

## **Abstract**

With national economy persistently developing at high speed, electric loads are quickly increasing and the scale of electric networks are continuously extending, which result in 500kV electric network being step by step formed now. However, short circuit current levels of electric networks are also increasing because the electric magnetic meshed system between 220kV and 500kV is operated and the density of loads, electric networks and generations are intensifying. As a result of above phenomena, not only the security and stability of entire electric network but also construction and transmission capacity of electric network are directly impacted. So it is urgently necessary to research how to reduce short circuit current level of system.

Based on analyzing the characters of framework, operation and short circuit current level in the 2015-year Zhejiang Power System, this dissertation studies the projects to reduce the short circuit current of the 2015-year Zhejiang Power System after analyzing and comparing the basic principles and traits of the different methods of limiting short circuit current; At the same time, the short circuit currents of the 2015-year Zhejiang Power System are computed after the projects of limiting short circuit current are carried out.

The computing results shows that the short circuit current of the 220kV electric network can be effectively limited under reasonable short circuit current level depending on transformers neutral grounding by small reactance and bus splitting after the 500kV and 220kV electric networks of the 2015-year Zhejiang Power System are dispatched by levels and districts; And the short circuit current of the 500kV electric network can be also effectively limited under reasonable short circuit current level relying on changing framework of electric network and HVDC transmission system.

**Key words:** short circuit current, dispatching by levels and districts, transformer neutral, small reactance, bus splitting, HVDC transmission system, BTB

课 题 来 源

项目名称：限制大电网短路电流水平的措施的研究

项目编号：021110113

项目类别：浙江省科技攻关计划项目

## 第一章 绪论

### 1.1 课题的背景和意义

中国的电力工业从 1882 年至 1949 年, 经过 67 年装机容量只达到 1.85GW; 而在 1949 年新中国成立之后的半个世纪中, 中国的电力工业取得了迅速的发展, 平均每年以 10% 以上的速度在增长, 到 1998 年全国装机容量已达到 277GW 以上, 跃居世界第 2 位。特别是进入本世纪 90 年代以来, 我国的电力平均每年新增装机容量 17 多 GW, 实现装机容量 8 年翻一番。但是目前电网结构薄弱, 特别是 500kV 网架在大部分电网中尚未真正形成, 电网的安全性差, 可靠性低, 自动化水平不高, 电网调峰容量不足, 损耗大, 供电质量差, 远远不能适应 21 世纪信息时代对电力供应的数量和质量的要求。

展望未来, 我国电网致力发展成为全国性、区域性, 甚至跨国性的电网。加快发展电网和扩大联网, 这是电力工业发展规律所决定的, 是实现电力可持续发展和实现国家可持续发展战略的需要。只有发展电网才能开发西部水电、北部煤炭基地的火电, 以及加快东部大型核电基地的建设, 为这些大型电站的开发提供广阔的市场; 只有发展电网才能为新能源、分散的能源开发提供连续供电的条件, 并且有利于提高电力系统本身的效益, 使电力发展走上集约化发展的道路。联网不仅本身可带来一系列效益, 如互为备用效益、错峰效益等, 而且也能够提高电力系统供电可靠性, 带来巨大的社会效益。

在我国的电网建设中, 要实施抓“两头”带“中间”的策略。“两头”一是指大型电厂、能源基地建设, 实现电力外送与全国联网以及跨国联网; 一是指农村电网建设与城市配电网建设, 这是当前电网建设中十分薄弱的一环, 既要改造和提高, 又要扩大(电力市场)<sup>[1]</sup>。而“中间”, 则主要是指 220kV 电网及各省网电力公司范围内 500kV 电网的网架建设, 需要进一步完善和加强。500kV 电网逐渐增强并将在不远的将来成为主干网。与此同时, 220kV 电网的主力输电网地位逐步下降, 向配电网过渡。500kV 与 220kV 电网角色的变换, 意味着 220kV 电网结束环网运行、面向区域供电的时代正在到来。此间由于 500kV 尚未成为主干网, 220kV 系统的短路电流水平不断增大, 破坏了电网的安全稳定性。所以, 为了提高电网的安全稳定性水平, 必须对短路电流进行有效限制。

浙江省电网也面临这样一个主干网由220kV电网向500kV电网过渡的时期。在此期间，随着浙江省经济持续、稳定、高速的发展，浙江省电力需求增长迅速，电力供求矛盾突出，缺电严重，每年都需要从华东电网大量调入电力以满足需求。2000年1—5月，浙江电网统调电厂共计发电1953987万千瓦时，而全省在此期间共计需电2426188万千瓦时，缺电情况较为明显。目前浙江省发电厂总装机容量已达1800万千瓦，加上从省外购电，基本能满足浙江省经济发展需求。由于浙江省经济发展势头迅猛，用电水平已连续4年保持两位数增长，用电量增幅近年来一直高居全国前列。浙江省电力供需形势仍然相当严峻，部分地区出现了拉闸限电现象。经过电力电量平衡测算，浙江省“十五”及“十一五”期间电力、电量仍有较大缺口<sup>[2]</sup>。

为适应全省经济发展的快节奏，浙江省近年来加快了电力建设步伐。北仑电厂二期工程2000年12月投产后，装机容量300万千瓦的北仑发电厂成为我国最大火力发电厂。2001年9月，浙江省最大的电建技改项目长兴电厂四期1号30万千瓦机组并网发电，优化了电源结构。2001年11月，浙江省电力建设史上第一个直接引进外资、中外合作建设的温州发电厂二期工程投产，装备2台30万千瓦机组，大大改善了浙江省经济活跃的温、台地区供电紧张状况。同时，我国首座商用重水堆核电站秦山三期1号72.8万千瓦机组也并网发电。2002年4月，我国首台60万千瓦国产化核电机组——秦山核电二期1号机组提前投入商业运行，标志着我国自主建设核电实现新跨越。目前，嘉兴电厂二期、长兴电厂四期2号机组以及装机120万千瓦的桐柏抽水蓄能电站和装机60万千瓦的滩坑水电站等一批大型电站项目正在紧锣密鼓地建设中<sup>[3]</sup>。

这进一步造成了电网结构紧密，电源密集，系统短路容量增长过大、过快。由于网络的密集化程度提高和大量的新电源投产，根据计算，至2015年，如果不采取措施，220kV浙江电网中除衢州变和温南变500kV变电所的母线短路电流都将超过额定值，500kV浙江电网中瓶窑变、王店变、宁波变和宁海变的母线短路电流都将超过额定值，严重威胁了电网的安全稳定运行，因此采取措施限制短路电流迫在眉睫。

浙江电网是华东电网的中的第二大电网，它运行的安全稳定性将直接影响华东电网的安全稳定性。通过分析研究2015年度浙江电网短路电流的限制措施，特别是500kV电网的短路电流的限制措施，不仅对浙江本省和华东电网有很重大的意义，而且对华东电网和华中电网有类似情况的各省网短路电流水平降低也有很大的参考价值。

## 1.2 短路电流增大的原因

导致短路电流水平不断增大的原因是发电机的单机容量不断增大、发电厂建设过于集中、主干系统线路短、跨省际联网等。本来电源布局应按照负荷分布，避免过度集中。然而，随着人们对环境保护及安全性认识的提高，以及随着经济建设的发展，土地利用程度的提高，要确保电厂建设用地变得十分困难。为此，出现了一个发电厂发电机组台数增加以及几个发电厂集中一带建设，形成电站群的现象。随着电源建设的高度集中，主系统各站距离短，为减少电源投资，减少系统备用，电力系统采用联网运行，以加强电力系统的结构，提高供电的可靠性，保障电源高效率运行。电力系统经跨省际联网形成大系统，一方面，大电力系统具有明显的优越性，如可以合理开发与利用能源、节省投资与运行费用，提高经济效益，减少事故和检修备用容量；另一方面，大系统也带来了潜在的威胁，如系统联网使得系统运行和调度管理上增加了复杂性，局部电网的个别问题将波及临近地区，可能诱发恶性连锁反应，造成大面积停电事故；高低压电磁环网容易引发系统稳定破坏事故等。由于上述种种原因，使得各电压等级电网中短路电流不断增加，各类送变电设备如开关设备、变压器及互感器、变电所的母线、架构、导线、支持瓷瓶和接地网都必需满足短路电流的要求。当短路电流水平超过了电网中现有变电所设备可以承受的能力时，就必须采取措施限制短路电流，或改造变电所设备。就浙江电网而言，由于负荷集中，电网结构紧密、电源密集、过江线路走廊拥挤和大量使用自耦变压器等原因，造成电网中有较多的变电所母线短路电流超过或接近现有开关设备的短路容量。而浙江省的整个 500kV 网架不够坚强，大多线段为单回线路，被迫与 220kV 电网电磁环网运行，严重影响电网的输电能力和安全运行。另外，为适应全省经济发展的快节奏，大量的新电源投产，进一步造成了电网结构紧密、电源密集，使 220kV 电网和与之相联的 500kV 电网的短路电流水平剧增<sup>[4]</sup>。

## 1.3 短路电流增大的危害

1) 建设费用的增加。由于短路电流的增大，断路器、隔离开关、电流互感器等电气设备以及母线等设施，为要承受大电流的冲击而必需选择具有更大遮断容量的断路器和相应的电气设备，这就必然增加投资费用。

2) 对通信线路的电磁感应危害增加。由于系统短路电流增大，发生不对称短路时，系统单相接地短路电流也随之增大，不平衡电流产生足够的磁通，在

邻近的电路内感应出很大的电动势，这对架设在高压电力线路附件的通信或铁道信号系统，尤其是平行于电力线路的通讯线路，电磁感应的危害大大增加。

3) 铁塔附件的接触电压、跨步电压增大。由于铁塔附近的接触电压和跨步电压与接地电流成正比，因此短路电流增大将危害人畜生命安全。

4) 架空导线温升，线夹过热。由于短路电流的增大，架空导线(包括地线)的温度上升，线夹部分引起过热。

5) 故障点的损伤增大。短路电流增大使架空线路故障点的损伤加剧，绝缘子易于破损、导线熔断严重，埋地电缆的损伤也变得严重，并危及其它电缆，除了修复时间增长外，还会波及其它地下埋设的设施。

6) 增加对主变压器的损害。馈线短路电磁力对变压器的损害有积累效应，短路电流大幅度增大以后，多次近区短路的变压器可能潜伏着损坏隐患<sup>[5][6]</sup>。

### 1.4 限制短路电流的措施简介

由于电力系统的发展，负荷的增大，大容量机组和电厂及变电设备的投入，尤其是负荷中心大电厂的出现以及大电力系统的互联，短路电流水平的日益增高是不可避免的。如果不采取限制措施加以控制，不但会使新变电所的设备投资大大增加，而且会对系统中原有送变电所设备及通信线路和管线产生严重的影响，甚至需要花费大量的投资进行改造、改接或更换。因此大多数国家都对于各级电压电网的短路电流水平控制予以规定，使之与断路器设备和电网运行协调发展，以期获得大量的技术经济效益。

表 1\_1 国外断路器的遮断容量 (MVA)

电压(kV)	33	66 / 77	110	220	380 / 400	500
一般值	500~	1000~	2500~	5000~	15000~	25000~
	1000	2000	3500	10000	25000	35000
最大值	1500	3000	5000	15000	35000	45000

表 1\_2 国内断路器的遮断容量 (MVA)

