2.1 送出方案

通过 1 回或多回 380V 线路接入公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线、以 1 回或多回 10kV 线路接入公共电网变电站 10kV 母线、T 接接入公共电网 10kV 线路或公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 22-1。

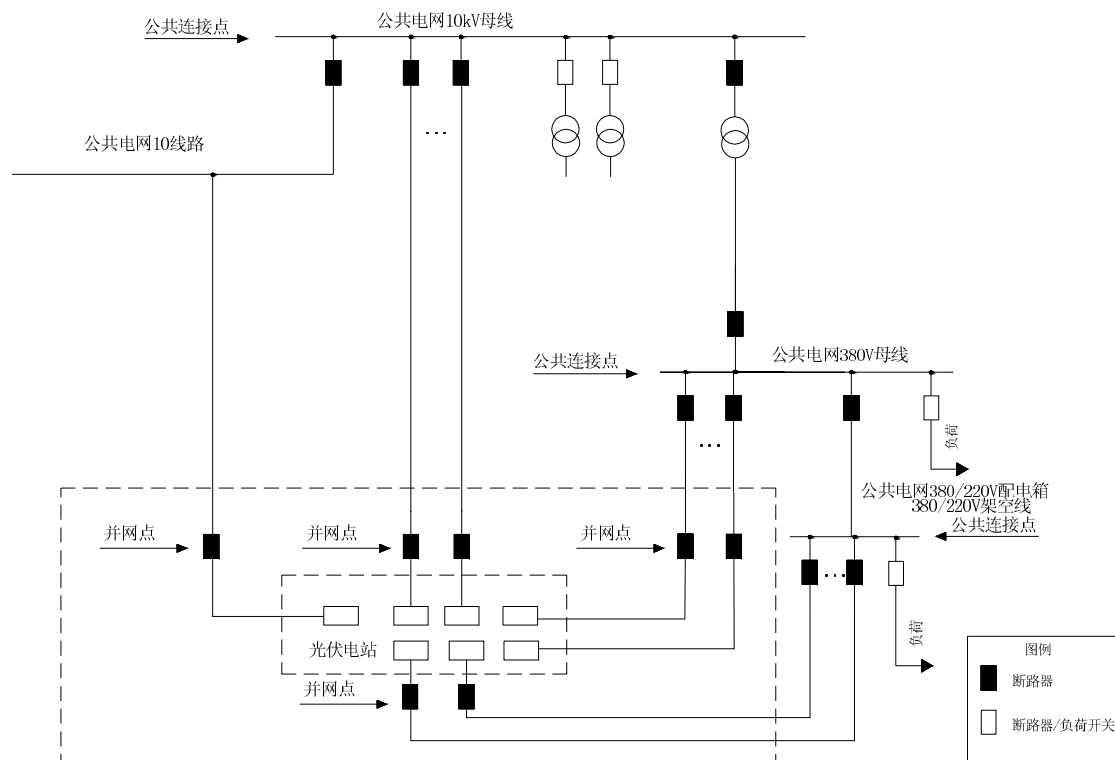


图 22-1 XGF380/10-T-Z1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的光伏电站，380V 公共连接点为：公共电网配电箱、配电室或箱变低压母线；10kV 公共连接点为：公共电网变电站 10kV 母线、公共电网 10kV 线路 T 接点或公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。

22.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电

站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标,应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下,考虑一定裕度,光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数,经理论计算获得,需要满足:

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定;

2) 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

1) 本方案光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求,选择合理的无功补偿措施;

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算,应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素;

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.95-滞后 0.95 范围内连续可调;通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统应保证并网点处功率因数在 0.98(超前)-0.98(滞后)范围内;

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合

光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

22.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线；

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量宜采用 315、400、500、630、800、1000、1250kVA 单台或多台组合，电压等级为 10/0.4kV，短路阻抗满足 GB/T 17468 《电力变压器选用导则》、GB/T 6451 《油浸式电力变压器技术参数和要求》等规定的要求。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面；10kV 架空线可选用 185mm^2 、 240mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 、 400mm^2 等截面。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

380V：选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

10kV：断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般宜采用 20kA 或 25kA。

22.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 22-2。

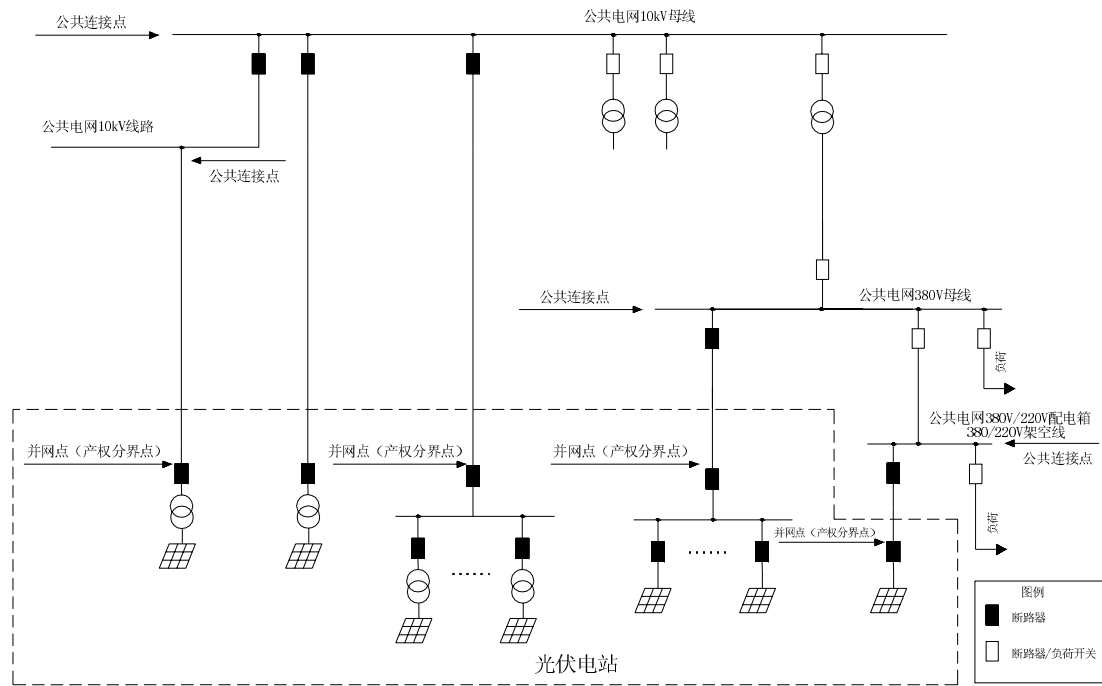


图 22-2 XGF380/10-T-Z1 方案原则电气主接线图

22.2.5 系统对光伏电站的技术要求

22.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压

限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

22.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

22.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

22.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 22-1。

表 22-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站（专线接入）	10kV 开关柜*		按需	
公共电网变电站（T 接接入）	线路 PT*		按需	
公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		按需	
公用配电箱	塑壳式断路器*		按需	
公用配电室或箱变	塑壳式或万能断路器*		按需	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）、380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

22.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

22.3.1 系统继电保护及安全自动装置

22.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入公共电网 10kV 母线时，每条 10kV 线路在系统侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠系统侧切除线路故障；存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

10kV 线路 T 接接入公共电网 10kV 母线时，在光伏电站侧配置 1 套线路过流保护或距离保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 380V/220V 线路保护

380V/220V 并网点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(3) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

380V 母线不配置母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护应具有比率制动特性，以提高安全性。
- c. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。
- d. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(4) 防孤岛检测及安全自动装置

本方案需在每个并网点设置 1 套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开相应断路器。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_N$ 、0.5 秒）解列，也可不配置独立的安全自动装置。

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置相配合，时间上互相匹配。

（5）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3）其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

（6）对其他专业的要求

1）对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2)对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3)光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源,供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

以 10kV 接入 3 回, 380V 接入 N 回线为例, XGF380/10-T-Z1 继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 22-3、图 22-4。

方案一: 10kV 线路配置过流或距离保护且光伏电站未设 10kV 母线。

方案二: 10kV 线路配置光纤差动保护且光伏电站设 10kV 母线。

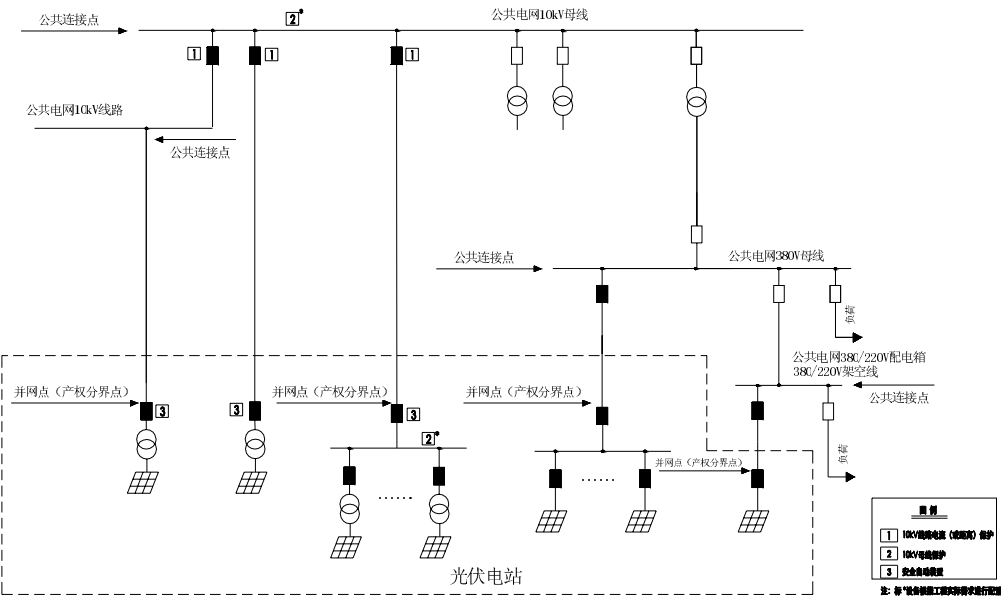


图 22-3 XGF380/10-T-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

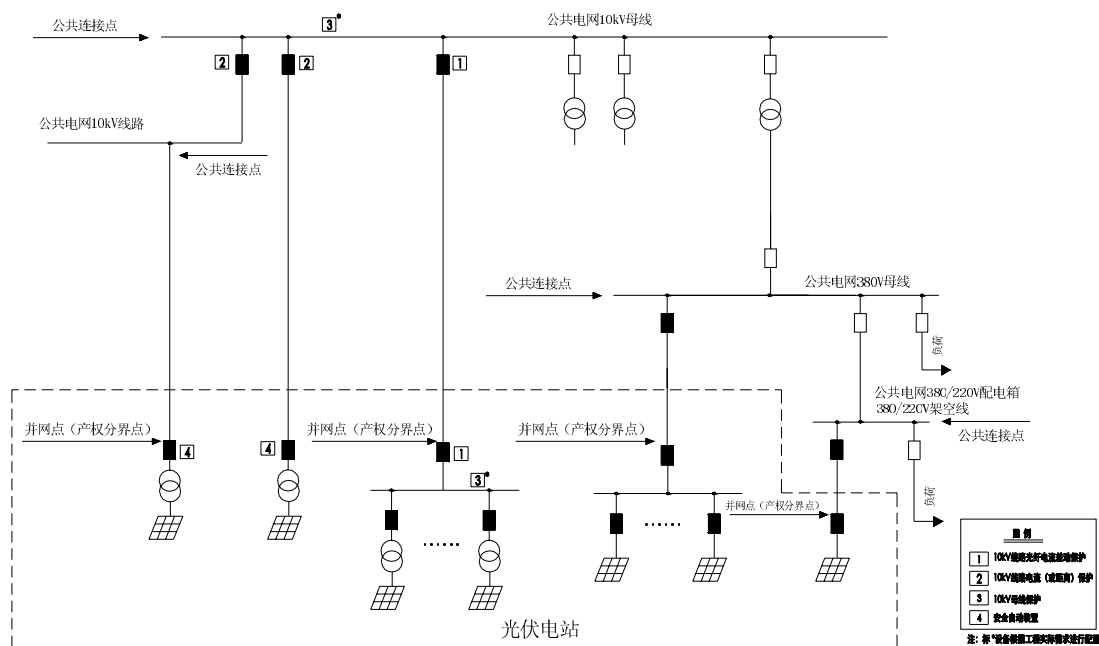


图 22-4 XGF10-T-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

22.3.1.2 设备清单

以 10kV 接入 3 回，380V 接入 N 回线为例，XGF380/10-T-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 22-2、表 22-3。

表 22-2 XGF380/10-T-Z1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	过流保护（或距离保护）		3 套	
	安全自动装置		3 套	
	母线保护*		1 套	
系统变电站	过流保护（或距离保护）		3 套	
	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

表 22-3 XGF380/10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	过流保护（或距离保护）		2 套	
	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
	安全自动装置		3 套	
系统	过流保护（或距离保护）		2 套	

变电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

22.3.2 系统调度自动化

22.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案最高电压等级为 10kV 接入，因此需建立调度关系，配置相关设备。

22.3.2.2 配置及要求

(1) 10kV 光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、

光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表，用于光伏发电计费补偿。

1) 安装位置与要求

在产权分界点（本方案暂按设置在光伏电站侧考虑，最终按用户与业主计量协议为准）设置关口计量电能表，10kV 线路按主、副计费表各一块配置，380V 线路按单表配置。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同，并应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信

和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

380V 关口计量表精度要求不低于 1.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级,并应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)和光伏发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息);电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

本方案在 10kV 系统侧装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

380V 接入,要求电能表具备三相电流不平衡监测功能。

电能质量在线监测数据根据需要上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

光伏电站接入系统变电站后,应明确系统变电站运行管理方式及相关测控设备配置。

(6) 远动信息内容

1) 10kV 光伏电站

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括:

a. 光伏电站并网状态;

- b. 光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数;
- c. 并网点光伏电站升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流;
- d. 主断路器开关状态等。

(7) 远动信息传输

10kV 光伏电站的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时,需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套,组柜安装于光伏电站二次设备室。

(8) 二次安全防护

为保证 10kV 光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行,防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障,二次安全防护实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制,划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式,需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式,需配置加密。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换,应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

XGF380/10-T-Z1 调度自动化系统配置图详见图 22-5、图 22-6。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

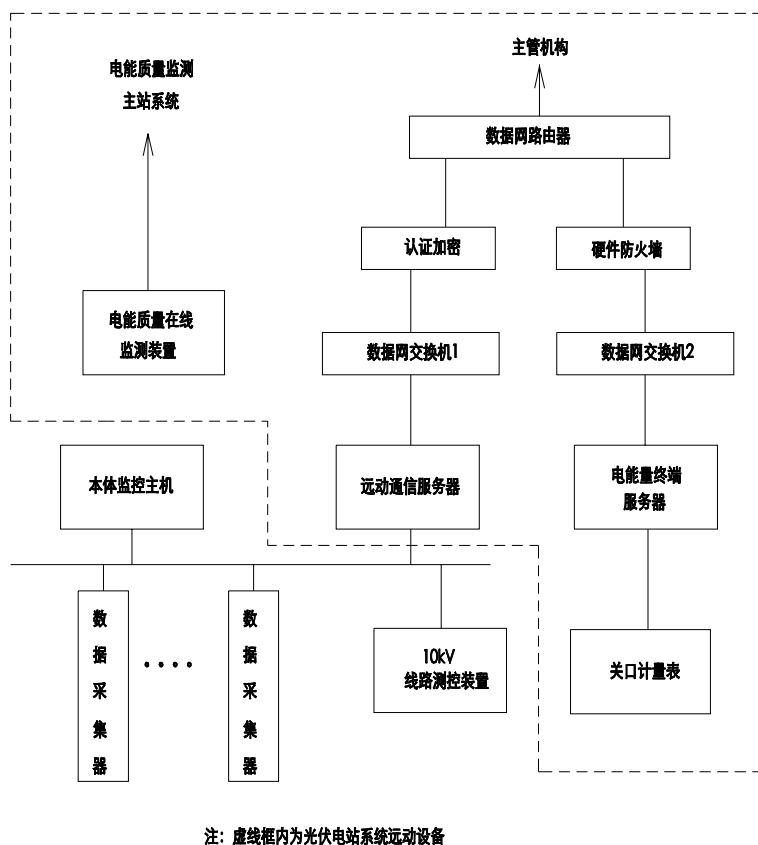


图 22-5 XGF380/10-T-Z1 光伏电站调度自动化系统图(方案一)

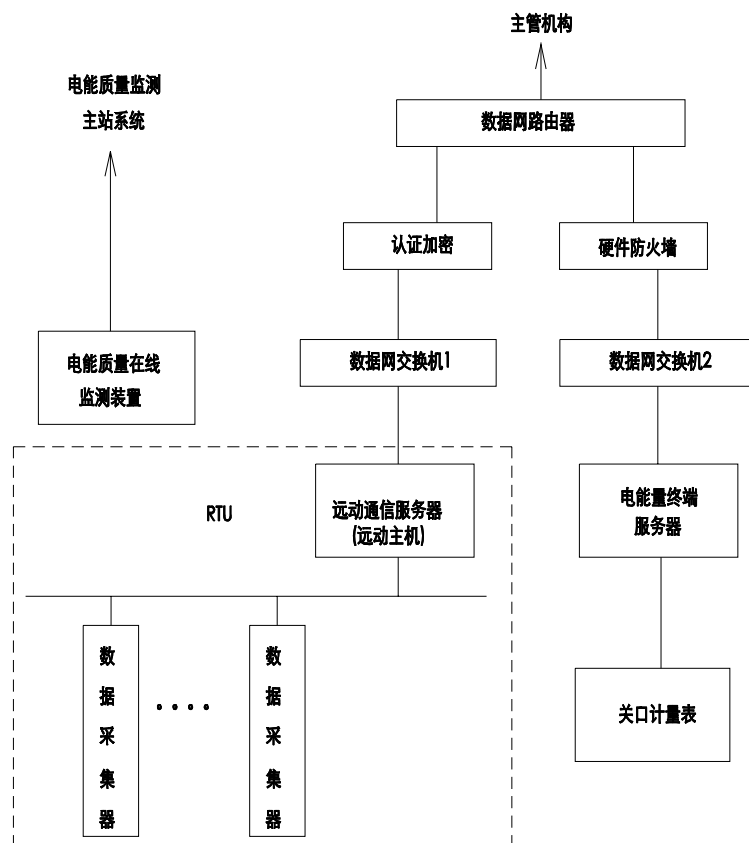


图 22-6 XGF380/10-T-Z1 光伏电站调度自动化系统图（方案二）

22.3.2.3 设备清单

以 10kV 接入 3 回，380V 接入多回线为例，XGF10-T-Z1 系统调度自动化配置清单详见表 22-4、表 22-5。

表 20-4 XGF380/10-T-Z1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	关口电能表	0.5S 级	3 只	
	关口电能表	1.0 级	n 只	每回线路路配置 1 只，含电能质量监测功能
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网设备共同组柜
	电能质量在线监测装置		3 套	
系统	10kV 线路测控装置		2 套	可采用保护测控合

侧				一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
	关口电能表*	0.5S 级	2 只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

表 22-5 XGF380/10-T-Z1 系统调度自动化配置清单(方案二)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
光伏电站	RTU		1 套	
	关口电能表	0.5S 级	3 只	
	关口电能表	1.0 级	n 只	每回线路配置 1 只，含电能质量监测功能
	电能量终端服务器		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网设备共同组柜
系统侧	10kV 线路测控装置		2 套	可采用保护测控合一装置
	电能质量在线监测装置		1 套	
	关口电能表*	0.5S 级	2 只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

22.3.3 系统通信

22.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

22.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

22.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

22.3.3.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过原有公用配电自动化通信系统实现光伏电站至变电站的通信路由；当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过 10kV 开关站（配电室）跳纤到变电站，也可采用其它路径直接新建光缆到变电站；当光伏电站专线接入变电站 10kV 母线时，利用一次路径新建光缆到接入变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电

自动化改造时，在光伏电站配置 2 台 ONU 设备，利用光伏电站至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 22-7。

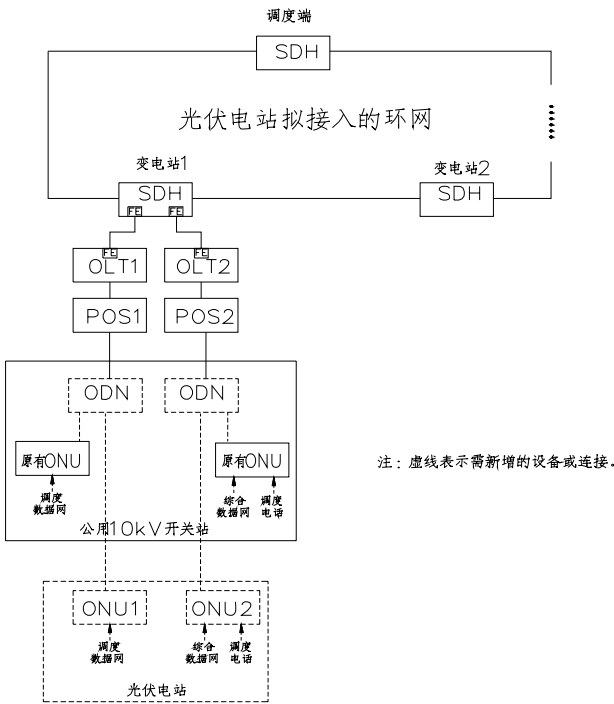


图 22-7 光伏电站接入系统方案图（EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化）

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造或光伏电站专线接入变电站 10kV 母线时，在光伏电站配置 2 台 ONU 设备，利用光伏电站至变电站的光缆路由，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 22-8。

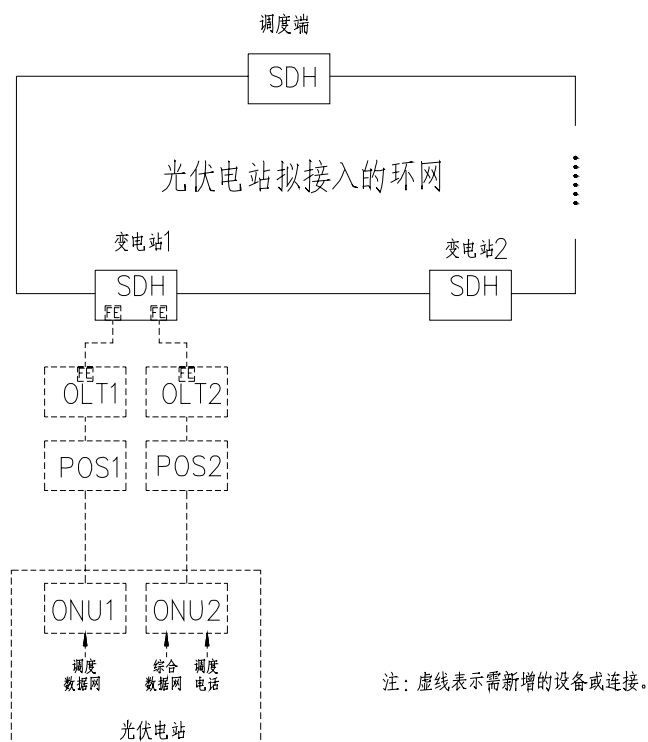


图 22-8 光伏电站接入系统方案图（EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化）

b. 工业以太网方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，利用光伏电站至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，形成光伏电站至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站（配电室）配置 2 台工业以太网交换机，利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。如图 22-9。

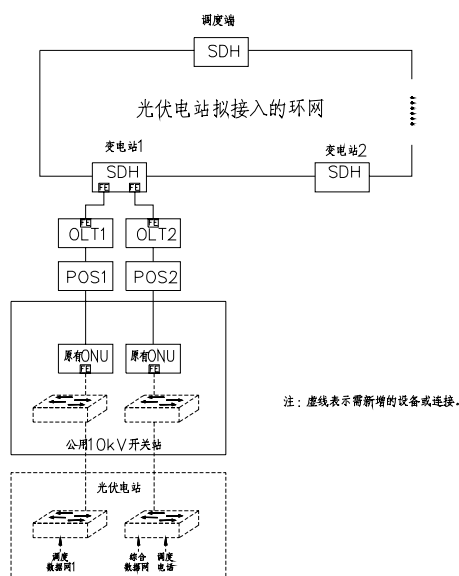


图 22-9 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站已实现配电自动化）

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造或光伏电站专线接入变电站 10kV 母线时，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，利用光伏电站至变电站的光缆路由，形成光伏电站至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图图 22-10。

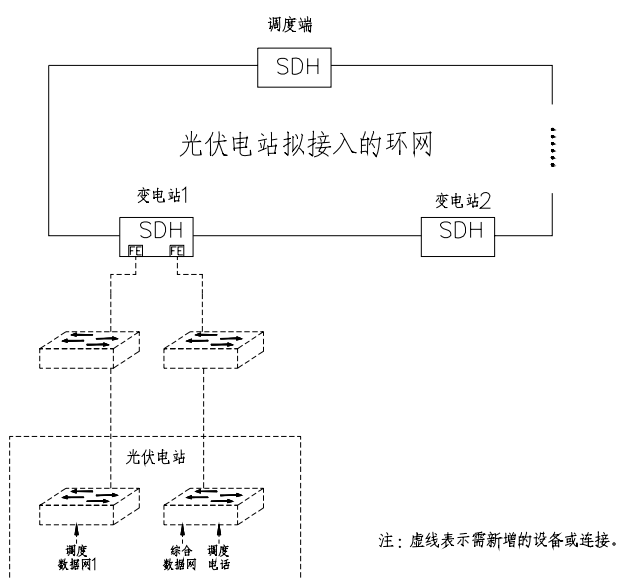


图 22-2 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站未实现配电自动化）

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机,并在公用 10kV 开关站(配电室)所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口,利用上述光缆,建设光伏电站至接入变电站的 1+1 通信电路,将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统,形成光伏电站至系统的通信通道。方案如图 22-11。

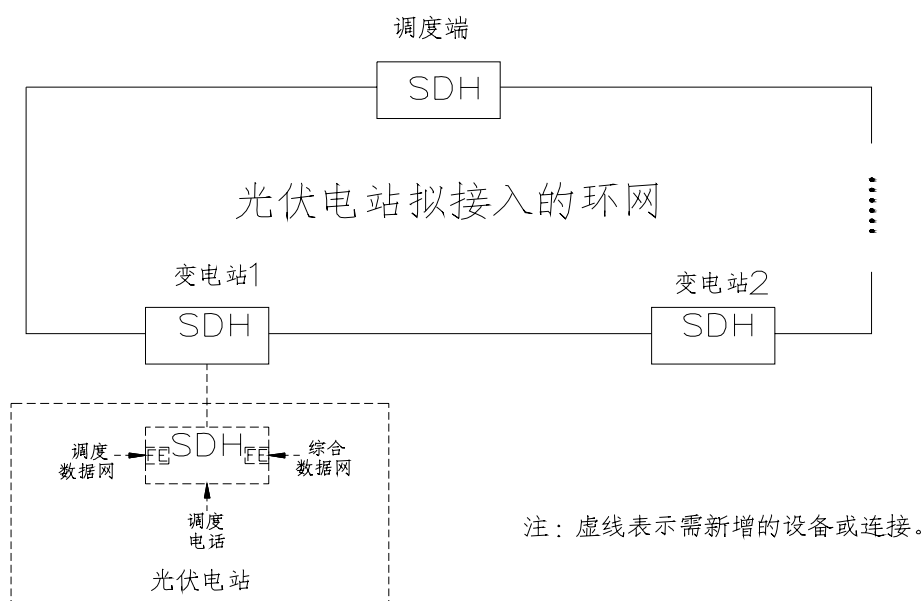


图 22-11 光伏电站接入系统方案图 (SDH)

(2) 中压电力线载波

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站 (配电室) 已实现配电自动化改造时,在光伏电站拟接入公用 10kV 开关站 (配电室) 侧配置主载波机,光伏电站侧配置从载波机,主载波机依据线路结构对下进行载波组网,并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机,利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网,即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络,载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输,载波从机之间不进行数据传输。方案如图 22-12。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（配电室）所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。

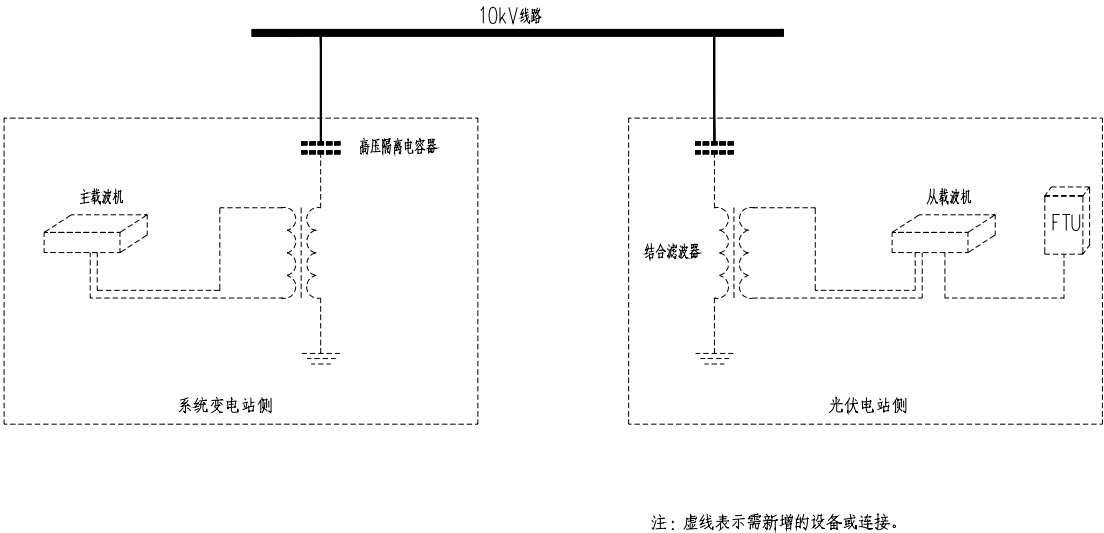


图 22-12 光伏电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在光伏电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

22.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

22.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

22.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 22-5 ~ 表 22-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 22-6、表 22-7。

表 22-6 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 22-7 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要

	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 22-8、表 22-9。

表 22- 8 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY		公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 22- 9 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY		公里	根据实际情况确定
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯		公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY		公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12-24 芯，GYFTZY		公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 22-10。

表 22- 10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 22-11。

表 22- 11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站(配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案, 具体见表 22-12。

表 22- 12 无线专网设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 22-13、表 22-14。

表 22-13 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配 电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入 变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 22-14 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	根据实际情况确定
	ONU		2	台	
	光配架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开 关站（配电 室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室） 光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室） 光缆跳纤时需要
	光配架	24 芯	1	台	通过公用 10kV 开关站（配电室） 光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变 电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到 变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到 变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到 变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 22-15、表 22-16。

表 22-15 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
----	------	-------	----	----	----

光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 22-16 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站 (配电室)光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站 (配电室)光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站 (配电室)光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建 光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建 光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 22-17。

表 22-17 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 22-18。

表 22-18 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案, 具体见表 22-19。

表 22-19 无线专网设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第四篇 风力发电（感应电机型）接入系统 典型设计方案

第 23 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XFD10-T-1)

23.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 1MW~6MW 之间。

23.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

23.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 10kV 专线接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 23-1。

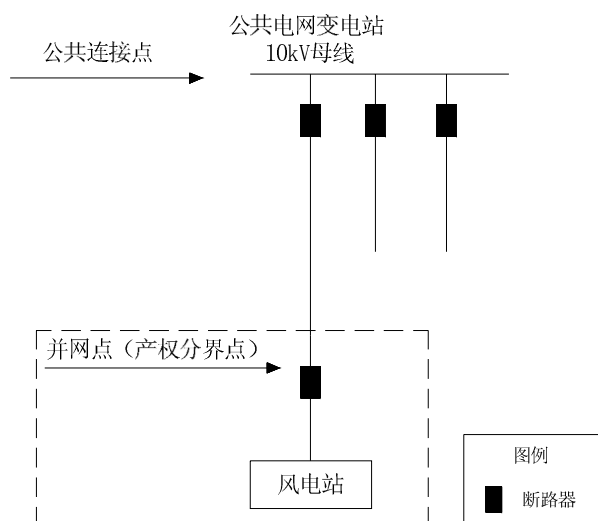


图 23-1 XFD10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

23.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（4）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满

足:

风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

(5) 无功平衡计算

1) 本方案风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求,选择合理的无功补偿措施;

2) 功率因数应实现超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调;

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定,必要时安装动态无功补偿装置。

23.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级,并考虑风机发电效率等因素;

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择;

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面,10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

（3）断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

23.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 23-2。

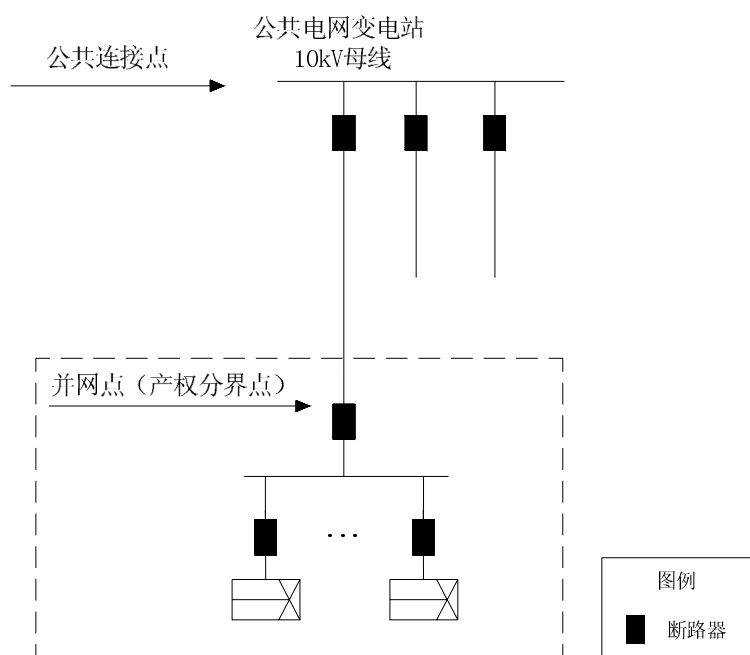


图 23-2 XFD10-T-1 方案原则电气主接线图

23.2.5 系统对分布式风电的技术要求

23.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度、闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993 《电能质量 公共电网谐波》的规定，公用电网谐波电压

限值详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电

引起的长时间闪变值 P_{lt} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配, 或按照与电网企业协商的方法进行分配。

23.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力, 具体要求见附录 4。

23.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力, 应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

23.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 23-1。

表 23-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜(含 PT)*		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆(含敷设方式)		按需	

注: 标*设备根据工程实际需求进行配置。

23.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案, 结合有关现状进行设计, 包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

23.3.1 系统继电保护及安全自动装置

23.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

分布式风电送出线路发生短路故障时, 电网侧保护应能快速动作, 瞬时跳开断路器, 满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 安全自动装置

在分布式风电侧设安全自动装置,实现频率电压异常紧急控制功能,跳开分布式风电侧断路器。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能,可以按 U_n (失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒) 实现解列,也可不配置独立的安全自动装置。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求,予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求,则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求,予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求,则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 自动装置

变电站侧若已配置低频低压减负荷等自动装置,可以满足分布式风电线路接入要求,予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求,则系统侧变电站需要进行相应配置。

4) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案,提出调整要求。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 23-3、图 23-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

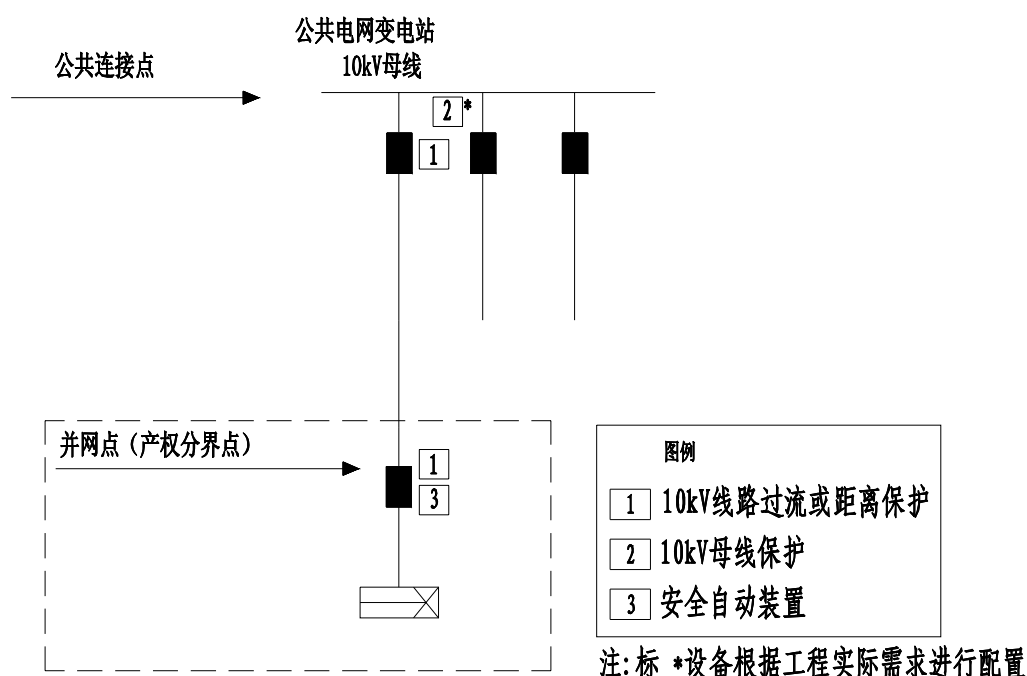


图 23-3 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一)

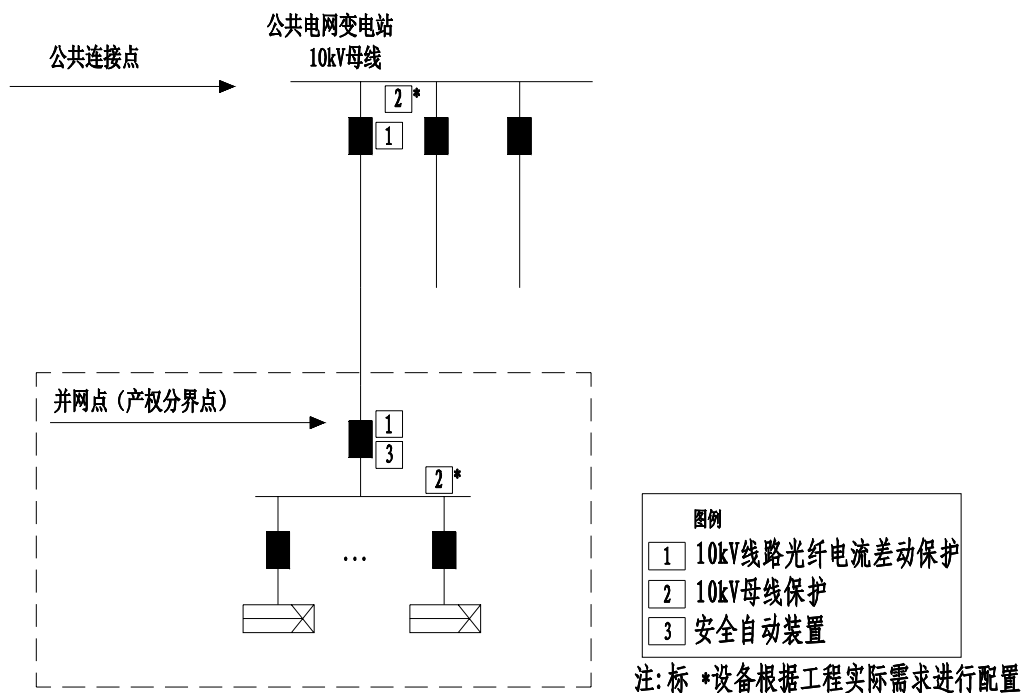


图 23-4 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二)