电压(kV)	10	35	63	110	220	330	500
一般值	200	400	2500	3000	7000	12000	25000
	~500	~1000		~4000	~8000	~15000	
最大值	1800	1500	—	5000	10000	—	—

电网短路容量过大对设备安全运行不利；反之，电网短路容量太小对系统稳定运行也不利。当短路电流超过现有断路器遮断容量时，采取更换大容量断路器是最简单的方法，但牵涉到设备制造能力、基础、辅件的动热稳定承受能力以及通讯干扰等问题，需要综合考虑。一般认为断路器设备遮断容量太大是不经济的，因此国外和国内对断路器的遮断容量作了表 1\_1 和表 1\_2 所示的规定<sup>[7][8]</sup>。根据国内外一些大电网解决短路电流过大问题的经验表明，最好是将电网规划设计、系统运行方式、电器设备制造和安装相结合来综合研究。

### 1. 低压电网分片运行（电网分层分区运行）<sup>[7][9][10]</sup>

在高一级电压发展后将低一级电压电网解开分片运行，这是一项有效而可行的措施。我国曾在 220kV 电网发展后，不少系统把 110kV 或 66kV 电网解为互不相连的地区电网。如京津唐电网的南苑变电所 110kV 母线的短路容量曾达到 6000MVA 以上，在 220kV 电网成环，110kV 电网解开分片运行后，短路电流水平大大下降。又如联邦德国 RWE 系统 380kV 及 220kV 电网环网运行后，将 110kV 电网分为若干片运行（在过去 15 年内分片运行的 110kV 电网由 22 个增加到 35 个），分片的主要原因是系统短路电流不断增加。在超高压电网发展成环网后，实现低压电网的分片运行，同样可以保证供电的可靠性和安全性。在过去 20 多年中，RWE 系统由于采用了分片运行和多母线分段运行的方式，虽然系统容量有了很大增长，但 110kV 电网的短路电流水平一直保持在 30kA 以下（除个别情况），甚至到将来，110kV 电网最高的短路水平也不会超过 31kA。

### 2. 电压等级协调发展<sup>[7][9][10]</sup>

升高系统运行电压等级，也是限制短路电流的一项有效措施。如日本 275kV 系统的短路电流水平到 70 年代几乎达到极限值 50kA，电压升高到 500kV 后，275kV 系统短路电流水平逐渐下降。又如瑞典继续发展 400kV 电网，短路容量可能达到 60kA，而采用 750kV 则可限制到 40kA。同样，鄂东地区“九五”末期仍不出现 500kV 电压等级，最大短路容量将高达 44.4kA，而发展 500kV 电网，最大短路电流可限制到 34.1kA，下降了 23.3%，其他邻近厂、站的短路电流可限制在 31.5kA。根据机组容量大小，选择相应电压等级，不仅要防止大机组接入较低电压等级电网，造成较低电压等级电网的短路容量增加过速、过大，而且要避免较小机组接到较高电压等级电网上。

### 3. 多母线分列运行或母线分段运行<sup>[9][10]</sup>

这种限制短路电流水平的方式在国外已普遍采用,例如联邦德国 RWE 系统,为了限制 220kV 及 380kV 电网的短路电流不超过目前制造的开关设备的最大遮断容量,在一些变电所中采用了多母线分列运行的方式。但是,在某些情况下,在正常运行时,为了保证系统运行有适当的裕度,母线仍需并列运行。解决矛盾的办法是在母线断路器上装设自动快速解列装置,在故障时将母线断路器快速断开。多母线分列运行或母线分段运行以限制短路电流水平的效果是很明显的。例如在 RWE 系统中,如果 220kV 及 380kV 电网中变电所的母线都并列运行,则最大短路电流水平将分别达到 110kA 及 90kA。采取分断运行措施后,在 380kV 电网中,其 50%值降低了 12%,最大值降低了 45%;在 220kV 电网中则分别降低了 22%和 86%。在欧洲其他国家如法国、瑞士也都分别在 380kV 及 220kV 电网中采用了这项措施。

### 4. 解列电网<sup>[9]</sup>

在欧洲,有些国家正在研究当系统继续发展,短路电流水平进一步增大时将电网解开的必要性,如联邦德国、法国、西班牙等。但是这项措施直接影响系统运行的经济性和可靠性,并要求增加整个系统的备用容量,因而除非不得已才考虑。

有的系统还考虑过把超高压系统解开而经低一级电压并列以限制短路电流。例如,日本关西系统,由于进一步发展将造成 500kV 电网的短路电流水平超过 50kA,因而设想将某些 500kV 母线解开经 500/275kV 联络变压器在 275kV 侧并列。但这种方式将降低系统稳定性,增加事故概率,因此没有采用。

### 5. 采用直流送电技术(背靠背 BTB)<sup>[9][11][12]</sup>

直流输电只输送有功功率而不输送无功功率,而短路电流多半为无功电流。系统中如装机容量增加,在交流系统中部分采用直流系统的话,短路电流可以不增加。作为交直流系统,交流系统发生故障时,由于直流电流的控制作用,便能很好地起到限制短路电流的作用。

### 6. 高阻抗设备的采用<sup>[9][10]</sup>

发电机、变压器等设备采用较高的阻抗来限制短路电流。对发电机而言阻抗增大短路比减小,空气间隙减小,设备的体积便可减小。采用高阻抗后带来

的优点是：设备体积减小，励磁损耗、铁损、风损等空载损耗减小，使设备价格便宜，励磁机容量减小。对变压器而言，采用高阻抗，是限制短路电流的有效办法，它改善了系统短路电流的水平，减小了输电线路对邻近通信线路的干扰和危害，有利于断路器等电气设备的选型。

### 7. 限流电抗器的采用<sup>[9][10]</sup>

作为限制短路电流的措施可以采用装设输电线路串联电抗器与母线装设分段电抗器这两种方式。制造串联电抗器在技术上没有问题，对限制短路电流的效果也是明显的。在发电厂厂用电系统中 10~35kV 变电所中早已采用了这项措施。输电线路装设串联电抗器，在超高压、长距离输电线路用得比较多，等于增加了输电线路的距离，阻抗增大，而限制短路电流。另外，它也补偿长距离线路电容电流的影响，有效地改善了线路末端的电压水平。但是同时会增加网损，还会降低系统的稳定性。母线装设分段电抗器与采用分段母线的道理是一样的，同样是利用改变系统联系和结构来限制短路电流。

### 8. 变压器经小电抗接地<sup>[9][13][14][15][16]</sup>

对于中性点经小电抗接地的普通变压器，当  $Y_0$  接法绕组中通过零序电流时，中性点接地电抗上将流过三倍零序电流，并产生相应电压降，使中性点产生与大地不同的电位。因此，其零序等值电抗应为该绕组的漏抗与三倍中性点电抗值之和。自耦变中性点经小电抗接地有所不同。电站机组台数多，大量主变压器中性点直接接地后使系统零序电抗大大降低，导致单相短路电流超过三相短路电流，造成断路器遮断容量选择困难。采用中性点经小电抗接地后将单相短路电流限制到三相短路电流水平，较好地限制了短路电流。

### 9. 故障电流限流器<sup>[9][10][17]</sup>

为了限制短路电流而又不增大系统阻抗，近年来有些国家试验研究了故障电流限制器（Fault Current Limiter，缩写为 FCL）。它也是一个阻抗，但只是在出现短路电流且流过限制装置时，该阻抗才串入短路电流回路以限制短路电流。它的实现方案按关键技术可分为：超导故障电流限制器、用电力电子器件实现的 FCL、用放电间隙法实现的 FCL 和用限流熔断器实现的 FCL 等。

### 10. 采用微机保护及综合自动化装置

从短路电流分析可知，发生短路故障后约 10ms 时间出现最大短路冲击电流，

采用微机保护仅需 50ms 就能断开故障回路，使导体和设备避免承受最大短路电流的冲击，从而达到限制短路电流的目的。也可采用静止无功发生器（ASVG）或统一潮流控制器（UPFC）等柔性输电技术间接限制短路电流。

### 1.5 本文的主题和结构

本硕士论文的主题是通过分析限制短路电流主要措施的原理和特点，找出降低 2015 年度浙江省电网短路电流水平的方案，并通过短路电流计算验证了方案对限制 2015 年浙江省整个电网短路电流的有效性。

第一章作为全篇论文的引言，简单的讨论了本课题的背景和意义、短路电流增大的原因和危害，以及简要介绍了目前限制短路电流的措施等；第二章进入主题，在研究浙江省电网运行现状和 2015 年度浙江省电网结构和运行特点的基础上，对 2015 年度浙江省电网的 500kV 变电所母线进行了短路电流计算，计算结果表明 2015 年浙江 500kV 大电网系统面临各变电所短路电流严重过大的问题，需要采取有效的措施降低短路电流水平；第三章介绍了目前各省电网主要采用的限制短路电流措施的特点和原理，并对各自的优缺点进行了详细的讨论；第四章基于各主要限制短路电流措施的原理和特点，研究了降低 2015 年度浙江省电网短路电流水平的具体实施方案，并通过短路电流计算表明已实施方案的电网在发生三相短路故障和单相短路故障后短路电流都能明显下降到现有开关设备的开断电流以内，从而验证了所提出的方案对降低 2015 年度浙江省电网短路电流水平的有效性；第五章对全文进行了总结。

## 第二章 2015 年度浙江电网分析

### 2.1 电网运行现状

浙江电网是华东电网中的第二大电网，是其重要组成部分。根据省电力调度所统计，至 1999 年底，浙江省境内已有 500kV 输电线路 12 条，长度 1329.9 公里(省际联络线仅计入浙江段)。500kV 变电所 3 座，主变 7 组，总容量 4570MVA(包括北仑联变)；220kV 线路 154 条，总长度 5560.2 公里(不包括省际联络线)。220kV 变电所 63 座，主变 102 台，总容量 14370MVA。1999 年末全系统装机容量 8871MW，统调发电量 411.14 亿千瓦时。99 年全省统调用电量为 458.36 亿千瓦时，最高负荷 7722MW。至 2002 年，500kV 输电线已达 24 条，500kV 变电所已有 7 座，220kV 变电所浙江电网最高负荷为 15500MW，境内 6MW 以上机组的总装机容量达 18310MW，占华东电网总装机的 32%左右。浙江电网被钱塘江分隔为浙北和浙南电网两大部分，其中，浙北电网供电范围包括嘉兴、湖州和杭州三个市，在东、西两面分别通过王店——南桥、瓶窑——斗山、瓶窑——繁昌等三回 500 千伏线路与上海、江苏和安徽三省电网相联。浙江电网的电力流向是浙北送向浙南，随着负荷的增长及浙江沿海火电的开发，浙江电网内部电力流向将逐渐过渡到浙南少量电力送浙北。2002 年浙北电网最高负荷约为 5700MW（嘉兴约 1500MW、杭州约 3300MW 和湖州约 900MW），装机容量达 7200MW。

浙北电网的电源主要由杭州的水电、抽水蓄能电站（水电及抽水蓄能容量合计约 2800MW）、杭州东部的火电（约 1000MW）和嘉兴地区的杭州湾火电核电群组成（火电及核电容量合计约 2500MW），电力由嘉兴流向湖州及杭州中部。目前我省的电网情况是，500kV 主网架不够强，而 220kV 网络联系紧密，500kV 与 220kV 的电磁环网严重。由于各地区负荷发展的不平衡，运行中出现的问题也大不相同。有些地区如杭州、绍兴，需要从主网受进大量电力，瓶窑、兰亭两个变电所第三台主变投运后，均出现 220kV 母线短路电流过高，超过额定值的问题。为了降低短路电流，电网需要分层分区运行或采取其他措施，如瓶窑变电所 220kV 母线已于 1999 年开始分列运行，兰亭变电所 220kV 母线也于 2000 年实行分列运行。有些地区网络结构薄弱且缺乏电源支撑(如衢州)，在枯水期水

电停发时，会出现电压过低、受电紧张的局面。温州、台州地区近年来电网所供负荷增加迅猛，特别是温州地区，低电压现象频频出现，一些线路重载或过载，形成供电“卡脖子”现象，有时不断拉闸限电。由于 500kV 主干网路线径较细，每回线路输电能力有限，导致浙江地区 500kV 电网密集、结构复杂，输电线路的短路电流过大，主网架上的部分 500kV 枢纽变也存在短路容量已超过或接近现有开关设备的额定值。随着长江三角洲地区电力需求的进一步增长，浙江省主网架输电瓶颈与 500kV 输电线路短路电流越限间的矛盾将越来越突出<sup>[2][18]</sup>。

## 2.2 2015 年度浙江电网

### 2.2.1 电网结构

按照浙江省电力公司计划与规划部的电网规划，至 2015 年，浙江电网将有 500kV 变电所 26 座，主变 128 台(包括北仑联变)，变电容量 9039.5MVA。220kV 变电所 105 座，主变 179 台，变电容量 25497MVA，详情见表 2\_1、2\_2 和 2\_3；2015 年浙江省 500kV 电压等级电网地理接线图如图 2\_1 所示<sup>[2]</sup>。

表 2\_1 浙江省 2015 年装机情况表 单位：万千瓦

电厂名称	装机规模	装机容量
全省合计		3533.97
一、水电小计		632.97
富春江水电站	4*6+1*5.72	29.72
新安江水电站	4*7.5+5*7.25	66.25
乌溪江水电站	4*4.25+1*10	27
紧水滩水电站	6*5	30
珊溪水电站	4*5	20
天荒坪抽水蓄能电站	6*30	180
桐柏抽水蓄能电站	4*30	120
滩坑水电站	3*20	60
乌龙山抽水蓄能电站	2*20	40

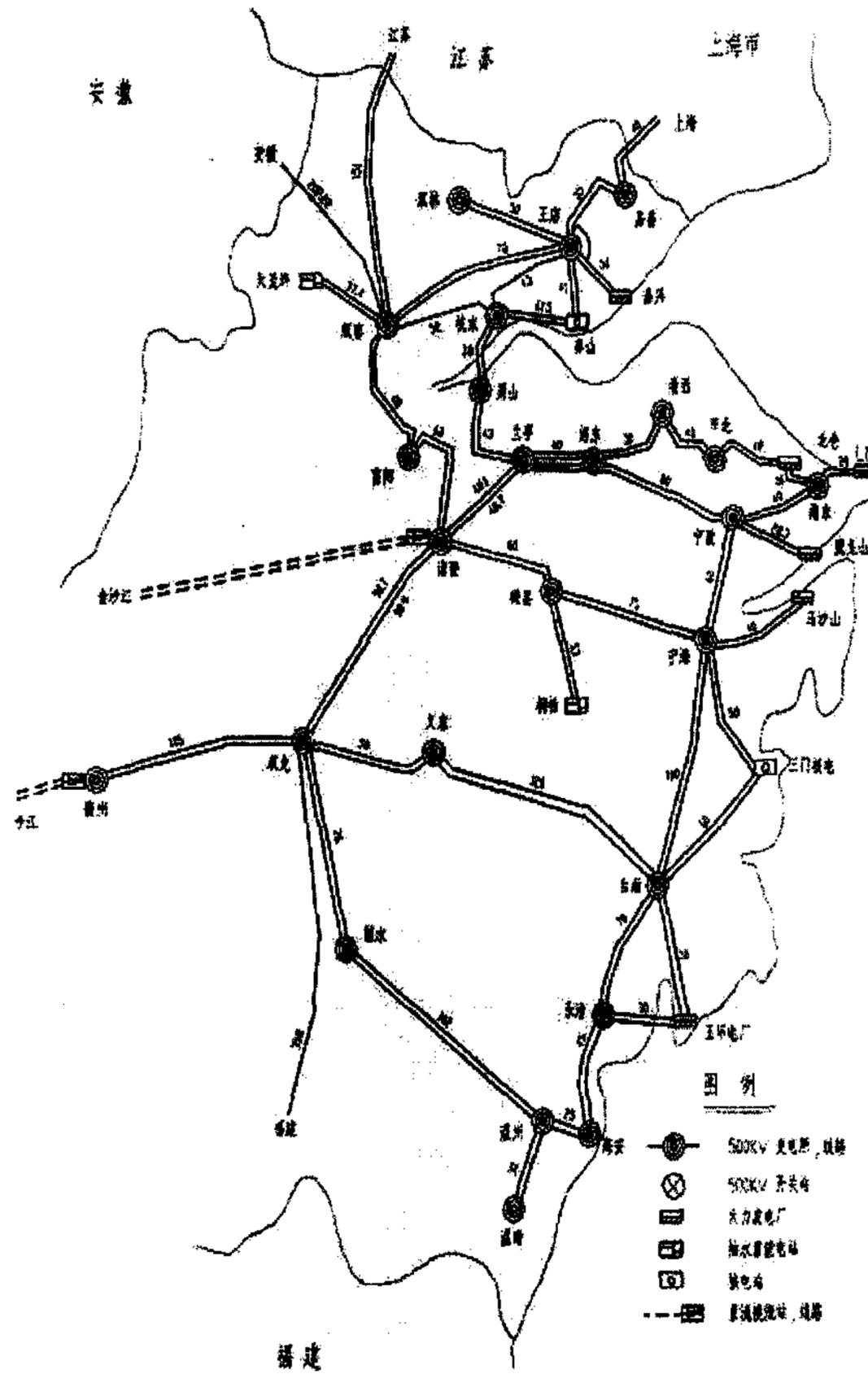


图 2\_1 2015 年浙江省 500kV 电压等级电网地理接线图

## 第二章 2015 年度浙江电网分析

续表 2\_1 浙江省 2015 年装机情况表

单位：万千瓦

柏峰抽水蓄能电站	2*30	60
一、火电小计		2411
萧山电厂	2*12.5	25
半山电厂	2*5+2*12.5	35
半山电厂燃机	3*35	105
嘉兴电厂一期	2*30	60
嘉兴电厂二期	4*60	240
长兴电厂	2*12.5+2*30	85
钱清电厂	2*12.5	25
北仑港电厂	5*60	300
镇海电厂	2*12.5+4*20+3*10	135
台州电厂	6*12.5+2*33	141
温州电厂	2*12.5+4*30	145
龙湾燃机	3*10	30
台化电厂	2*15	30
萧山电厂扩建	2*35	70
鹰龙山电厂	4*60	240
乌沙山电厂	4*60	240
玉环电厂	4*60	240
LNG 电厂	8*30	240
长广电厂	2*12.5	25
三、核电小计		490
秦山核电一期	1*30	30
秦山核电二、三期	2*70+2*60	260
三门核电一期	2*100	200

表 2\_2 2015 年 500kV 变压器情况表 单位: 万千伏安

厂、变名称	变压器台数及容量
天荒坪抽水蓄能电站	6*36
嘉兴电厂二期	4*72
秦山核电二、三期	2*72+2*85
桐柏抽水蓄能电站	4*36
北仑港电厂	5*75.5
鹰龙山电厂	4*72
乌沙山电厂	4*72
玉环电厂	4*72
LNG 电厂	8*37
三门核电一期	2*120
瓶窑变	1*50+2*75
王店变	3*75
杭东变	2*75+2*100
萧山变	4*75
诸暨变	4*75
兰亭变	3*75
甬西变	4*75
宁波变	4*75
双龙变	3*75
台南变	3*75
温州变	1*75+2*100
双林变	3*75
杭北变	3*75
嘉善变	3*75
富阳变	3*75

续表 2\_2 2015年 500kV 变压器情况表 单位：万千伏安

厂、变名称	变压器台数及容量
绍东变	3*75
市北变	3*75
甬东变	3*75
宁海变	3*75
嵊县变	3*75
衢州变	3*75
丽水变	3*75
乐清变	3*75
温南变	3*75
海安变	3*75
义东变	3*75

表 2\_3 2015年 220kV 上网发电厂变压器情况表 单位：万千伏安

厂、变名称	变压器台数及容量	变压器接地台数及容量
富春江水电站	4*7+1*6.3	3*7
新安江水电站	4*18+1*9	3*18
乌溪江水电站	2*10 (三圈变) +1*12	2*10 (三圈变)
紧水滩水电站	1*12+2*12 (三圈变)	2*12 (三圈变)
珊溪水电站	1*15+2*15 (三圈变)	1*15 (三圈变)
萧山电厂	2*15 (三圈变)	2*15 (三圈变)
半山电厂	2*15 (三圈变) +2*6	2*15 (三圈变)
半山电厂燃机	3*42	2*42
嘉兴电厂一期	2*36	1*36
长兴电厂	2*15 (三圈变) +2*37	2*15 (三圈变) +1*37
钱清电厂	2*15	1*15
镇海电厂	2*15 (三圈变) +4*24+3*15	2*15 (三圈变) +2*24+2*15
台州电厂	2*15 (三圈变) +2*40+4*15	2*15 (三圈变) +1*40+2*15
温州电厂	2*15 (三圈变) +4*37	2*15 (三圈变) +2*37

续表 2\_3 2015 年 220kV 上网发电厂变压器情况表 单位：万千伏安

厂、变名称	变压器台数及容量	变压器接地台数及容量
龙湾燃机	3*15	2*15
台化电厂	2*22	1*22
秦山核电一期	1*40	1*40
滩坑水电站	3*24	3*24
乌龙山抽水蓄能电站	2*24	2*24
柏峰抽水蓄能电站	2*37	1*37
萧山电厂扩建	2*42	2*42
长广电厂	2*15	1*15

### 2.2.2 电网的运行特点

由图 2\_1 得知，因为浙江电网的系统规模较大，包含了许多地区的负荷节点，其中大部分负荷点可以从两个或两个以上的方向获得电能，因此该电网是一个复杂的闭式电网。随着电力系统发展的同时，为了增大传输功率，日益要求大量兴建 500kV 甚至更高电压等级的输电线，以便加强系统内部和各系统之间的联系。目前，系统中 500kV 主变已经依次投产，一些 220kV 主变改接 500kV 母线的改建工作也日渐完成，因而随着 500kV 输电线路不断的并入电网，浙江省受网能力在逐渐增加，地区用电能力也在不断提高。

#### 闭环式电力系统<sup>[19]</sup>

凡电能至少可从两个方向输送给用户的电网，即称为闭式电力网。环形电力网和两端供电的电力网，是闭式电力网中比较简单的形式。由 2015 年浙江省 500kV 电压等级电网地理接线图可以得知，浙江电网是一个复杂的闭式电网。因为其中大部分负荷节点可以从两个或两个以上的方向获得电能，而这些负荷点被称为是电网中的结点或是枢纽点。