23.3.1.2 设备清单

XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 23-2、表 23-3。

表 23-2 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案一)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	安全自动装置		1 套	
	方向过流保护 (或距离保护)		1 套	
变电站	方向过流保护 (或距离保护)		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 23-3 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案二)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护		1 套	
	过流保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
变电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

23.3.2 系统调度自动化

23.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

23.3.2.2 配置及要求

(1) 分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、

风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1）安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同，并应有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T

645. 10kV 计量电能表精度要求不低于 0.5S 级, 并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台, 计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电量计量信息)和风力发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息); 电价补偿计量信息也可由计量主站系统统一收集后, 转发风力发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数, 包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案分布式风电接入系统变电站变后, 变电站调度管理关系不变。需相应配置测控装置, 采集分布式风电线路的相关信息, 并接入本变电站现有监控系统。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括:

- a. 分布式风电并网状态;
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数;
- c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流;
- d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统变电站

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构, 应采用专网方式, 宜单路配置专网远动通道, 优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时, 需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套, 组柜安装于分布式风电二次设备室。

(8) 二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行, 防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障, 二次安全防护实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则, 配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护: 控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置, 非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护: 控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制, 划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式, 需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式, 需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 23-5、图 23-6 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

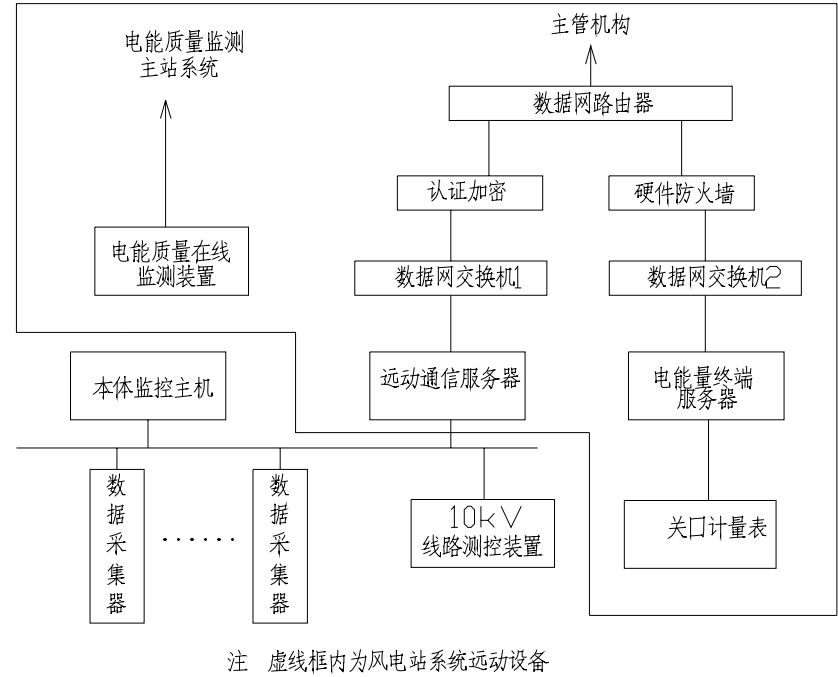


图 23-5 XFD10-T-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

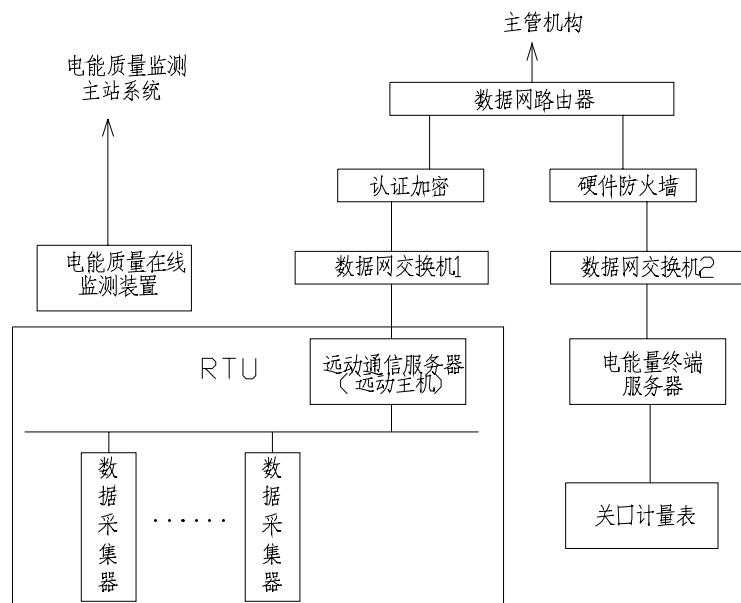


图 23-6 XFD10-T-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

23.3.2.3 设备清单

XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 23-4、表 23-5。

表 23-4 XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	关口电能表	含主、副表各 1 块		
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	
变电站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置
	关口电能表		1 只	同对侧关口表型号一致

表 23-5 XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	RTU		1 套	
	关口电能表	含主、副表各 1 块		
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	
变电站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置
	关口电能表		1 只	同对侧关口表型号一致

23.3.3 系统通信

23.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

23.3.3.2 信息需求

明确调度关系, 根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线, 提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求, 以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

23.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状, 包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

23.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定,为满足分布式风电的信息传输需求,结合接入条件,因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划,采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(1) 光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同,光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆,光缆芯数 12-24 芯,光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入分布式风电的引入光缆,宜选择非金属阻燃光缆。

(2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统,工业以太网传输系统,SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配 2 台 ONU 设备,利用上述光缆,形成分布式风电至系统侧的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2(配网管理)。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机,在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机,利用上述光缆,形成分布式风电至接入变电站的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台

工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

分布式风电接入系统通信方案见图 23-7、23-8、23-9。

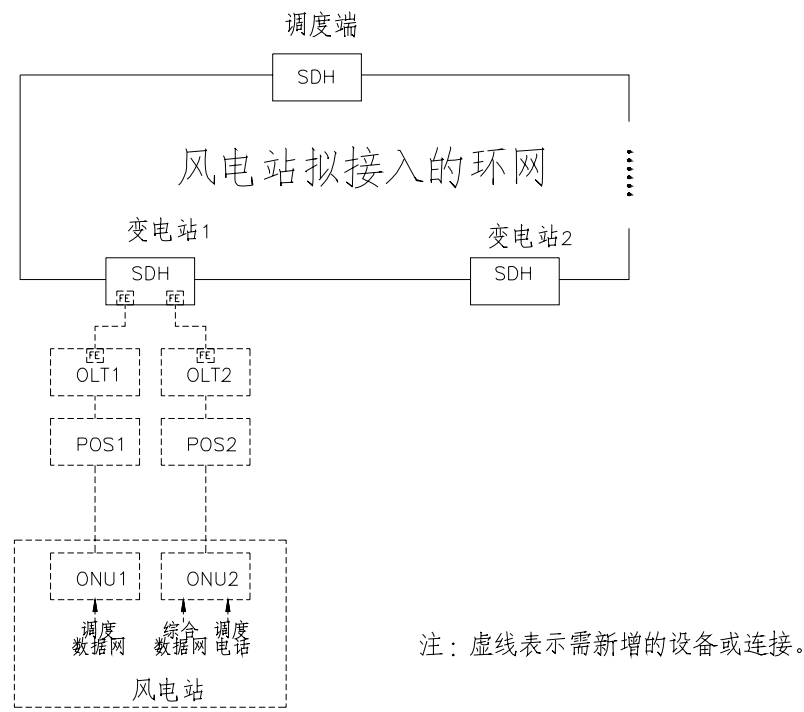


图 23-7 分布式风电接入系统方案图（EPON）

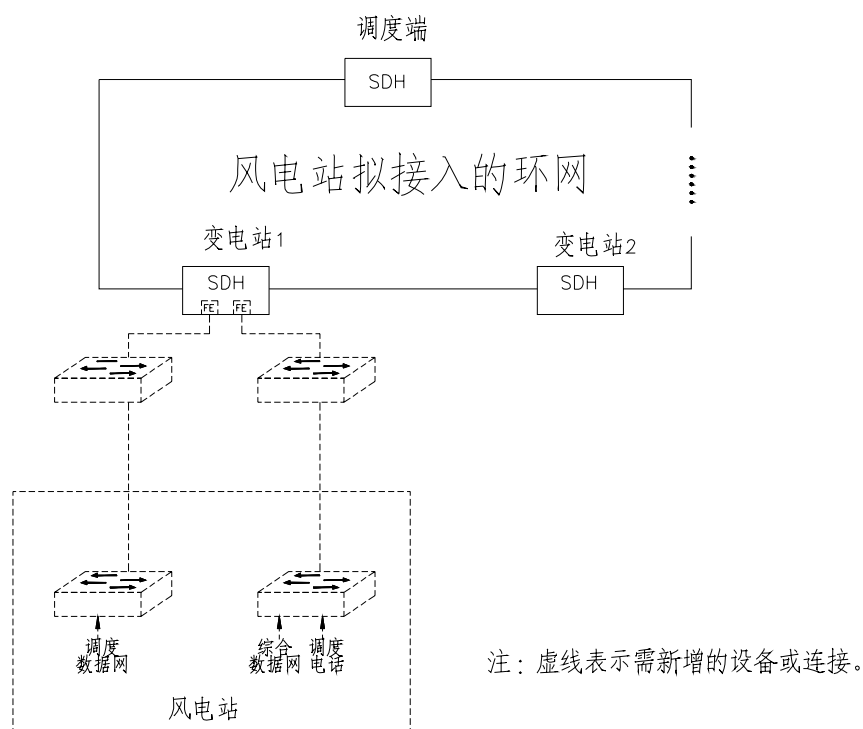


图 23-8 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

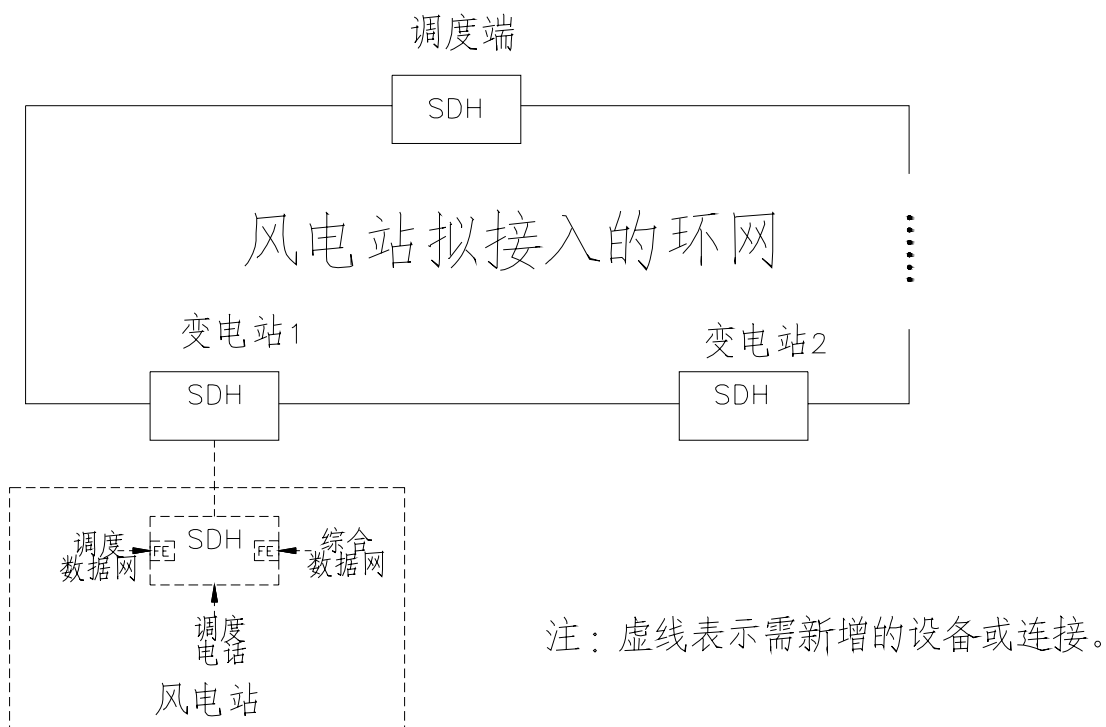
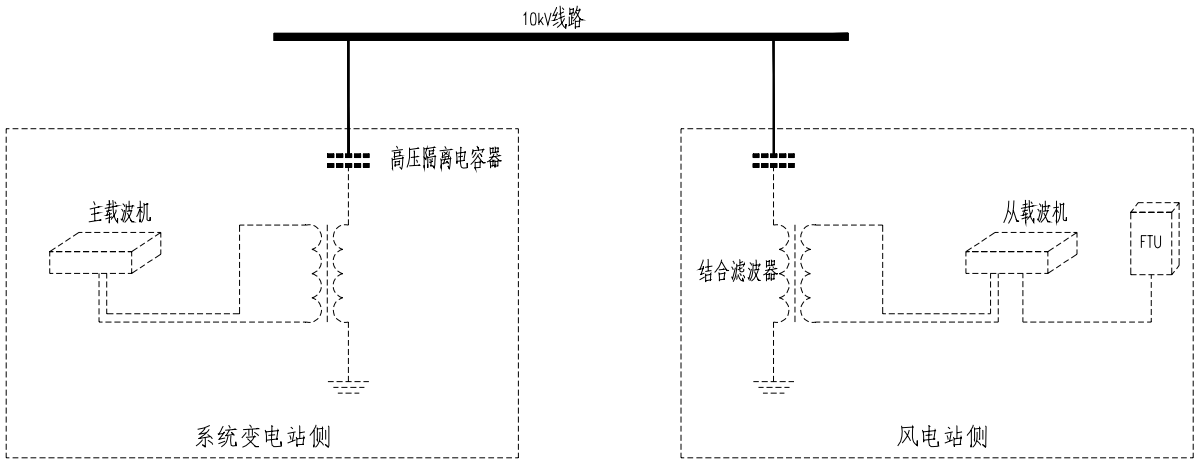


图 23-9 分布式风电接入系统方案图（SDH）

2. 中压电力线载波

在分布式风电拟接入变电站侧配置主载波机，分布式风电侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通

信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 23-10 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在分布式风电设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

23.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

23.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

23.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 23-6 至 23-10。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 23-6。

表 23-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 23-7。

表 23-7 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入	光缆	12-24芯	按需	公里	

变电站	工业以太网交换机		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 23-8。

表 23-8 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 23-9。

表 23-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	

	电线电缆		1	套	
--	------	--	---	---	--

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 23-10。

表 23-10 系统通信设备材料清单（采用无线专网）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布 式风 电	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 24 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变

方案典型设计（XFD10-T-2）

24.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

24.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

24.2.1 送出线路

通过 1 回线路，以 10kV 专线接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 24-1。

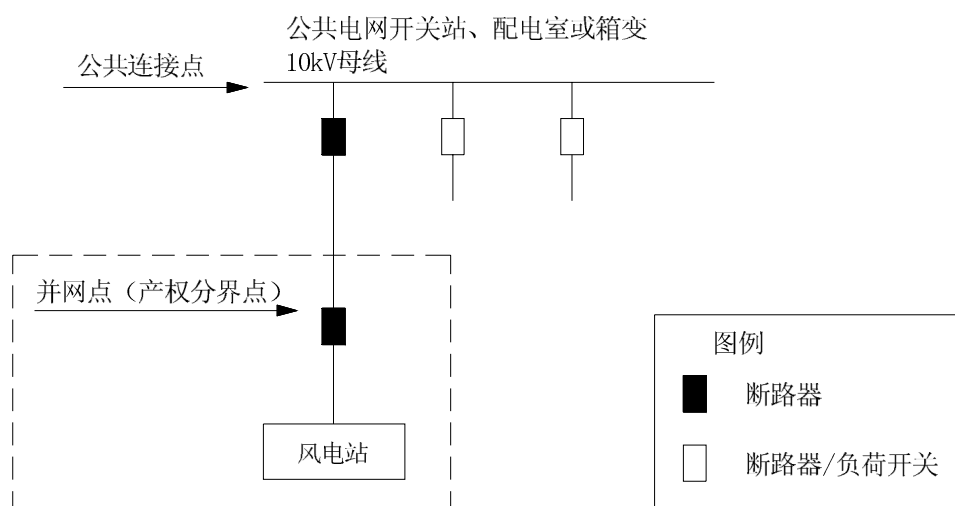


图 24-3 XFD10-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网节点

参考装机容量 400kW ~ 6MW。

24.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

(3) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(4) 电能质量分析

风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93 《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008 《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008 《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008 《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

(5) 无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 功率因数应能在超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调；

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

24.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级选取，并考虑风力发电效率等因素；

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

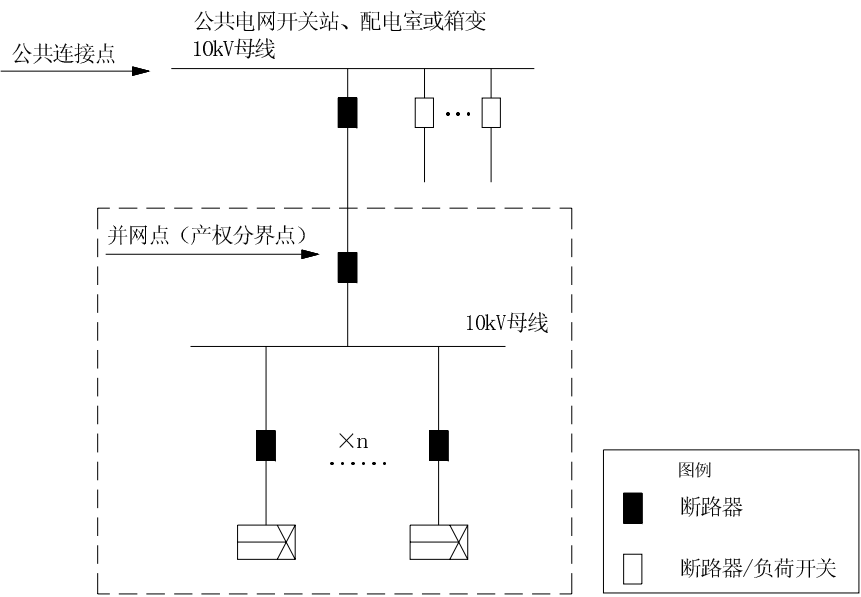
3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

24.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 24-2。



24.2.5 系统对分布式风电的技术要求

24.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度、闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

(2) 电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

分布式风电接入电网后,公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值,公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%,短时不得超过 4%;其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%,短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的要求,其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{lt} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配,或按照与电网企业协商的方法进行分配。

24.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力,具体要求见附录 4。

24.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力,应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

24.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 24-1。

表 24-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网开关站、配电室 或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜* (含 PT)		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆 (含敷设方式)		按需	

注:标*设备根据工程实际需求配置。

24.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

24.3.1 系统继电保护及安全自动装置

24.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

分布式风电线路发生短路故障时，电网侧保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入公网 10kV 母线时，10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a) 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b) 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c) 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d) 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e) 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f) 手动合闸于故障线路上时, 保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g) 保护装置应具有良好的滤波功能, 具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时, 保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电, 10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时, 一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障; 当线路保护不能满足母线保护需要时, 应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

a) 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b) 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 安全自动装置

在分布式风电侧设安全自动装置, 实现频率电压异常紧急控制功能, 跳开分布式风电侧断路器。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能, 可以实现按 U_n (失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒) 实现解列, 也可不配置独立的安全自动装置。

(4) 系统侧开关站、配电室或箱变

1) 继电保护

校验系统侧开关站、配电室或箱变的相关保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求, 予以说明即可。若不能满足分布

式风电接入方案的要求，则系统侧开关站、配电室或箱变需要做相关保护配置方案。

2) 其他要求

核实系统侧开关站、配电室或箱变备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(5) 系统侧变电站

1) 线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3) 其他要求

核实系统侧变电站备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(9) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 24-3、图 24-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

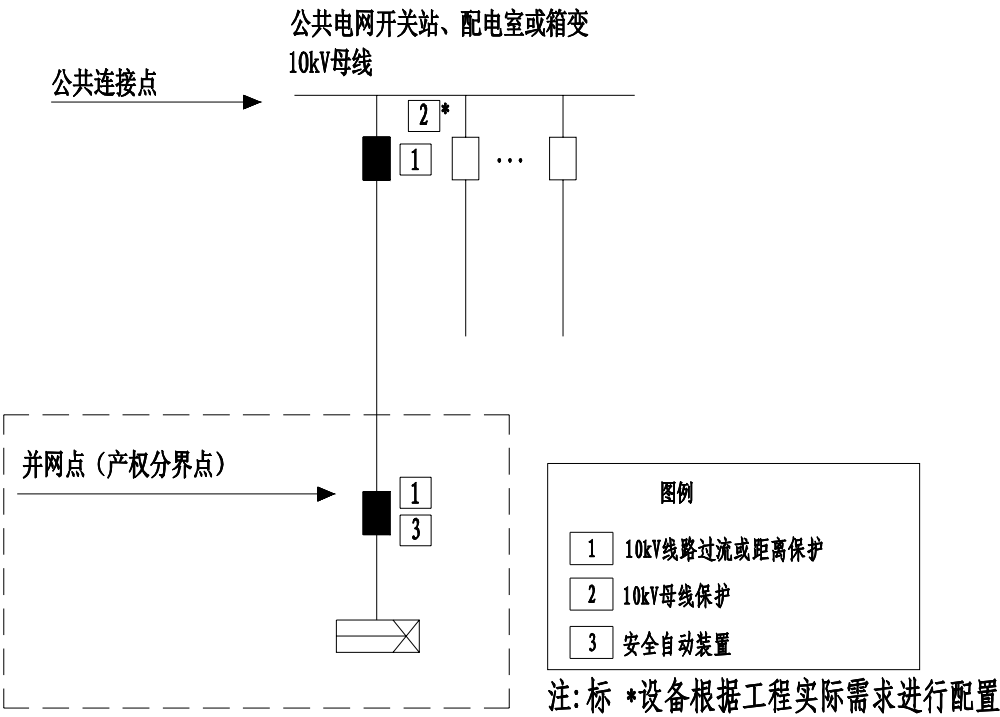


图 24-3 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

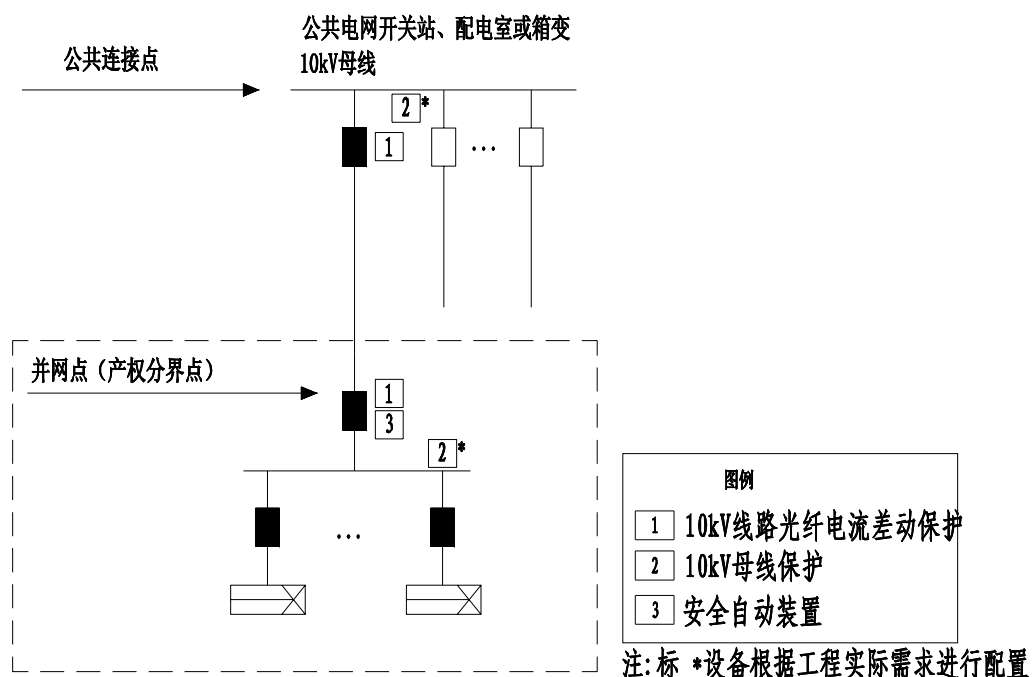


图 24-4 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

24.3.1.2 设备清单

XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 24-2、表 24-3。

表 24-2 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	安全自动装置		1 套	
	方向过流保护（或距离保护）		1 套	
开关站、配电室或箱变	方向过流保护（或距离保护）		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

表 24-3 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
开关站、配电室或箱变	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

24.3.2 系统调度自动化

24.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

24.3.2.2 配置及要求

(1) 分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

本方案电能表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1）安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同，并应有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。。

10kV 计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3）计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台, 计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电量计量信息)和风力发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息); 电价补偿计量信息也可由计量主站系统统一收集后, 转发风力发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数, 包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统开关站、配电室或箱变

本方案分布式风电接入系统开关站、配电室或箱变后, 需相应配置测控装置, 采集分布式风电线路的相关信息。

若系统开关站、配电室或箱变具备信息远传功能, 测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、配电室或箱变不具备信息远传功能, 测控装置信息预留接入监控系统的接口, 暂不考虑进行配网自动化改造。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括:

- a) 分布式风电并网状态;
- b) 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数;
- c) 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流;
- d) 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统开关站、配电室或箱变

a) 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b) 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时,需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套,组柜安装于分布式风电二次设备室。

(8) 二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行,防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障,二次安全防护实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制,划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式,需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式,需配置加密装置。

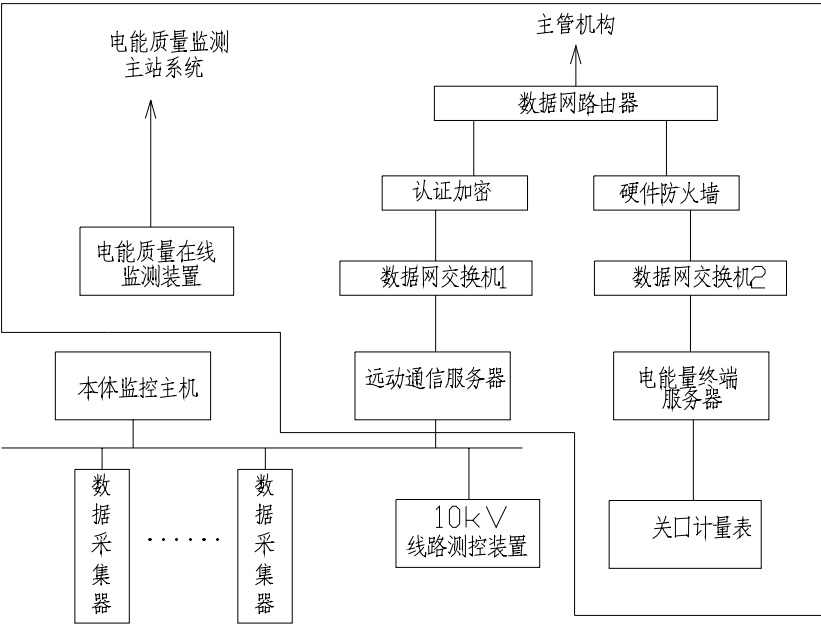
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 24-5、图 24-6 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注 虚线框内为风电站系统运动设备

图 24-5 XFD10-T-2 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

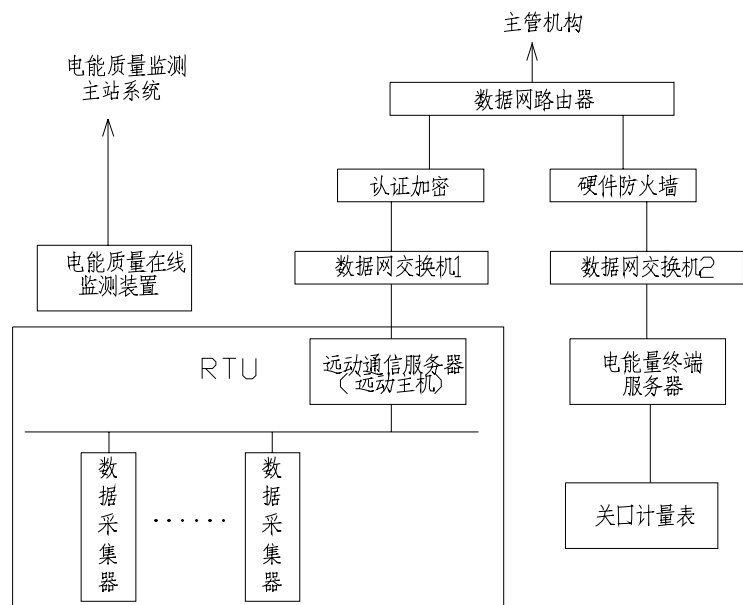


图 24-6 XFD10-T-2 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

24.3.2.3 设备清单

XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 24-4、表 24-5。

表 24-4 XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数 量	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块		
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
开 关 站、配 电室或 箱变	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置

表 24-5 XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数 量	备注
风	RTU		1 套	

电 站	关口电能表	含主、副表各 1 块		
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	
开 关 站、 配 电 室 或 箱 变	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置

24.3.3 系统通信

24.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

24.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

24.3.3.3 通信现状

简述与本方案分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

24.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足分布式风电的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过原有公用配电自动化通信系统实现分布式风电至变电站的通信路由；当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过 10kV 开关站（配电室）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台 ONU 设备，利用分布式风电至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图

24-7。

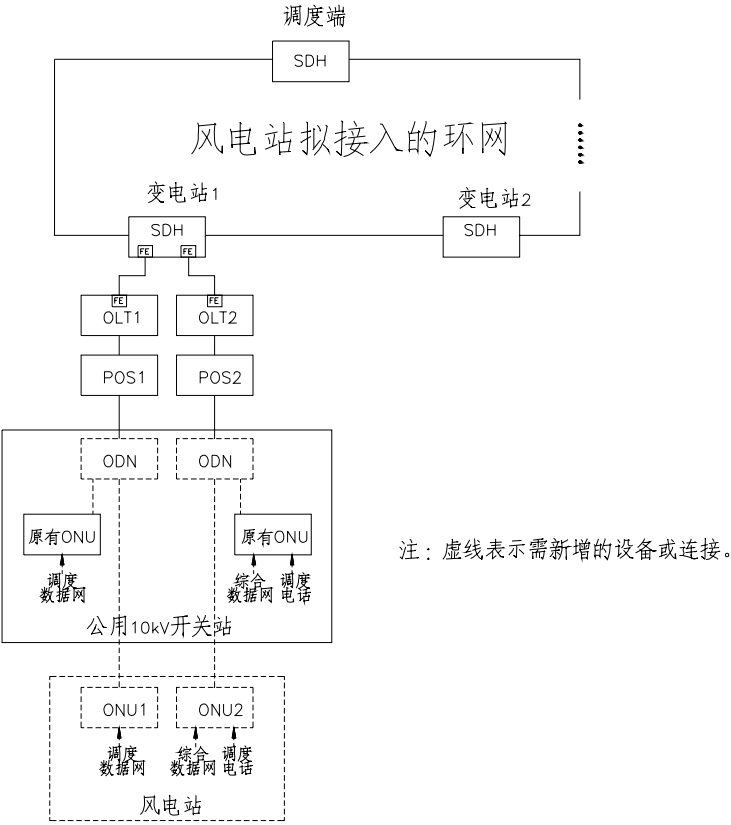


图 24-7 分布式风电接入系统方案图(EPON 公用 10kV 开关站(配电室)已实现配电自动化)

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台 ONU 设备，利用分布式风电至变电站的光缆路由，形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 24-8。

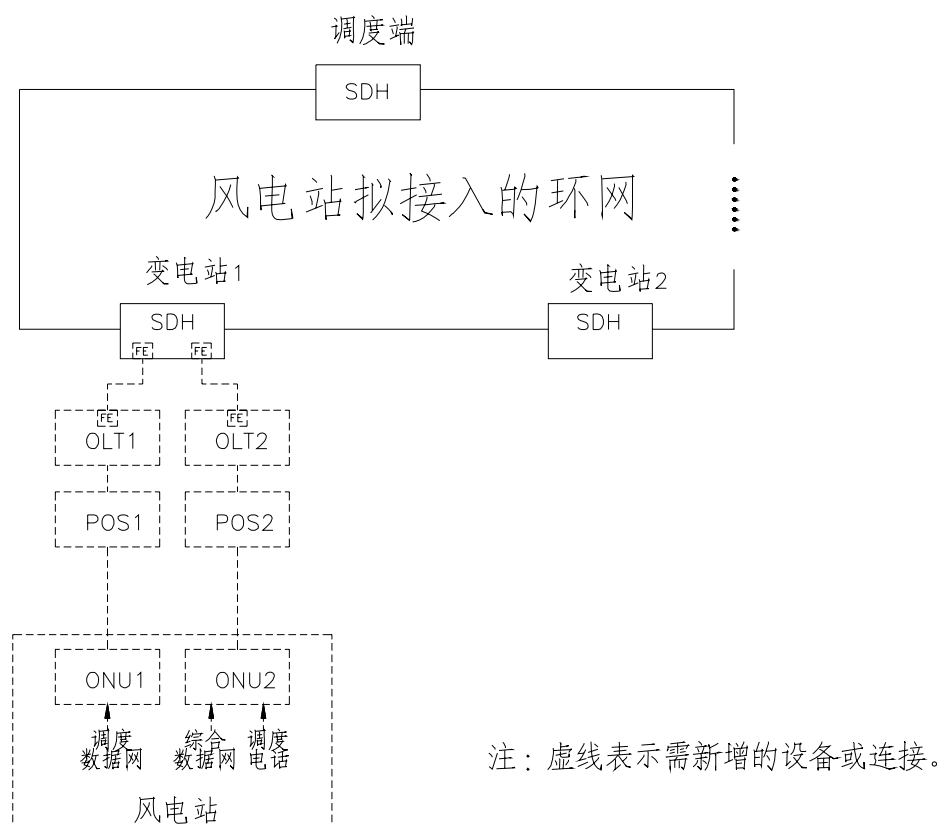


图 24-8 分布式风电接入系统方案图(EPON 公用 10kV 开关站(配电室)未实现配电自动化)

b. 工业以太网方案

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，利用分布式风电至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，形成分布式风电至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站（配电室）配置 2 台工业以太网交换机，利用原有公用配电自动化通信网将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 24-9。

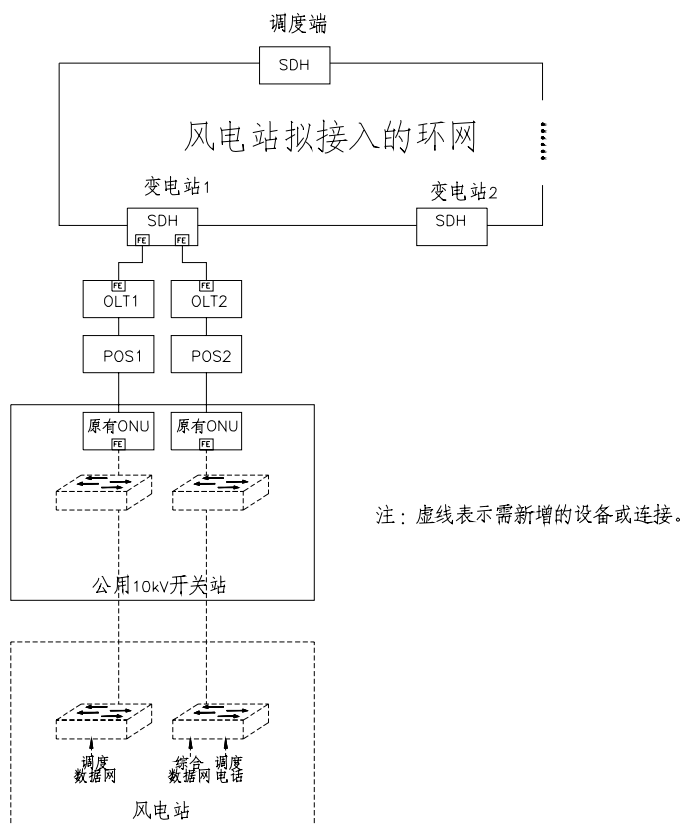


图 24-9 分布式风电接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化）

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，利用分布式风电至变电站的光缆路由，形成分布式风电至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 24-10。

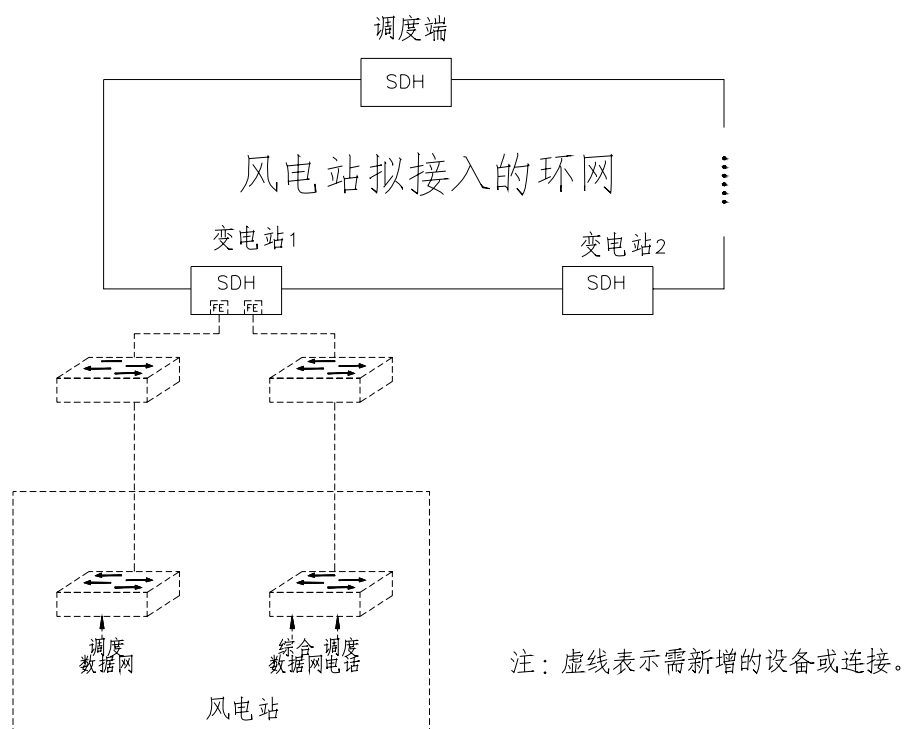


图 24-10 分布式风电接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化）

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在公用 10kV 开关站（配电室）所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。方案如图 24-11。