相比起开式电力网，闭式电力网主要有如下几个优点：

1) 供电可靠。因为当开式电网发生故障时，将导致电网中部分甚至全部用户停电。而闭式电网中由于每一用户至少可从两个方向获得电能，因而提高了供电可靠性。

2) 运行经济。由于电能至少可从两边供给用户，故闭式电力网的功率损耗和电能损耗要比开式电网小。此外，在许多情形中，当储备容量相同的条件下，

闭式电网的建筑费用要比开式电网小，相应的运行费用也较少。

3)运行灵活性。闭式电网可以更好的在各种情形下运行，如可在部分线路进行检修的情况下运行，或当负荷大量变化时，容易保证电压质量。

然而，闭式电网的不足之处在于其继电保护较开式电网的复杂。

近年来，浙江电网内部 500kV 主变依次投产以及 220kV 主变改接 500kV 母线的改建工作的逐渐完成，如杭州乔司 1 号主变、金华双龙 1 号主变、温州瓯海变电站及 1 号主变等均已顺利投产，瓶窑 2 号主变改接 500kV II 母线已经完成；相应的 500kV 输电线路不断的并入电网，如瓶窑到南桥的第二回 500kV 窑南 5912 线路、瓶乔 5411 线路、双瓯 5463 线路、瓶头 5905 环入武南变均已并入华东电网运行。因此，浙江省受网能力在逐渐增加，地区用电能力不断提高。

### 高压输电线<sup>[20]</sup>

在电力传输中，“高压”的概念是不断改变的。从最早的 15kV 到现在采用的 1000kV 以上的电压，基本上都是每过 15~20 年间隔逐步出现一个新的电压等级。鉴于实际研究工作和运行的需要，对电压等级范围的划分，目前一般统一为：

- 35kV 及以下电压等级称为配电压；
- 110kV~220kV 电压等级称为高压；
- 330kV~750kV 电压等级称为超高压；
- 1000kV 及以上电压等级称为特高压。

现在世界上无论是交流输电，还是直流输电，总的趋势是输电电压等级越来越高，其目的是为了大容量远距离输送电力，减少传输过程中的损失并结合考虑技术经济因素。

众所周知，交流线路输送的功率、线损和电压的关系可用下面的几个公式来表达：

$$\text{输送功率} \quad P = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (2-1)$$

$$\text{导线电阻} \quad R = \rho \frac{l}{s} \quad (2-2)$$

$$\text{线损} \quad \Delta p = 3I^2 R = \frac{P^2 \cdot \rho \cdot l}{U^2 \cos^2 \varphi} \quad (2-3)$$

式中的 U 为线路电压； $l$  为线路长度； $\rho$  为导线电阻； $\cos \varphi$  为功率因素。从式 2-1) 和 (2-3) 中可以看出采用高压输电有如下的优越性：

- 输电电压  $U$  提高, 在  $I$ 、 $\cos \psi$  不变时输送功率  $P$  可增大。
- 在有同样的输送功率时, 由于输电电压  $U$  的提高, 线损  $\Delta p$  将会减少, 这样将会带来经济效益。

表 2\_4 是对 100km 输电线路当采用不同输电电压时的输送功率及线损率(总线损耗 / 输送功率) 的统计。

表 2\_4 输送功率及线损率统计

电压 / kV	导线截面 / mm	输送功率 / MW	线损 / %
220	2×570	25	2.73
380	2×570	70	1.30
750	4×70	250	0.70

- 由 (2-3) 式还可以看出当输送功率  $P$  及线损  $\Delta p$  一定时, 提高输电电压  $U$ , 则输电距离  $l$  也可以增大, 这为解决远距离电力输送, 提供了理论依据 (见表 2-5)

表 2\_5 不同电压等级经济输送容量与输电极限长度的关系

电压 / kV	导线截面 / mm	经济输送容量 / MW	输电线路的极限长度 / km
110	1×70	14.6	80
220	1×240	92	220~400
330	2×330	380	600~700
500	3×480	940~1250	1000~1200
750	4×712	2700~3000	2000~2200

- 输电电压越来越高的原因还在于以下三点:

1)对线路走廊的考虑。在幅员窄小, 地价很高或线路走廊受地形限制时, 该因素就尤显突出。经济比较结果表明: 每提高一个电压等级, 走廊输送电能的利用率提高 2 倍~3 倍。如美国 AEP 的 765kV 输电线路, 输送的能力相当于 5 条 345kV 线路的输送能力, 而线路走廊宽前者仅 60m, 后者则要求 225m。此外, 出于稳定的考虑, 同一电压多条线路的输送能力并非各路输送能力的整数倍, 但输电电压等级提高后, 则可以输送较大容量。

2)对短路电流的考虑。系统允许短路电流的上限是由系统结构和断路器的开断能力决定的。由于更高的电压负担了主要输电任务, 较低电压系统的短路电流则不会增加, 并能满足已有断路器的开断能力。

3)系统运行可靠性、经济性的要求。欧洲即使幅员很小的国家譬如瑞士也采

用超高压输电。

对于高压输电的重要意义，美联邦动力委员会（FPC）曾总结如下<sup>[21]</sup>：

“输电的战略重要性比它在电能的全部费用中平均所占的 10% 得多。将经济上证明是合理的地区进行适合的系统互联有如下好处：可采用成本低的大型发电机组；由于负荷的不同时性可大量节约设备容量；可共用备用的发电容量；可最有效地利用现有的发电容量。总之，系统互联是使最有效地利用任何地区或区域内的设备成为可能的协调手段。”

显然，电力系统的发展包含着发电机组容量增大、原子核能及丰富的电力发展资源的不断开发、市区内采用地下电缆输电方式、发电和输电的建设费用等各方面因素，故而日益要求大量兴建 500kV 甚至更高电压等级的输电线，以增大传输功率，加强系统内部和各系统之间的联系。反过来，这些高压输电线作为电力系统的主干，又对加强电力系统的安全稳定运行具有举足轻重的作用。实质上，输电线路输送能力的增加将极大地影响整个电力系统运行稳定性和供电的可靠性。因此，应当按要求的工作特性进行输电系统的设计，设计标准既不能过高而浪费资金，又不能过低而影响供电可靠性，造成损耗大或引起无线电杂音问题。

为缩短高压远距离输电线路的电气距离，常在线路中间亦或在线路两端装设串联电容进行补偿<sup>[21]</sup>，目的是为增加静态和动态的输送能力。因为线路电抗是线路长度和相间距离的函数，它随每相导线的增加而减少，当线路采用分裂导线时，与具有同样相间距离的单导线线路相比，有较低的电抗，并减少了高压运行时的电晕损耗而且具有较高的稳定极限。长距离线路采用分裂导线，大大增加了线路的分布电容，为补偿这部分影响，许多超高压输电系统中还需要装设并联电抗器，以防止开关操作时产生的过电压和避免发电机发生自励磁，并将静态电压限制在允许的数值内（特别是在线路带轻负荷时）。

当高压输电线路发生短路故障时，为保证整个电力系统能够继续安全稳定运行，则要求继电保护设备配置动作十分迅速，对故障线路予以切除，要求其动作时间约在 20~40ms 以内。由于时间短，快速动作的继电保护将势必得承受各种不同暂态电流的影响。因而，在计算暂态过程时，分析研究继电保护装置的暂态性能，具有十分重要的理论与现实意义；对高压长距离输电线路故障的过渡过程进行分析和计算，深入研究和探讨有关的计算方法，已经成为电力技术方面的一个重要的研究课题。

## 2.3 2015年度浙江电网的短路电流分析

## 2.3.1 2015年度浙江省网短路电流水平

浙江省 2015 年电网情况，按正常接线方式，不考虑 500kV/220kV 电网分层分区，那么 2015 年的各 500kV 变电所母线短路电流计算结果如表 2\_6 所示。

表 2\_6 2015 年浙江电网 500kV 变电所母线短路电流计算结果 单位：kA

变电所名	500kV		220kV	
	三相短路	单相短路	三相短路	单相短路
瓶窑变	*66.71	*63.79	*68.37	*75.23
王店变	*74.01	*75.34	*64.74	*73.98
杭东变	62.19	59.75	*70.66	*81.28
萧山变	53.88	50.76	*76.47	*87.39
诸暨变	62.42	59.48	*79.27	*87.95
兰亭变	61.80	59.12	*79.86	*89.63
甬西变	40.83	38.12	49.71	*56.65
宁波变	*63.43	62.66	*65.71	*72.95
双龙变	42.65	41.49	*58.96	*67.72
台南变	38.35	36.14	49.55	*58.21
温州变	26.80	29.26	*50.62	*61.20
双林变	33.11	30.38	*51.20	*57.80
杭北变	48.96	45.83	33.74	41.69
嘉善变	37.99	34.30	49.87	*56.00
富阳变	45.83	41.11	*53.99	*59.99
绍东变	57.60	53.99	*70.56	*68.11
市北变	41.09	40.03	*59.85	*66.30
甬东变	52.53	54.52	49.16	*56.75
宁海变	*75.13	*77.04	*51.91	*59.44
嵊县变	49.01	45.95	*64.00	*70.54
衢州变	17.48	17.62	30.82	37.60
丽水变	28.78	27.72	44.63	*50.17
乐清变	27.77	27.53	*52.85	*59.69
温南变	20.88	22.32	32.85	41.01

注：\* 表示短路电流超限（500kV 电网短路电流水平应小于 63kA，220kV 电网短路电流水平应小于 50kA）。

### 2.3.2 结果分析

表 2\_7 2015 年浙江电网 500kV 变电所 220 千伏母线短路电流超限表 单位：kA

变电所名称	三相短路电流	单相短路电流
瓶窑变	*68.37	*75.23
王店变	*64.74	*73.98
杭东变	*70.66	*81.28
萧山变	*76.47	*87.39
诸暨变	*79.27	*87.95
兰亭变	*79.86	*89.63
甬西变	49.71	*56.65
宁波变	*65.71	*72.95
双龙变	*58.96	*67.72
台南变	49.55	*58.21
温州变	*50.62	*61.20
双林变	*51.20	*57.80
嘉善变	49.87	*56.00
富阳变	*53.99	*59.99
绍东变	*70.56	*68.11
市北变	*59.85	*66.30
甬东变	49.16	*56.75
宁海变	*51.91	*59.44
嵊县变	*64.00	*70.54
丽水变	44.63	*50.17
乐清变	*52.85	*59.69

表 2\_8 2015 年浙江电网 500kV 变电所 500 千伏母线短路电流超限表 单位: kA

变电所名称	三相短路电流	单相短路电流
瓶窑变	*66.71	*63.79
王店变	*74.01	*75.34
宁波变	*63.43	62.66
宁海变	*75.13	*77.04

注: \* 表示短路电流超限 (500kV 电网短路电流水平应小于 63kA, 220kV 电网短路电流水平应小于 50kA)。

从表 2\_7 中可以看出: 1) 2015 年浙江电网 500kV 变电所中除杭北变、衢州变和温南变的 220kV 母线短路电流没有超限以外, 其余 22 个变电所的 220kV 短路电流都超过现有开关设备的开断电流 50kA, 且均是单相短路电流高于三相短路电流; 2) 在 220kV 母线的短路电流水平超限的 500kV 变电中, 甬西变、台南变、嘉善变、甬东变和丽水变 5 个变电所只是单相短路电流超过了现有开关设备的开断电流 50kA, 其余 500kV 变电所均是三相短路电流和单相短路电流超过了现有开关设备的开断电流 50kA; 3) 虽然甬西变、台南变、嘉善变和甬东变只是单相短路电流超限, 但是其三相短路电流分别为 49.71kA、49.55kA、49.87kA 和 49.16kA 均已接近 220kV 电网短路电流水平 50kA 的短路电流极限; 4) 在 2015 年度浙江整个 220kV 电网中, 三相最大短路电流和单相最大短路电流出现在兰亭变分别为 79.86kA 和 89.63kA。

从表 2\_8 中可以看出: 1) 2015 年浙江电网 500kV 变电所中瓶窑变、王店变、宁波变和宁海变的 500kV 母线短路电流都已超过现有开关设备的开断电流 63kA; 2) 瓶窑变、王店变和宁海变均是三相短路电流和单相短路电流超过了现有开关设备的开断电流 63kA, 虽然宁波变只是三相短路电流超过了现有开关设备的开断电流 63kA, 但其单相短路电流为 62.66kA 已十分接近现有开关设备的开断电流 63kA; 3) 从表 2\_6 可以看出 500kV 变电所中的杭东变、诸暨变和兰亭变的 500kV 母线的三相短路电流分别为 62.19kA、62.42kA 和 61.8kA, 也已接近十分近现有开关设备的开断电流 63kA; 4) 在 2015 年度浙江整个 500kV 电网中, 三相最大短路电流和单相最大短路电流出现在宁海变分别为 75.13kA 和 77.04。

由于 500kV 变电所中的变压器中性点直接接地, 因此变电所 220kV 母线的单相短路电流高均于三相短路电流, 因而在兰亭变由此引起的三相短路电流和

单相短路电流分别占总短路电流的 35.35%和 42.25%；同时，兰亭变通过兰亭—柯岩、兰亭—柯西两条线路分别与钱清电厂和萧山电厂相连，而且还与诸暨主变和绍东主变相连，因此在 2015 年度浙江整个 220kV 电网中兰亭变的三相短路电流和单相短路电流均是最高。而宁海变不仅直接与三门核电厂、强蛟电厂和乌沙山电厂直接相连，而且还通过宁海—宁波、宁海—嵊县两条 500kV 双回线支路与北仑电厂、鹰龙山电厂、桐柏抽水蓄能电厂相连，因此在 2015 年度浙江整个 500V 电网中宁海变的三相短路电流和单相短路电流均是最高。

综上所述，浙江电网 500kV 变电所变压器中性点直接接地，使得 220kV 母线的单相短路电流高于三相短路电流；同时 500kV 电网与 220kV 电网电磁环网运行和大量的新电源投产，进一步造成了电网结构紧密、电源密集，使得 220kV 和与之相连的 500kV 电网的短路电流水平剧增，直接影响了整个浙江电网和华东电网的安全稳定运行。因此，需要对 2015 年浙江电网 500kV 变电所采取有效限制短路电流的措施。

## 第三章 限制短路电流的措施分析

随着系统的不断发展，短路电流水平日益增高。在系统发展的初期阶段，如果系统容量不大，短路电流水平不高，对系统发展产生的短路电流增大问题，一般可以用更换开关设备来解决，因为在这种情况下变电所的其它设备往往是有足够的裕度。但是当系统容量已经很大，短路电流水平已经很高，由于系统互联或容量进一步继续增大使用使短路电流水平进一步提高时，就不能简单地采取更换断路器的办法。这是因为系统中原有变电所不仅要更换断路器而且对其他设备和出线包括主变压器、隔离开关、互感器和母线、绝缘子、构架、基础、接地网等也必须加强或更换。对通信线路的干扰还要采取屏蔽措施甚至要改为地下通信电缆。因此需要研究采用限制短路电流的措施。

目前我国各大电网限制短路电流，通常采用分层分区、直流联网和母线分段运行等从结构、系统运行方式上采取措施或在线路中装设故障限流器限制短路电流；对于单相接地短路电流一般采用变压器中性点经电阻或电抗接地的方法降低。

### 3.1 分层分区

#### 3.1.1 分层分区的概念、目的和原则

##### 分层分区的概念

所谓电网分层是指电网的电压等级，即按网路传输能力的大小将电力系统划分为由上而下的若干结构层次；而所谓电网分区是指以受端系统为核心将供应电力和电能的远方电厂联系在一起，形成一个供需基本平衡的区域，并经过联络线与相邻系统相联<sup>[23]</sup>。因此分层分区是指按电网的电压等级将电力系统分为若干结构层次；在不同层次按供电能力划分若干区域，为区域内电力负荷安排合适的电力供应，形成基本的供需平衡。合理的电网结构是电力系统安全、稳定、经济运行的基础，电网分层分区运行是形成合理电网结构的原则之一。

##### 分层分区的目的

分层分区是在电力系统发展过程中逐渐形成的。发展电力系统是电力工业

的客观规律，也是发展国民经济的重要保证。用电需求的增长必定促使电力系统的规模日益扩大，这就促使了电力系统向大系统互连。一方面，大电力系统具有明显的优越性，如可以合理开发与利用能源、节省投资与运行费用，提高经济效益，减少事故和检修备用容量；另一方面，大系统也带来了潜在的威胁，如局部电网的个别问题将波及临近地区，可能诱发恶性连锁反应，造成大面积停电事故；高低压电磁环网容易引发系统稳定破坏事故等。同时，由于系统中单机容量和发电厂容量、变电所容量、负荷及负荷密度的持续增长，高压网内部的连接日渐紧密，使得各电压等级电网中短路电流不断增加，各类送变电设备如开关设备、变压器及互感器、变电所的母线、架构、导线、支持瓷瓶和接地网都必需满足短路电流的要求。当短路电流水平超过了电网中现有变电所设备可以承受的能力时，就必须采取措施限制短路电流，或改造变电所设备。对于区域性的短路电流升高问题，如果采用更换断路器等设备的方法，不仅工程量庞大，需要投入大量资金，而且运行方式实施困难很大，经济和技术方面均不可取；而从网络结构和电网运行角度来分析处理，比简单采取更换大容量断路器的手段可能更为科学合理。当高一级电压电网发展到一定程度时，将低一级电压电网按供电区解列分片运行以降低短路容量，即进行分层分区，便是行之有效的措施之一<sup>[10]</sup>。

#### 分层分区的原则

按电压等级分好层次；按能源、电源与负荷需求划好区域；按电厂和负荷的容量接入相适应的电压等级，大电厂大负荷接入高一级电压；按电力供应划分区域，力求分区平衡，各区之间用联络线联络，提供电力、电量或事故支援。电源和负荷的平衡要在不同电压等级的电网中实现，在每个区内应有一定容量的电厂。不同时期的分层分区各不相同，低压主干网络形成的受端系统，在高压主干网络形成受端系统后就应改造简化，重新分层分区。高压主干受端系统在后期又应分区成为二三个受端系统互联的格局，如东北电网从南到北主干线构成的受端系统，后期可分为辽宁、吉林、黑龙江 3 个受端系统互联。

分层原则是按网络电压等级，即网络的传输能力大小，将电网划分为由上至下的若干结构层次，为了合理地充分发挥各级电压网络的传输效益，电压等级一般以 4 级为宜，有利于电源尽快直接供给负荷，避免多次升压、降压以及迂回送电造成不必要的损耗。多次升降压的变电容量重复，增加设备投资；分区的原则是外来电源送电给受端系统，不应再经受端系统转送。当受端系统电

源已足够多，新的负荷中心形成，且需要大电源时，则应尽早建成新的受端系统，并与原来的受端系统互联，互补电力余缺和事故支援。

### 3.1.2 分层分区限制短路电流的特点

#### 优点

- 网路层次清晰，便于调度操作和事故处理。

电网分层分区后，网络层次清晰，有利于充分发挥有功与频率控制，无功和电压控制，安全稳定等技术措施，以及正常生产的监控和指挥系统的各种功能，因此很多事故可以被限制在各个分区内，而发生全网故障的几率也相应减小，从而防止大电网的安全性受到破坏；同时由于分区内故障对邻近分区的影响不大，因此便于事故后的调度控制和正常情况下的操作和潮流控制，从而提高了系统的稳定水平。

- 分层分区后取消高低压之间的电磁环网运行，线路输送容量得到充分发挥。

例如在 1994 年上海分层分区后，正常方式下 500kV 和 220kV 系统不再电磁环网运行，北部地区，特别是石洞口二厂出力得到彻底解放，窝电情况不再出现；同时 500kV 线路故障将不再引起 220kV 线路过负荷问题<sup>[24]</sup>。

- 提高用电可靠性。

输电线路采用高一级电压后，输送能力增强了，电力系统稳定性得到改善，从而系统可靠性也得到了相应的提高。例如在 1994 年上海分层分区后，上海浦东新区和部分市区由新建的 2 条 500kV 线路供电，因此大大降低了浦东新区大面积停电的可能性<sup>[24]</sup>。

- 降低低电压等级的短路容量。

例如上海南北分区运行后，各厂站 220kV 母线短路容量显著下降，特别是位于开环两侧的闵行电厂和西郊变电站，下降幅度位居前列，宝钢变的短路容量也降至铭牌以内，如表 3\_1 所示<sup>[24]</sup>。

分层分区是限制短路电流的最根本、最有效的方法。若单纯为了限制短路电流而采用高一级的电压，在建设费用上必然不如加装电抗器便宜。然而，为了提高系统的稳定性，使送电容量大幅度增加，以适应系统的发展，应采用此法作为限制短路电流与提高系统稳定的措施。

- 减少枢纽变电站和电厂母线分段运行，提高其安全性和可靠性。

分层分区前，部分枢纽变电站和电厂为降低短路容量被迫母线分段运行；

在分层分区后，枢纽变电站和电厂母线的短路容量得到显著下降，可停止原有的母线分段运行方式恢复正常运行，从而提高了枢纽变电所和电厂的安全性和可靠性。

➤ 改善潮流流向，减少被迫迂回，降低线损。

表 3\_1 主要厂站分区运行前后的短路容量 单位：MVA

厂站名	开关容量	合环运行	开环运行	降低值
宝钢	12000	12338	11410	928
西郊	19000	16409	13188	3221
闸北	12000	11146	10262	884
闵行	12000	17142	14072	3070
古北	15000	11323	8531 (北)	2792 (北)
			3115 (南)	8285 (南)
泸定	15000	11476	8634 (北)	2842 (北)
			3115 (南)	8362 (南)

### 缺点

随着国民经济的发展，系统容量不断增大，传统的办法是随着系统容量增加而提高系统电压。一般来说，按历史发展的经验，电力系统由于负荷增加，每过 20 年左右，即出现一个新的电压等级，但是当电压等级升至 800kV 以上时就不是那么有规律了。例如西欧 400kV 电压等级已经沿用至今 40 多年，北美 765kV 电压等级也已经有 30 多年的商业运行经验。60 年代中期虽然考虑过 1000kV 以上的特高压 (Ultra High Voltage, 缩写为 UHV) 问题，并建立了一些有关的试验站和实验线路，但是至今日都已被搁置或取消。又如最有发展潜力的日本，建立了最短距离双回 UHV 线路，但是由于未安装特高压变电设备，只能在 500kV 下降压运行，其特高压试验站已关闭。唯有前苏联建成的一条 1200km 的 1150kV 线路还在运行，但是自从 1985 年投入运行以来，由于无电可送和政治原因也未能满载运行。由此可见，由于技术、环保、经济和可靠性等原因，国际上特高压的发展战略将暂被搁置<sup>[4]</sup>。而分层分区是在电力系统发展过程中逐渐形成的，只有当高一级电压电网发展到一定程度时，才能将低一级电压电网按供电区解列分片运行。因此在我国交流 500kV 成为主干网架之后，由于存在采用 750kV 作为高一级电压等级的级差太小，并不合理；采用 1000kV~1200kV 电压等级存在一定的困难的原因，所以想通过发展高一级电压后将低一级电压