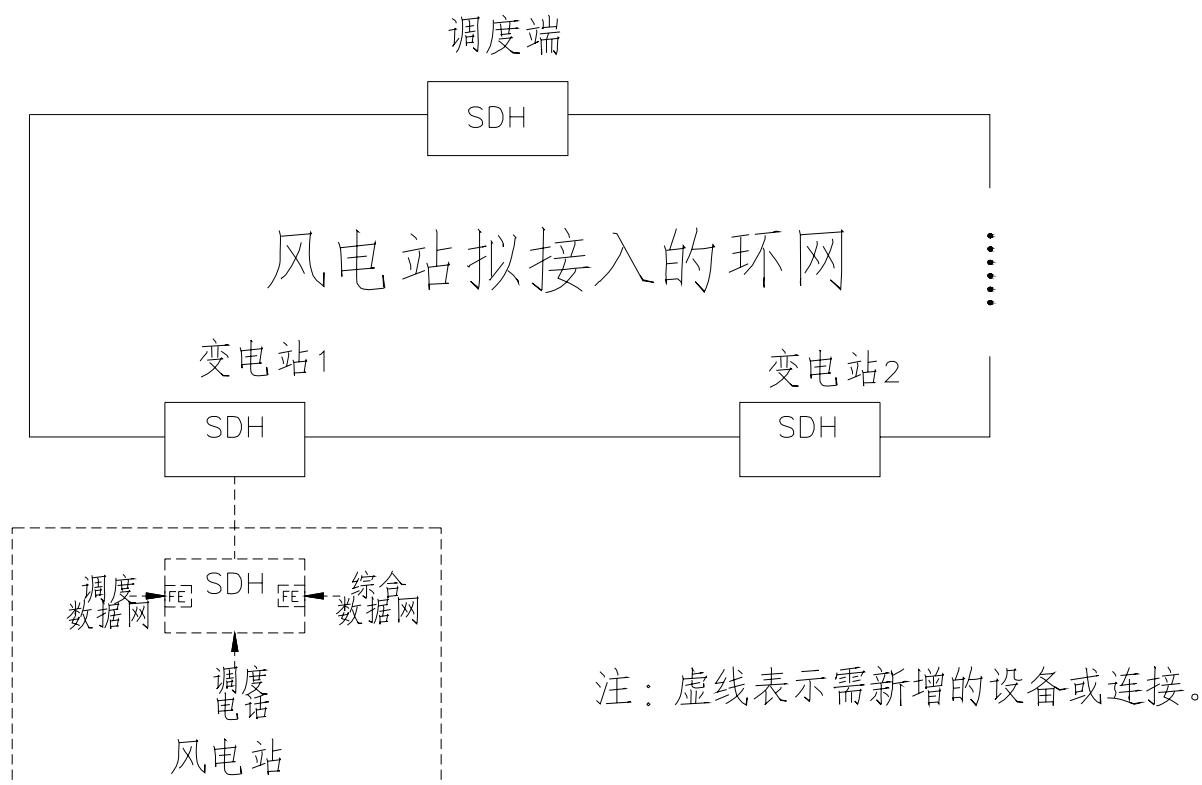


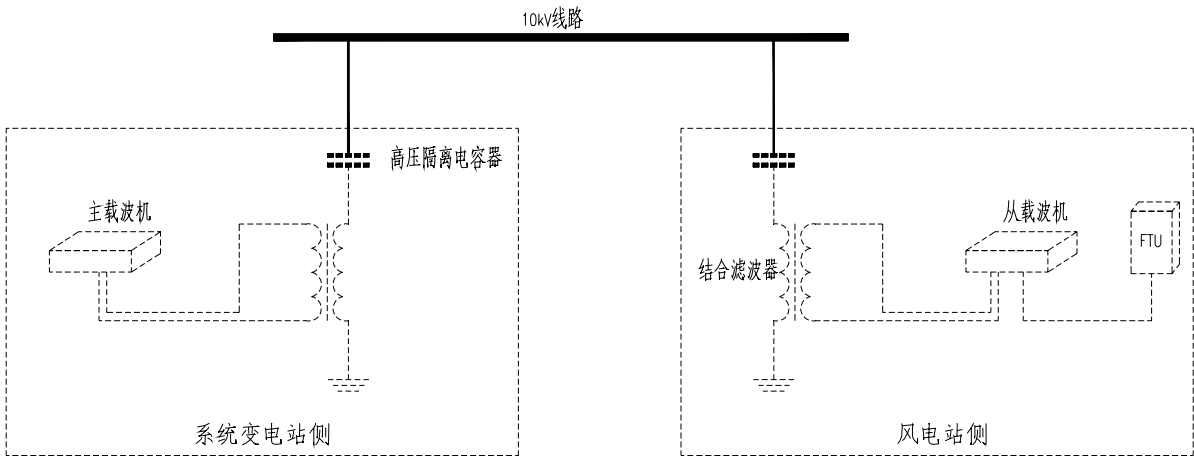
图 24-11 分布式风电接入系统方案图 (SDH)

2. 中压电力线载波

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电拟接入公用 10kV 开关站（配电室）侧配置主载波机，分布式风电侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，利用原有公用配电自动化通信网将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。方案如图 24-12。

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（配电室）所

接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 24-12 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在分布式风电设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

24.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

24.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，建

议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

24.3.3.7 主要设备材料清单

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 24-6 ~ 表 24-12。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 24-6、表 24-7。

表 24-6 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 24-7 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12-24	按需	公里	直接采用其它路径新建光

		芯, GYFTZY			缆到变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 24-8、表 24-9。

表 24-8 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 24-9 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 24-10。

表 24-10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 24-11。

表 24-11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 24-12。

表 24-12 无线专网自发自用模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
----	------	-------	----	----	----

分布式 风电	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 25 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计 (XFD10-T-3)

25.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-3。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网 10kV 线路，接入容量 400kW~2MW 之间。

25.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

25.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 10kV T 接于公共电网 10kV 线路。一次系统接线示意图见图 25-1。

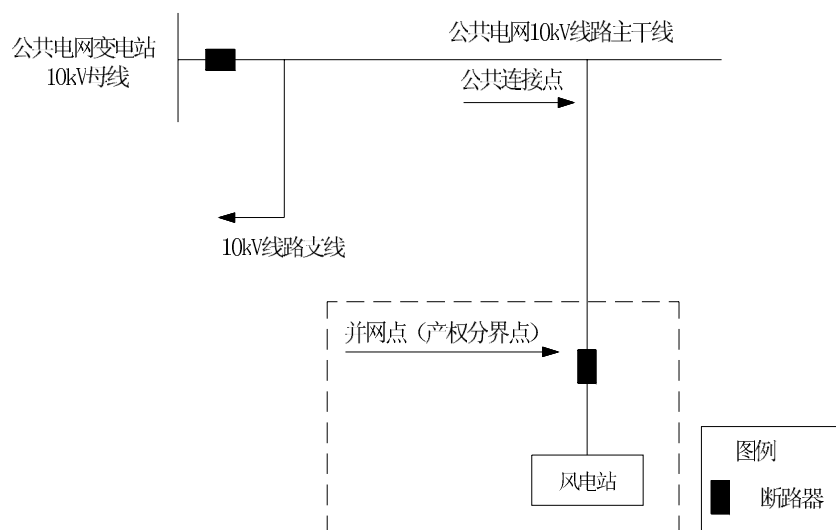


图 25-1 XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，T 接于公共电网 10kV 线路，单个并网点参考装机容量 400kW~6MW。

25.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（4）电能质量分析

风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准

GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

(5) 无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求, 选择合理的无功补偿措施;

2) 功率因数应能在超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调;

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定, 必要时安装动态无功补偿装置。

25.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级选取, 并考虑风力发电效率等因素;

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择;

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面, 10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力, 并需留有一定裕度, 10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

25.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案图 25-2。

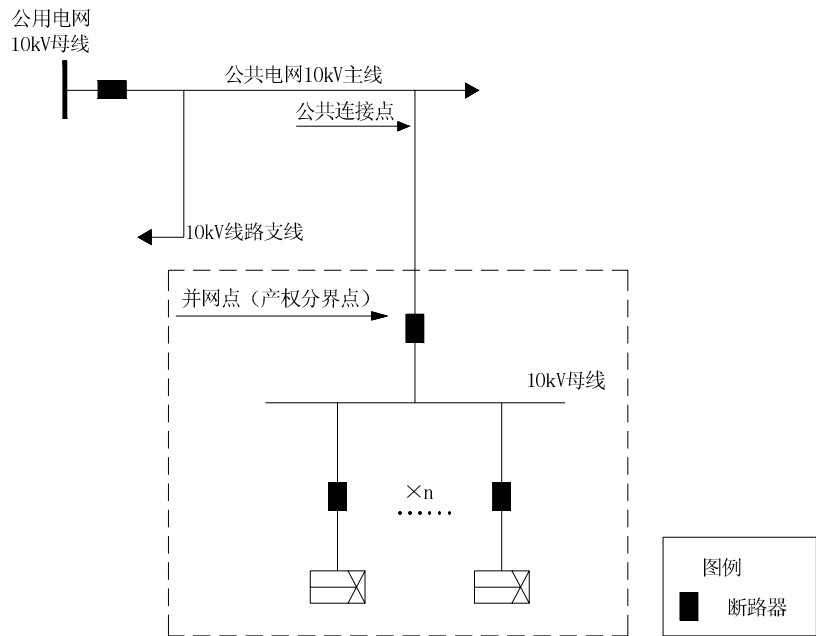


图 25-2 XFD10-T-3 方案原则电气主接线图

25.2.5 系统对分布式风电的技术要求

25.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

25.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力，具体要求见附录 4。

25.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

25.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 25-1。

表 25-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站	线路 PT*		1	
	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

25.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

25.3.1 系统继电保护及安全自动装置

25.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

分布式风电送出线路发生短路故障时，电网侧保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足故障时快速可靠切除故障的要求。

为保障供电可靠性，减少停电范围，宜在分布式风电侧配置 1 套线路过流保护，用于 10kV T 接线路。

2）技术要求。

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

c. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

d. 主保护整组动作时间不大于 20ms，返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

e. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

f. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

在分布式风电侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开分布式风电侧断路器。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

（4）系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 25-3、图 25-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

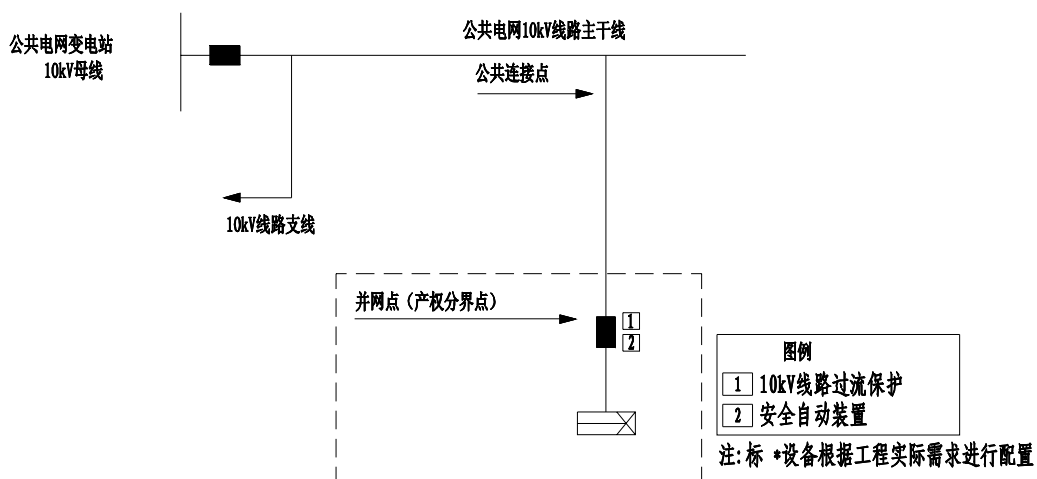


图 25-3 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一)

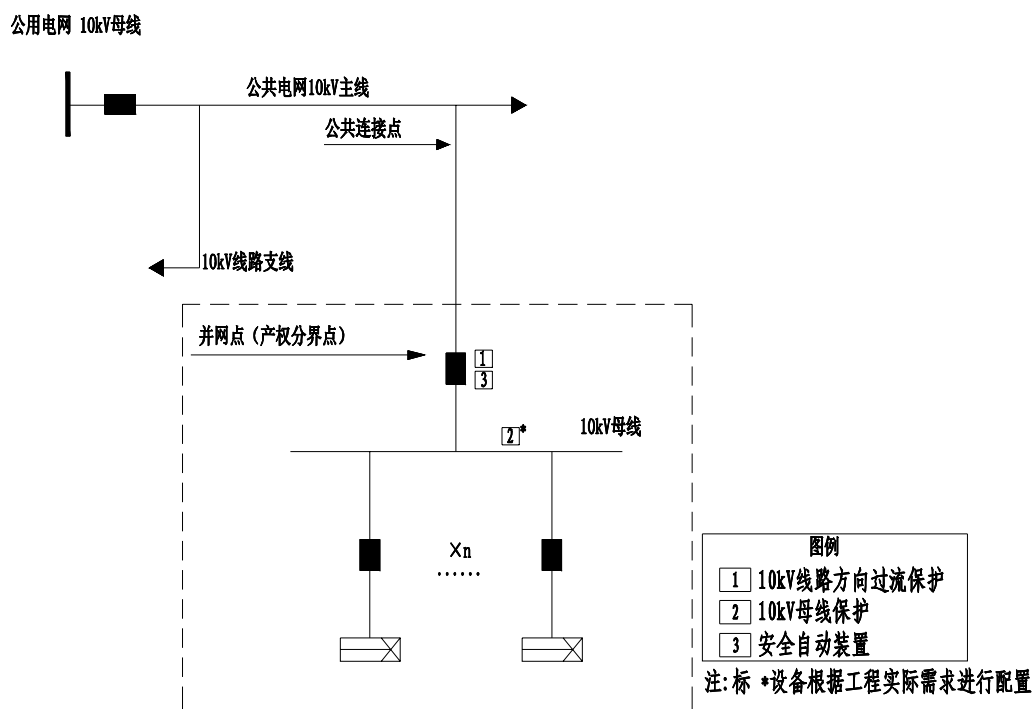


图 25-4 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二)

25.3.1.2 设备清单

XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 25-2、表 25-3。

表 25-2 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路电流（距离）保护装置		1 套	
	安全自动装置		1 套	

表 25-3 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路电流（距离）保护装置		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

25.3.2 系统调度自动化

25.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

25.3.2.2 配置及要求

（1）分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计费

本方案电能表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准),设置主、副计量表各一块。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同,并应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 电费计量表精度要求不低于 0.5S 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)和风力发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息);电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发风力发电管理部门。

4) 系统侧关口计量电能表

本方案需要根据风力发电线路可能出现的潮流情况,校验系统侧 T 接点上级计量电能表,若不满足要求时,需要进行更换(更换为双向关口计量电能表)。

(4) 电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案分布式风电接入系统变电站变后，变电站调度管理关系不变。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 分布式风电并网状态；
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统变电站

系统侧不增加新的间隔和出线，远动信息不变。

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于分布式风电二次设备室。

(8) 二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护: 控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置, 非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护: 控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制, 划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式, 需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式, 需配置加密。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换, 应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 25-5、图 25-6 所示。

方案一: 远动系统与本体监控系统合一建设模式;

方案二: 采用独立 RTU 模式。

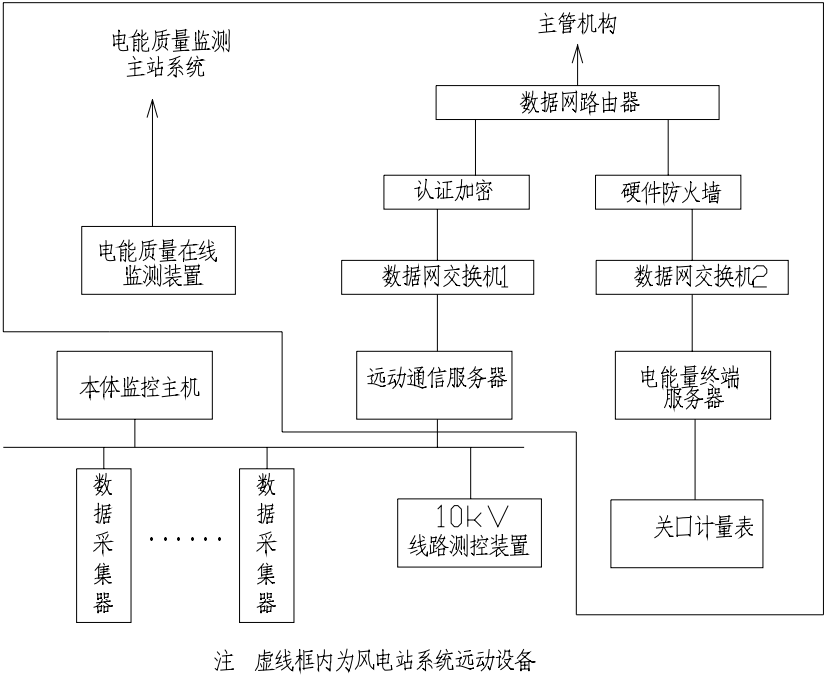


图 25-5 XFD10-T-3 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

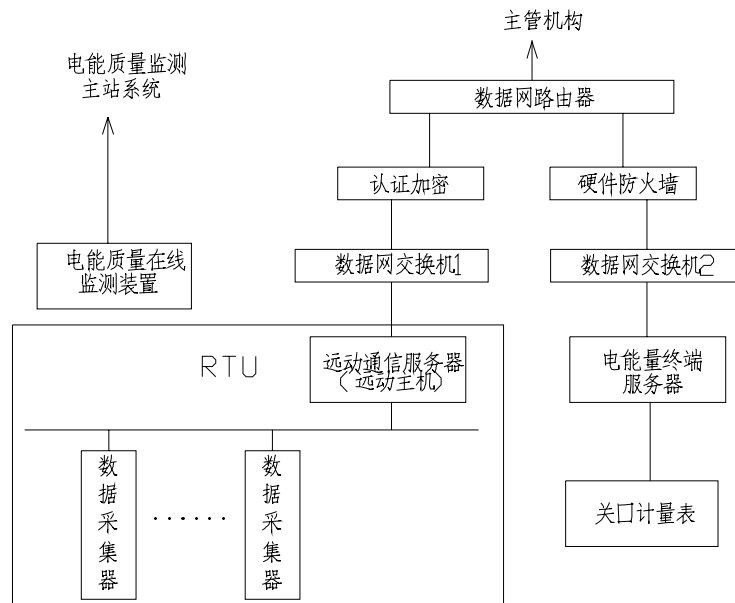


图 25-6 XFD10-T-3 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

25.3.2.3 设备清单

XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单详见表 25-4、表 25-5。

表 25-4 XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量 在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网 接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件 防火墙 1 套	1 套	
系统侧	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控 合一装置
	关口计量电能表*		1 只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 25-5 XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
----	------	-------	----	----

分布式 风电	RTU		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量 在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网 接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1 套	
系统站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控 合一装置
	关口计量电能表*		1 只	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

25.3.3 系统通信

25.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

25.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

25.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

25.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定,为满足分布式风电的信息传输需求,结合接入条件,因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划,采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(1) 光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同,光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆,光缆芯数 12-24 芯,光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入分布式风电的引入光缆,宜选择非金属阻燃光缆。

(2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统,工业以太网传输系统,SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配 2 台 ONU 设备,利用上述光缆,形成分布式风电至系统侧的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机,在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机,利用上述光缆,形成分布式风电至接入变电站的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网 (配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电

话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

分布式风电接入系统通信方案见图 25-7、25-8、25-9。

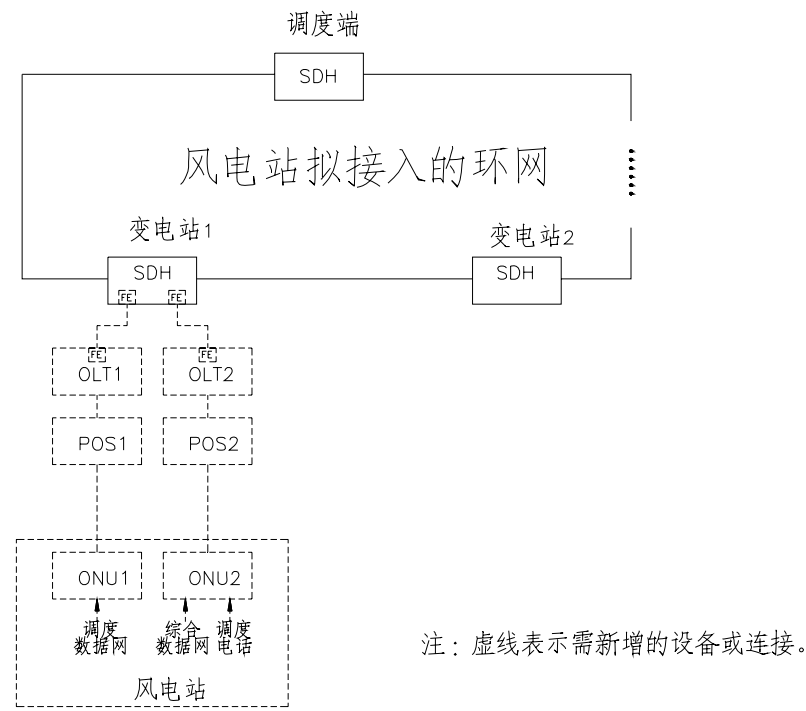


图 25-7 分布式风电接入系统方案图（EPON）

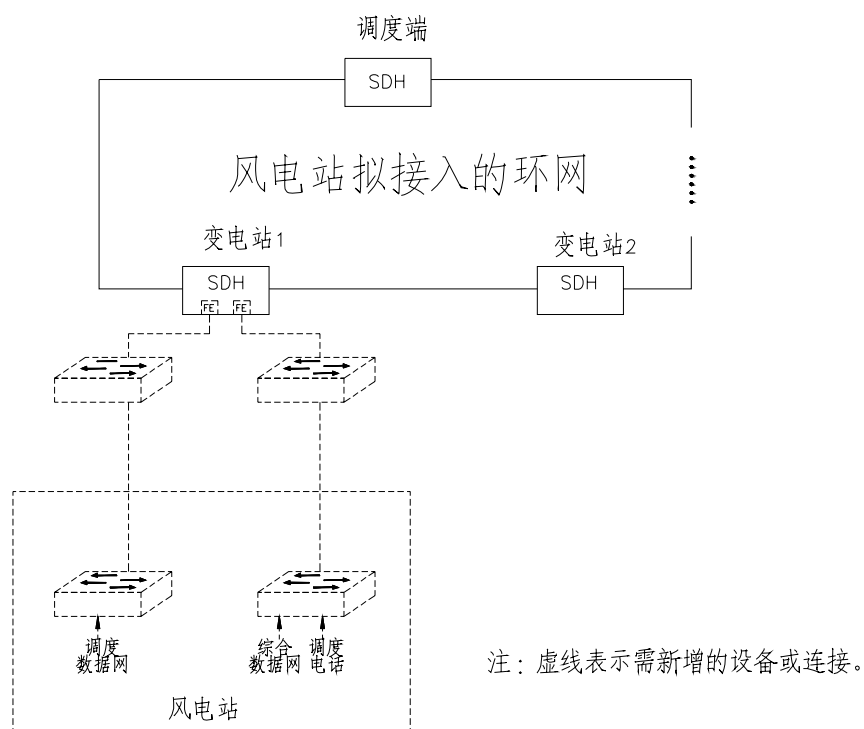


图 25-8 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

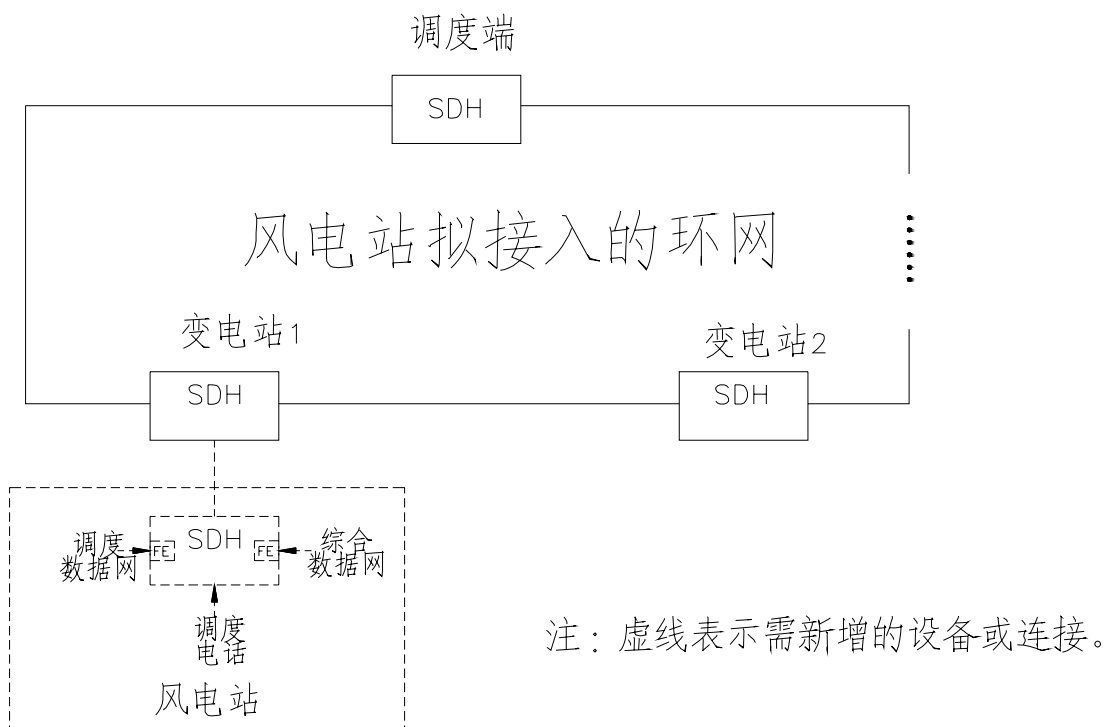
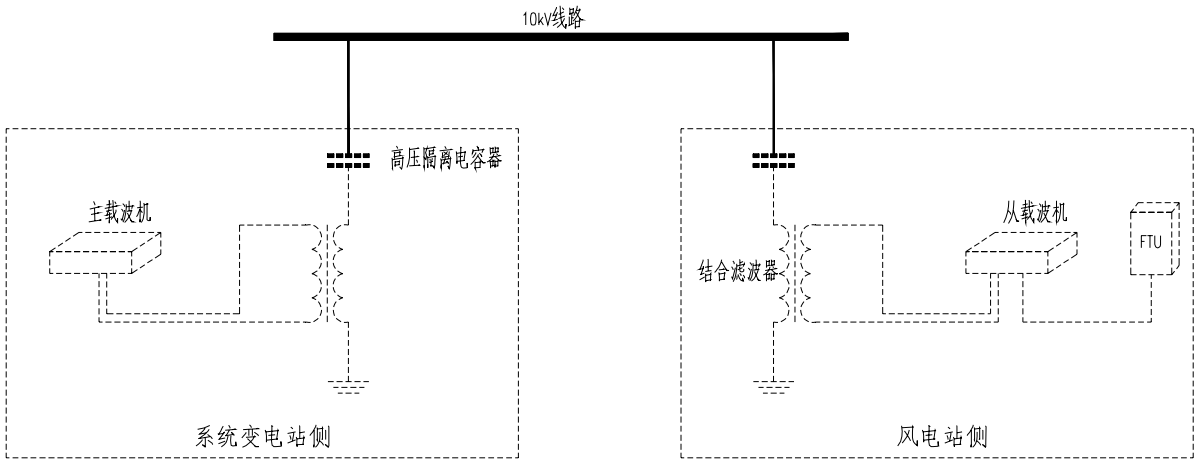


图 25-9 分布式风电接入系统方案图（SDH）

2. 中压电力线载波

在分布式风电拟接入变电站侧配置主载波机，分布式风电侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通

信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 25-10 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在分布式风电设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

25.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

25.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

25.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 25-6 至 25-10。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 25-6。

表 25-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 25-7。

表 25-7 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入	光缆	12-24芯	按需	公里	

变电站	工业以太网交换机		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 25-8。

表 25-8 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 25-9。

表 25-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	

	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 25-10。

表 25-10 系统通信设备材料清单（采用无线专网）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布 式风 电	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 26 章 10kV 接入用户开关站、配电室或箱变方案

典型设计 (XFD10-Z-1)

26.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案,方案号为 XFD10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变,接入容量在 400kW~6MW 之间。

26.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划,按照就近分散接入,就地平衡消纳的原则进行设计。

26.2.1 送出方案

通过 1 回线路,以 10kV 专线接入用户开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 26-1、26-2。当并网点与接入点之间距离很短时,可以在风机电站与用户母线之间只装设一个开关设备,并将相关保护配置于该开关。

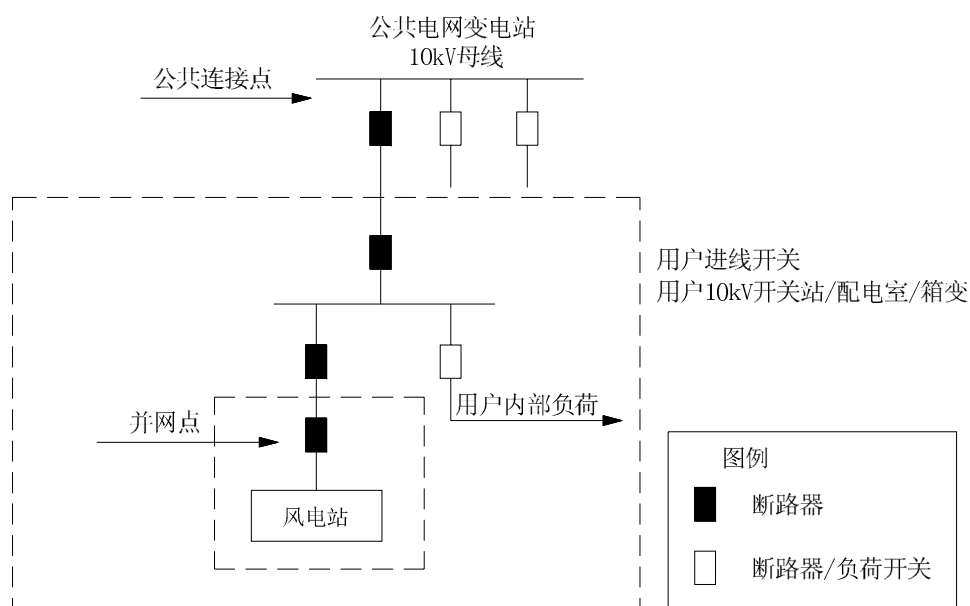


图 26-1 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

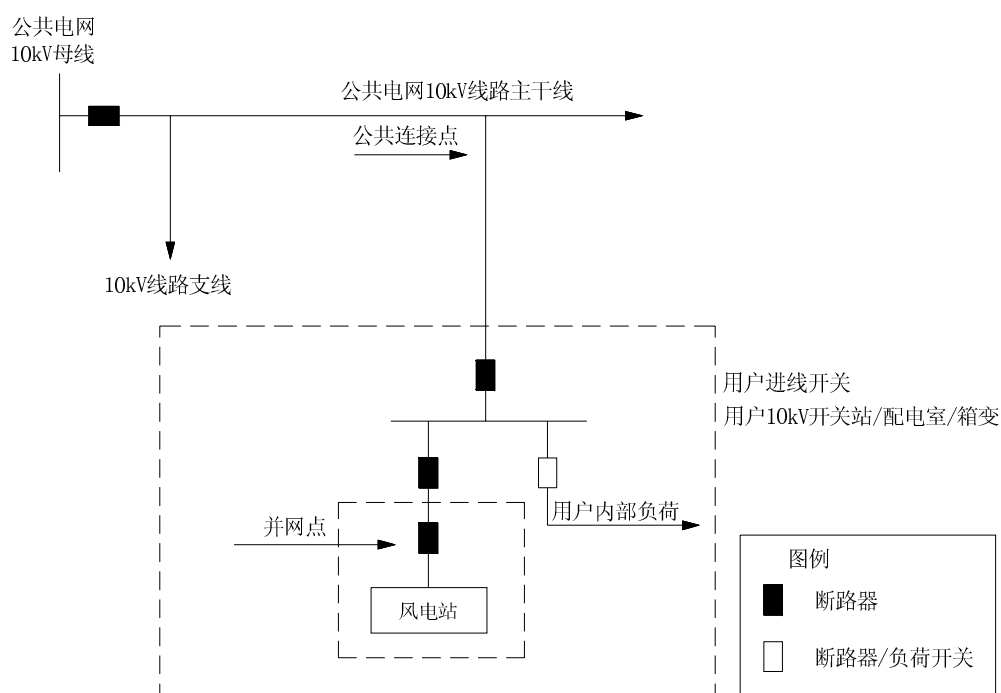


图 26-2 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

26.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运

行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（4）电能质量分析

风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

（5）无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 功率因数应能在超前 0.98-滞后 0.98 范围内连续可调；

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

26.2.3 主要设备选择原则

（1）分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级选取，并考虑风力发电效率等因素；

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

26.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 26-3、图 26-4。

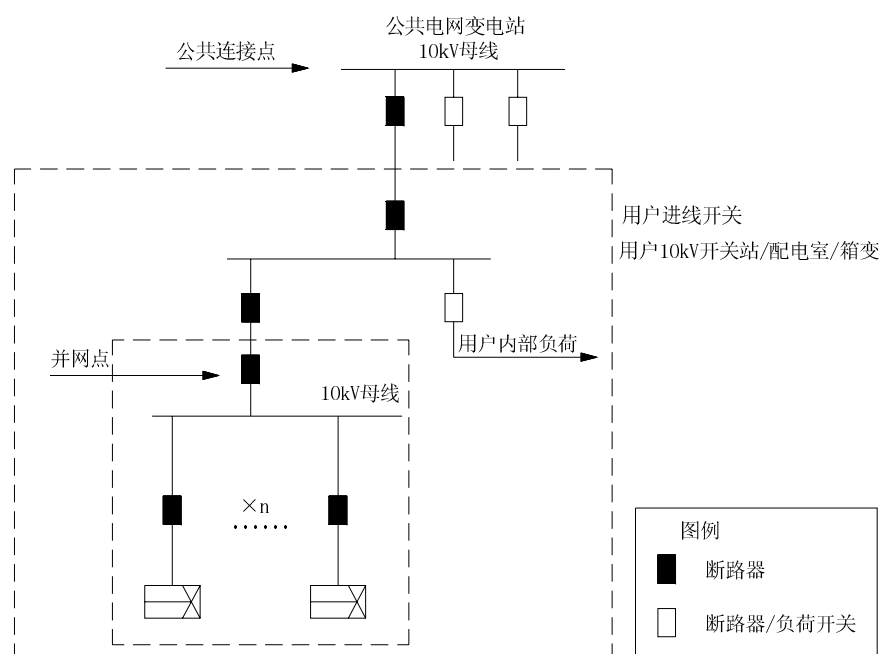


图 23-3 XFD10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

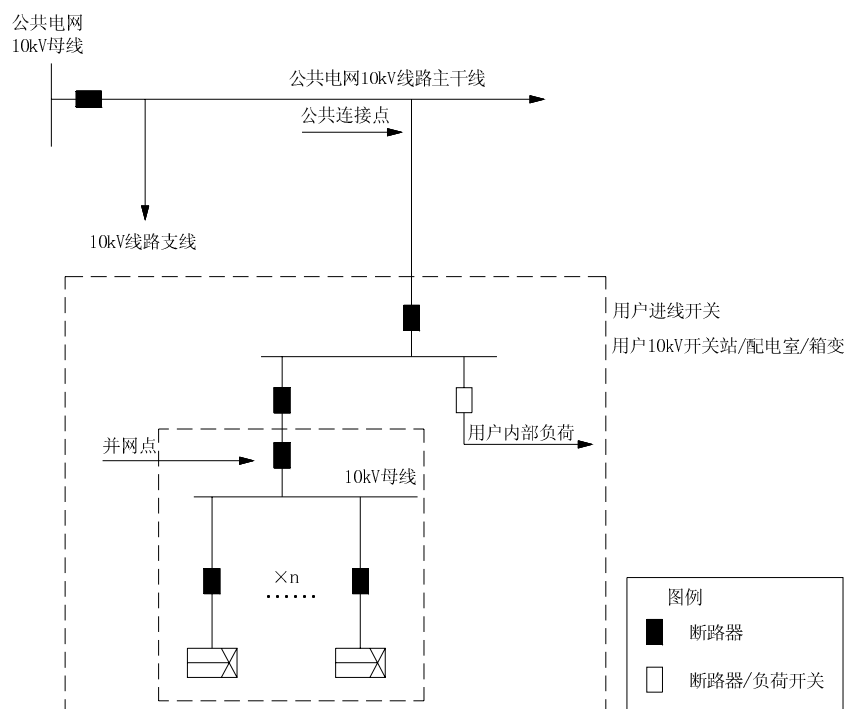


图 23-4 XFD10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

26.2.5 系统对分布式风电的技术要求

26.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

26.2.5.2 电压异常时的响应特性

接入用户内部电网的分布式风电在电压异常时的相应要求见附录 4。

26.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

26.2.6 设备材料清单

本方案一次设备清单详见表 26-1。

表 26-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站（T 接方案）	线路 PT*		1	
	开关站、配电室或 环网单元 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

26.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

26.3.1 系统继电保护及安全自动装置

26.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

分布式风电线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2）技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

在分布式风电侧设安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功

能，跳开分布式风电侧断路器。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ 、0.5 秒）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

（4）用户侧变电站

1）继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2）其他要求

需核实用户侧自备投方案，提出调整方案。

（5）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3）其他要求

需核实变电站自备投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

（6）对其他专业的要求

1）对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2)对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3)分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 26-5、图 26-6、图 26-7、图 26-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二:10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

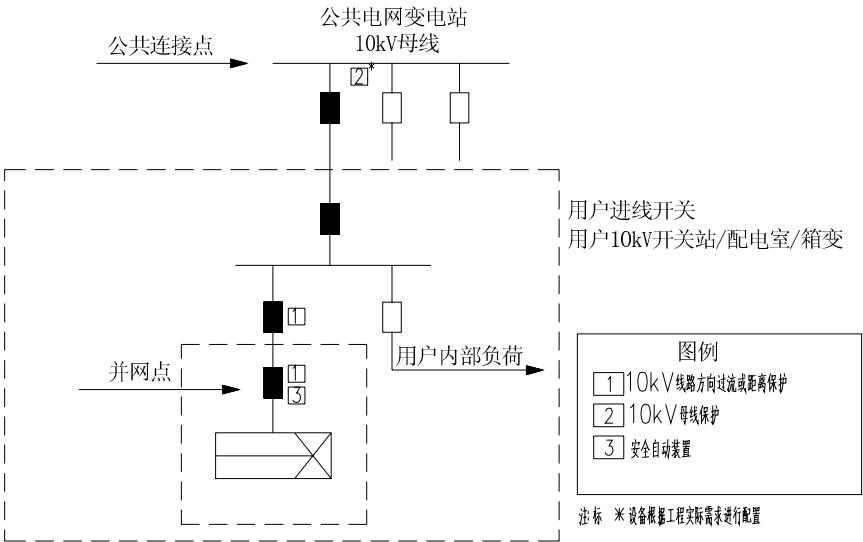


图 26-5 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

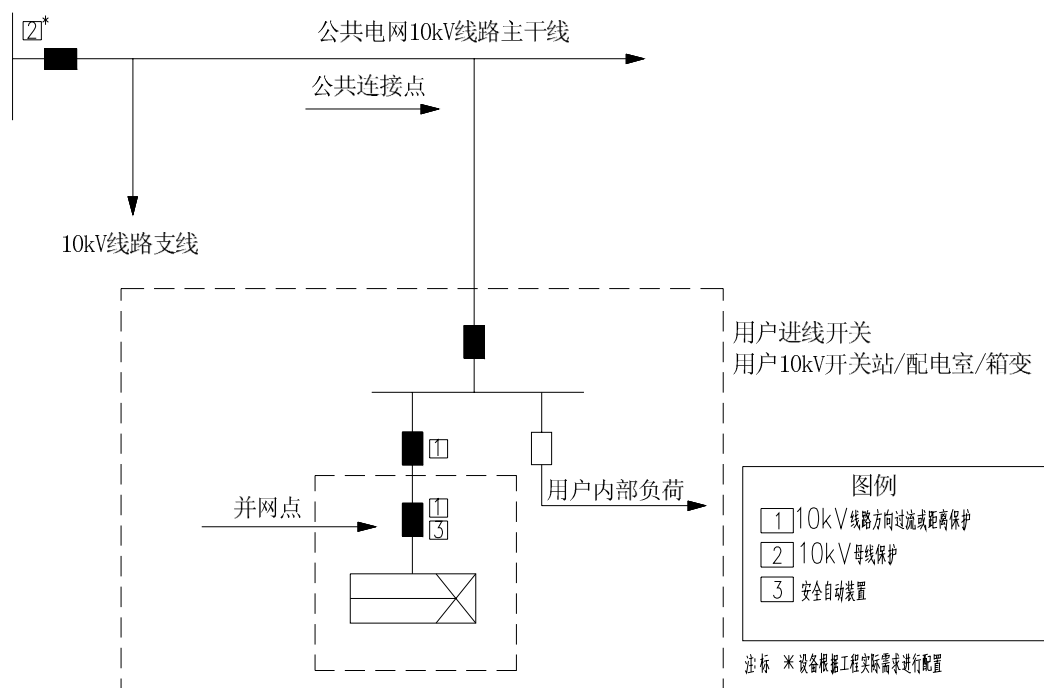


图 26-6 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

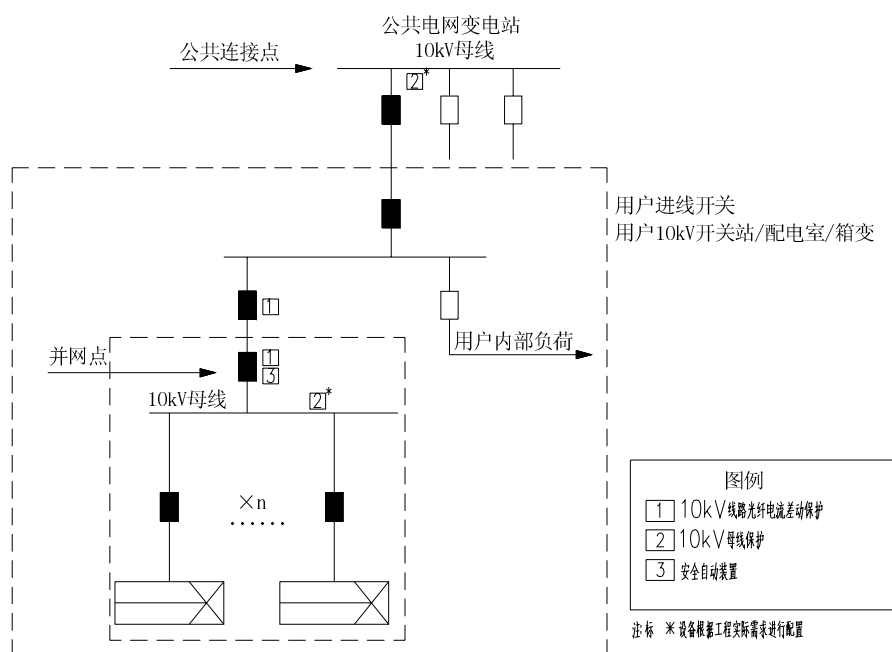


图 26-7 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/1)

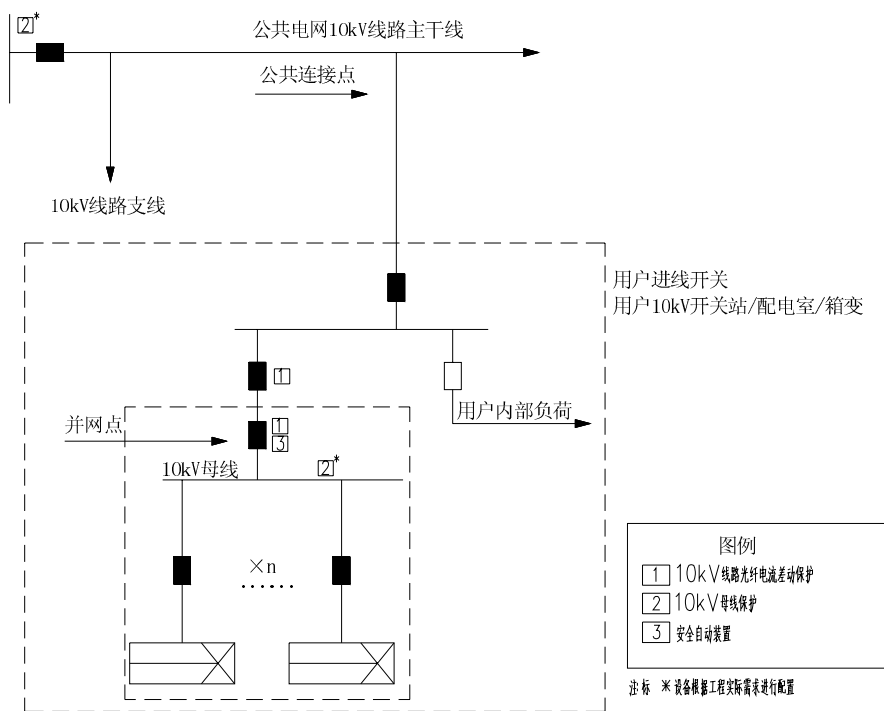


图 26-8 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/2)

26.3.1.2 设备清单

XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 26-2、表 26-3。

表 26-2 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	安全自动装置		1 套	
	方向过流（距离）保护装置		1 套	
用户站	方向过流（距离）保护装置		1 套	
系统站	母线保护装置*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

表 26-3 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护装置*		1 套	
	母线保护装置*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
用户站	线路光纤电流差动保护柜		1 套	
系统站	母线保护装置*		1 套	

注：标 “*” 设备根据工程实际需求进行配置。

26.3.2 系统调度自动化

26.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。运动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

26.3.2.2 配置及要求

(1) 分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、风力发电系统有功功率和无功功率、风力发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计费

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：

并网电能表，用于风力发电计量补偿。

关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量计量。

1) 安装位置与要求

当自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；产权分界点电能表按照常规 10kV 用户要求配置。

当余量上网时，在并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿，并在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置主、副关口计量电能表各一块。主、副表要求同型号、同规格、准确度相同，并应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表和并网电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，各计量表采集信息应通过计量终端服务器分别接入计费主站系统(电费计量信息)和风力发电管理部门(政府部门或政府指定部门)电能信息采集系统(电价补偿计量信息)，作为电费计量和电价补贴依据；其中电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发风力发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在并网点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 分布式风电并网状态；
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

(6) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于分布式风电二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密。

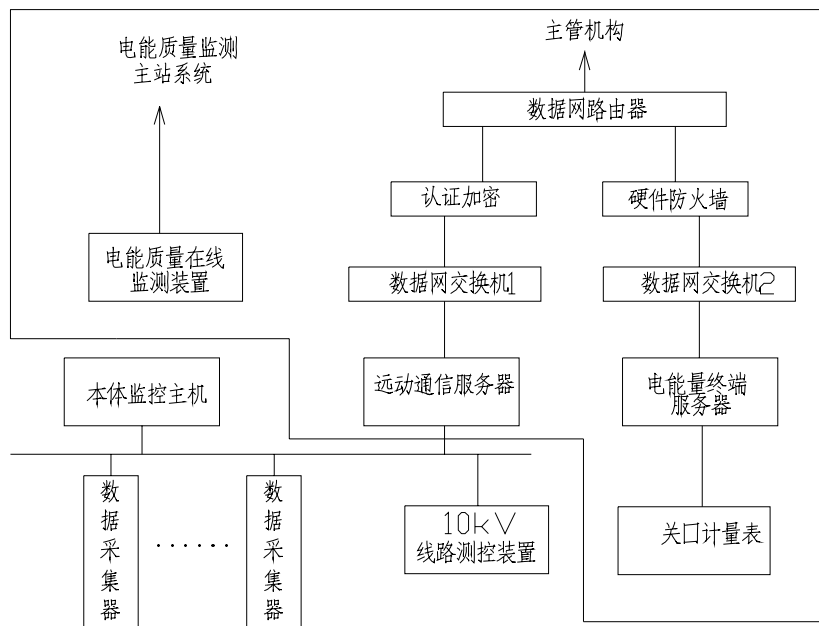
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 26-9、图 26-10 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注 虚线框内为风电站系统远动设备

图 26-9 XFD10-Z-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

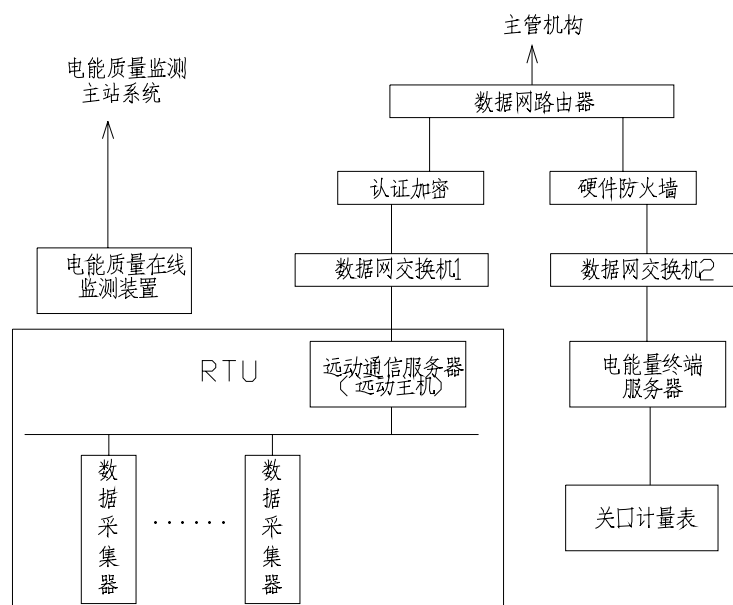


图 26-10 XFD10-Z-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

26.3.2.3 设备清单

XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 26-4、表 26-5、表 26-6、表 26-7。

表 26-4 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置

表 26-5 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单 (方案一余量上网)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1 套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1 套	
用户站	10kV 线路测控装置		1 套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 只	

表 26-6 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单 (方案二自发自用)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式 风电	RTU		1 套	
	并网电能表		1 只	
	电能量终端服务器		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机		1 台	
	电力调度数据网	含 1 台路由器, 2 台交	1 套	

	接入设备	交换机		
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1套, 硬件防火墙 1套	1套	
用户站	10kV 线路测控装置		1套	可采用保护测控合一装置

表 26-7 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二余量上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	RTU		1套	
	并网电能表		1只	
	电能量终端服务器		1套	
	电能质量在线监测装置		1套	
	MIS 网三层交换机		1台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1套, 硬件防火墙 1套	1套	
用户站	10kV 线路测控装置		1套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2只	

26.3.3 系统通信

26.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

26.3.3.2 信息需求

明确调度关系, 根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线, 提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求, 以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

26.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

26.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足分布式风电的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用分布式风电新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当分布式风电采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内

关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成分布式风电至接入变电站的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当分布式风电采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

当分布式风电采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信

息。

分布式风电接入系统通信方案见图 26-11、26-12、26-13。

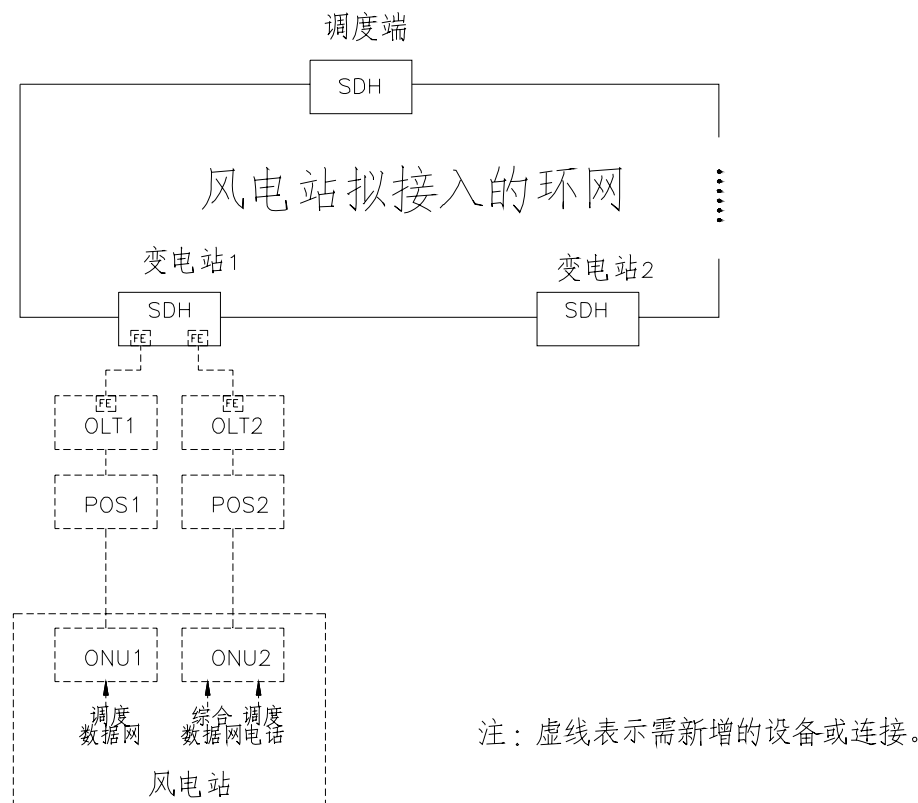


图 26-11 分布式风电接入系统方案图（EPON）

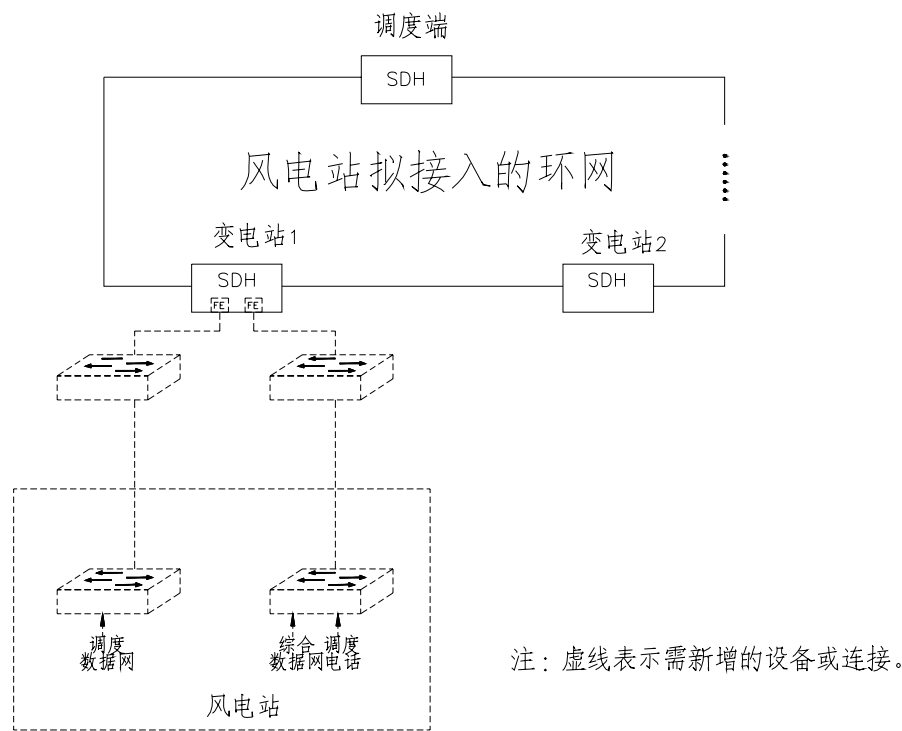


图 26-12 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

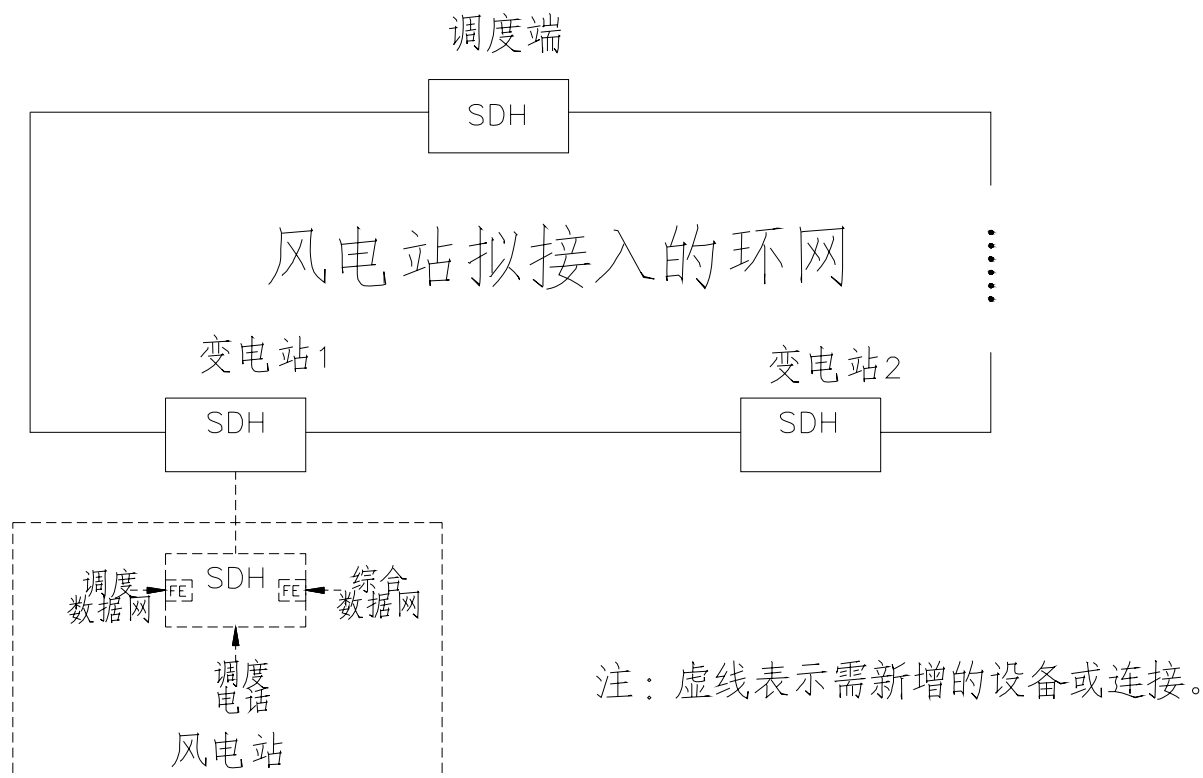


图 26-13 分布式风电接入系统方案图（SDH）

2. 中压电力线载波

分布式风电侧配置从载波机 1 台，分布式风电拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。分布式风电通过从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将分布式风电信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。

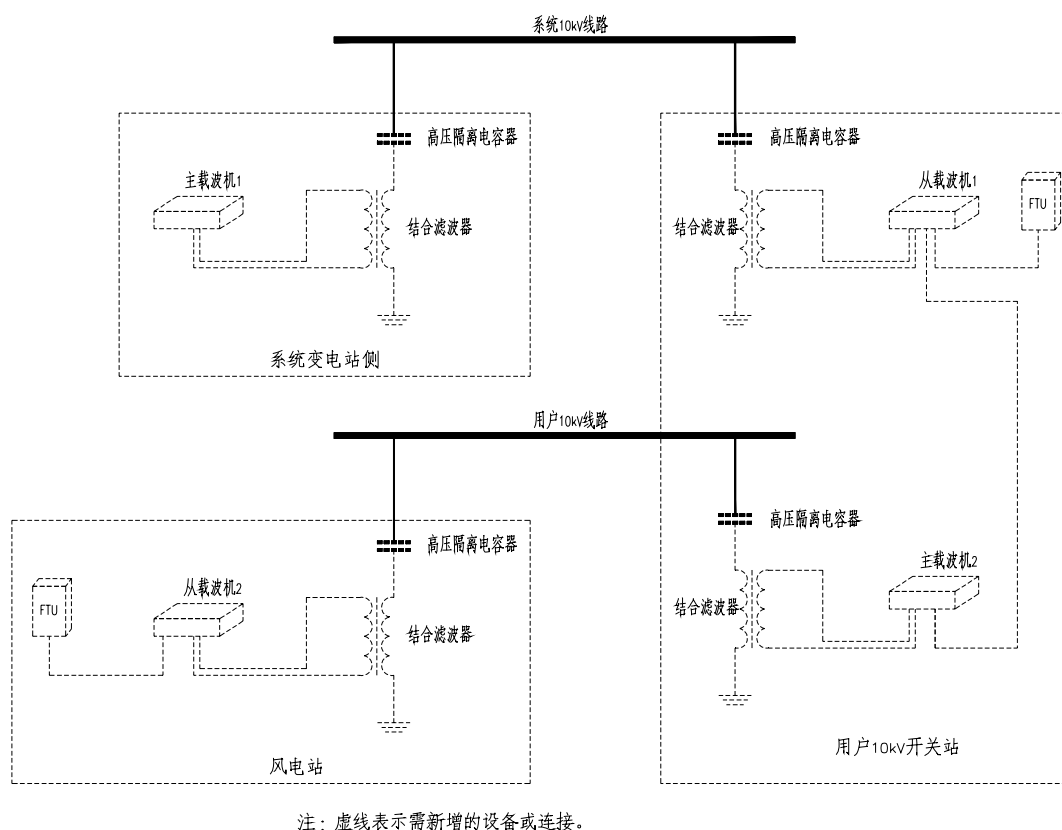


图 26-14 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在分布式风电设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

当分布式风电完全自发自用，且无控制要求时，可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。

23.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

26.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

26.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 26-8 至 26-12。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 26-8

表 26-8 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 26-9。

表 26-9 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网配	1	台	

	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 26-10。

表 26-10 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 26-11。

表26-11 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	

	电线电缆		1	套	
用户10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 26-12。

表 26-12 系统通信设备材料清单（采用无线专网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 27 章 380V 接入公共电网箱变或配电室低压母线

方案典型设计（XFD380-T-1）

27.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD380-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网箱变或配电室低压母线，接入容量不大于 400kW。

27.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

27.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 380V 接入公共电网箱变或配电室低压母线。一次系统接线示意图见图 27-1。

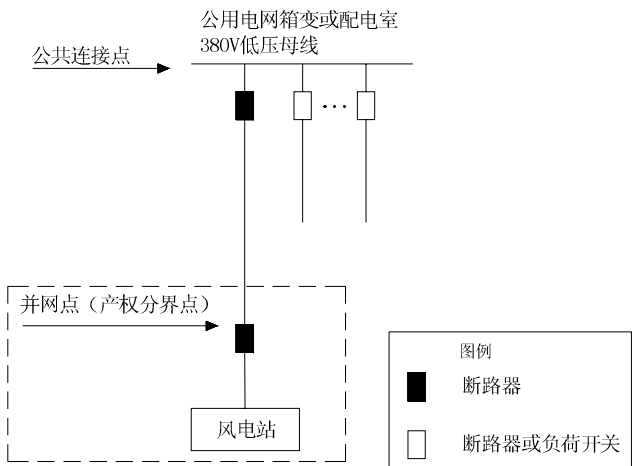


图 28-1 XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网箱变或配电室 380V 母线，单个并网参考装机

容量不大于 400kW。

27.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

2) 风力发电系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 电压/无功调节

分布式风电应保证并网点处功率因数在 0.95（超前）~ 0.95（滞后）范围。

27.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

380V 采用单元接线或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

- 1) 分布式风电送出线路电缆截面选择需根据所需送出的风机容量、并网电压等级选取，并考虑风机发电效率等因素选取；
- 2) 分布式风电送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；
- 3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

选用塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

27.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 27-2。

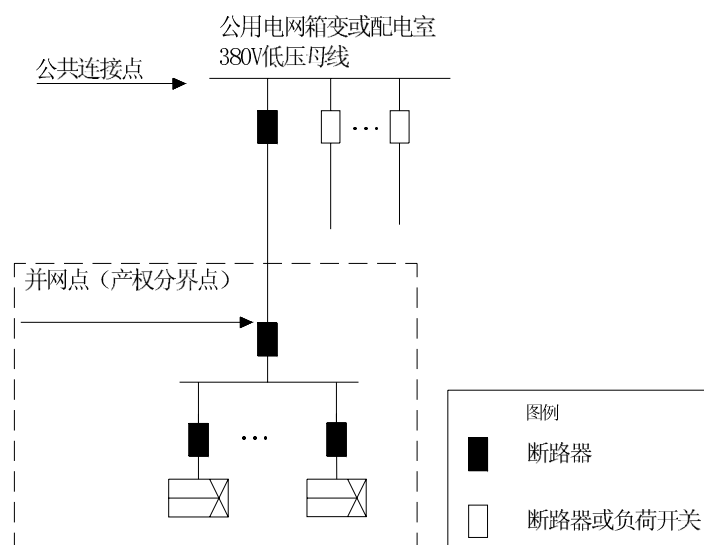


图 27-2 XFD380-T-1 方案原则电气主接线图

27.2.5 系统对分布式风电的技术要求

27.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当

地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,公用电网谐波电压限值详见附录 3。

分布式风电接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,应不超过附录 3 中规定的允许值,其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

分布式风电接入电网后,公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值,公

共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

风电场所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB12326—2000 的要求，其中风电场引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

27.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电应在电压异常时按照附录 4 要求的时间停止向电网送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

27.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

27.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见附表 27-1。

表 27-1 一次设备清单

	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
公用箱变或 配电室	塑壳或万能断路器*		1 台	
送出线路	380V 架空线路或电缆 (含敷设方式)		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

27.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

27.3.1 系统继电保护及安全自动装置

27.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 不配置母线保护。

(3) 系统侧校验

需要时，应校验系统侧的相关保护与安全自动装置是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧的相关保护与安全自动装置需要按照风力发电接入 10kV 相应方案进行配置。

27.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护由断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

27.3.2 系统调度自动化

27.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统，根据相关暂行规定要求，暂不考虑建立调度关系。

27.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立

的运动系统。

(2) 电能量计量

本方案设置一块电能表，同时完成电价补偿计量和关口电量计量功能。

1) 安装位置

电能量计量关口点设在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）。

2) 技术要求

在计费关口点按单表设计，电能量计费表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和风力发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

27.3.2.3 设备清单

XFD380-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 27-2。

表 27-2 XFD380-T-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	关口计量电能表		1 块	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1 台	

27.3.3 系统通信

27.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传分布式风电发电量信息。

27.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在箱变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

27.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

27.3.3.4 主要设备材料

风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 27-3。

表 27-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	无线采集终端*		套	1	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

第 28 章 380V 接入用户箱变或配电室低压母线方案

典型设计 (XFD380-Z-1)

28.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案, 方案号为 XFD380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入用户箱变或配电室低压母线, 接入容量不大于 400kW。

28.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划, 按照就近分散接入, 就地平衡消纳的原则进行设计。

28.2.1 送出方案

通过 1 回线路, 以 380V 接入用户箱变或配电室低压母线。一次系统接线示意图见图 28-1。

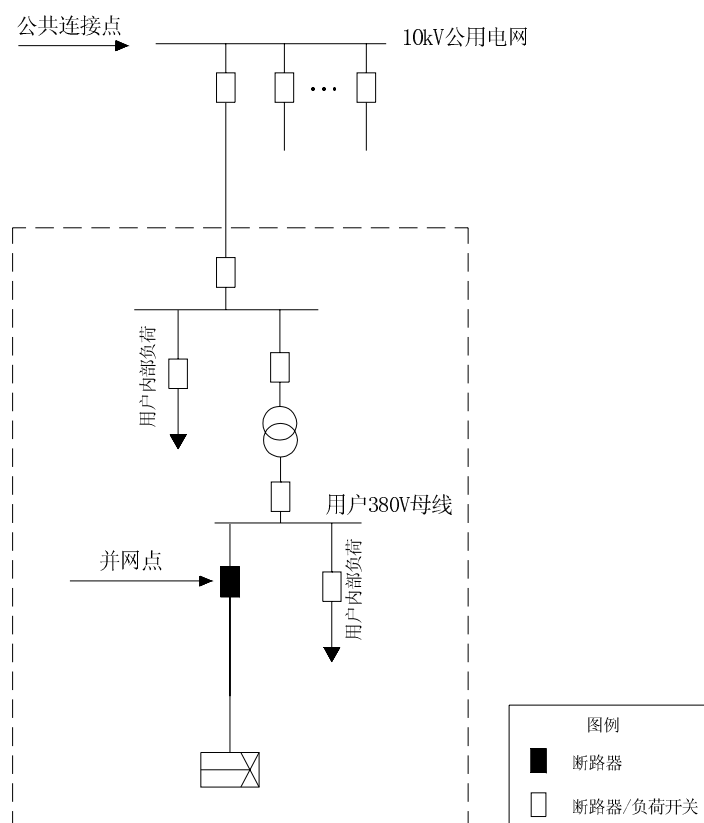


图 28-1 XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网参考装机容量不大于 400kW。

28.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

2) 风力发电系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功/电压调节

分布式风电应保证并网点处功率因数在 0.95 (超前) ~ 0.95 (滞后) 范围。

28.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

380V 采用单元接线或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路电缆截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式风电送出线路电缆截面选择需根据所需送出的风机容量、并网电压等级选取,并考虑风机发电效率等因素;

2) 分布式风电送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择;

3) 380V 电缆可选用 120mm²、240mm² 等截面。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2

(3) 断路器型式

选用塑壳式或万能断路器,根据短路电流水平选择设备开断能力,并需留有一定裕度,断路器应具备电源端和负荷端反接能力。

28.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 28-2。

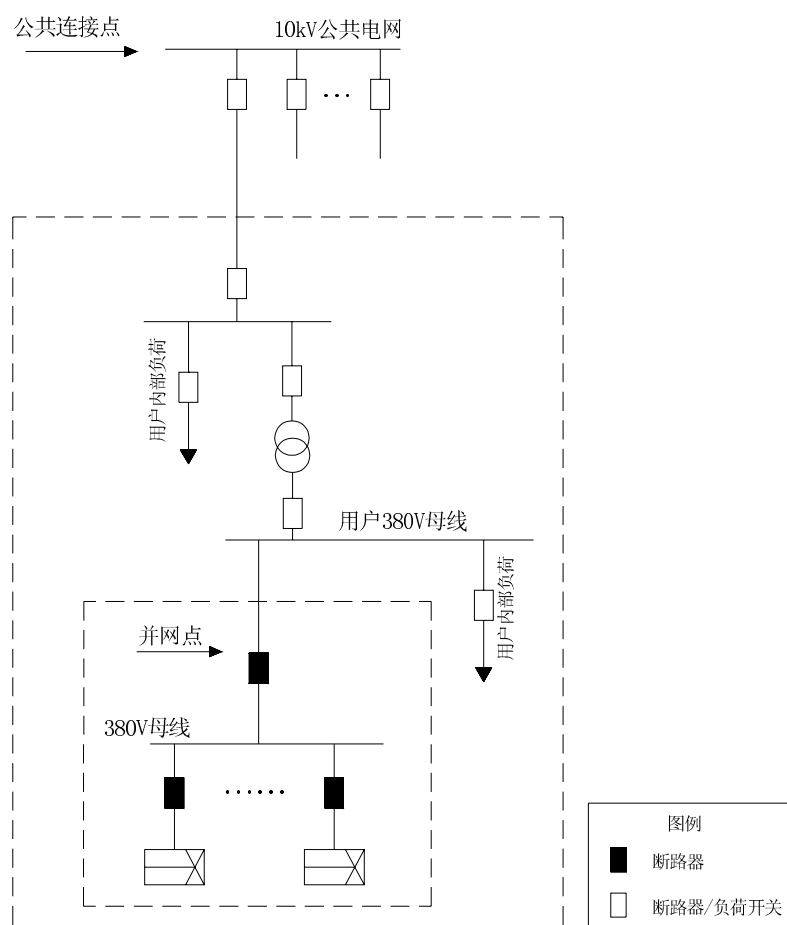


图 28-2 XFD380-Z-1 方案原则电气主接线图

28.2.5 系统对分布式风电的技术要求

28.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，公用电网谐波电压限值详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均

根)应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定,应不超过附录 3 中规定的允许值,其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

分布式风电接入电网后,公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值,公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%,短时不得超过 4%;其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%,短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

风电场所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB12326—2000 的要求,其中风电场引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配,或按照与电网企业协商的方法进行分配。

28.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电应在电压异常时按照附录 4 要求的时间停止向电网送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

28.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

28.2.6 设备清单

本方案一次设备清单见表 28-1。

表 28-1 380V 接入方案一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户箱变或配电室	塑壳或万能式断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

28.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

28.3.1 系统继电保护及安全自动装置

28.3.1.1 配置及选型

(1) 380V/220V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生各种类型短路故障时，线路保护能快速动作，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

380V 电压等级不配置母线保护。

(3) 用户侧校验

若方案为余量上网模式，则需要校验用户侧的相关保护与安全自动装置是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则用户侧的相关保护与安全自动装置需要按照风力发电接入相应方案进行配置。

28.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护由断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

28.3.2 系统调度自动化

28.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案分布式风电模式为自发自用或余量上网，根据相关暂行规定要求，暂不考虑建立调度关系。

28.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构。

需要校验用户侧箱变或配电室是否满足接入要求。若能满足接入的要求，则说明即可。若不能满足接入方案的要求，则用户侧箱变或配电室需要配置相应的远方终端。

(2) 电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：

并网电能表，用于风力发电计量补偿。

关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量计量。

1) 安装位置与要求

当自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；

当余量上网时，在并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿，并在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置关口计量电能表一块。

2) 技术要求

计量关口点按单表设计，电能量计费表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应分别接入电网管理部门和风力发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

各表计信息统一汇集至计量终端服务器。

28.3.2.3 设备清单

XFD380-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 28-2。

表 28-2 XFD380-Z-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户箱变或 配电室	关口计量电能		2块	余量上网
	表*		1块	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

28.3.3 系统通信

28.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

28.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在用户箱变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

28.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

28.3.3.4 主要设备材料

风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 28-3。

表 28-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户箱变 或配电室	无线采集终端*		套	1	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

第五篇 燃机（同步电机型）接入系统典型 设计方案

第 29 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XRJ10-T-1)

29.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 400kW~6MW 之间。

29.2 接入系统一次

燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

29.2.1 送出方案

本方案采用一回线路接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 29-1。

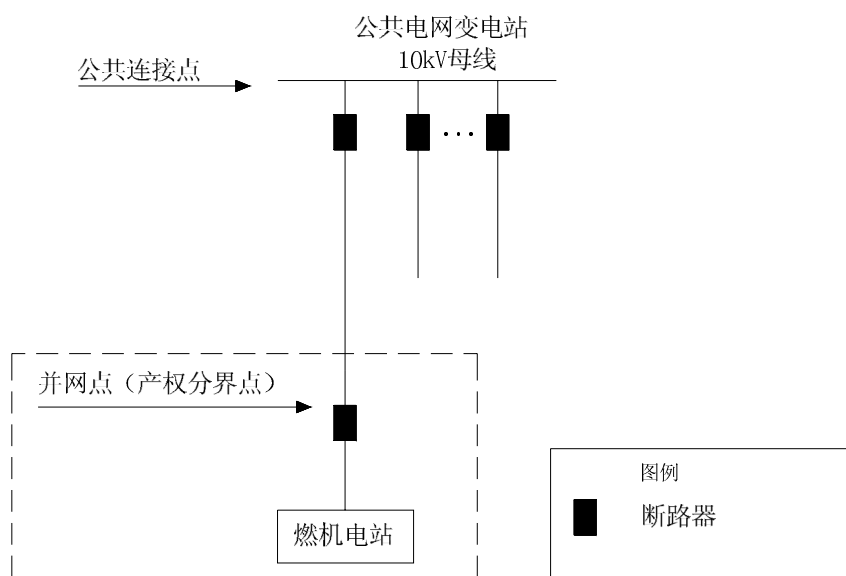


图 29-2 XRJ10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

29.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

29.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

燃机电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 燃机电站送出线路导线截面选择需根据发电机组容量、并网电压等级选取；

2) 燃机电站送出线路导线截面一般按线路长期允许载流量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

29.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 29-2。

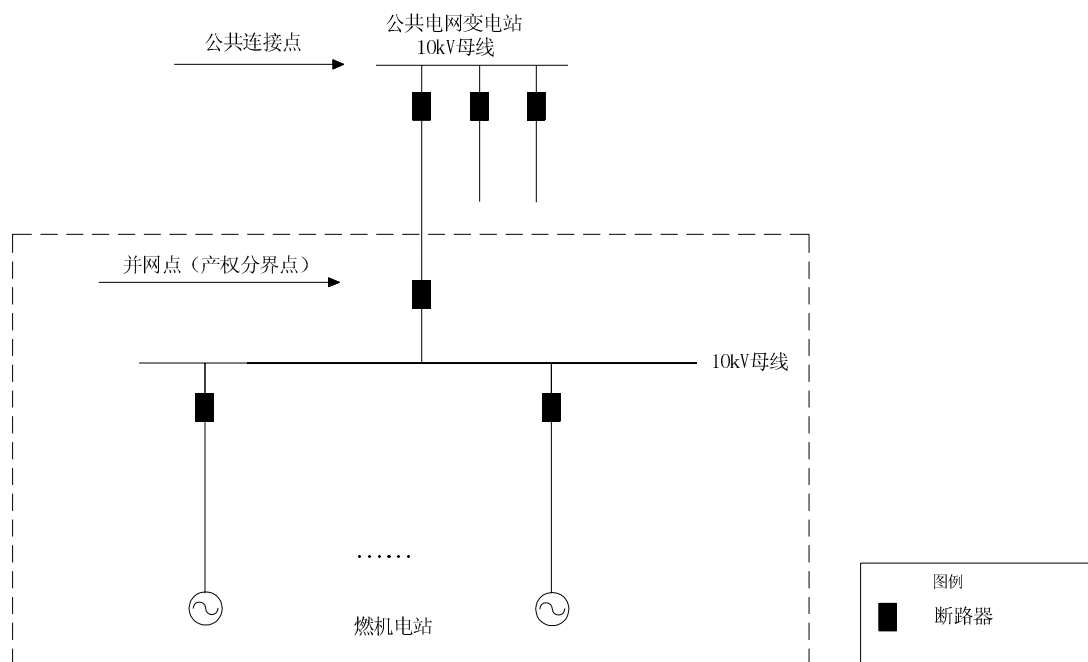


图 29-2 X RJ10-T-1 方案原则电气主接线图

29.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（2）电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（3）频率异常时的响应特性