电网解开分片运行，将会有较大的困难。

### 3.2 直流联网

#### 3.2.1 直流联网限制短路电流的原理

直流输电系统的基本控制原理<sup>[25]</sup>

直流输电系统主要由换流变压器、整流器、逆变器和直流线路等直流设备组成，如图 3\_1 所示。

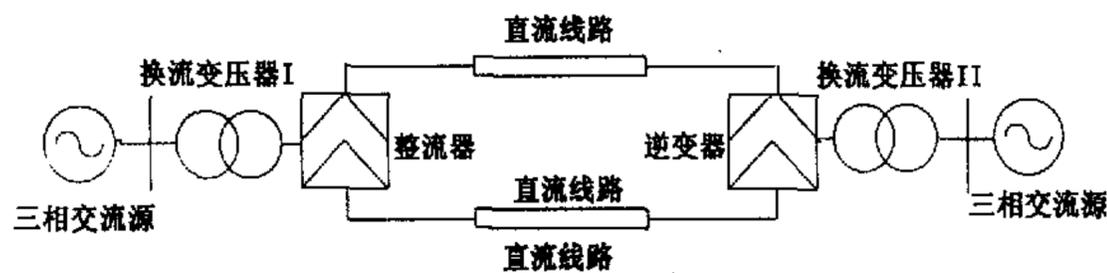


图 3\_1 直流输电系统原理接线图

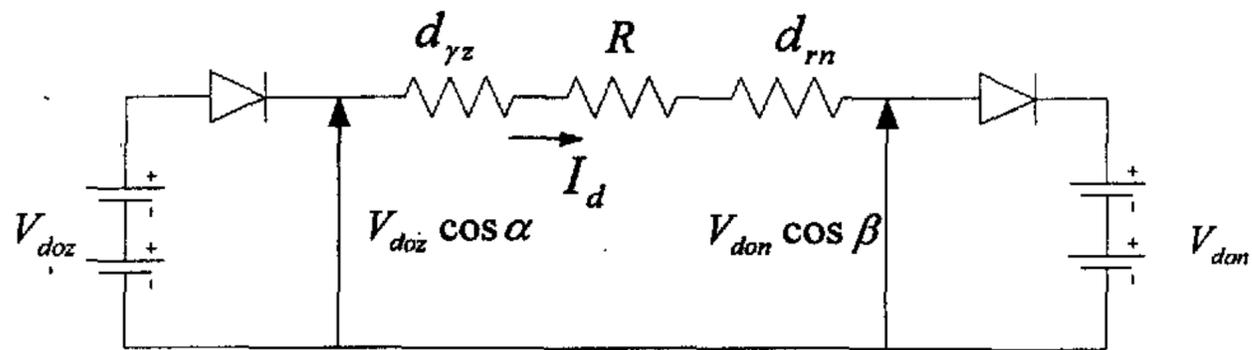


图 3\_2 直流输电系统原理等值电路图

直流输电系统的原理等值电路，如图 3\_2 所示。由图可求得从整流器向逆变器的直流电流为：

$$I_d = \frac{V_{doz} \cos \alpha - V_{don} \cos \beta}{d_{yz} + R + d_{rn}} \quad (3-1)$$

式中  $V_{doz}$  和  $V_{don}$  分别为整流器和逆变器的空载直流电压，与各自交流侧的线电压  $E_z$  和  $E_n$  成正比； $d_{yz}$  和  $d_{rn}$  分别为整流器和逆变器的比换相压降。

式 (3-1) 表明，线路上任一点的直流电流可以通过以下两种方式控制：

- 调节整流器的触发滞后角  $\alpha$  或逆变器的触发超前角  $\beta$ ，即控制极调节；
- 调节换流器的交流电势  $E_z$  和  $E_n$ ，一般靠改变换流变压器的分接头实现。

在以上两种控制方式中，用控制极调节，不仅调节范围大，而且非常迅速，

是直流输电系统的主要调节手段；调节换流变压器的分接头则速度缓慢而且范围有限，所以只作为控制极调节的补充。

### 直流输电系统的基本调节方式<sup>[25]</sup>

直流输电系统是高度可控的，它能够通过换流器触发相位的控制，实现多种、快速的调节，改善直流输电系统和与之相连交流系统如无功补偿、电压调节和暂态稳定等动态性能<sup>[25][26][27][28][29]</sup>。定电流调节方式是直流输电系统的基本调节方式。它可以自动地保持电流为定值，避免直流输送功率大幅度变化引起的两端交流系统运行困难，也可以避免直流电流剧烈变化对直流系统安全运行的影响。定电流调节的基本原理如图 3-3 所示，通过直流电流互感器测得的实际直流电流  $I_d$  与整定值(电流指令)  $I_{d0}$  进行比较，调节放大器将误差  $\varepsilon = I_{d0} - I_d$  进行放大，再通过相位控制和触发电路，控制触发角  $\alpha$  的改变，以减少电流误差值，使得实际直流电流  $I_d$  等于或接近整定值  $I_{d0}$ 。

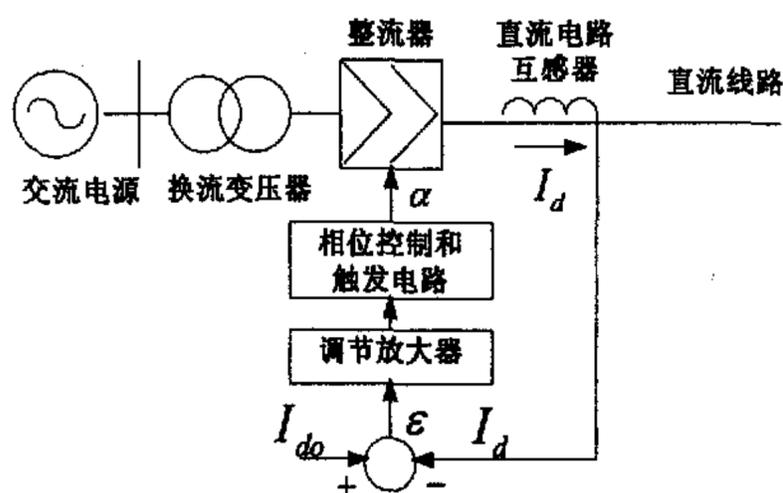


图 3\_3 定电流调节原理方框图

因此当交流网络中发生短路故障时，直流输电系统能对电流按给定值迅速加以控制，有效限制相连交流系统的短路电流和短路容量的增大。

### 3.2.2 直联网的特点

两个或多个交流系统通过他们之间的联络线相互连接，交换功率，使得互联电力系统在一定的条件下获得了很大的利益，如增大了系统容量，减少了备用容量；实现了水电和火电的联合开发与运行；发生事故时，便于各地区间出力相互支援；通过优化运行机组降低发电机运行成本等。但是随着互联系统数目的增多，传输距离的增长，原有的互联交流系统规模逐渐增大，互联系统间诸如潮流阻塞、频率稳定、电压稳定等问题也日益突出，从而其具有的优势也

逐渐减少，如图 3\_4 所示。美国的大停电事故充分说明了互联大系统之间的所具有的隐患。

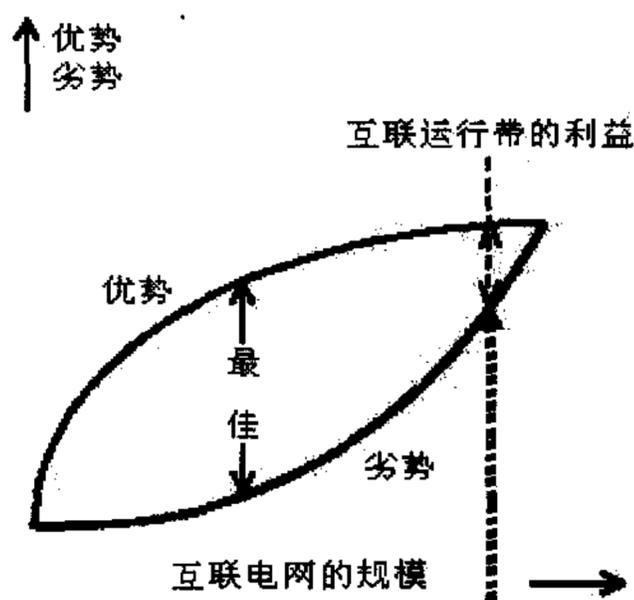


图 3\_4 互联交流系统优劣变化

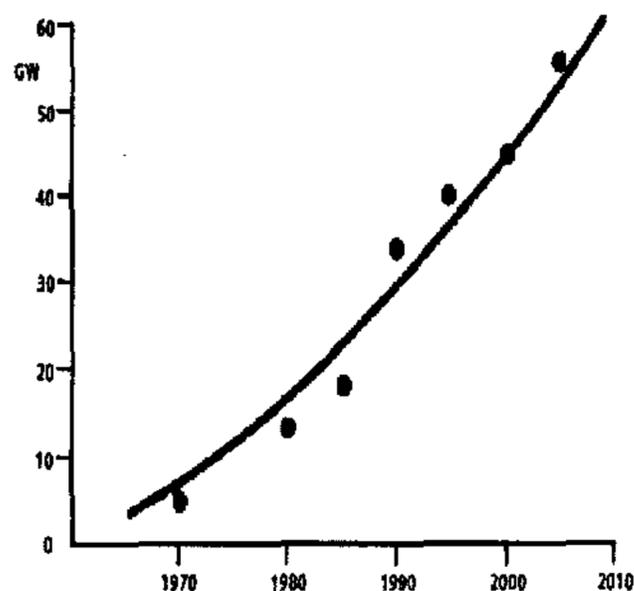


图 3\_5 世界上采用直流联网的容量变化

随着直流高压输电逐渐发展成为了一种成熟、可靠的技术后，相对交流联网，采用直流联网在技术和经济性方面都有很大的优势，因此世界上采用直流联网的国家越来越多。目前，世界采用直流联网的传输容量已达 50GW，如图 3\_5 所示<sup>[30]</sup>。

#### 直流联网技术优势<sup>[25][26]</sup>

由于直流输电线路的电流是按给定值控制的，因此被互联的两端交流系统的短路容量不致由于互联而明显增大。如果用交流线路将两个交流系统互联，则将出现因短路容量增大，断路器的遮断容量不足而需要更换，或者在电力系统中增设限流装置，以限制短路电流。