分布式燃机应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附

录 5 所示电网频率偏离下运行。

29.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 29-1。

表 29-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜* (含 PT)		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆 (含敷设方式)		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

29.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

29.3.1 系统继电保护及安全自动装置

29.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护，必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

在燃机电站侧装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）防逆流保护

本方案为统购统销运行模式，无需设置防逆流保护。

（5）系统侧变电站

1) 继电保护

需要校验系统变电站的相关的继电保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统变电站需要做相关的继电保护配置方案调整。

2) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 29-3、29-4。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

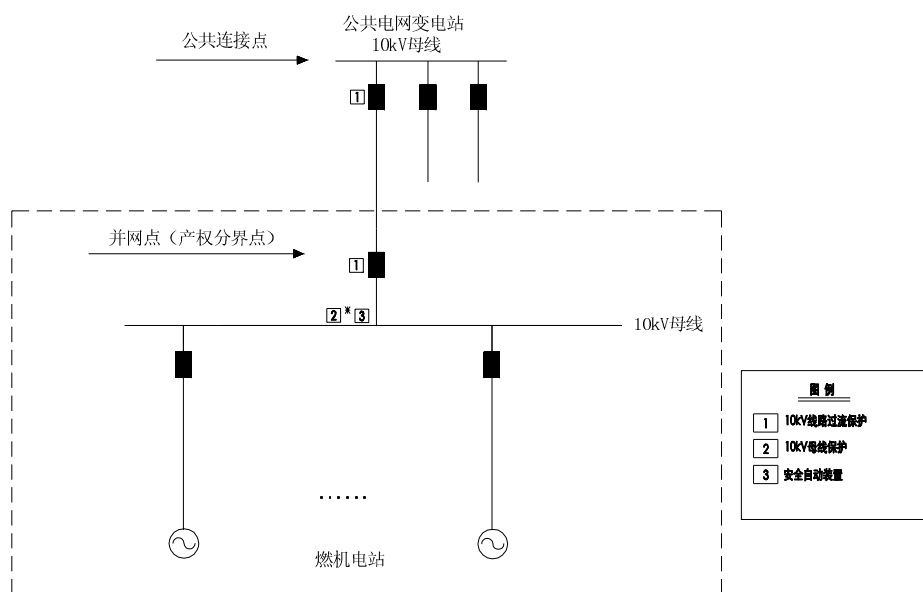


图 29-3 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

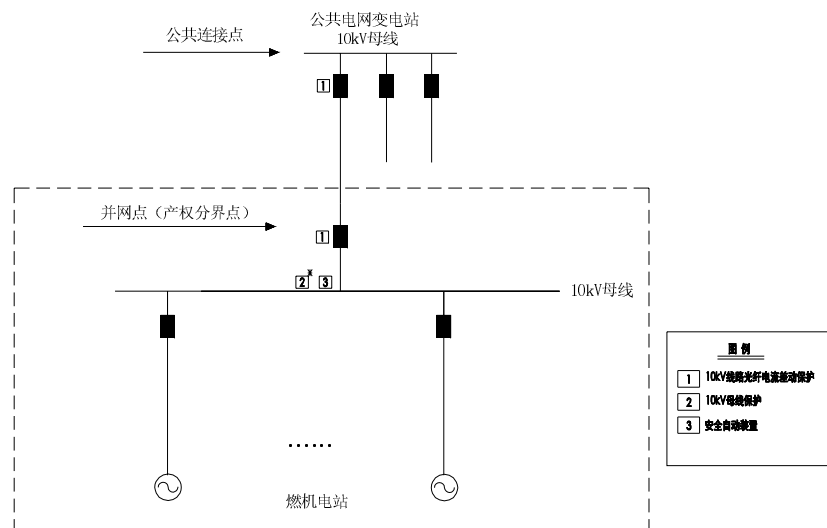


图 29-4 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

29.3.1.2 设备清单

XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 29-2、29-3。

表 29-2 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路方向过流保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	

系统站	线路方向过流保护		1 套	
-----	----------	--	-----	--

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 29-3 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
系统站	线路光纤电流差动保护		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

29.3.2 系统调度自动化

29.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购。

29.3.2.2 配置及要求

（1）远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的燃机电站，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停的指令。

（2）同期装置

1）燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，燃机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2）系统侧

系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

（3）电能量计量

1）安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表应同型号、同规格、准确度相同，并有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台, 关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统 (电费计量信息)。

(4) 系统变电站

燃机电站接入系统变电站变后, 应明确系统变电站调度运行管理关系及相关测控设备配置。

测控装置信息接入本变电站现有监控系统。

(5) 远动信息内容

1) 燃机电站

a. 遥测:

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机供热量。

b. 遥信:

所有断路器位置信号;

10kV 线路保护动作信号;

发电机保护动作信号;

同期信号;

事故总信号。

2) 系统变电站

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃机电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃机电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃机电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 29-5、图 29-6：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

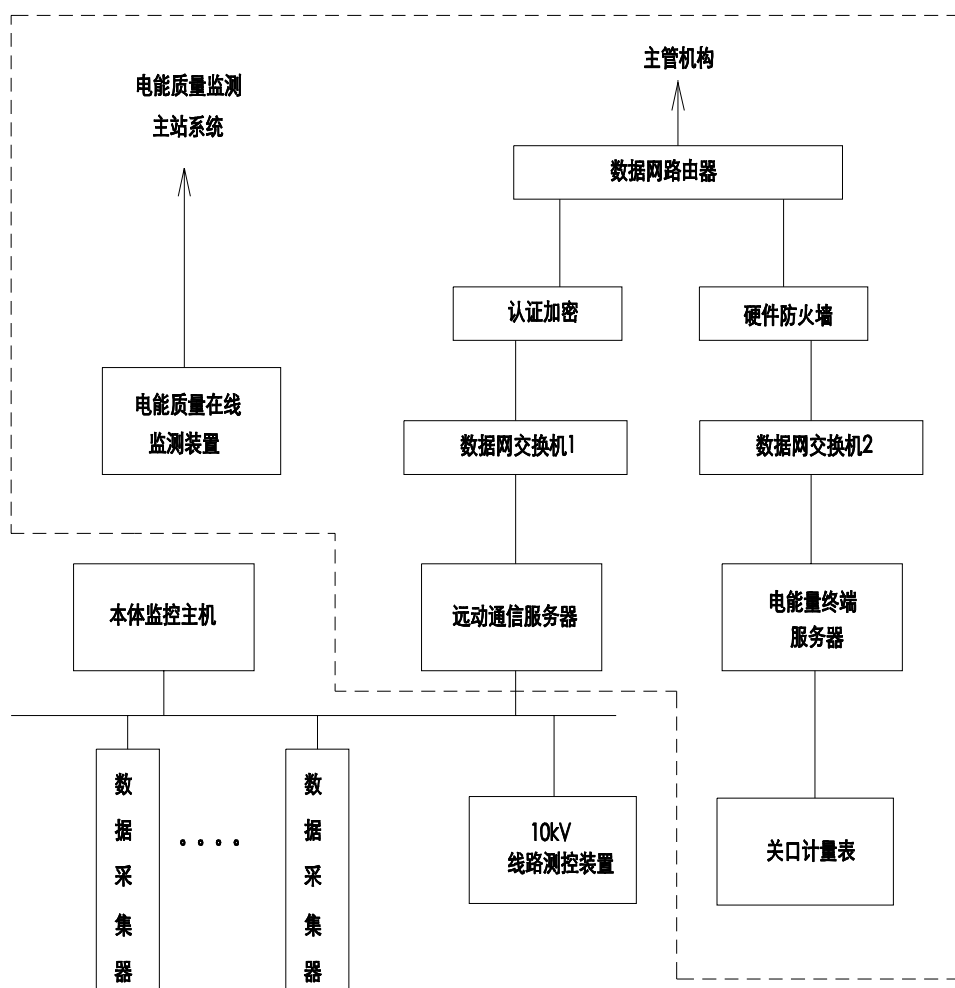


图 29-5 XRJ10-T-1 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

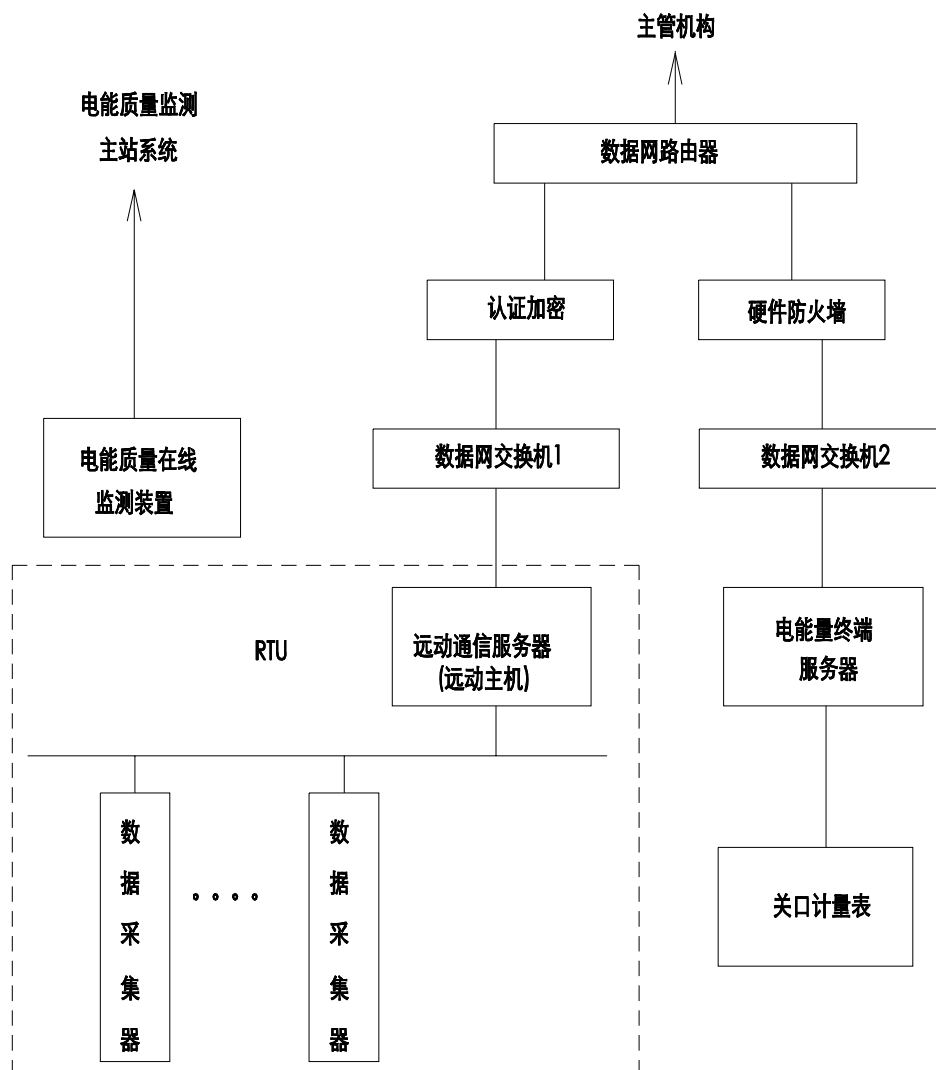


图 29-6 XRJ10-T-1 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

29.3.2.3 设备清单

XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 29-4、表 29-5。

表 29-4 XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	

系统侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 29-5 XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	RTU		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	
系统侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

29.3.3 系统通信

29.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

29.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

29.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

29.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G. 652 光纤。进入燃机电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，在燃机电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成燃机电站至接入变电站的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

燃机电站接入系统通信方案见图 29-7、29-8、29-9。

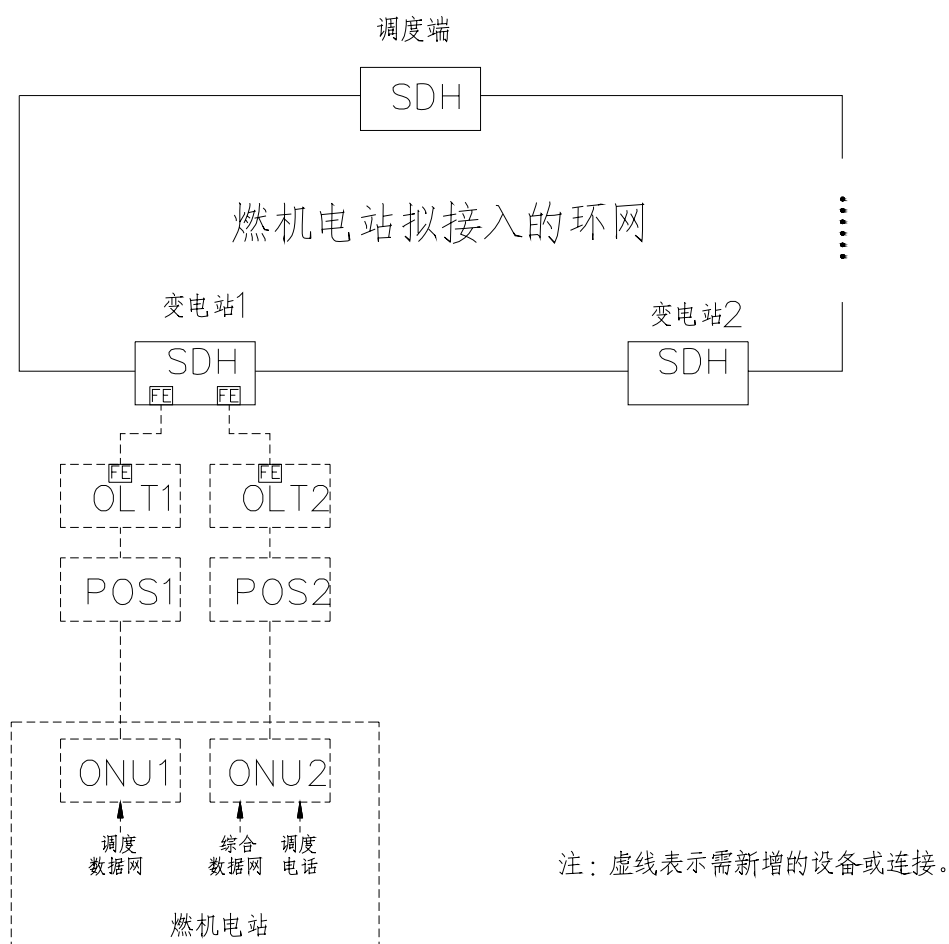


图 29-7 燃机电站接入系统方案图 1 (EPON)

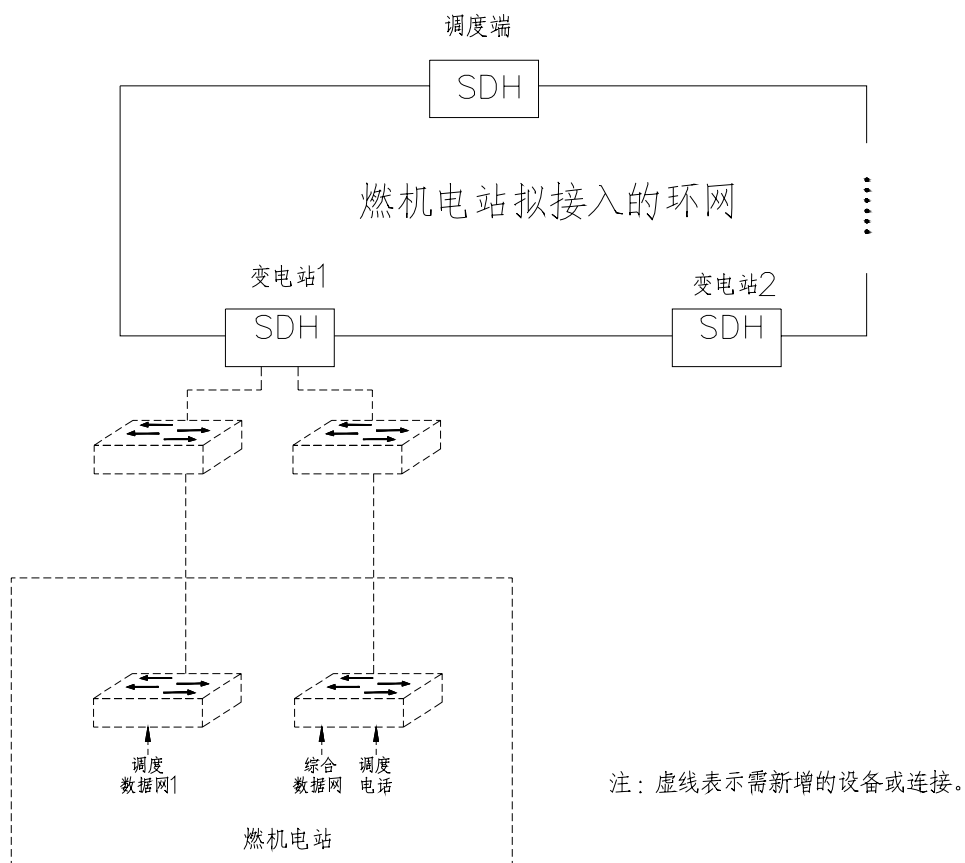


图 29-8 燃机电站接入系统方案图 2（工业以太网）

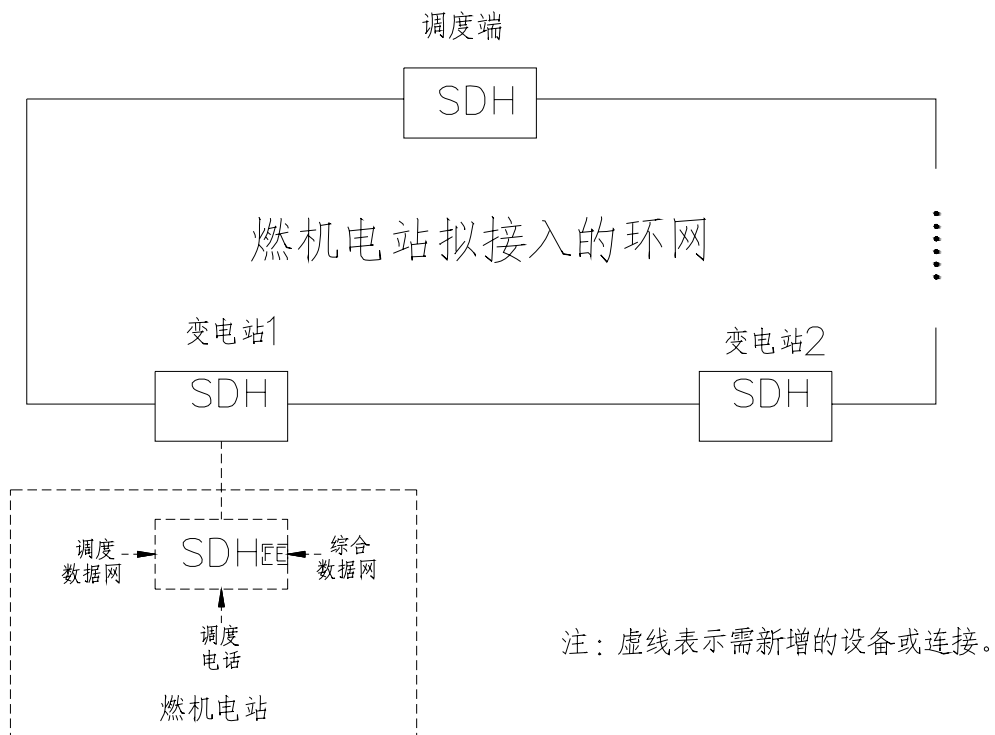


图 29-9 燃机电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在燃机电站拟接入变电站侧配置主载波机，燃机电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。

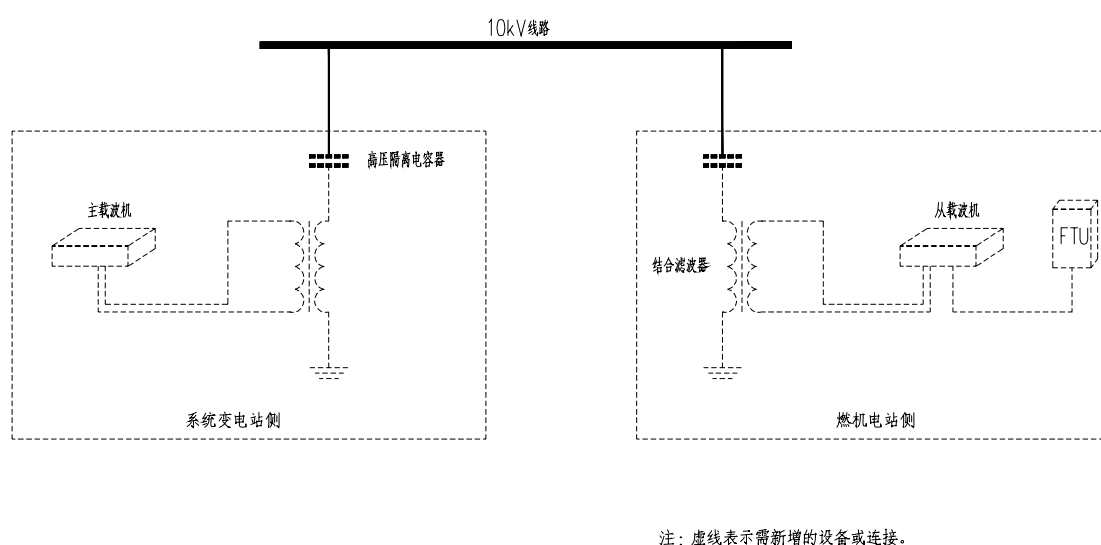


图 29-10 燃机电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在燃机电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

29.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

29.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流电源为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流系统通过 DC/DC 变换为-48V 为设备供电。

29.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 29-6、29-7、29-8、29-9、29-10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 29-6。

表 29-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24	1	台	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 29-7。

表 29-7 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	

	电线电缆		1	套	
--	------	--	---	---	--

(3) 采用 SDH 接入方案, 具体见表 29-8。

表 29-8 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 直流变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 29-9。

表 29-9 系统通信设备材料清单(采用中压电力线载波)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案, 具体见表 29-10。

表 29-10 系统通信设备材料清单(采用无线专网接入方案)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 30 章 10kV 接入公共电网开关站、配电室或箱变

方案典型设计（XRJ10-T-2）

30.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW~6MW 之间。

30.2 接入系统一次

分布式燃机接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

30.2.1 送出方案

本方案采用一回线路接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 30-1。

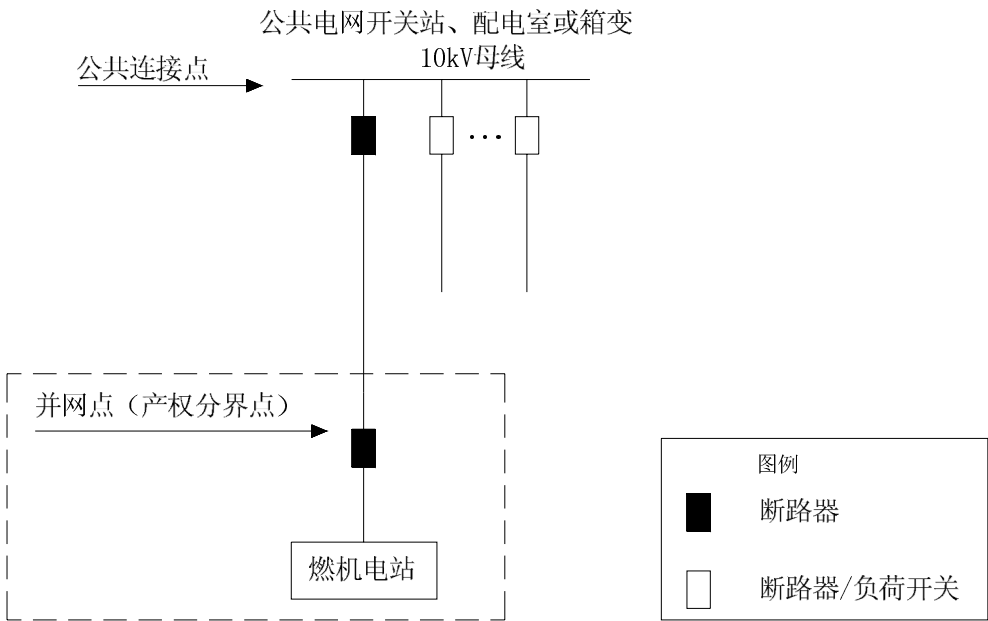


图 30-3 XRJ10-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

30.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

30.2.3 主要设备选择原则

（1）主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

燃机电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 燃机电站送出线路导线截面选择需根据发电机组容量、并网电压等级选取；

2) 燃机电站送出线路导线截面一般按线路长期允许载流量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

（3）断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

30.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 30-2。

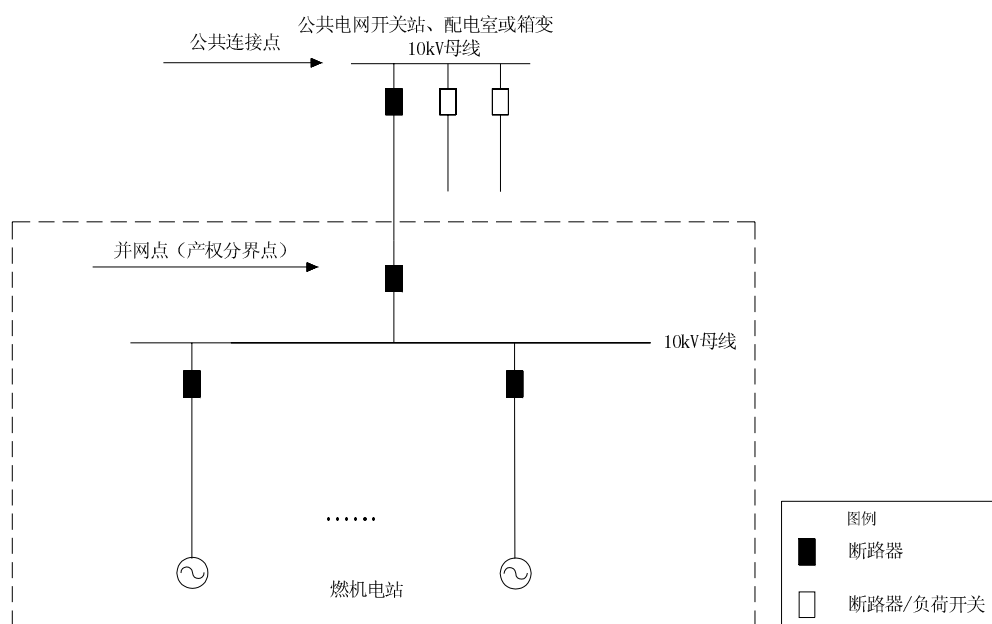


图 30-2 X RJ10-T-2 方案原则电气主接线图

30.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（2）电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出

力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（3）频率异常时的响应特性

分布式燃机应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

30.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 30-1。

表 30-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网开关站、配电室或箱变	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

30.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

30.3.1 系统继电保护及安全自动装置

30.3.1.1 配置及选型

1. 10kV 线路保护

（1）配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

(2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。
- d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。
- g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

2. 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

为确保电厂和电网的安全，应在燃机电站装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）防逆流保护

本方案为统购统销运营模式，无需设置防逆流保护。

（5）系统侧开关站、配电室或箱变

1）继电保护

需要校验系统侧开关站、配电室或箱变的相关的继电保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧开关站、配电室或箱变需要做相关的继电保护配置方案。

2）其他要求

需核实开关站、配电室的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

（6）系统侧变电站

1）线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入要求。

3）其他要求

需核实变电站侧备自投、重合闸方案，燃机电站线路接入变电站

后，备自投、重合闸动作时间须躲过燃机电站保护动作时间。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、10P 级，电压互感器准确级宜采用 3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(9) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 30-3、30-4。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

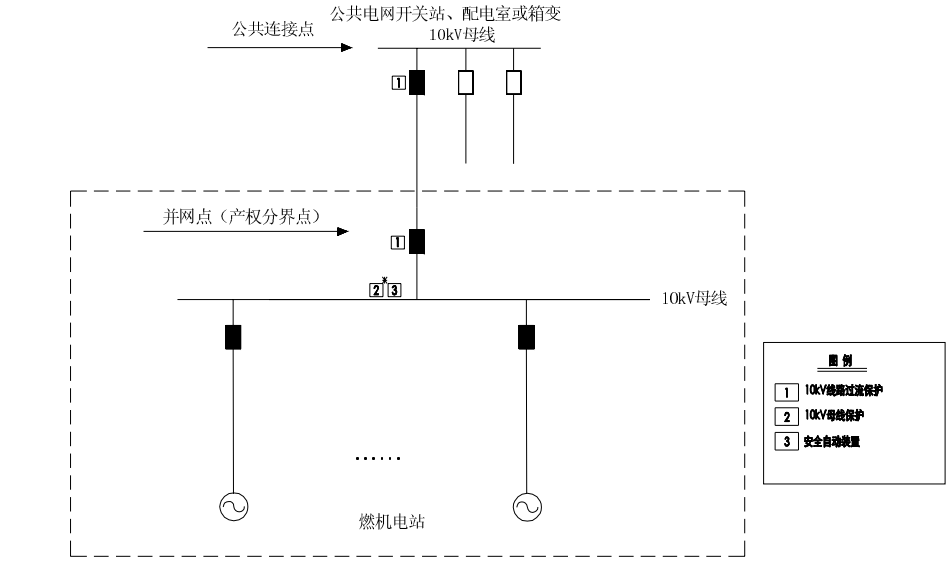


图 30-3 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

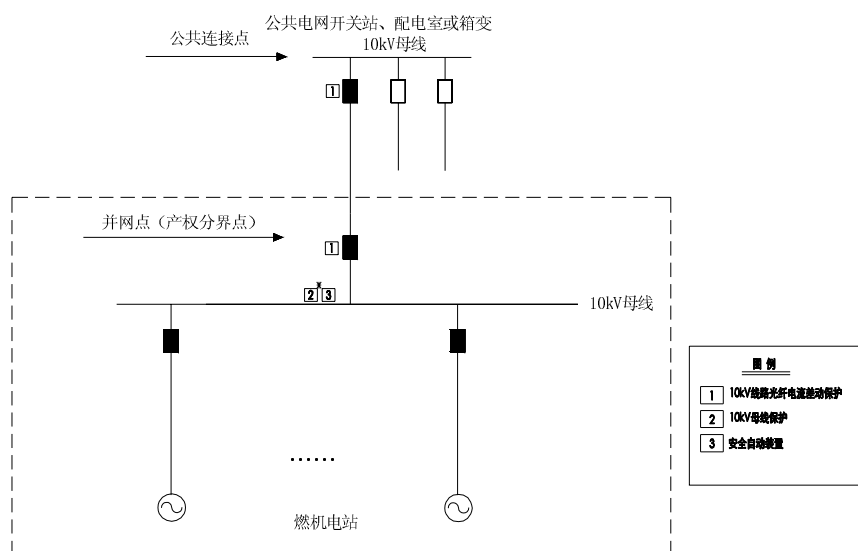


图 30-4 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

30.3.1.2 设备清单

XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 30-2、30-3。

表 30-2 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案一)

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路方向过流保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
系统站	线路方向过流保护		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 30-3 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案二)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
	母线保护*		1 套	
系统站	线路光纤电流差动保护		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

30.3.2 系统调度自动化

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购。

30.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

30.3.2.2 配置及要求

(1) 燃机电站远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 同期装置

1) 燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，发电机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2) 系统侧

系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

(3) 电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表应同型号、同规格、准确度相同，并有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）。

(4) 系统开关站、配电室或箱变

本方案燃机电站接入系统开关站、配电室或箱变后，需相应配置

测控装置，采集燃机电站线路的相关信息。

若系统开关站、配电室或箱变具备信息远传功能，测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、配电室或箱变不具备信息远传功能，测控装置信息预留接入监控系统的接口，暂不考虑进行配网自动化改造。

(5) 远动信息内容

1) 燃机电站

a. 遥测:

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流;

发电机供热量。

b. 遥信:

所有断路器位置信号;

10kV 线路保护动作信号;

发电机保护动作信号;

同期信号;

事故总信号。

2) 系统侧

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

若配电室、环网站不具备 FTU/DTU 方式上传远传信息功能，设计按暂不进行改造考虑。

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃机电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃机电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃机电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 30-5、图 30-6：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

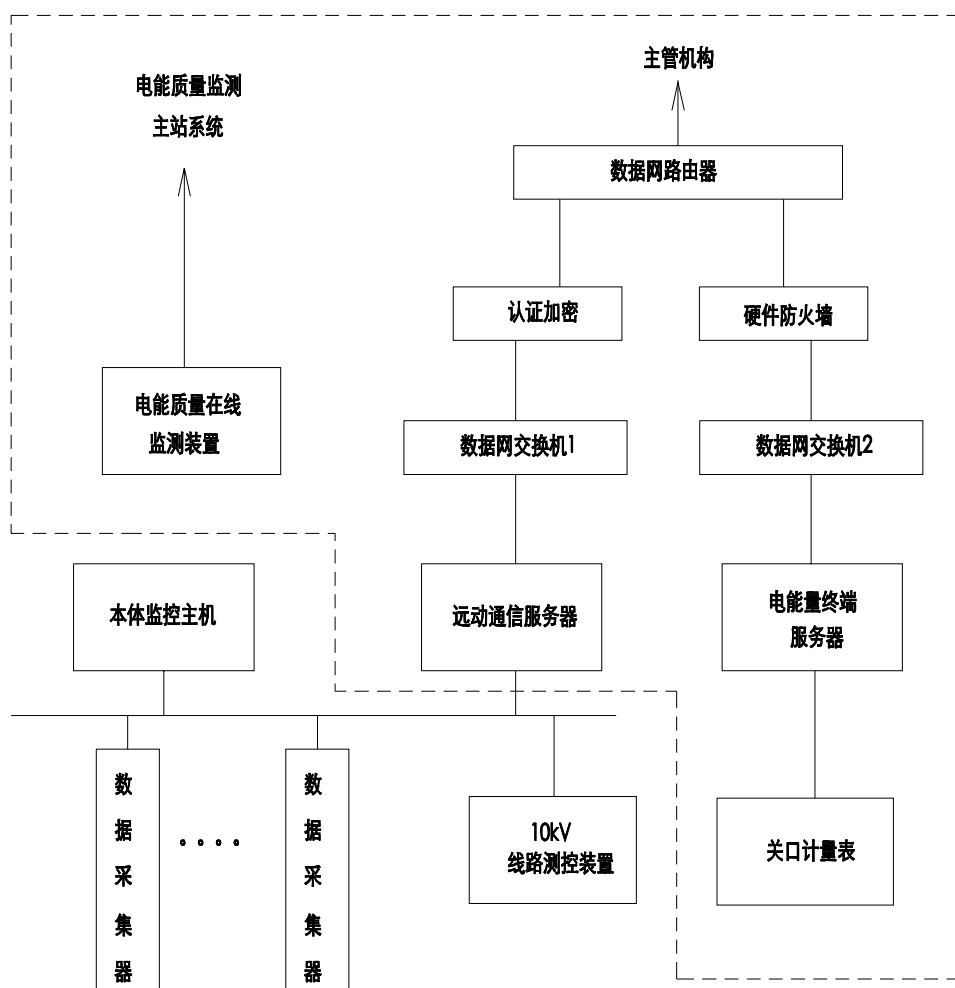


图 30-5 XRJ10-T-2 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

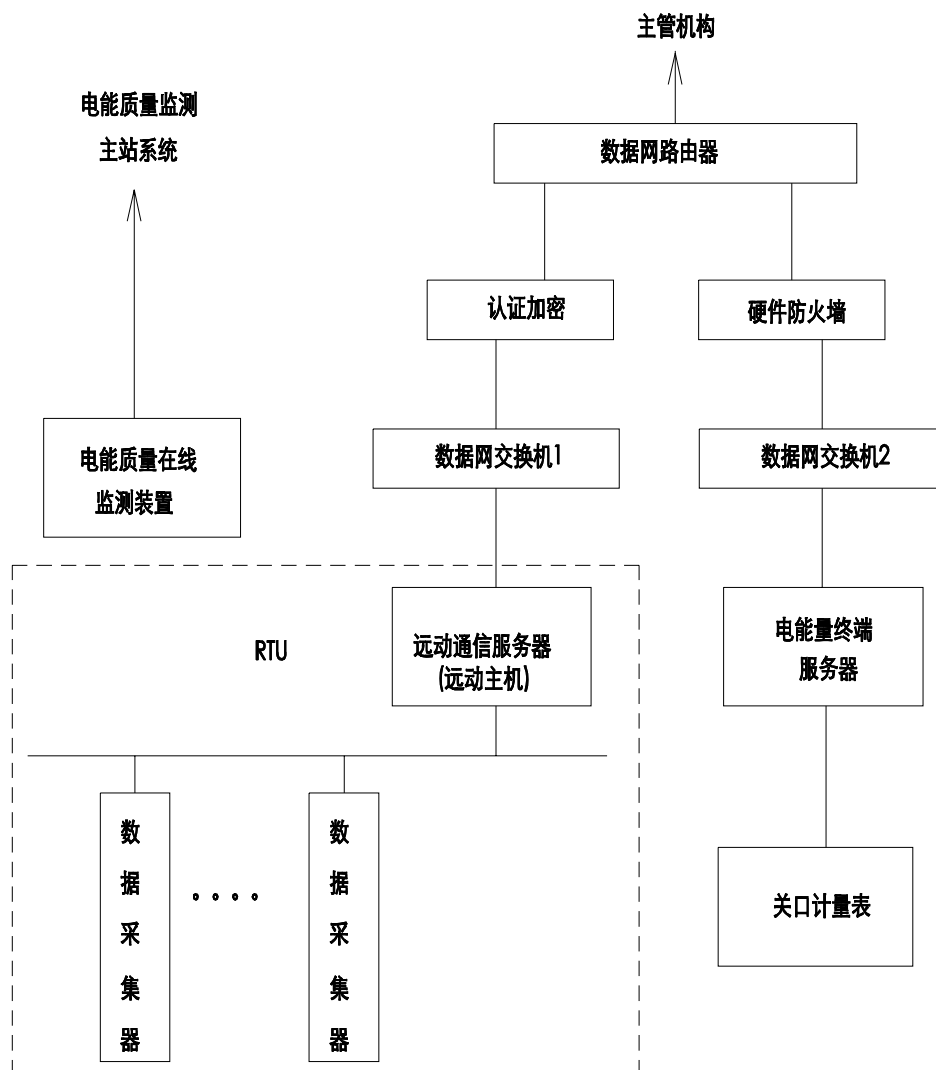


图 30-6 XRJ10-T-2 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

30.3.2.3 设备清单

XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 30-4、表 30-5。

表 30-4 XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	

系统侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 30-5 XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	RTU		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	
系统侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

30.3.3 系统通信

30.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

30.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

30.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

30.3.3.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过原有公用配电自动化通信系统实现燃机电站至变电站的通信路由；当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（配电室），通过 10kV 开关站（配电室）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a) EPON 方案

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台 ONU 设备，利用燃机电站至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网

控制); 另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。方案如图图 30-7。

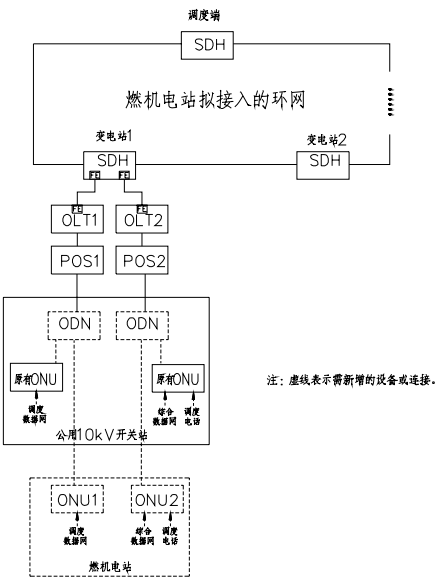


图 30-7 燃机电站接入系统方案图 (EPON 公用 10kV 开关站 (配电室) 已实现配电自动化)

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站 (配电室) 未实现配电自动化改造时, 在燃机电站配置 2 台 ONU 设备, 利用燃机电站至变电站的光缆路由, 形成燃机电站至系统侧的通信电路, 将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制); 另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。方案如图 30-8。

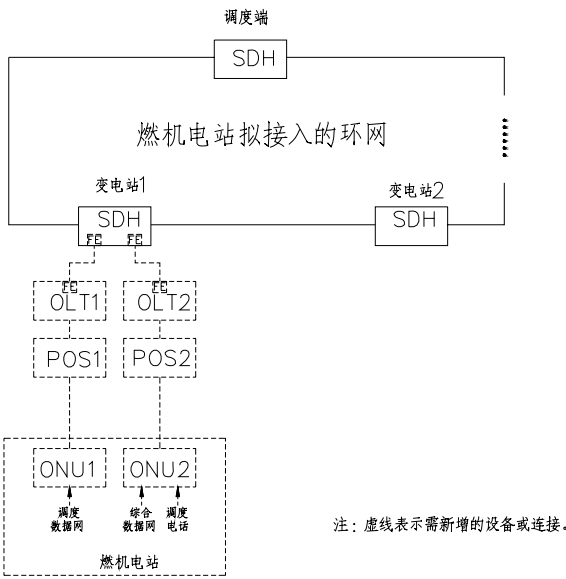


图 30-8 燃机电站接入系统方案图（EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化）

b) 工业以太网方案

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，利用燃机电站至公用 10kV 开关站（配电室）的光缆路由，形成燃机电站至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站（配电室）配置 2 台工业以太网交换机，利用原有公用配电自动化通信网将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 30-9。

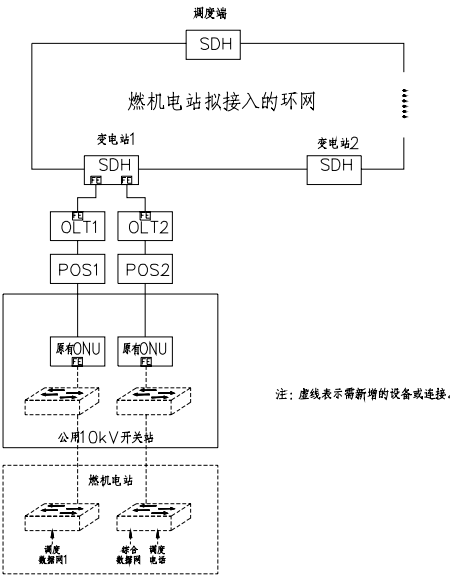


图 30-4 燃机电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站已实现配电自动化）

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，利用燃机电站至变电站的光缆路由，形成燃机电站至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如

图 30-10。

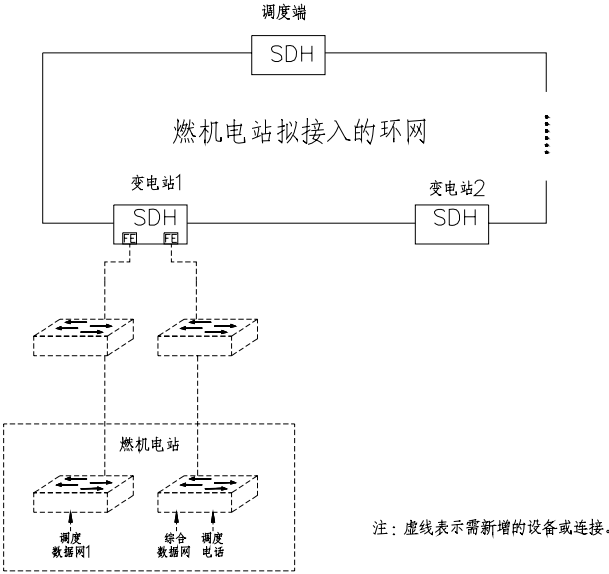


图 30-10 燃机电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站未实现配电自动化）

c) SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在公用 10kV 开关站(配电室)所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。方案如图 30-11。

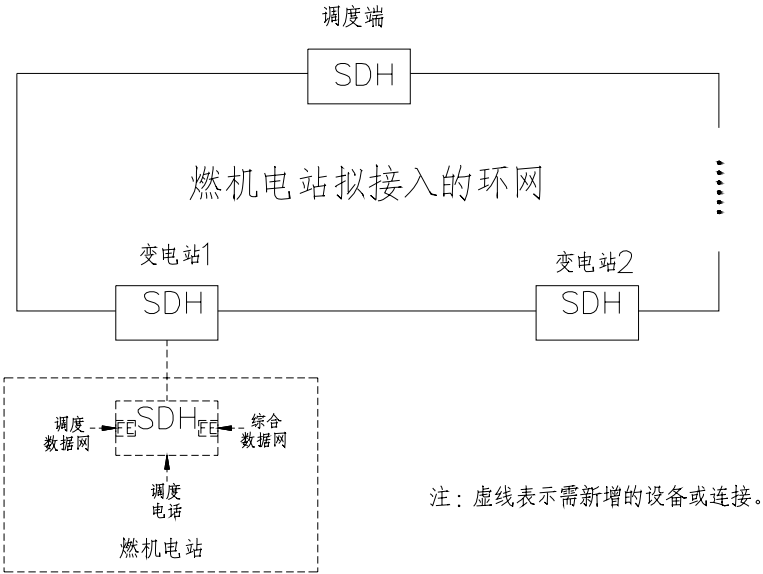
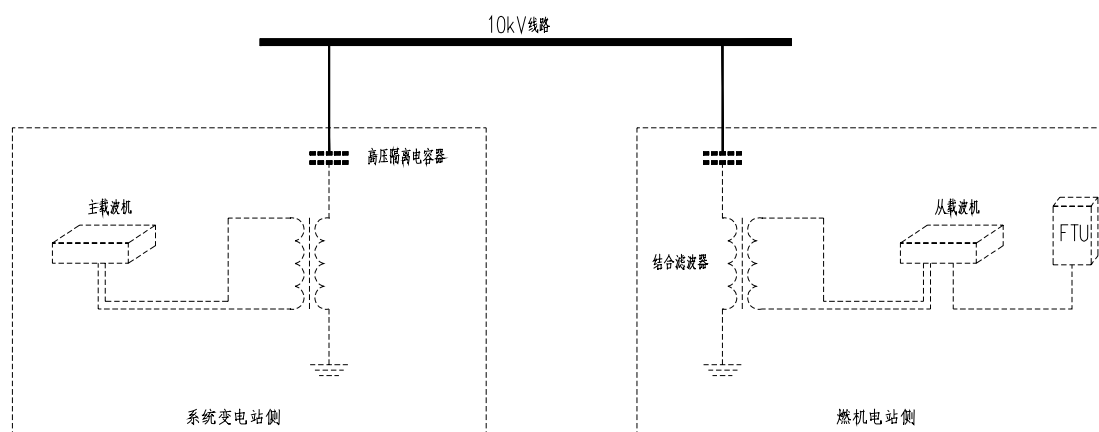


图 30- 5 燃机电站接入系统方案图（SDH）

（2）中压电力线载波

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化改造时，在燃机电站拟接入公用 10kV 开关站（配电室）侧配置主载波机，燃机电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，利用原有公用配电自动化通信网将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。方案如图 30-12。

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（配电室）所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 30- 6 燃机电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心

电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在燃机电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

30.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

30.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

30.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 30-5 ~ 表 30-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 30-6、表 30-7。

表 30- 6 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配 电室）	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入 变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 30- 7 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数 量	单 位	备 注
----	---------	-------	-----	-----	-----

燃机电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	根据实际情况确定
	ONU		2	台	
	光配架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站 (配电室) 光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站 (配电室) 光缆跳纤时需要
	光配架	24 芯	1	台	通过公用 10kV 开关站 (配电室) 光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案, 具体见表 30-8、表 30-9。

表 30- 8 工业以太网公用 10kV 开关站 (配电室) 已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 30- 9 工业以太网公用 10kV 开关站 (配电室) 未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	光缆	12-24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站(配电室)光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案, 具体见表 30-10。

表 30- 10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12-24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12-24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 30-11。

表 30- 11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线专网接入方案，具体见表 30-11。

表 30- 113 无线专网设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 31 章 单点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变 方案典型设计 (XRJ10-Z-1)

31.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入用户 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

31.2 接入系统一次

分布式燃机接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

31.2.1 送出方案

本方案采用 1 回 10kV 线路接入用户 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 31-1、图 31-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在燃机电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

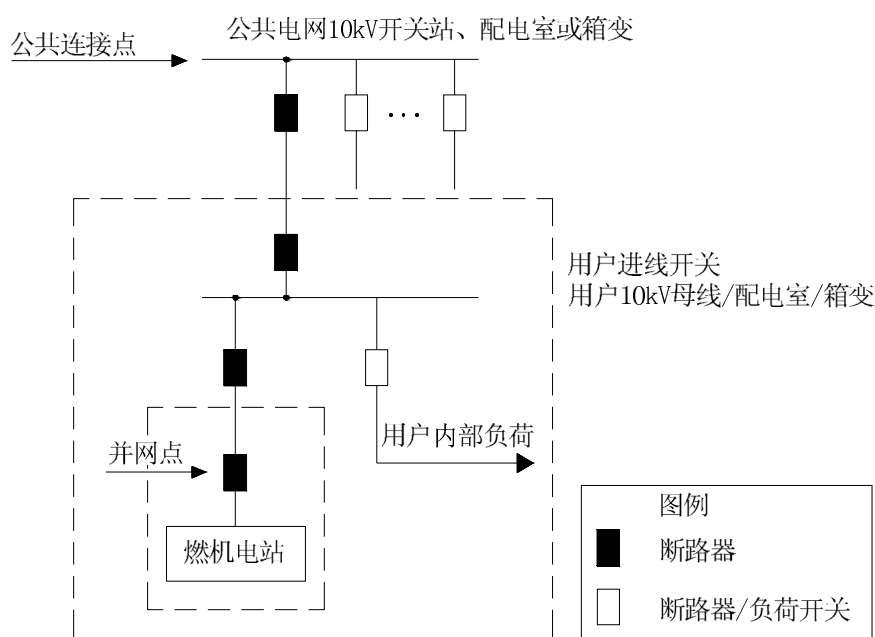


图 31-1 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

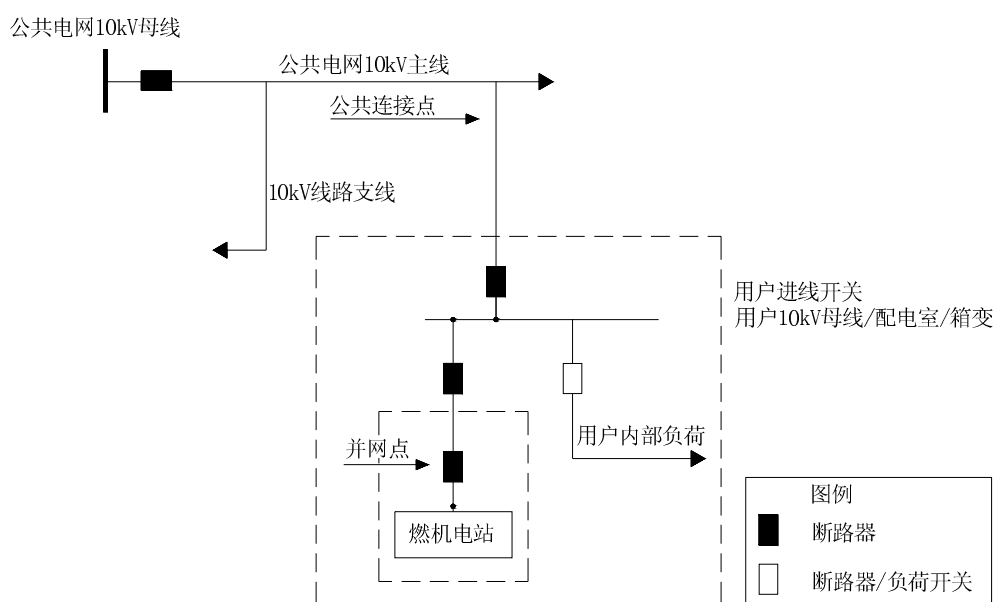


图 31-2 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

31.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮

流计算。

(2) 稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

(3) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

31.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

燃机电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 燃机电站送出线路导线截面选择需根据发电机组容量、并网电压等级选取；

2) 燃机电站送出线路导线截面一般按线路长期允许载流量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV 断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

31.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 31-3、图 31-4。

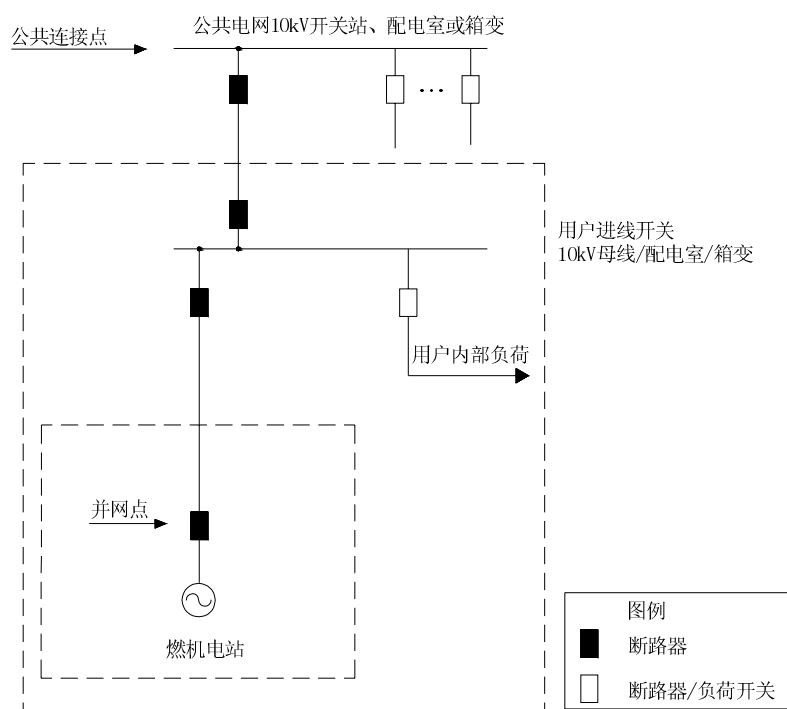


图 31-4 XRJ10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

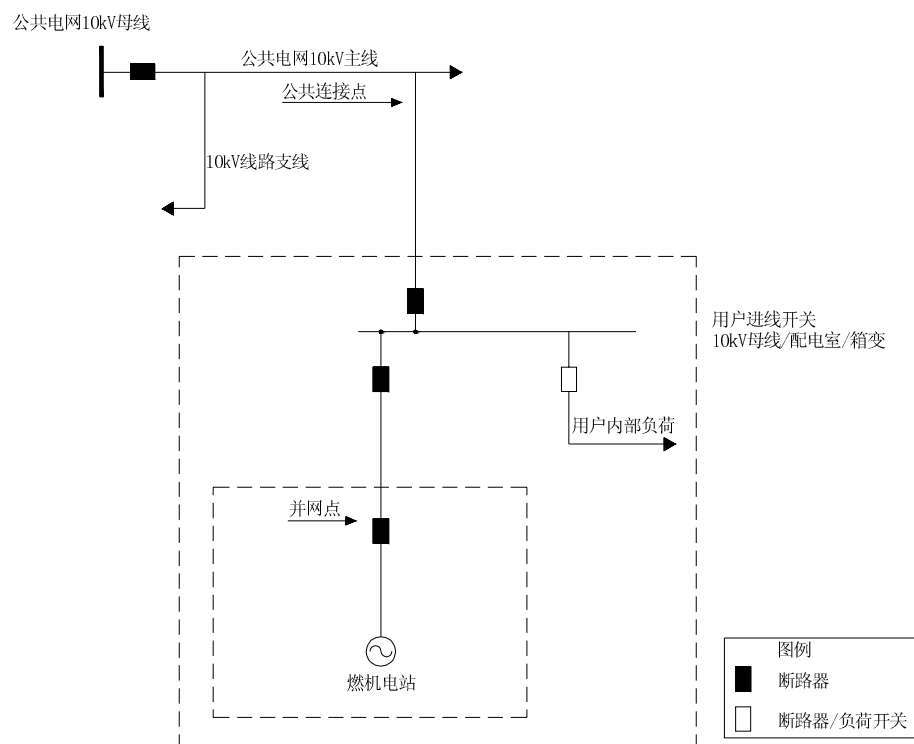


图 31-5 XRJ10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

31.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 频率异常时的响应特性

分布式燃机应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

(4) 孤岛运行

燃机电站直接并网，当发电设备与负荷匹配（或通过能量管理系统实现匹配）时，发生外部电网故障，电网及发电设备可在保证电力系统安全的前提下，维持分布式电源正常供电，形成孤岛运行，以减小停电面积，提高供电可靠性。

31.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 31-1。

表 31-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站（专线方案）	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
	变电站（T 接方案）	线路 PT*		1	
	开关站、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		1	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按	

			需	
--	--	--	---	--

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

31.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

31.3.1 系统继电保护及安全自动装置

31.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。
- d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

为确保电厂和电网的安全，应在燃机电站装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）防逆流保护

对于余量上网运营模式下，无需设置防逆流保护。

对于自发自用余量不上网运营模式下，应在产权分界点装设防逆流保护装置，并制定相应的断路器跳闸方案，当检测到逆向电流超过额定输出的 5%时，跳开相应断路器，停止向电网线路反送电。

（5）用户侧变电站

1）线路保护

需要校验产权分界点的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若

能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则产权分界点处需要进行完善，配置相应保护。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入要求。

3) 其他要求

需核实用户站的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(6) 系统侧

1) 线路保护

需要校验系统侧的相关的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧母线保护是否满足接入要求。

3) 其他要求

需核实系统侧的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、10P 级，电压互感器准确级宜采用 3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(9) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 31-5~31-8。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

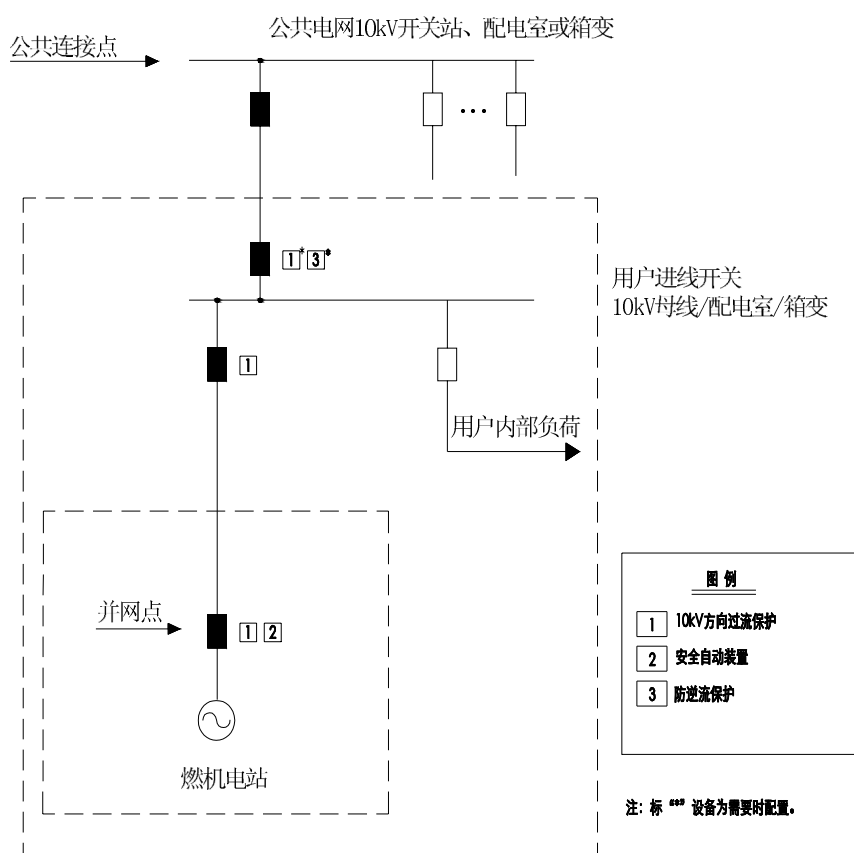


图 31-5 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一/1)

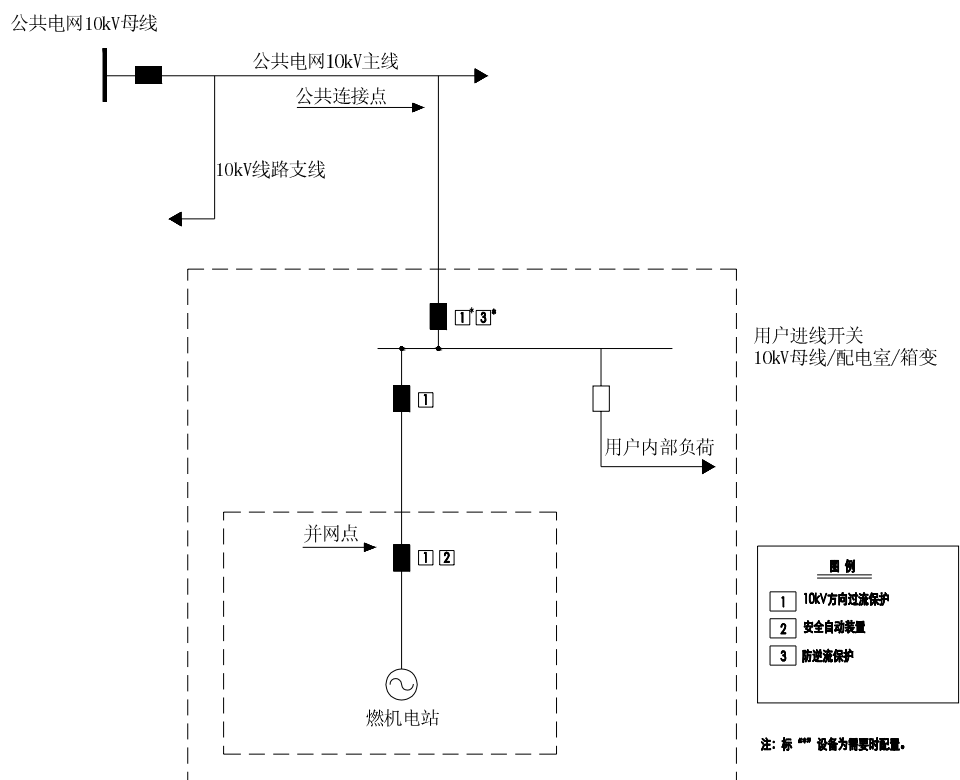


图 31-6 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一/2)

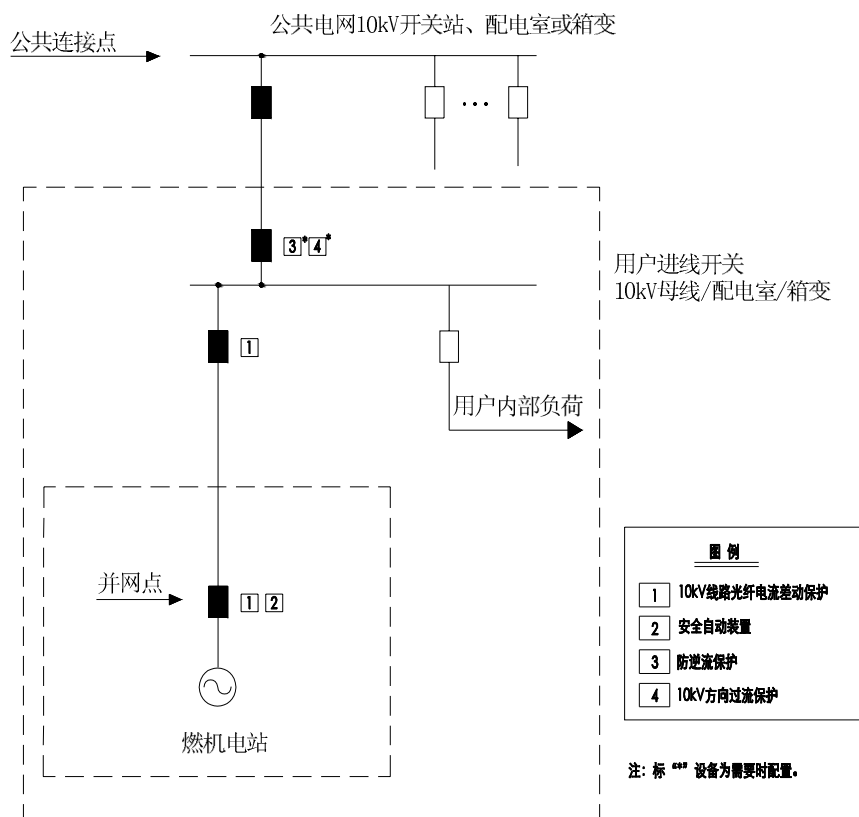


图 31-7 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二/1)

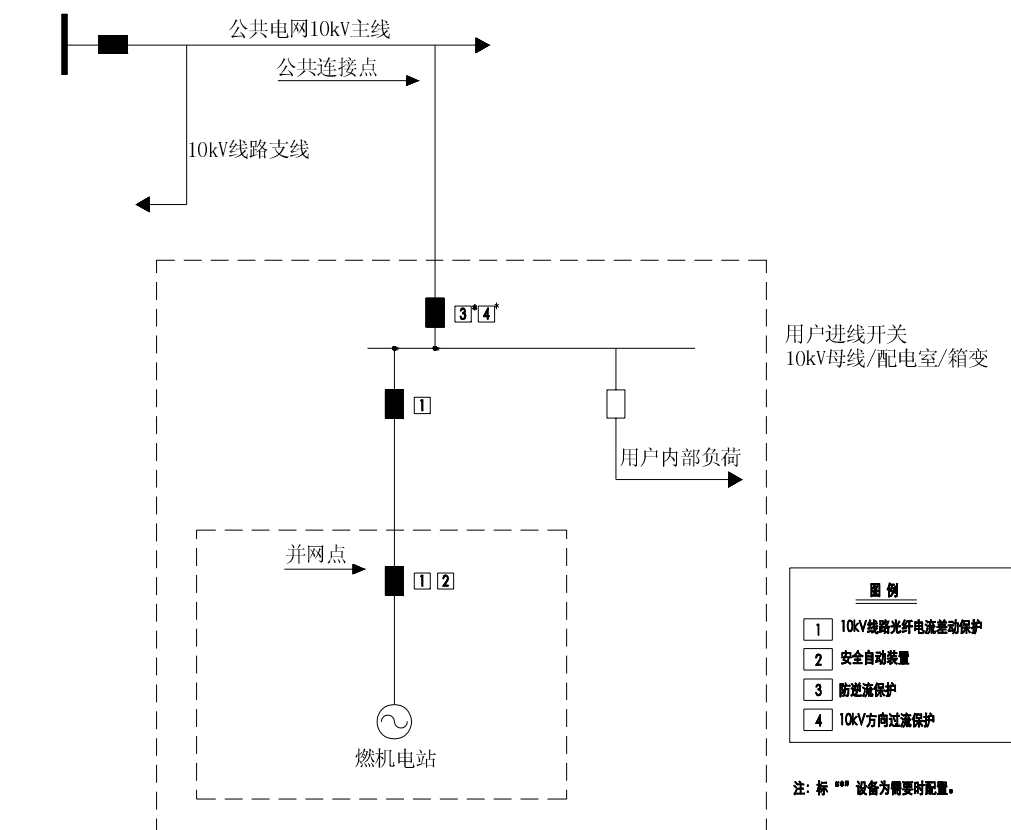


图 31-8 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二/2)

31.3.1.2 设备清单

XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 31-2、31-3。

表 31-2 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路方向过流保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
10kV 用户侧	线路方向过流保护		1 套	
	线路方向过流保护*		1 套	
	防逆流保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 31-3 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1 套	
	安全自动装置		1 套	
10kV 用户侧	线路光纤电流差动保护		1 套	
	线路方向过流保护*		1 套	

	防逆流保护*		1 套	
--	--------	--	-----	--

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

31.3.2 系统调度自动化

31.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

31.3.2.2 配置及要求

（1）燃机电站远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）同期装置

1) 燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，发电机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2) 用户站及系统侧

用户站及系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

(3) 电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表应同型号、同规格、准确度相同，并有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）。

(4) 用户侧

本方案燃机电站接入用户 10kV 母线后，需相应配置测控装置，

采集燃机电站线路的相关信息。

若用户站具备信息远传功能，测控装置信息接入现有监控系统。

若用户站不具备信息远传功能，测控装置信息预留接入监控系统的接口，暂不考虑进行配网自动化改造。

（5）远动信息内容

1）燃机电站

a. 遥测：

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流；

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流；

发电机供热量。

b. 遥信：

所有断路器位置信号；

10kV 线路保护动作信号；

发电机保护动作信号；

同期信号；

事故总信号。

2）用户侧

a. 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b. 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

若配电室、环网站不具备 FTU/DTU 方式上传远传信息功能，设计按暂不进行改造考虑。

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 31-9、图 31-10：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

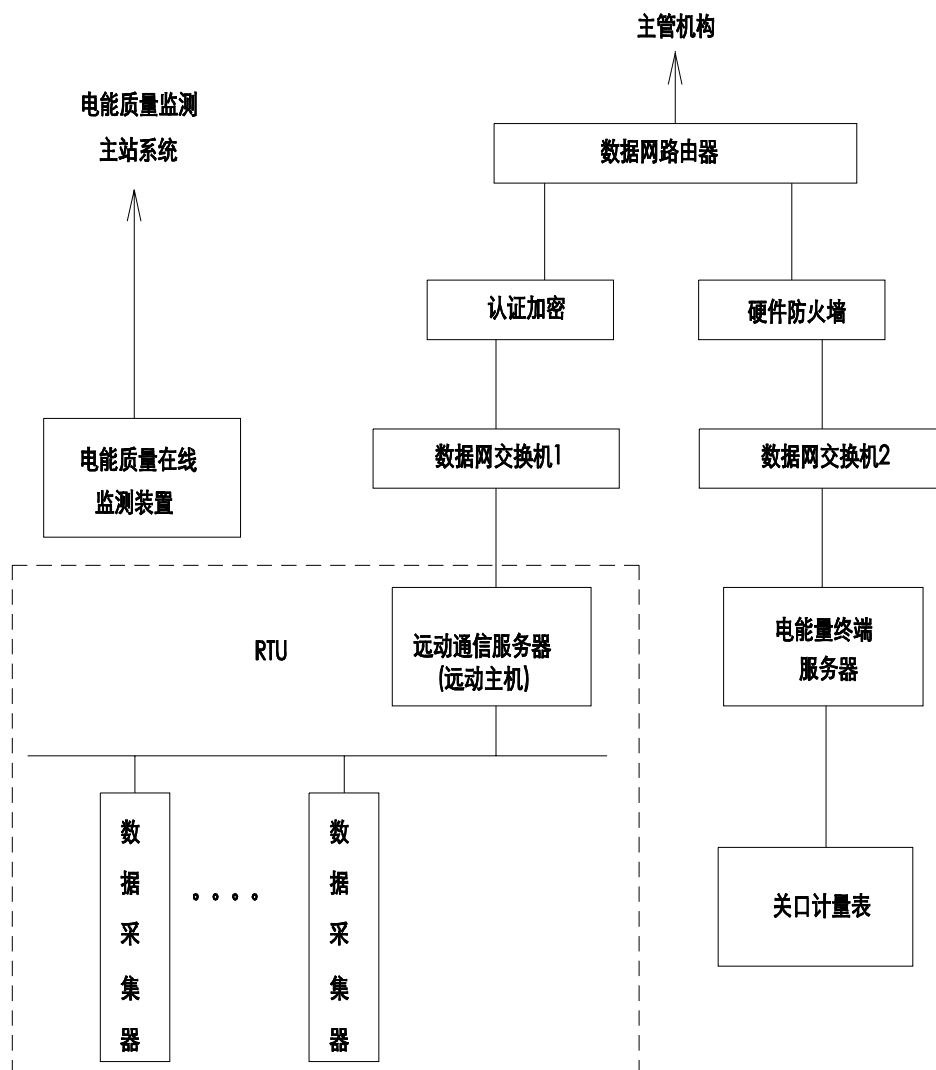


图 31-10 X RJ10-Z-1 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

31.3.2.3 设备清单

X RJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 31-4、31-5。

表 31-4 X RJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	

用户侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	
系统侧	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 31-5 XRJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	RTU		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1 套	
用户侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	
系统侧	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

31.3.3 系统通信

31.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

31.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

31.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

31.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用燃机电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

1) EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统

侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

2) 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，在燃机电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成燃机电站至接入变电站的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

3) SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

燃机电站接入系统通信方案见图 31-11、31-12、31-13。

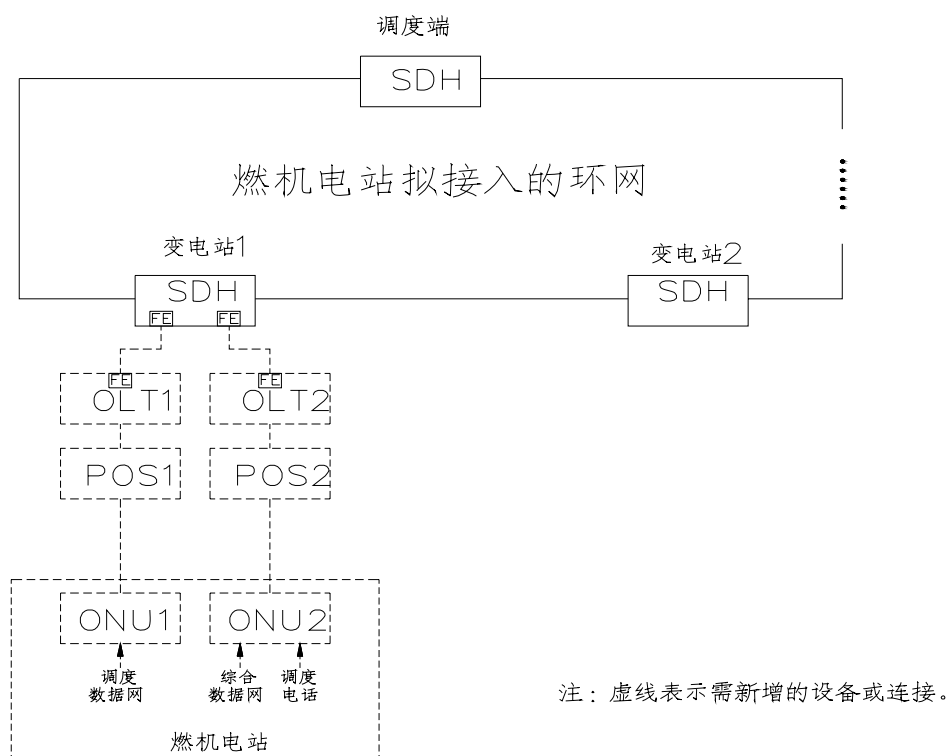


图 31-11 燃机电站接入系统方案图 1 (EPON)

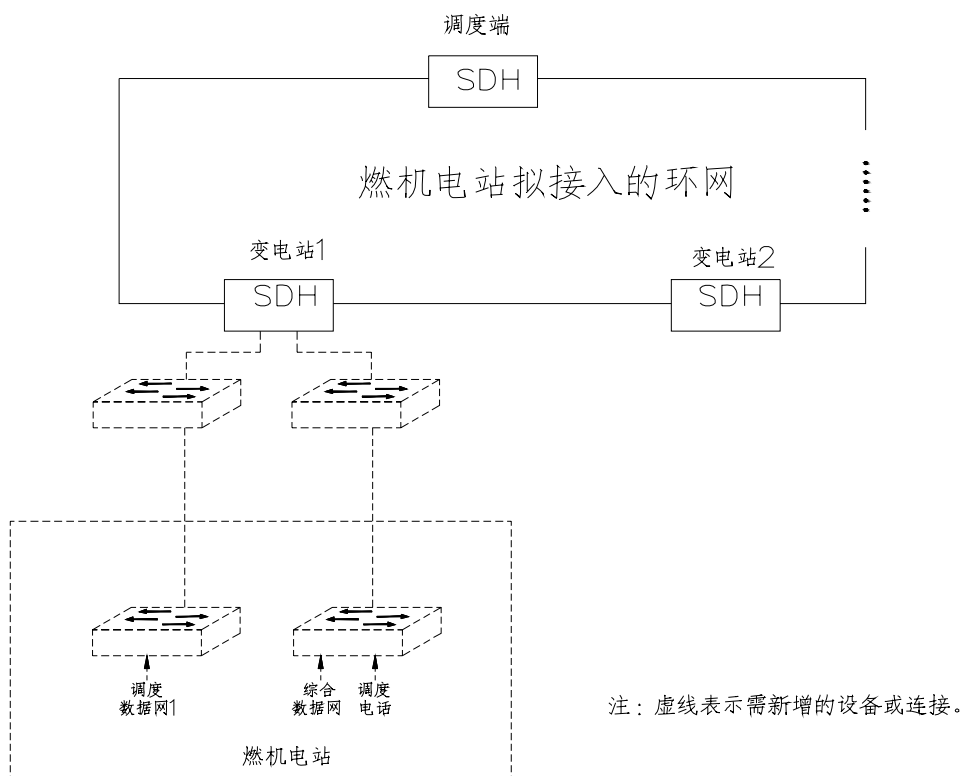


图 31-12 燃机电站接入系统方案图 2 (工业以太网)