因为直流输电线路输送的电流和功率由两端的直流电压所决定，与两端交流系统的频率和电压相位完全无关，因此直流线路电压的变化不会直接影响系统中交流电力设备中的运行电压，不像交流线路那样受较大的限制，只要不超过允许的最高电压都可以根据需要加以改变，以调节直流线路的电流和功率。另一方面两端直流电压的变化是通过换流站中所配备的电子型调节器改变换流器的触发相位来实现的，调节器的时间常数较小，所以直流线路电流和功率的调节过程较快。因此，采用直流联网可以有效解决互联系统的电压稳定性问题。调节直流线路功率时，发电机可不必立即承担全部的功率变量，只是使两端系统中发电厂负荷和频率改变到新的平衡状态，一端系统频率升高，另一端系统频率降低；然后，两端交流系统可各自改变发电厂的输出功率使频率恢复。因

此采用直流输电连接的两个交流系统后，两端交流系统可以不必同步运行，并可各自实现调频，解决了频率稳定问题；而且可通过直流联网实现点对点的功率输送，避免了功率通过环网中其它互联系统，解决了潮流阻塞的问题。

在直流联网的一端交流系统发生故障时，另一端交流系统可通过直流输电系统对直流电流的快速调节，实现事故系统的紧急支援；当一端交流系统的故障不可挽回时，又能迅速限制故障电流避免事故扩大到健全一端的交流系统。因此，随着电力系统的不断扩大，用直流输电系统互联若干交流电力系统成为大型电力系统，可将其分为若干个非同步运行的交流系统，提高电力系统调度、运行的灵活性，避免因局部故障引起大面积停电事故。

### 直流联网经济优势<sup>[25][26]</sup>

由于交流联网的电力系统随着互联系统规模逐渐增大，互联系统间诸如潮流阻塞、频率稳定、电压稳定等同步运行的问题日益突出，因此相应需要的管理和调整费用也必需增加。而采用直流联网后，直流输电系统不仅可以调节潮流而且还可以改善互联系统的稳定性和电压质量等问题，因而避免了由交流系统互联增大所需管理费用的增加。

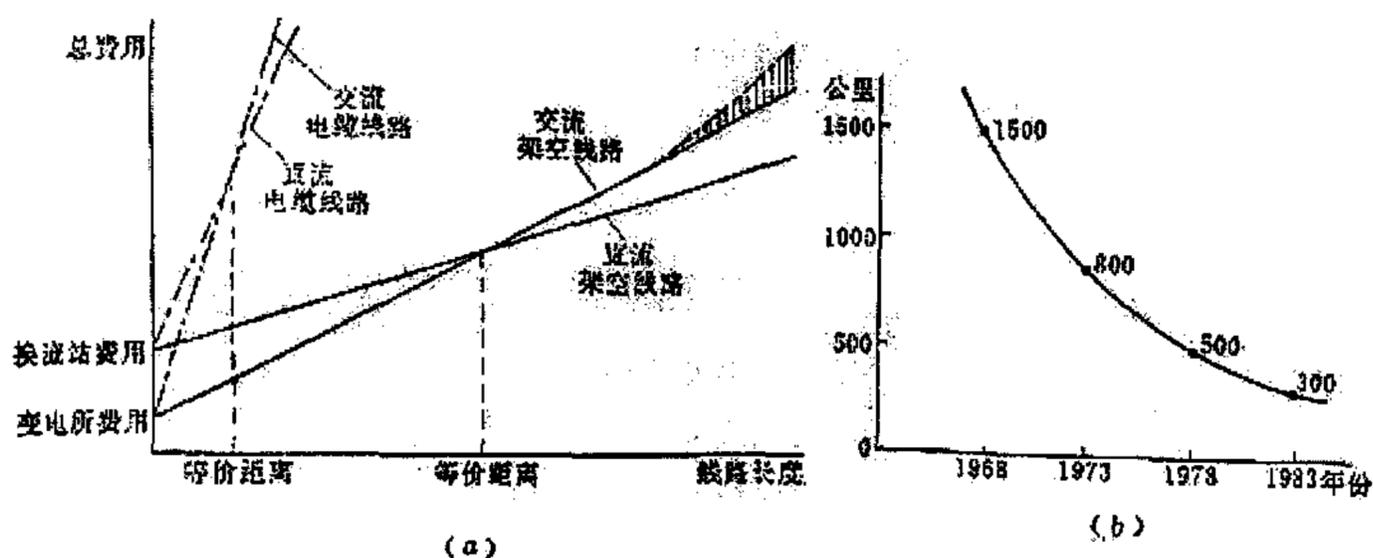


图 3\_6 交、直流输电的费用和输电距离的关系

采用直流联网不仅所需建设时间短，而且可以分期建设，增容扩建，因此有利于及早发挥投资效益。同时，在输送功率相等和可靠性相当的情况下，直流输电和交流输电相比，虽然换流站的费用比变电所的费用贵得多，但是直流输电的单位长度造价比交流线路低。如果输电距离增加到一定值时，直流线路所节省的费用刚好抵偿了换流站所增加的费用（即交、直流输电的线路和两端设备的总费用相等），这个输电距离就称为交、直流输电的等价距离。如果把

交、直流两种输电方式在输送一定功率时，所需要的费用和输电距离之间的关系绘成如图 3\_6 (a) 所示的曲线，两曲线交点的横坐标就是等价距离。显然，当输电距离大于等价距离时，采用直流输电比交流输电经济。随着交流换流器价格的下降，等价距离也在不断缩短。最近西德 AEG、BBC 和西门子三家公司的直流输电工作组提出的架空线等价距离逐年下降趋势的曲线图 3\_6 (b) 可以看出系统间采用直联网的经济优势日益增加。

### 3.2.3 直流输电系统限制短路电流的方案

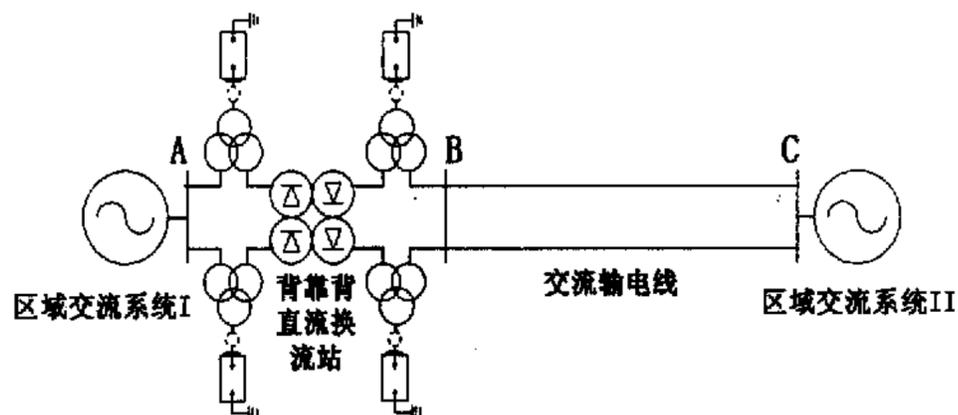


图 3\_7 背靠背直流输电系统

直流架空线、地下电缆和海下电缆，虽然在长距离输电时具有较高的经济性，但是作为交换功率不大的短距离或中短距离联络线时，其经济成本较高。背靠背直流输电系统是无直流输电线和无需特别通信通道的两端直流输电系统，其整流站和逆变站具有相同的结构、控制和保护功能，因此可以简化整个直流换流站的结构，降低直流设备受环境污染的可能性；可以基于直流电流优化设计参数，简化直流换流变压器的设计参数；可以避免换流阀受到如大地回流不平衡运行等因素的影响独立运行。基于上述优点因此可采用如图 3\_7 所示的背靠背直流输电系统和交流输电系统组成混合输电系统进行分隔电网限制短路电流，解决我国目前电压等级协调发展受到制约问题。

### 3.2.4 背靠背直流输电系统的特点

该系统不仅可以通过交流输电线使背靠背直流换流站与区域交流系统较好的整合为一个系统，而且这种输电系统所具备的直流输电系统的特点与典型的两端直流输电系统相比，在无功补偿、交流电压控制、运行灵活性和控制多样性等方面，特别是在增加传输容量和经济性方面，都更为优越<sup>[29]</sup>，因此以这样的输电系统作为限制短路电流的实施方案，更有利于整个系统限制短路容量的

增加和提高所联交流系统的动态性能。

### 背靠背直流输电系统的增容优势

传统的两极两线直流输电系统或是通过串联相同电流等级的换流站以提高直流线路的电压等级，或是并联相同电压等级的换流站以提高直流线路的电流，或是上述两种方式同时进行增加互联系统的传输容量。由于提高线路电流的同时线损也相应增加，因此经常是以采用提高直流线路电压等级为主要增加互联系统的传输容量的方式，而提高直流线路的电流作为辅助方式。与传统的两极两线直流输电系相比，背靠背直流输电系统只需采用并联背靠背换流站中的换流阀和增加相应的交流输电线方式增加传输容量，因此它更为简单、经济。

### 背靠背直流输电系统的经济优势

图 3\_8 是在输送功率均为 900MW 和可靠性相当的情况下三种直流联网方案的相对成本比较——传统的±400kV 两极两线直流输电系统（方案 1）、双回 345kV 交流输电线的背靠背直流输电系统（方案 2）和单回 500kV 交流输电线的背靠背直流输电系统（方案 3）。由图 3\_8 可以看出虽然当传输距离大于 200km 时，方案 1 比方案 2 更经济，但是随着传输距离减少到 200km 以下时，方案 2 的经济性优于方案 1，而且如果在背靠背直流输电系统中已有一条交流输电线存在，那么方案 2 所需的相对成本就更低。由图 3\_8 还可以看出，在背靠背直流系统中，如果交流输电线的电压等级提高到 500kV 即方案 3，那么在传输距离小于 400km 以下时，背靠背直流输电系统的相对成本将优于方案 1。

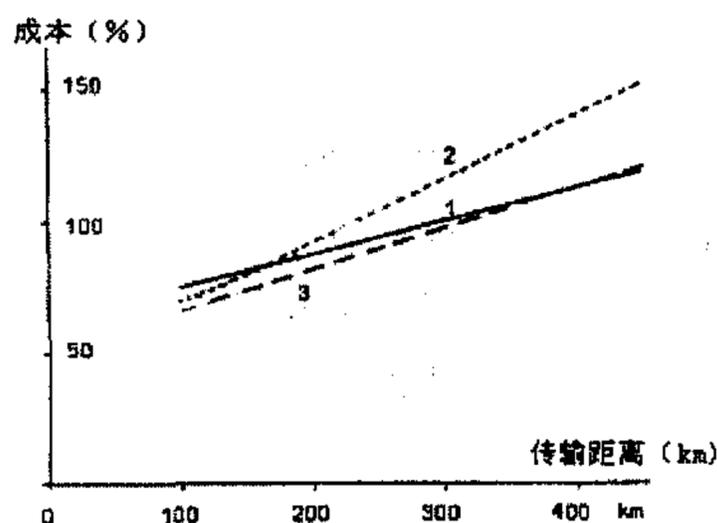


图 3\_8 各方案对于 900MW 容量的相对总成本比较<sup>[29]</sup>

1——方案 1；2——方案 2；3——方案 3

如直流联网的经济优势所述当输电距离大于等价距离时，采用直流输电比

交流输电经济，因此当传输距离在 300km 以内时，背靠背直流输电系统比传统的双极两线直流输电系统更经济，所以当传输距离在 300km 并且大于目前的等价距离时，背靠背直流输电系统连接短距离或中短距离两高压交流系统，所需的费用将会低于直接用交流联络线或是双极两线直流系统连接所需费用。