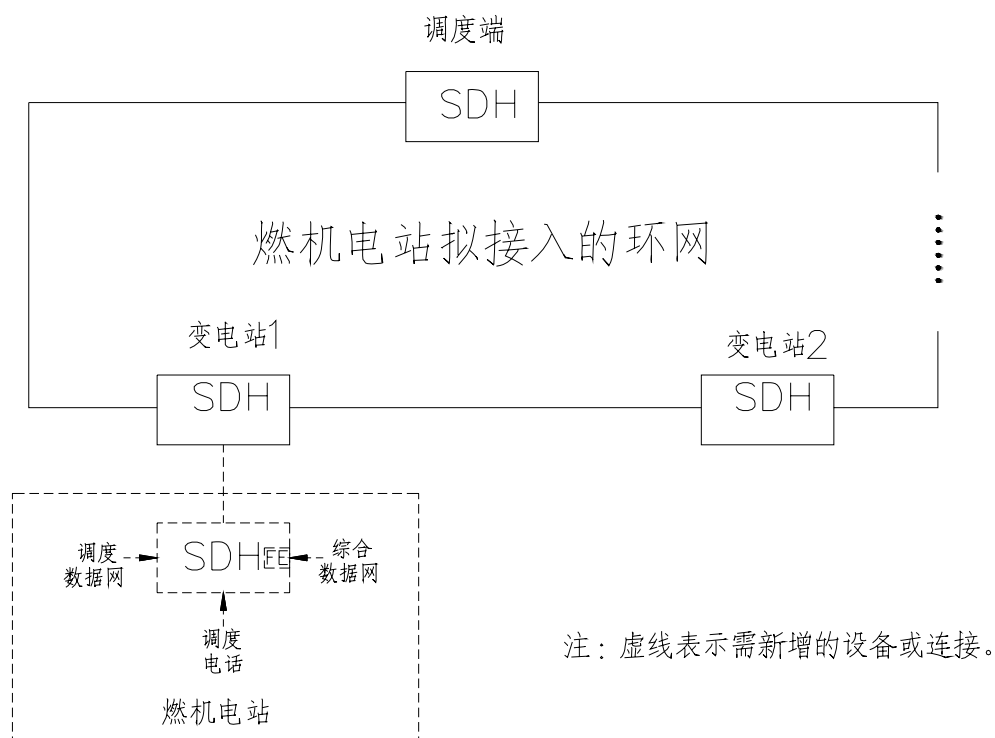
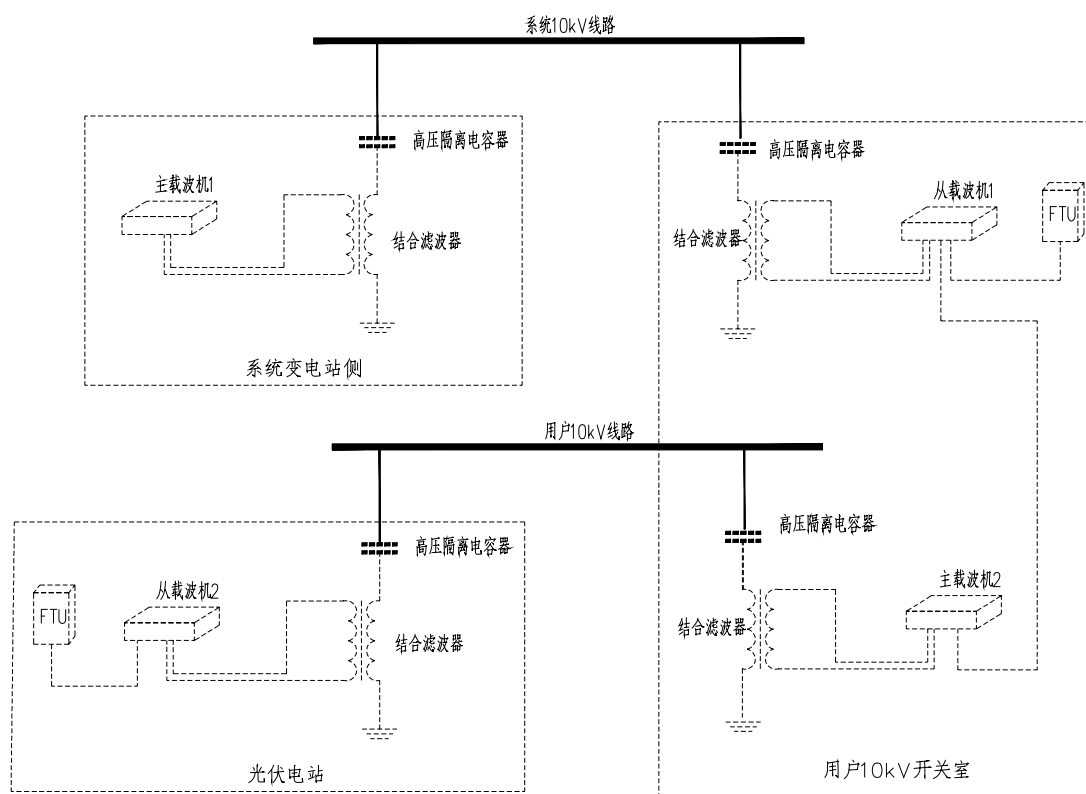


图 31-13 燃机电站接入系统方案图 3 (SDH)

2. 中压电力线载波

燃机电站侧配置从载波机 1 台，燃机电站拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。燃机电站通过从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将燃机电站信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 31-14 燃机电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在燃机电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

31.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

31.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

31.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 31-6、31-7、31-8、31-9。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 31-6。

表 31-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 31-7。

表 31-7 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 31-8。

表 31-8 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 31-9。

表 31-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力线载波）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 31-10

表31-10 系统通信设备材料清单（采用无线专网接入方案）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 32 章 多点接入用户 10kV 开关站、配电室或箱变 方案典型设计 (XRJ10-Z-2)

32.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-Z-2。

本方案将多台分布式燃机接入用户 10kV 母线，用户单回进线接入总容量可为 400kW ~ 6MW。

32.2 接入系统一次

分布式燃机接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

32.2.1 送出方案

本方案采用多台发电机组接入专线供电的用户 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 32-1、图 32-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在燃机电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

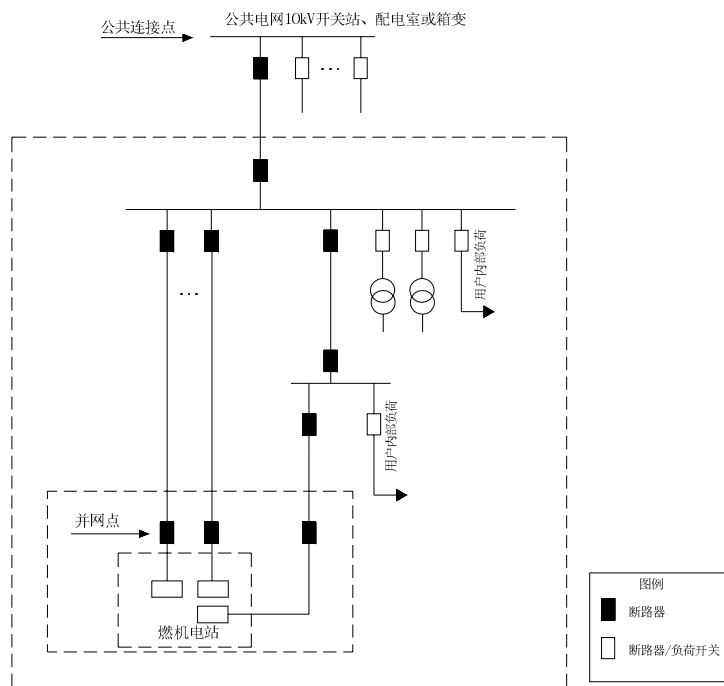


图 32-6 XRJ10-Z-2 方案一次系统接线示意图（方案一）

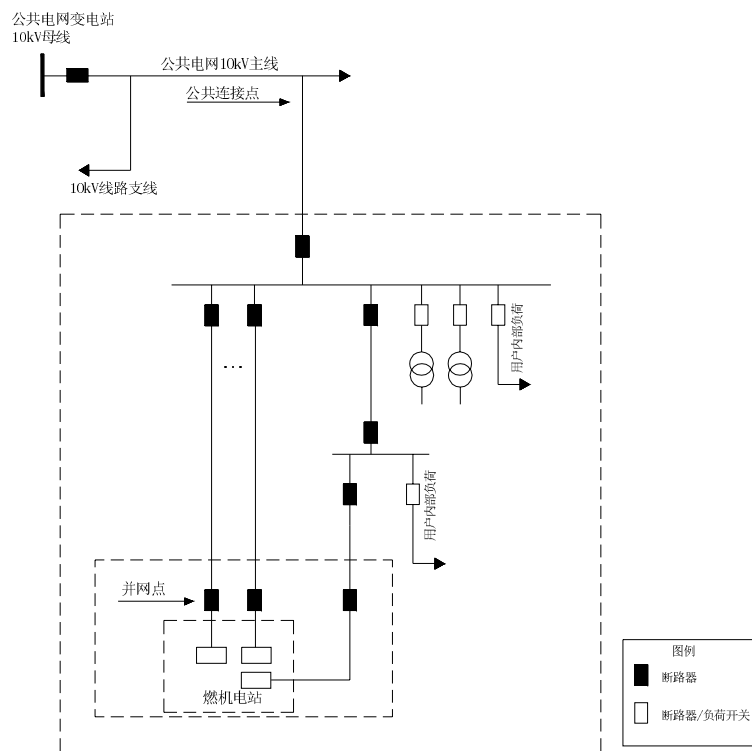


图 32-2

XRJ10-Z-2 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

32.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

(3) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

32.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

燃机电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 燃机电站送出线路导线截面选择需根据发电机组容量、并网电压等级选取；

2) 燃机电站送出线路导线截面一般按线路长期允许载流量选择；

3) 10kV 架空线可选用 70mm^2 、 150mm^2 、 185mm^2 等截面，10kV 电缆可选用 70mm^2 、 185mm^2 、 240mm^2 、 300mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 断路器型式

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，10kV

断路器一般宜采用 20kA 或 25kA。

32.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 32-3、图 32-4。

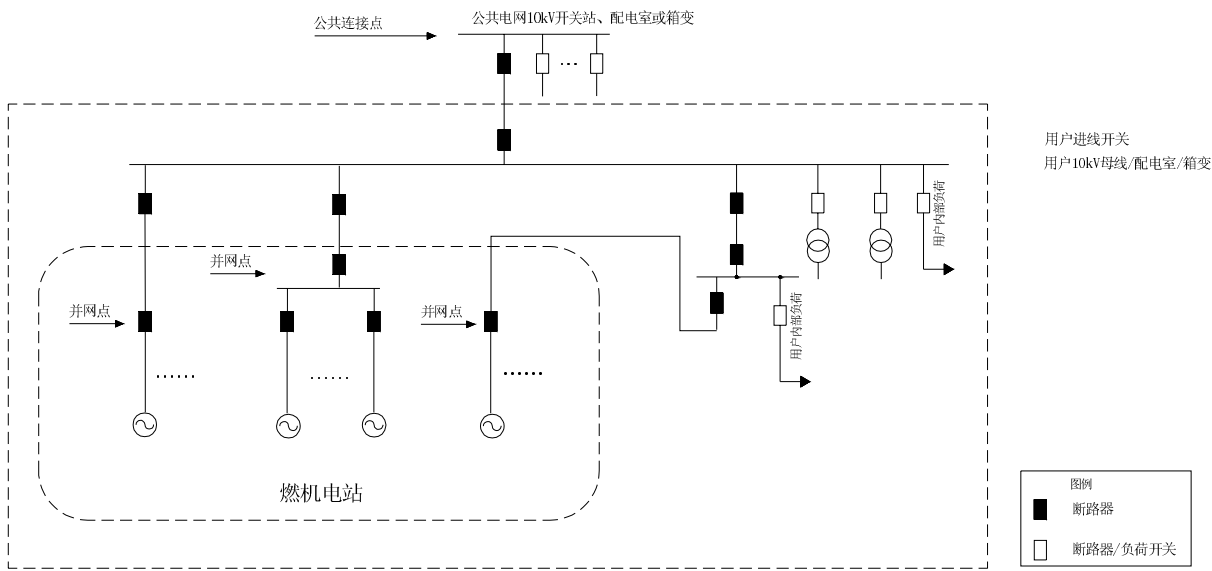


图 32-3 XGF10-Z-2 方案原则电气主接线图（方案一）

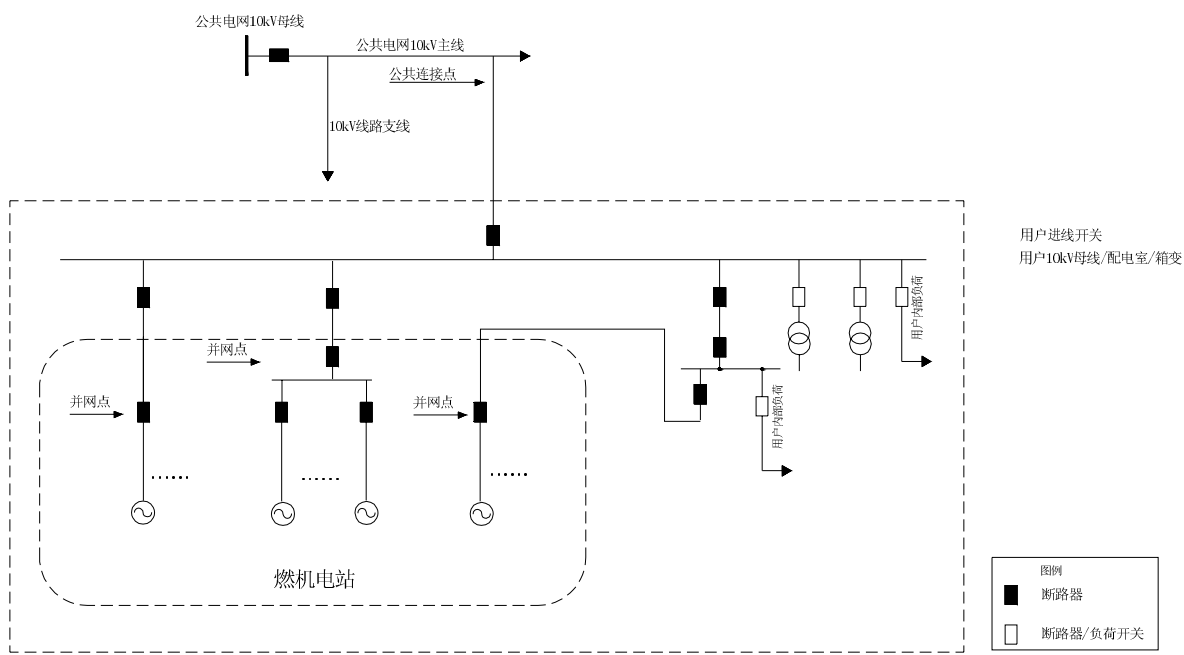


图 32-4 XGF10-Z-2 方案原则电气主接线图（方案二）

32.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 频率异常时的响应特性

分布式燃机应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

(4) 孤岛运行

燃机电站直接并网，当发电设备与负荷匹配（或通过能量管理系统实现匹配）时，发生外部电网故障，电网及发电设备可在保证电力系统安全的前提下，维持分布式电源正常供电，形成孤岛运行，以减小停电面积，提高供电可靠性。

32.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 32-1。

表 32-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	备注
公共 电网 侧	变电站（专线方案）	10kV 开关柜*（含 PT）		按需	
	变电站（T 接方案）	线路 PT*		按需	
	开关站、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 PT）		按需	
	送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按	

			需	
--	--	--	---	--

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

32.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

32.3.1 系统继电保护及安全自动装置

32.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。
- d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）安全自动装置

为确保电厂和电网的安全，应在燃机电站装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）防逆流保护

对于余量上网运营模式下，无需设置防逆流保护。

对于自发自用余量不上网运营模式下，应在产权分界点装设防逆流保护装置，并制定相应的断路器跳闸方案，当检测到逆向电流超过额定输出的 5%时，跳开相应断路器，停止向电网线路反送电。

（5）用户侧变电站

1）线路保护

需要校验产权分界点的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若

能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则产权分界点处需要进行完善，配置相应保护。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入要求。

3) 其他要求

需核实用户站的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(6) 系统侧

1) 线路保护

需要校验系统侧的相关的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧母线保护是否满足接入要求。

3) 其他要求

需核实系统侧的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(9) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 32-5~32-8。

方案一：10kV 线路配置方向过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

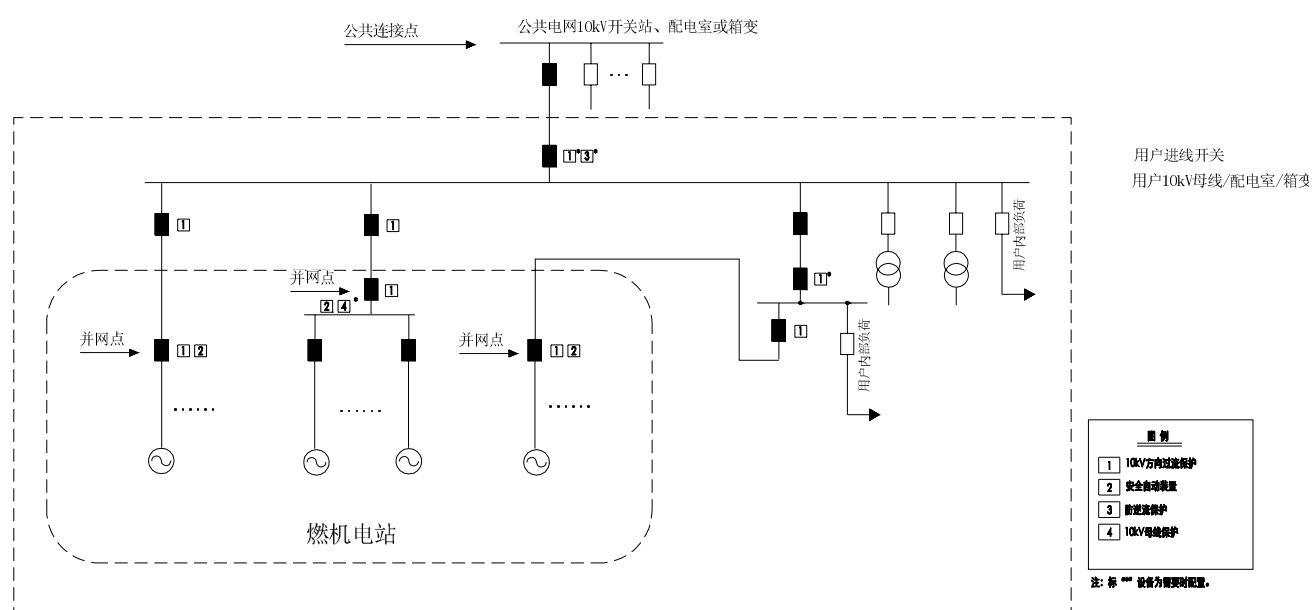


图 32-5 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

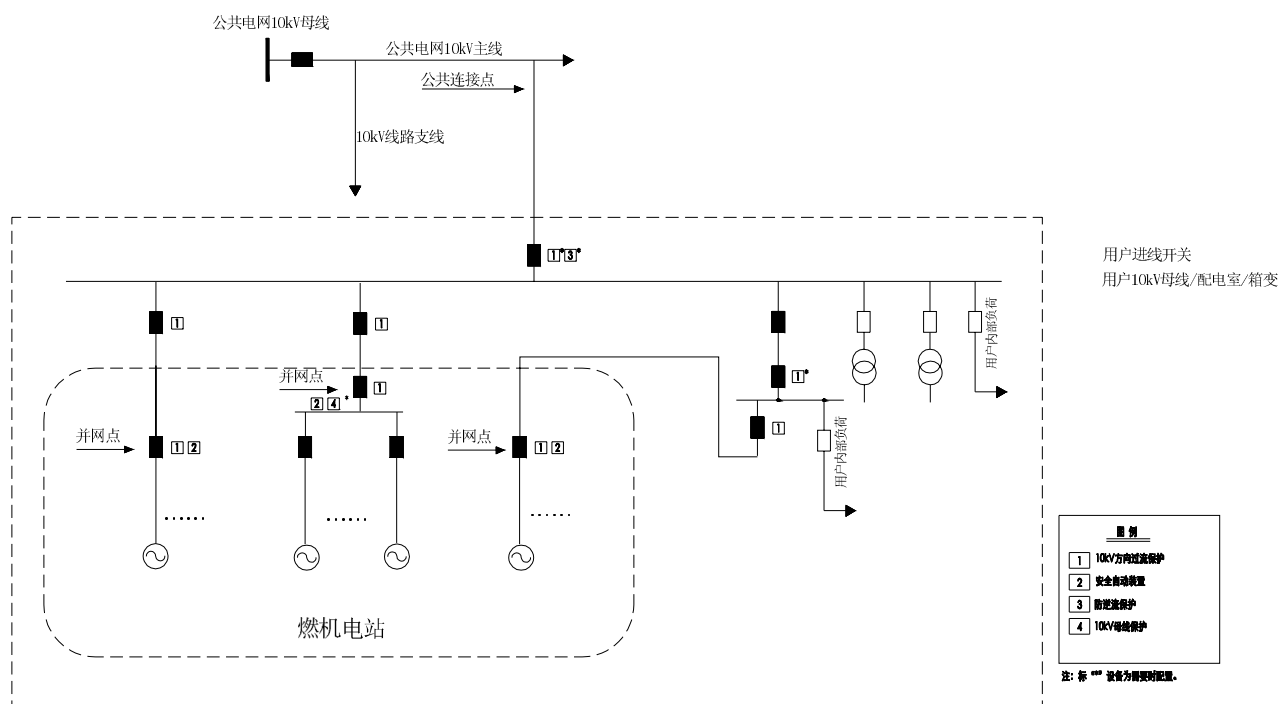


图 32-6 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

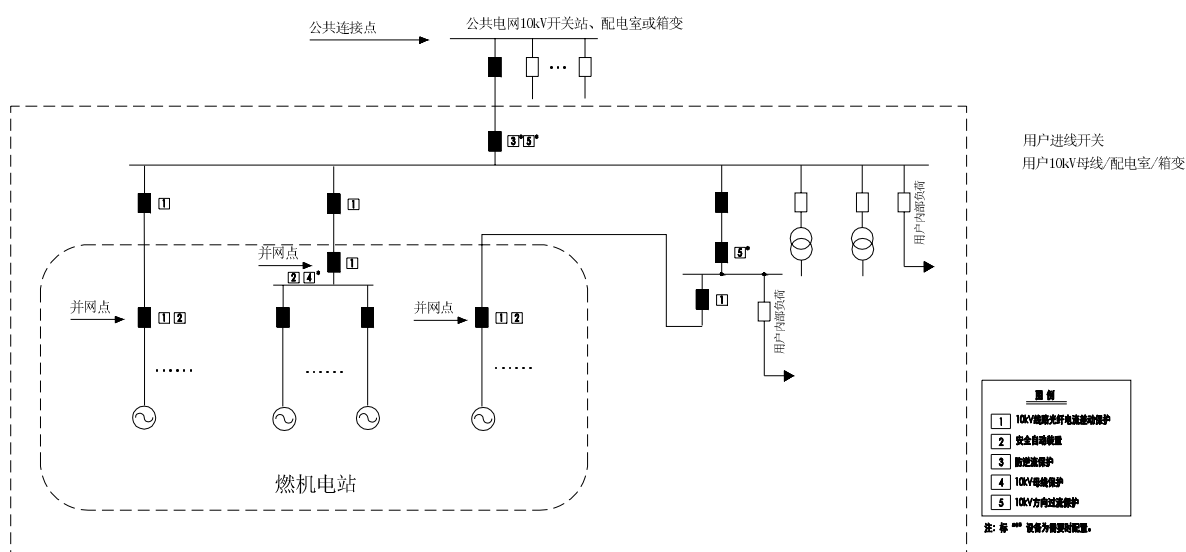


图 32-7 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/1)

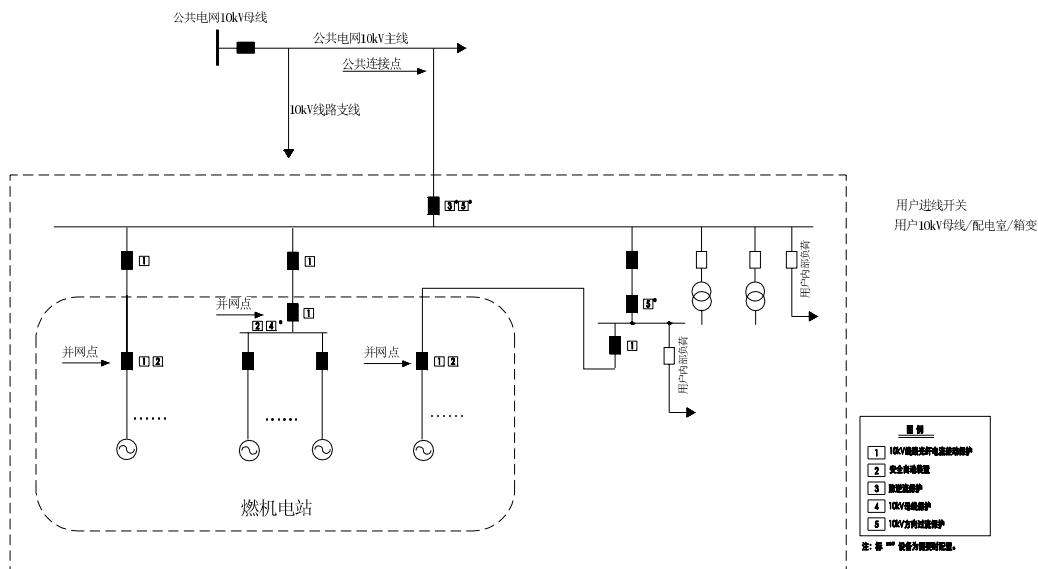


图 32-8 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/2)

32.3.1.2 设备清单

XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 32-2、32-3。

表 32-2 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路方向过流保护		n 套	
	安全自动装置		n 套	
	母线保护		1 套	
10kV 用户侧	线路方向过流保护		n 套	
	线路方向过流保护*		2 套	
	防逆流保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 32-3 XRJ10-Z-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		n 套	
	安全自动装置		n 套	
	母线保护		1 套	
10kV 用户侧	线路光纤电流差动保护		n 套	
	线路方向过流保护*		2 套	
	防逆流保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

32.3.2 系统调度自动化

32.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。运动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

32.3.2.2 配置及要求

(1) 燃机电站远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 同期装置

1) 燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，发电机的正常并列由监控系

统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2) 用户站及系统侧

用户站及系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

(3) 电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表应同型号、同规格、准确度相同，并有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

关口计量电能表精度要求不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）。

(4) 用户侧

本方案燃机电站接入用户 10kV 母线后，需相应配置测控装置，采集燃机电站线路的相关信息。

若用户站具备信息远传功能，测控装置信息接入现有监控系统。

若用户站不具备信息远传功能，测控装置信息预留接入监控系统的接口，暂不考虑进行配网自动化改造。

（5）远动信息内容

1）燃机电站

a. 遥测：

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流；
燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流；
发电机供热量。

b. 遥信：

所有断路器位置信号；
10kV 线路保护动作信号；
发电机保护动作信号；
同期信号；
事故总信号。

2）用户侧

a. 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b. 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

若配电室、环网站不具备 FTU/DTU 方式上传远传信息功能，设计按暂不进行改造考虑。

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜

单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃机电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃机电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃机电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 32-9、图 32-10：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

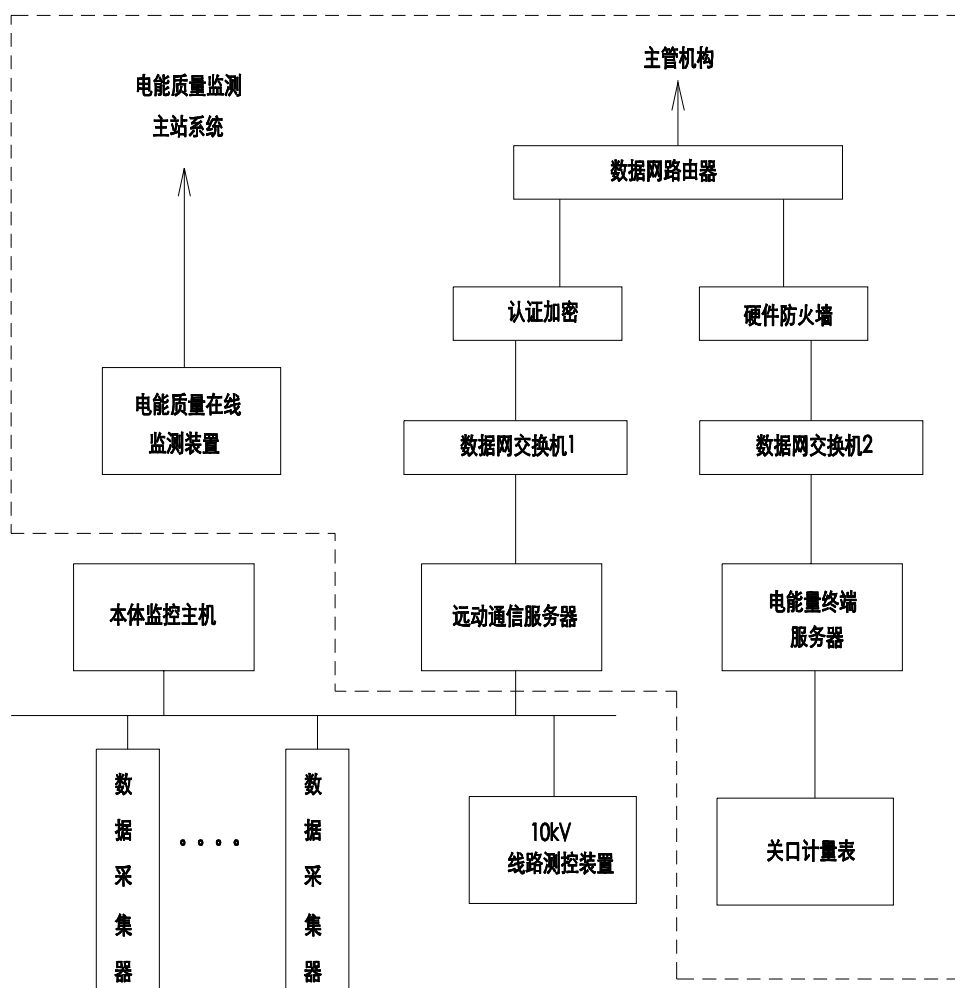


图 32-9 X RJ10-Z-2 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

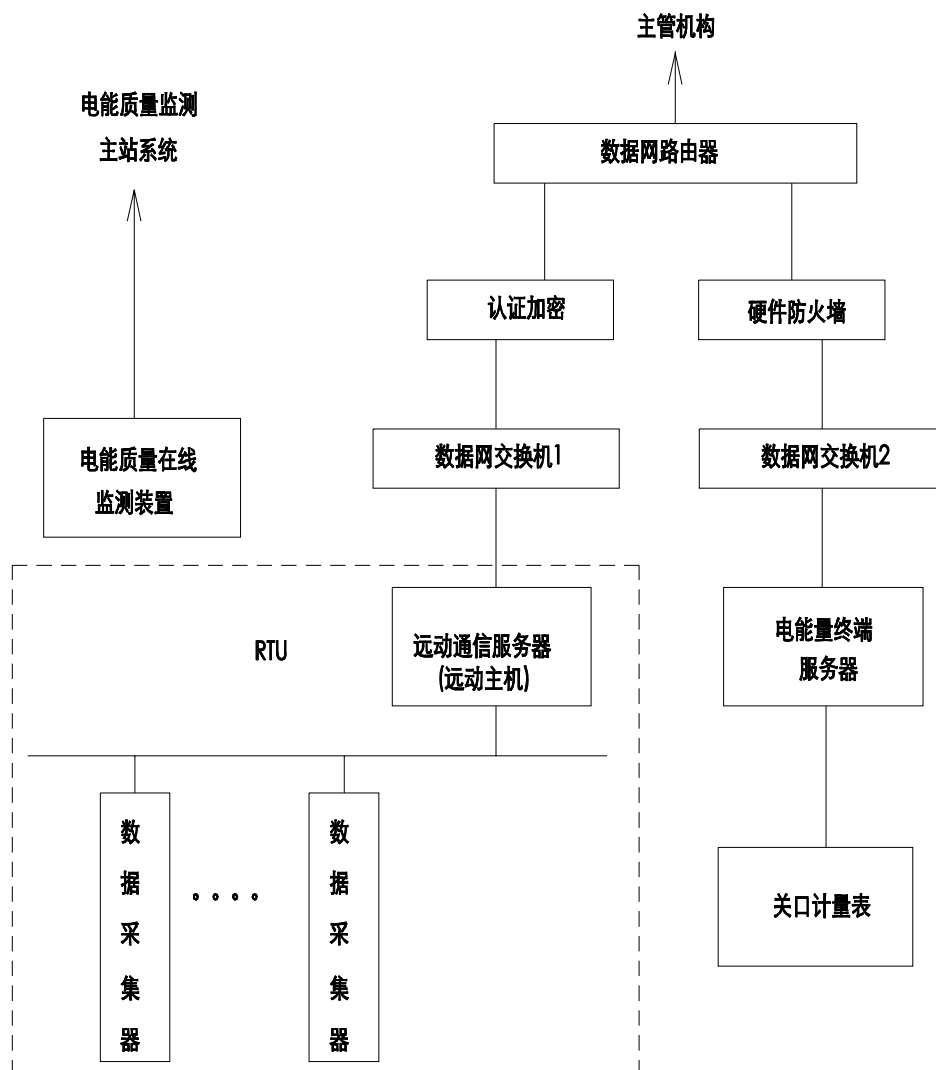


图 32-10 X RJ10-Z-2 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

32.3.2.3 设备清单

X RJ10-Z-2 系统调度自动化配置清单详见表 32-4、32-5。

表 32-4 X RJ10-Z-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	远动通信服务器		1 套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		3 套	

用户侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	
系统侧	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 32-5 XRJ10-Z-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	RTU		1 套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2 块	
	电能量终端服务器*		1 套	
	电能质量在线监测装置		1 套	
	MIS 网三层交换机*		1 台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器，2 台交换机	1 面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1 套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		n 套	
用户侧	10kV 线路保护测控装置		1 套	
	关口计量电能表*		1 只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1 套	
系统侧	同期装置*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

32.3.3 系统通信

32.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

32.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

32.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

32.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12-24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用燃机电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

1) EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统

侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

2) 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，在燃机电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成燃机电站至接入变电站的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

3) SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

当燃机电站采用余量上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

燃机电站接入系统通信方案见图 32-11、32-12、32-13。

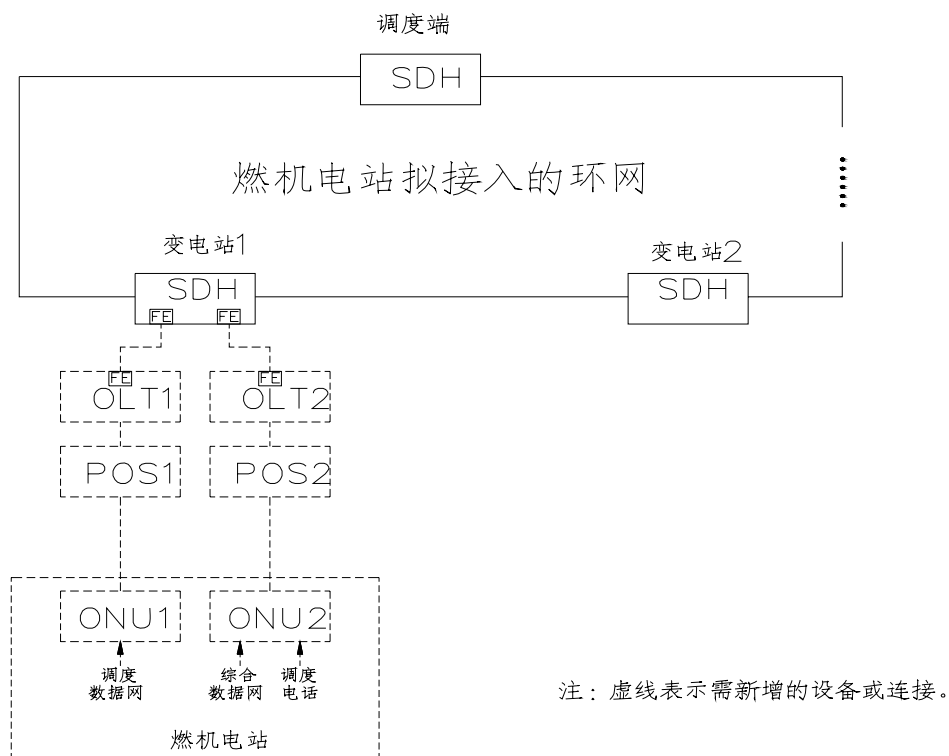


图 32-11 燃机电站接入系统方案图 1 (EPON)

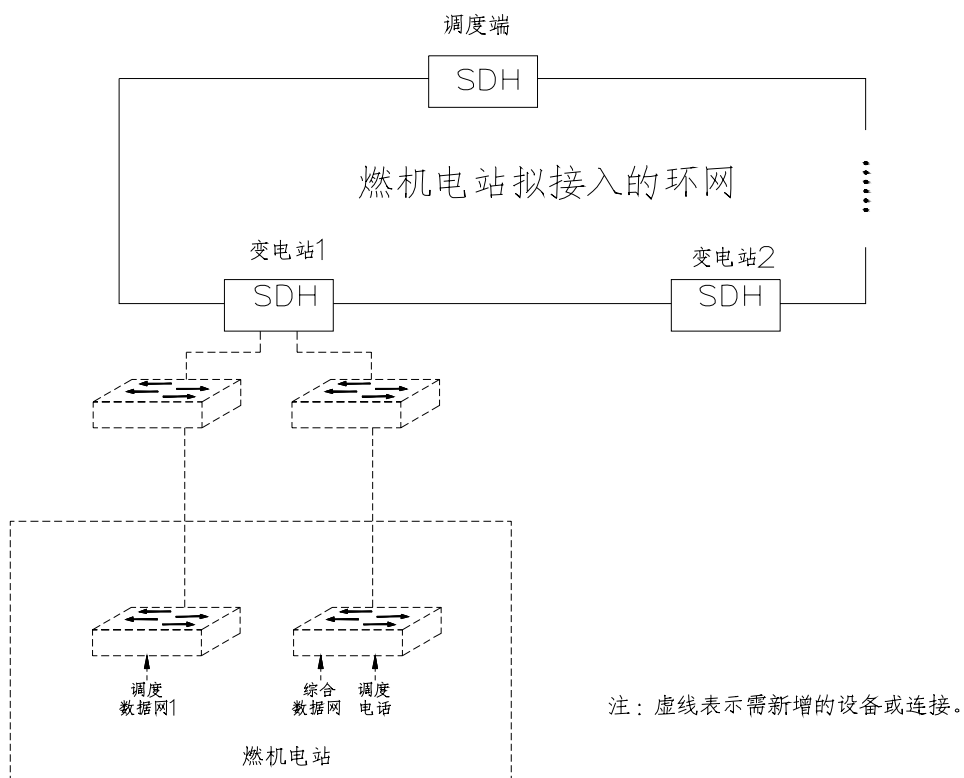


图 32-12 燃机电站接入系统方案图 2 (工业以太网)

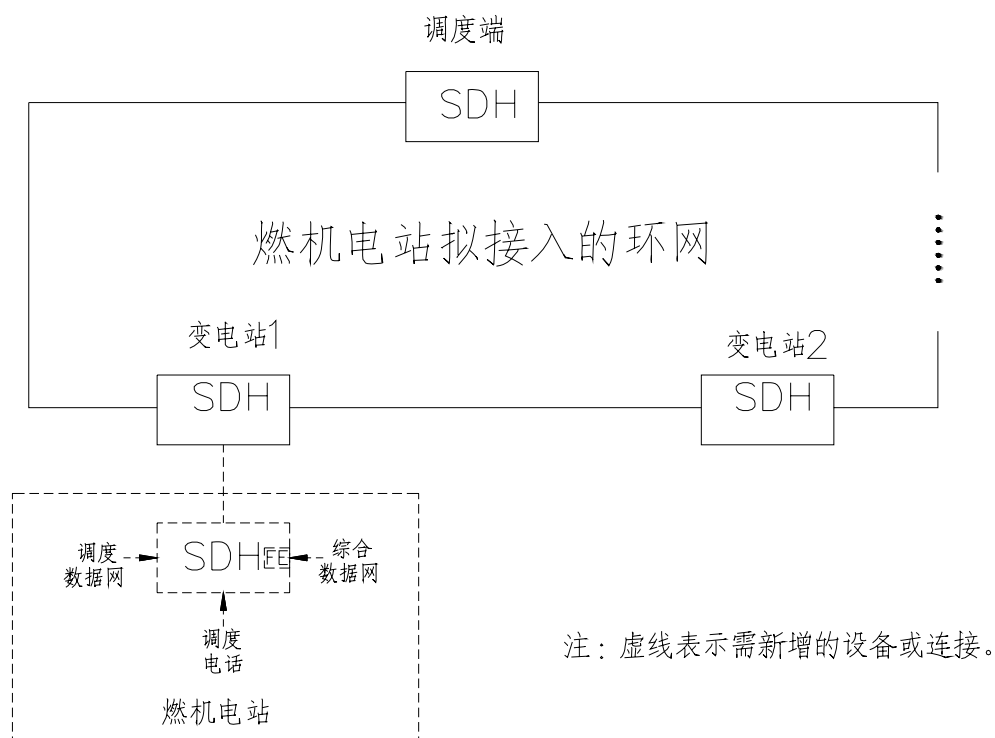
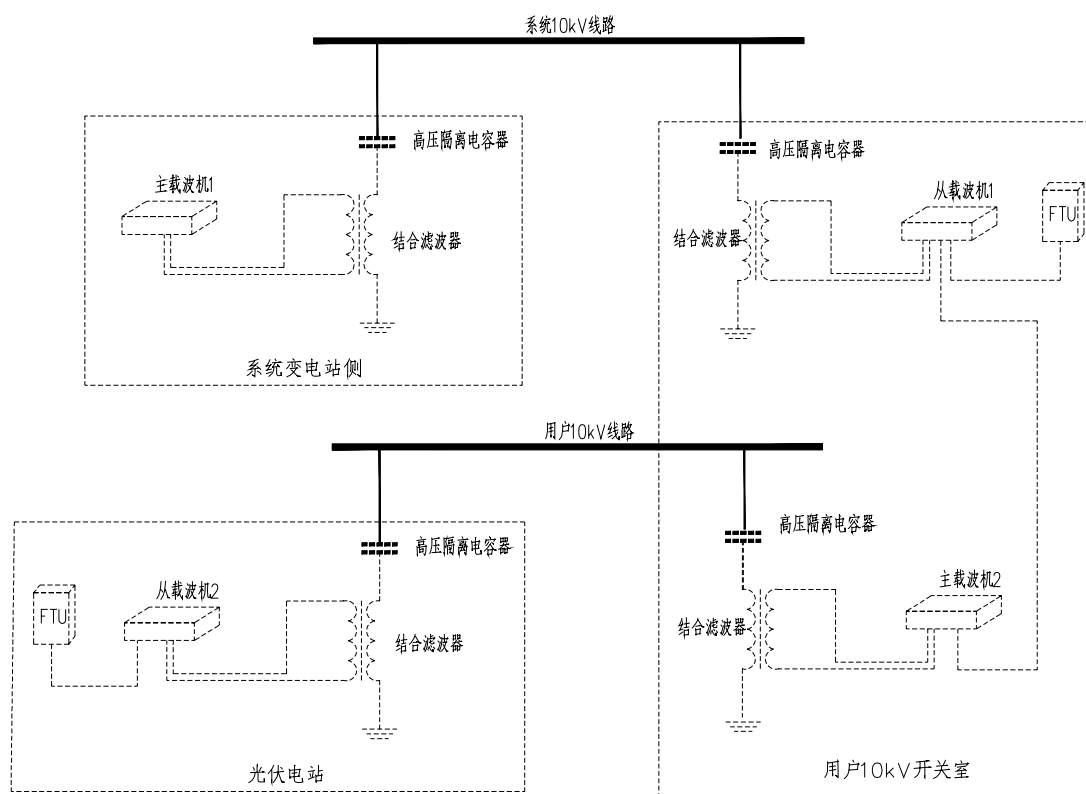


图 32-13 燃机电站接入系统方案图 3 (SDH)

2. 中压电力线载波

燃机电站侧配置从载波机 1 台，燃机电站拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。燃机电站通过从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将燃机电站信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 32-14 燃机电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线专网

在部署电力无线专网通信系统的地区，一般在变电站或主站位置建设有无线网络的中心站，部署有高性能、高安全、带热备份的中心电台或基站。在电力无线专网覆盖区域，可在燃机电站设置无线终端设备，通过 RS485/232 串行接口或以太网接口连接终端设备，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

32.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

32.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

32.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 32-6、32-7、32-8、32-9、32-10。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 32-6。

表 32-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 32-7。

表 32-7 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12-24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 32-8。

表 32-8 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 32-9。

表 32-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力线载波）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线专网接入方案，具体见表 32-10

表32-10 系统通信设备材料清单（采用无线专网接入方案）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 33 章 380V 接入公共电网配电室或箱变方案典型设计 (XRJ380-T-1)

33.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ380-T-1。

本方案采用 1 回线路将燃机电站接入公共电网配电室或箱变，接入容量为不大于 400kW。

33.2 接入系统一次

燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

33.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电室或箱变 380V 母线。一次系统接线示意图见图 33-1。

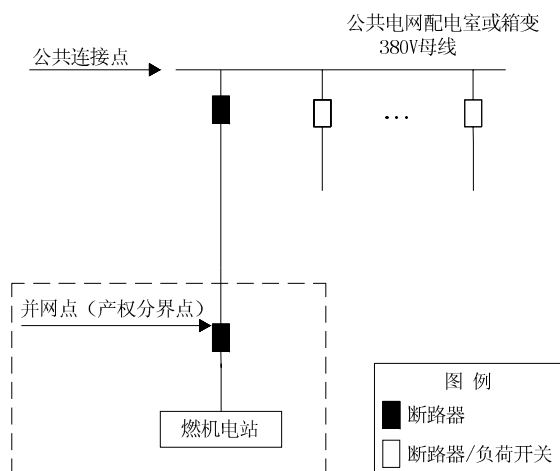


图 33-1 XRJ380-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于统购统销（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网配电室或箱变 380V 母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

33.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

(3) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

33.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

燃机电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

- 1) 燃机电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的发电容量、并网电压等级选取，并考虑燃机发电效率等因素；
- 2) 燃机电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；
- 3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 断路器型式

选用塑壳或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

33.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 33-2。

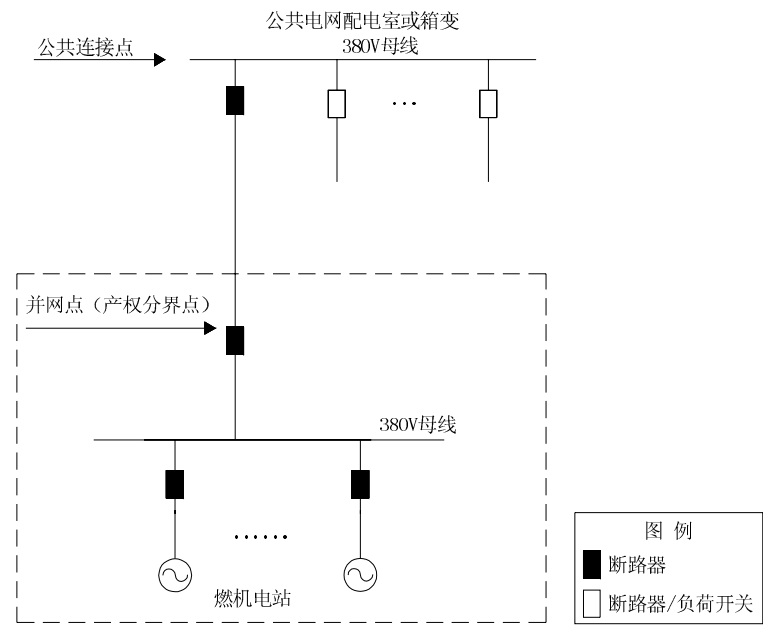


图 33-2 XRJ380-T-1 方案原则电气主接线图

33.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（2）电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（3）电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

(4) 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

33.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 33-1。

表 33-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
公共电网配电室或箱变	塑壳式或万能断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

33.3 接入系统二次

33.3.1 系统继电保护及安全自动装置

33.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生各种类型短路故障时，线路保护能快速动作，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 母线不配置独立的母线保护。

(3) 防逆流保护

本方案为统购统销运行模式，无需设置防逆流保护。

(4) 系统侧校验

需要时，应校验系统侧的相关保护与安全自动装置是否满足燃机

电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足燃机电站接入方案的要求，则系统侧的相关保护与安全自动装置需要按照燃机发电相应方案进行配置。

(6) 对其他专业的要求

燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的设备使用。

33.3.1.2 设备清单

本方案无需配置独立的继电保护装置。

33.3.2 系统调度自动化

33.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用燃机系统，根据相关暂行规定要求，暂不考虑建立调度关系。

33.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

1) 燃机电站侧

本方案暂需要上传发电量信息及并网点开关状态信息，宜采用专用装置实现统一采集和远传，并送至主管机构。

2) 系统配电室或箱变侧

若系统配电室或箱变具备计算机监控，公共连接点断路器及计量信息等接入现有监控系统。

若系统配电室或箱变不具备计算机监控，公共连接点断路器信息预留接入本配电室或箱变监控系统的接口。

(2) 同期装置

本方案在并网点配置同期装置。

(3) 电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准）。

2) 技术要求

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

在计费关口点按单表设计，电能量计量表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

3) 系统配电室或箱变侧计量表计配置与原有表计一致。

33.3.2.3 设备清单

本方案系统调度自动化方案设备清单详见表 33-2。

表 33-2 系统调度自动化方案设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
燃机电站	关口计量电能表		1 块	含电能质量监测功能
	电能计量箱*		1 台	
	采集远传专用装置		1 套	
配电室或箱变	电能表*	与原有表计一致	1 块	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

33.3.3 系统通信

33.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息及并网点开关状态信息。

33.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在燃机电站配置 1 套无线采集终端装置。

无线接入时，应满足相关安全防护要求。

33.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

33.3.3.4 主要设备材料

燃机接入系统通信所需的主要设备材料详见表 33-3。

表 33-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	无线采集终端		套	1	

第 34 章 380V 接入用户配电室或箱变方案典型设计

(XRJ380-Z-1)

34.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将燃机电站接入用户配电室或箱变，接入容量为不大于 400kW。

34.2 接入系统一次

燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

34.2.1 送出方案

本方案采用 1 回线路接入用户配电室或箱变 380V 母线。一次系统接线示意图见图 34-1。

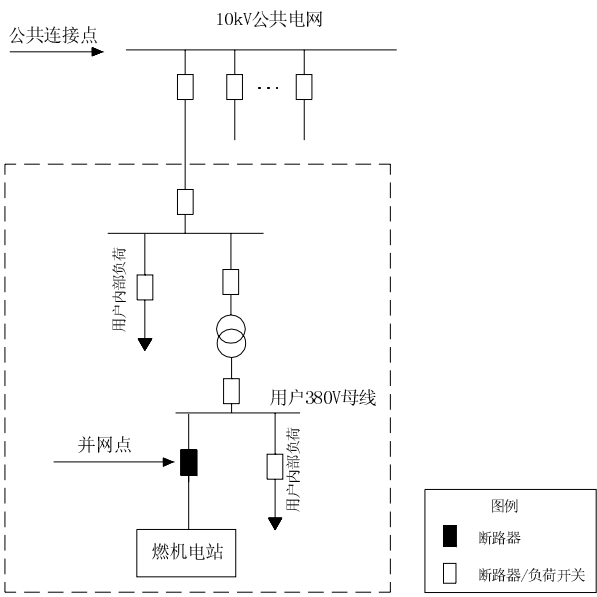


图 34-1 XRJ380-Z-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于自发自用或余量上网（接入用户电网）的燃机电站，公共连接点为用户配电室或箱变 380V 母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

34.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

34.2.3 主要设备选择原则

（1）高压侧主接线

380V 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

燃机电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

- 1) 燃机电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的发电容量、并网电压等级选取，并考虑燃机发电效率等因素；
- 2) 燃机电站送出线路电缆截面一般按电缆允许载流量选择；
- 3) 380V 电缆可选用 120mm^2 、 240mm^2 等截面。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

（3）断路器型式

本方案选用塑壳或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。

34.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 34-2。

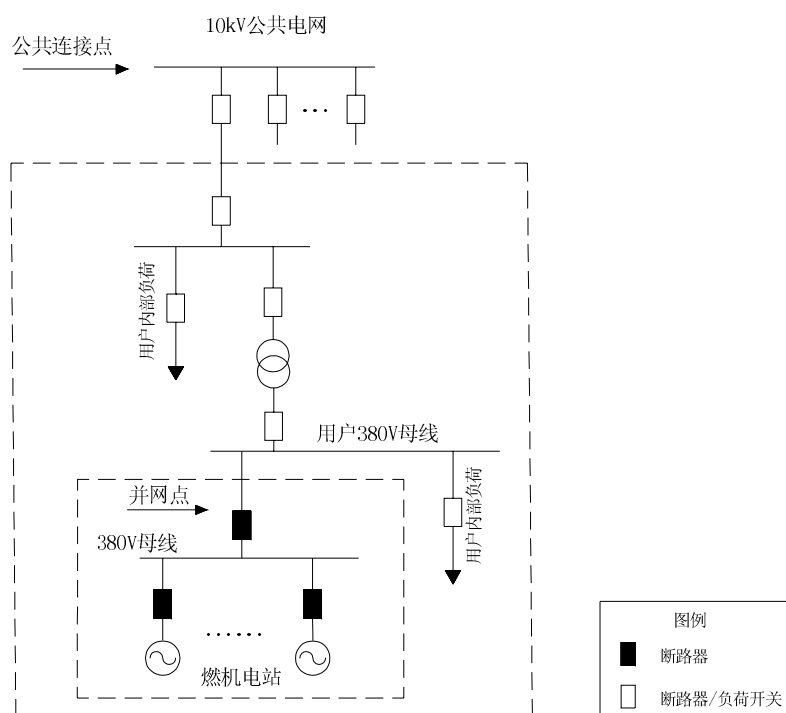


图 34-2 XRJ380-Z-1 方案原则电气主接线图

34.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（2）电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（3）电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

（4）频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

（5）孤岛运行

燃机电站直接并网，当发电设备与负荷匹配（或通过能量管理系统实现匹配）时，发生外部电网故障，电网及发电设备可在保证电力系统安全的前提下，维持分布式电源正常供电，形成孤岛运行，以减小停电面积，提高供电可靠性。

34.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 34-1。

表 34-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电室或箱变	塑壳式或万能断路器*		1	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

34.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

34.3.1 系统继电保护及安全自动装置

34.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能，线路发生各种类型短路故障时，线路保护能快速动作，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 母线不配置独立的母线保护。

(3) 孤岛运行及安全自动装置

对于自发自用运营模式，如有孤岛运行需求，需按预先设置的控制策略，在保证电力系统安全的前提下，有计划地进行孤岛运行。

(4) 防逆流保护

对于余量上网运营模式，不设置防逆流保护。

对于自发自用余量不上网运营模式，在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）应装设防逆流保护装置，并制定相应的断路器跳闸方案，当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时，跳开相应断路器，停止向电网线路反送电。

(5) 用户站校验

若方案为余量上网模式，则需要校验用户站的相关保护与安全自动装置是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入方案的要求，则用户站的相关保护与安全自动装置需要按照燃机发电相应方案进行配置。

(6) 对其他专业的要求

燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、

测控装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

本方案系统继电保护及安全自动装置配置图见图 34-3。

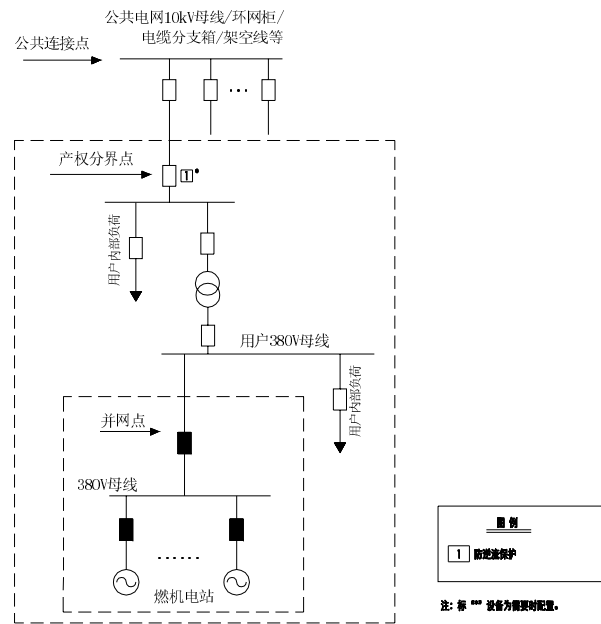


图 34-3 继电保护及安全自动装置配置图

34.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 34-2。

表 34-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电室或箱变	防逆流保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

34.3.2 系统调度自动化

34.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案燃机电站模式为自发自用或余量上网，根据相关暂行规定要求，暂不考虑建立调度关系。

34.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂需要上传发电量信息及并网点开关状态信息，宜采用专

用装置实现统一采集和远传，并送至主管机构。

(2) 同期装置

本方案在并网点及用户认为必要的开关处配置同期装置。

(3) 电能量计量

当运营模式为自发自用时，可不更换关口计量电能表。

当运营模式为余量上网时，需单套设置关口计量电能表。

1) 安装位置

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准）。

2) 技术要求

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

在计费关口点按单表设计，电能量计量表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

34.3.2.3 设备清单

本方案系统调度自动化方案设备清单详见表 34-3。

表 34-3 系统调度自动化方案设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
用户配电室或箱变	关口电能表*		2块	余量上网

			1块	自发自用
	采集远传专用装置		1套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

34.3.3 系统通信

34.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息及并网点开关状态信息。

34.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线方式。

在燃机电站配置 1 套无线采集终端装置。

无线接入时，应满足相关安全防护要求。

34.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

34.3.3.4 主要设备材料

燃机接入系统通信所需的主要设备材料详见表 34-4。

表 34-4 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	无线采集终端		套	1	

附录

1 短路电流计算公式

1.1 光伏电站接入系统短路电流计算

(1) 光伏电站接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 光伏电站接入后:

公共连接点短路电流: $I'_{PCC} = I_{PCC} + 1.5I_n$

并网点短路电流: $I'_{POI} = I_{POI} + 1.5I_n$

式中 I_n 为光伏电站额定工作电流。

1.2 风电接入系统短路电流计算

(1) 分布式风电接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 分布式风电接入后:

$$\text{公共连接点短路电流: } I'_{PCC} = I_{PCC} + \frac{U_{M1}}{\sqrt{3}(X_d^* + X_L)}$$

$$\text{并网点短路电流: } I'_{POI} = I_{POI} + \frac{U_{N2}}{\sqrt{3}X_d^*}$$

$$\text{风电机组出口短路电流: } I_G = \frac{U_n}{\sqrt{3}X_d^*}$$

式中 U_{M1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, U_n 为风电机组出口基准电压, X_d^* 为风力发电机组直轴次暂态阻抗。

1.3 燃机电站接入系统短路电流计算

(1) 燃机电站接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{M1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{M1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 燃机电站接入后:

$$\text{公共连接点短路电流: } I'_{PCC} = I_{PCC} + \frac{U_{M1}}{\sqrt{3}(X_d^* + X_L)}$$

$$\text{并网点短路电流: } I'_{POI} = I_{POI} + \frac{U_{N2}}{\sqrt{3}X_d^*}$$

$$\text{燃机发电机出口短路电流: } I_G = \frac{U_n}{\sqrt{3}X_d^*}$$

式中 U_{M1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, U_n 为燃机电站出口基准电压, X_d^* 为燃机发电机组直轴次暂态阻抗。

2 送出线路导线截面

2.1 架空导线

表 2-1 为常见的光伏电站送出架空线路的载流量（JKLYJ 型交联聚乙烯架空绝缘导线）。

表 2-1 交联聚乙烯架空绝缘导线载流量

型号	JKLYJ					
电压	10kV					
芯数	单芯			三芯		
导体	铜芯	铝芯	铝合金	铜芯	铝芯	铝合金
截面 (mm ²)	载流量 (A) (不受太阳照射)					
70	315	245	230	250	195	185
95	380	300	280	305	240	225
120	445	350	330	355	280	260
150	510	400	375	405	315	300
185	585	460	435	465	370	345
240	695	550	515	550	435	410
截面 (mm ²)	载流量 (A) (直接受太阳照射)					
70	285	225	210	210	165	155
95	350	275	260	255	200	190
120	405	320	300	295	235	220
150	465	365	345	340	265	250
185	535	420	395	390	310	290
240	635	500	470	460	365	345
工作温度	90 (℃)					
环境温度	40 (℃)					

当环境温度不同时，架空绝缘导线载流量应乘以修正系数，见表 2-2。

表 2-2 环境不同于基准温度 40℃时载流量修正系数表

导体温度 (℃)	环境温度 (℃)									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
70	1.52	1.44	1.36	1.28	1.19	1.09	1.00	0.89	0.78	0.65
75	1.44	1.37	1.30	1.23	1.16	1.08	1.00	0.91	0.82	0.72
90	1.32	1.26	1.21	1.16	1.11	1.05	1.00	0.93	0.89	0.80

2.2 电缆

(1) 10kV 电缆

表 2-3 为常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量(三芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装电力电缆,空气中敷设周围环境温度为 40℃,电缆直埋敷设按周围环境温度为 25℃,土壤热阻 1.2k·m/W,电缆导体最高工作温度 90℃)。

表 2-3 三芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装电力电缆的允许持续载流量

电缆截面 (mm ²)	连续荷载流量 (A)		
	直埋	管道中	空气中
50	191	163	190
70	234	199	236
95	281	237	286
120	317	271	327
150	355	303	370
185	400	341	422
240	462	393	493
300	514	443	553
400	580	508	633

在不同土壤热阻系数、土壤温度、空气湿度、敷设深度及回路数下,电缆额定输送容量应乘以综合校正系数,见表 2-4。

表 2-4 温度综合校正系数表

影响因素	校正系数					
热阻系数(k·m/W)	0.8	1.0	1.2	1.5	2.0	3.0
修正系数	1.15	1.07	1.00	0.92	0.82	0.69
土壤温度(℃)	10	15	20	25	30	35
修正系数	1.16	1.12	1.08	1.04	1.00	0.96
空气湿度	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0
修正系数	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.94
敷设深度(mm)	500	700	1000	1200	1500	2000
修正系数	1.09	1.05	1.00	0.98	0.95	0.92
回路数	单回路		双回路		三回路	
修正系数	1		0.82		0.73	

(2) 380V 电缆

电缆线路的允许载流量可在 GB-50217-2007《电力工程电缆设计规范》查得，表 2-5 为常见的光伏电站送出电缆线路（三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆）的允许持续载流量（空气中敷设周围环境温度为 40℃，电缆直埋敷设周围环境温度为 25℃，土壤热阻系数 1.2k·m/W，电缆导体最高工作温度为 90℃）。

表 2-5 三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆的允许持续载流量

电缆截面	空气中敷设 长期容许电流 (A)		电缆直埋敷设 长期容许电流 (A)	
	铝	铜	铝	铜
120	246	314	221	282
150	278	360	247	321
185	319	410	278	356
240	378	483	321	408
300	419	552	365	469

注：上表为三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆的载流量

在不同热阻系数、环境温度及回路数下，电缆载流量应乘以综合校正系数，见表 2-6～表 2-8。

表 2-6 不同环境温度时的载流量校正系数表

敷设位置		空气中				土壤中			
环境温度 (℃)		30	35	40	45	20	25	30	35
电缆导体最高 工作温度	60	1.22	1.11	1.0	0.86	1.07	1.0	0.93	0.85
	65	1.18	1.09	1.0	0.89	1.06	1.0	0.94	0.87
	70	1.15	1.08	1.0	0.91	1.05	1.0	0.94	0.88
	80	1.11	1.06	1.0	0.93	1.04	1.0	0.95	0.90
	90	1.09	1.05	1.0	0.94	1.04	1.0	0.96	0.92

表 2-7 不同土壤热阻系数时的电缆载流量校正系数表

土壤热阻系数 (k·m/W)	0.8	1.2	1.5	2.0	3.0
校正系数	1.05	1.1	0.93	0.87	0.75

表 2-8 土中直埋多根并行敷设时的电缆载流量校正系数表

并列根数		1	2	3	4	5	6
电缆之间净距 (mm)	100	1.0	0.90	0.85	0.80	0.78	0.75
	200	1.0	0.92	0.87	0.84	0.82	0.81
	300	1.0	0.93	0.90	0.87	0.86	0.85

3 谐波电压与电流

除同步电机以外的分布式电源接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993 《电能质量 公共电网谐波》的规定。

表 3-1 公用电网谐波电压限值

电网标称电压（kV）	电压总畸变率（%）	各次谐波电压含有率（%）	
		奇次	偶次
0.38	5.0	4.0	2.0
10	4.0	3.2	1.6

分布式电源接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993 《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过表 3-2 中规定的允许值，其中分布式电源向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

表 3-2 注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压（kV）	基准短路容量（MVA）	谐波次数及谐波电流允许值（A）											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
10	100	3.7	4.1	3.2	6	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1

4 电压异常时的响应特性

4.1 光伏电站电压异常时的响应特性

接入 380V 的分布式光伏发电在电网电压异常时的响应要求见表 4-1。

表 4-1 光伏电站在电网电压异常时的响应要求

并网点电压	最大分闸时间
$U < 0.5U_N$	0.1 秒
$0.5U_N \leq U < 0.85U_N$	2.0 秒
$0.85U_N \leq U \leq 1.1U_N$	连续运行

$1.1U_N < U < 1.35U_N$	2.0 秒
$1.35U_N \leq U$	0.05 秒
注：1 U_N 为光伏电站并网点电网的标称电压； 2 最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向电网送电的时间。	

以 10kV 接入公共电网的光伏发电站应满足以下的低电压穿越要求，接入用户侧的分布式光伏项目不要求具备低电压穿越能力：

A) 光伏发电站并网点电压跌至 0 时，光伏发电站应能不脱网连续运行 0.15s；

B) 光伏发电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏发电站可以从电网切出。如图 4-1 所示。

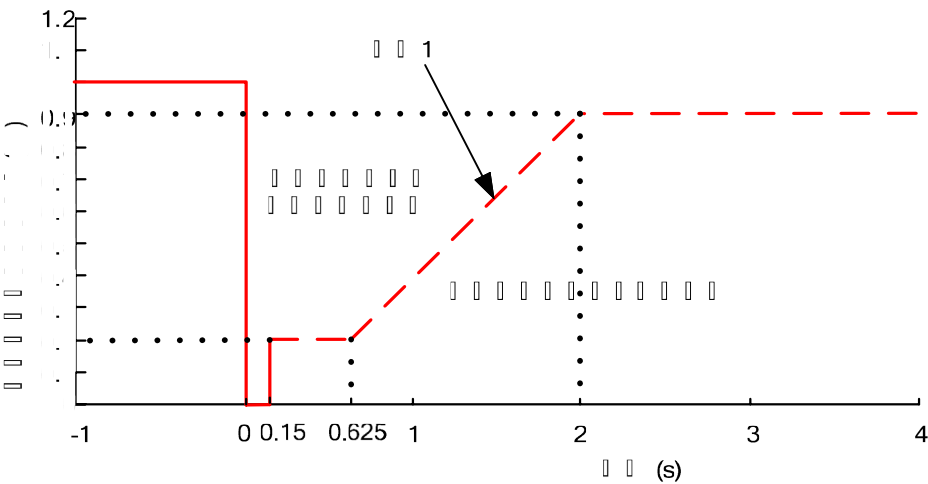


图 4-1 光伏电站的低电压穿越能力要求

4.2 其他分布式电源电压异常时的响应特性

(1) 通过 380V 电压等级并网的非光伏类分布式电源，当并网点处电压超出表 4-2 规定的电压范围时，应在相应时间内停止向电网线路送电。此要求适用于多相系统中的任何一相。

表 4-2 分布式电源的电压异常响应时间要求

并网点电压	最大分闸时间
$U < 0.5U_N$	不超过 0.2 秒
$0.5U_N \leq U < 0.85U_N$	不超过 2.0 秒
$0.85U_N \leq U \leq 1.1U_N$	连续运行
$1.1U_N < U < 1.35U_N$	不超过 2.0 秒

$1.35U_N \leq U$	不超过 0.2 秒
注：1 U_N 为分布式电源并网点电网标称电压； 2 最大分闸时间是指异常状态发生到电源停止向电网送电的时间。	

(2) 通过 10kV 电压等级接入公共电网的非光伏类分布式电源，应具备以下低电压穿越能力，接入用户侧的分布式电源不要求具备低电压穿越能力：

1) 并网点考核电压在图 4-2 中电压轮廓线及以上的区域，分布式电源应该保持并网运行状态；否则，允许分布式电源切出。

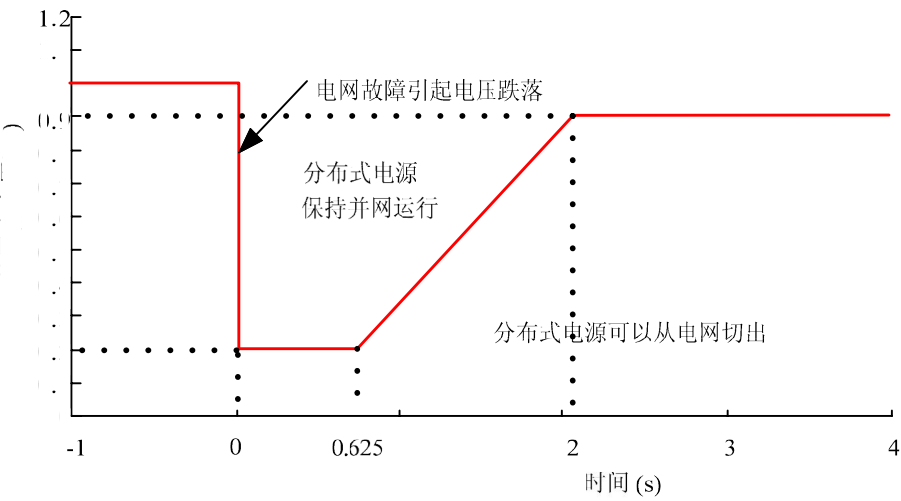


图 4-2 分布式电源低电压穿越要求

2) 各种电力系统故障类型下的考核电压如表 4-3 所示。

表 4-3 分布式电源低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	并网点线电压
两相短路故障	并网点线电压
单相接地短路故障	并网点相电压

5 频率响应特性

5.1 光伏电站频率异常时的响应特性

光伏电站在电网频率异常时的响应要求见表 5-1。

表 5-1 光伏电站在电网频率异常时的响应要求

频率范围	运行要求
------	------

低于 48Hz	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定。
48Hz ~ 49.5Hz	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10 分钟。
49.5Hz ~ 50.2Hz	连续运行。
50.2Hz ~ 50.5Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，光伏电站应具备能够连续运行 2 分钟的能力，同时具备 0.2 秒内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电力调度部门决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5Hz	在 0.2 秒内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

5.2 其他分布式电源频率异常时的响应特性

不含通过 10kV 电压等级接入电网的光伏发电系统。

(1) 通过 380V 电压等级并网的分布式电源，当并网点处频率超出 49.5Hz ~ 50.2Hz 运行范围时，应在 0.2s 内停止向电网线路送电。

(2) 通过 10kV 电压等级并网的分布式电源应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在表 5-2 所示电网频率范围内按规定运行。

表 5-2 分布式电源的频率响应时间要求

频率范围	要 求
<48Hz	变流器类型分布式电源根据变流器允许运行的最低频率或电网调度机构要求而定；同步发电机类型、异步发电机类型分布式电源每次运行时间一般不少于 60s，有特殊要求时，可在满足电网安全稳定运行的前提下做适当调整。
$48\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10min
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.2\text{Hz}$	连续运行
$50.2\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$	频率高于 50.2Hz 时，分布式电源应具备降低有功输出的能力，实际运行可由电网调度机构决定；此时不允许处于停运状态的分布式电源并入电网。
$f > 50.5\text{Hz}$	立刻终止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的分布式电源并网。

6 变压器性能参数

变压器额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 6-1 ~ 表 6-4 中的规定。其中：

表 6-1 ~ 表 6-2 为油浸式配电变压器性能参数(GB/T 6451-2008);
表 6-3 ~ 表 6-4 为干式配电变压器性能参数 (GB/T 10228-2008)。

表 6-1 315kVA ~ 1600kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)					
30	6 6.3 10 10.5 11	± 5	0.4	Dyn11 Yzn11 Yyn0	0.13	0.63/0.60	2.3	4.0
50					0.17	0.91/0.87	2.0	
63					0.20	1.09/1.04	1.9	
80					0.25	1.31/1.25	1.9	
100					0.29	1.58/1.50	1.8	
125					0.34	1.89/1.80	1.7	
160					0.40	2.31/2.20	1.6	
200					0.48	2.73/2.60	1.5	
250					0.56	3.20/3.05	1.4	
315					0.67	3.83/3.65	1.4	
400					0.80	4.52/4.30	1.3	
500					0.96	5.41/5.15	1.2	
630				Dyn11 Yyn0	1.20	6.20	1.1	4.5
800					1.40	7.50	1.0	
1000					1.70	10.30	1.0	
1250					1.95	12.00	0.9	
1600					2.40	14.50	0.8	
注 1: 对于额定容量为 500kVA 级以下的变压器, 表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11 或 Yzn11 联结组, 斜线下方的负载损耗适用于 Yyn0 联结组。 注 2: 根据用户需要, 可提供高压分接范围为 ±2×2.5% 的变压器。 注 3: 根据用户需要, 可提供低压为 0.69kV 的变压器。								

表 6-2 200kVA ~ 1600kVA 三相双绕组有载调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)				
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)									
200	6 6.3 10	$\pm 4 \times 2.5$	0.4	Dyn11 Yyn0	0.48	3.06	1.5	4.0				
250					0.56	3.60	1.4					
315					0.67	4.32	1.4					
400					0.80	5.22	1.3					
500					0.96	6.21	1.2					
630					1.20	7.65	1.1	4.5				
800					1.40	9.36	1.0					
1000					1.70	10.98	1.0					
1250					1.95	13.05	0.9					
1600					2.40	15.57	0.8					
注 1: 根据用户需要, 可提供高压绕组电压为 10.5kV 和 11kV 的变压器。												
注 2: 根据用户需要, 可提供低压为 0.69kV 的变压器。												

表 6-3 6kV、10kV 级无励磁调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结 组标 号	A 组					B 组					短路 阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分 接范围 (%)	低压 (kV)		空载损 耗(kW)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 (kW)			空载 电流 (%)	空载损 耗(kW)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 (kW)			空载 电流 (%)	
						B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)			B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)		
30	6 6.3 6.6 10 10.5 11	± 2 × 2.5	0.4	Dyn11 Yyn0	0.22	0.71	0.75	0.80	2.4	0.205	0.74	0.78	0.83	2.3	4.0
50					0.31	0.99	1.06	1.13	2.4	0.285	1.06	1.12	1.20	2.2	
80					0.42	1.37	1.46	1.56	1.8	0.38	1.48	1.55	1.66	1.7	
100					0.45	1.57	1.67	1.78	1.8	0.41	1.70	1.80	1.93	1.7	
125					0.53	1.84	1.96	2.10	1.6	0.47	1.98	2.10	2.25	1.5	
160					0.61	2.12	2.25	2.41	1.6	0.55	2.25	2.45	2.62	1.5	
200					0.70	2.51	2.68	2.87	1.4	0.65	2.70	2.85	3.05	1.3	
250					0.81	2.75	2.92	3.12	1.4	0.74	3.06	3.25	3.48	1.3	
315					0.99	3.46	3.67	3.93	1.2	0.88	3.65	3.90	4.18	1.1	
400					1.10	3.97	4.22	4.52	1.2	1.00	4.34	4.60	4.90	1.1	
500					1.31	4.86	5.17	5.53	1.2	1.18	5.16	5.47	5.85	1.1	
630					1.51	5.85	6.22	6.66	1.0	1.35	6.15	6.50	6.95	0.9	
630					1.46	5.94	6.31	6.75	1.0	1.30	6.30	6.70	7.17	0.9	
800					1.71	6.93	7.36	7.88	1.0	1.54	7.36	7.80	8.35	0.9	
1000					1.99	8.10	8.61	9.21	1.0	1.75	8.73	9.25	9.90	0.9	
1250					2.35	9.63	10.26	10.98	1.0	2.03	10.40	11.00	11.80	0.9	
1600					2.76	11.70	12.40	13.27	1.0	2.70	12.70	13.50	14.40	0.9	
2000					3.40	14.40	15.30	16.37	0.8	3.00	15.30	16.20	17.40	0.7	
2500					4.00	17.10	18.18	19.46	0.8	3.50	18.40	19.50	20.80	0.7	
1600					2.76	13.00	13.70	14.66	1.0	2.70	13.70	14.50	15.50	0.9	
2000					3.40	15.90	16.90	18.00	0.8	3.00	16.70	17.70	19.00	0.7	
2500					4.00	18.80	20.00	21.40	0.8	3.50	19.80	21.00	22.50	0.7	
注 1: 表中所列的负载损耗为括号内参考温度 (见 GB 1094.11 的规定) 下的值。															

注 1: 表中所列的负载损耗为括号内参考温度 (见 GB 1094.11 的规定) 下的值。

表 6-4 6kV、10kV 级有载调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW0)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 kW			空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)			B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)		
315	6 6.3 6.6 10 10.5 11	± 4 × 2.5	0.4	Dyn11 Yyn0	1.10	3.60	3.80	4.10	1.4	4.0
400					1.25	4.25	4.50	4.80	1.4	
500					1.44	5.15	5.50	5.85	1.4	
630					1.66	6.10	6.50	6.95	1.2	
630					1.60	6.25	6.70	7.10	1.2	6.0
800					1.90	7.40	7.90	8.40	1.2	
1000					2.20	8.70	9.25	9.90	1.0	
1250					2.60	10.4	11.0	11.8	1.0	
1600					3.03	12.3	13.1	14.0	1.0	
2000					3.80	15.1	16.0	17.1	0.8	
2500					4.40	18.0	19.1	20.4	0.8	
注：表中所列的负载损耗为括号内参考温度（见 GB 1094.11 的规定）下的值。										