### 3.2.5 背靠背直流输电系统限流的算例分析

以 IEEE 30 节点 500kV 系统为例对各节点分别发生单相短路(a 相)故障和三相短路故障后，用电力系统仿真软件 DIGSILENTPowerFactory v13.0 进行了短路电流计算。

经计算，在系统 30 个节点中初始短路容量较大的节点为节点 1、2、5、6、8、11 和 13，其中以节点 2 的初始短路容量最大，为 1911.24MVA，如表 3\_2 所示。如果以节点 2 作为背靠背直流输电系统 A 端，节点 4 作为此系统 C 端，如图 3\_7 所示，在节点 2 和节点 4 之间通过背靠背直流换流站和交流输电线相连后再对各节点发生相同短路故障后，进行短路电流计算，其计算结果如表 3\_7 所示。

表 3\_2 系统实施背靠背直流输电系统前后单相短路和三相短路故障  
短路电流计算结果对比

节点号	单相短路电流				三相短路电流			
	实施前		实施后		实施前		实施后	
	$S_{k''}$	$I_{k''}$	$S_{k''}$	$I_{k''}$	$S_{k''}$	$I_{k''}$	$S_{k''}$	$I_{k''}$
1	1629.88	5.65	1419.26	4.92	4214.37	4.87	3622.67	4.18
2	1911.24	6.62	826.91	2.86	4968.83	5.74	2294.44	2.65
5	1395.56	4.83	1361.01	4.71	3573.92	4.13	3471.02	4.01
6	1644.18	5.70	1523.47	5.28	3454.09	3.99	3189.21	3.68
8	1565.00	5.42	1534.52	5.32	3888.63	4.49	3794.50	4.38
11	1200.55	4.16	1199.60	4.16	3034.68	3.50	3031.61	3.50
13	1230.48	4.26	1228.40	4.26	3088.57	3.57	3082.45	3.56

注： $S_{k''}$ —初始短路容量值 (MVA)； $I_{k''}$ —初始短路电流值 (kA)

由计算数据对比可以看出，在系统中加入背靠背直流输电系统后，系统中除节点 11 和 13 在上述短路故障发生后的初始短路容量下降不明显以外，其余初始短路容量较大各节点的初始短路电流都有明显的下降，其中节点 2 最为明显，其初始短路容量值分别降低 56.73%和 53.82%；并且其它初始短路容量较小的各节点的初始短路电流也有小幅度的下降（因为篇幅有限，表 3\_2 中并未列

出相关数据)，因此从计算数据的对比不仅验证背靠背直流输电系统可以限制与之相连交流系统短路电流水平的有效性，而且也表明背靠背直流输电系统有利于降低电网中其它节点的短路电流水平。

### 3.3 母线分段运行

#### 3.3.1 母线分段运行限制短路电流的原理

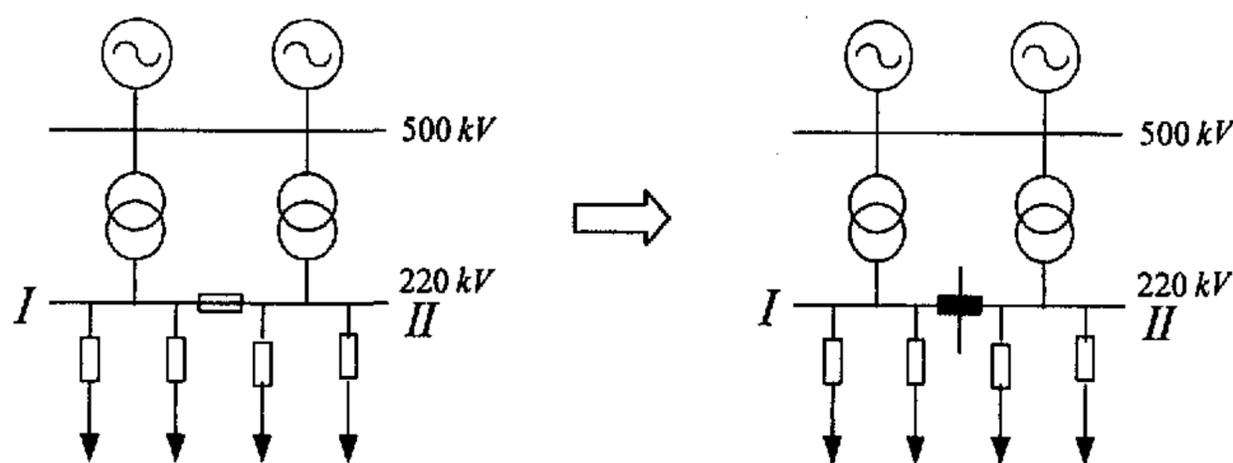


图 3\_9 母线分段限流原理

母线分段运行目前在国外应用较为普遍，它有两种改变系统结构的方式：高压母线分段运行和低压母线分段运行。如图 3\_8 所示，通过将 220kV 低压母线 I 分为 I 和 II 两段后，系统阻抗增大，从而有效地限制 220kV 低压侧的短路电流。不过，这样做会使系统互联的优点被削弱。另外一种情况是在正常情况下母线并列运行，事故发生时，将母线分段运行，减轻短路电流，然后再将故障线路的断路器断开，这种运行方式不会影响系统互联的优点。然而，母线突然分段之际，变电站的母线负荷分配不平衡，一部分母线可能过负荷，在严重情况下还会引起设备损坏等事故。另外，输电线路出线端发生故障，要等待母线分段后才能将故障点断路器跳开，使故障持续时间延长<sup>[10]</sup>。

#### 3.3.2 母线分段运行限制短路电流的特点

由于母线分段运行是采用改变系统联系和结构的办法，增大系统阻抗限制短路电流，因此它是最经济、最简单、最有效的一种限制短路电流的手段<sup>[10]</sup>。如上所述，虽然母线分段运行限制短路电流的措施简单易行而且效果显著，但是无论采用上述哪种母线分段的方式都有可能降低系统的安全裕度，限制运行操作和事故处理的灵活性，因此一般只在必要时才采用<sup>[9][31]</sup>。

### 3.4 变压器中性点加小电抗

#### 3.4.1 变压器中性点加小电抗限制短路电流的原理

##### 普通变压器

对于中性点经小电抗接地的普通变压器，当中性点经阻抗接地的 YN 接法绕组中通过零序电流时，中性点接地电抗上将流过三倍零序电流，并产生相应的电压降，使中性点产生与大地不同的电位，如图 3\_10 (a) 所示。因此，在单相零序等值电路中，应将中性点阻抗增大为三倍，并同它所接入的该侧绕组的漏抗相串联，即零序等值电抗应为该绕组的漏抗与三倍中性点电抗值之和，如图 3\_10 (b) 所示。

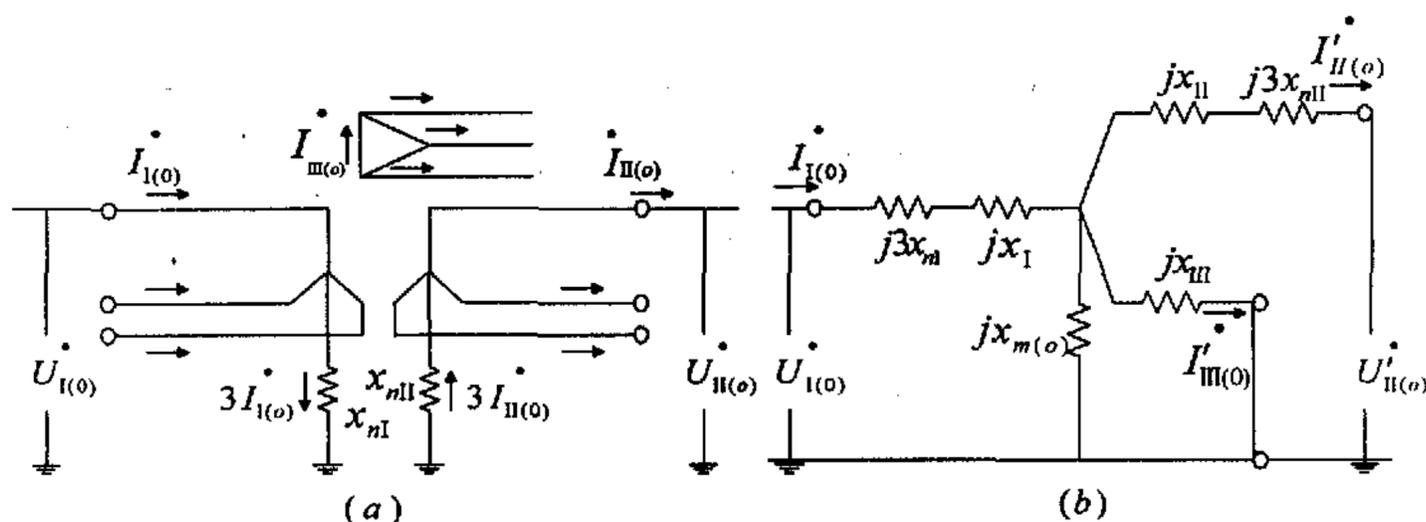


图 3\_10 中性点加小电抗接地的普通变压器及其零序等值电路

##### 自耦变压器

自耦变压器中性点小电抗接地与普通变压器不同。自耦变压器中有两个直接电气联系的自耦绕组，一般是用来联系两个直接接地的系统。由于自耦变压器的两个自耦绕组共用一个中性点和接地阻抗，因此，中性点的入地电流，应等于两个自耦绕组零序电流之差的三倍。当自耦变压器的中性点经小电抗接地时，中性点的电位，不像普通变压器那样只取决于一个绕组的零序电流，而要受两个绕组的零序电流的影响。因此，中性点接地电抗对零序等值电路及其参数的影响，也与普通变压器不同。

图 3\_11 为中性点经小电抗接地的自耦变压器电路图及其零序等值电路。图中 1、2、3 分别表示高、中、低压三个绕组， $X_1$ 、 $X_2$ 、 $X_3$  为中性点直接接地时的高、中、低压侧的等值零序电抗， $X'_1$ 、 $X'_2$ 、 $X'_3$  为中性点经小电抗接地后的高、中、低压等值零序电抗。(a) 为三绕组自耦变压器，将绕组 3 开路（即三角

形开口) 时, 归算到 1 侧的零序等值电路。设中性点电压为  $\dot{U}_n$ , 绕组端点对地电压为  $\dot{U}_{10}$ 、 $\dot{U}_{20}$ , 绕组端点对中性点的电压为  $\dot{U}_{1n}$ 、 $\dot{U}_{2n}$ , 则有

$$\begin{cases} \dot{U}_{10} = \dot{U}_{1n} + \dot{U}_n \\ \dot{U}_{20} = \dot{U}_{2n} + \dot{U}_n \end{cases} \quad (3-2)$$

若高、中压绕组变比为  $k = U_{1n} / U_{2n}$ , 则可以得到归算到 1 侧的等值电抗为:

$$jX'_1 + jX'_2 = jX'_{1-2} = \frac{\dot{U}_{10} - \dot{U}_{20}}{\dot{I}_{10}} = \frac{\dot{U}_{1n} - \dot{U}_{2n} k}{\dot{I}_{10}} + \frac{\dot{U}_n (1-k)}{\dot{I}_{10}} \quad (3-3)$$

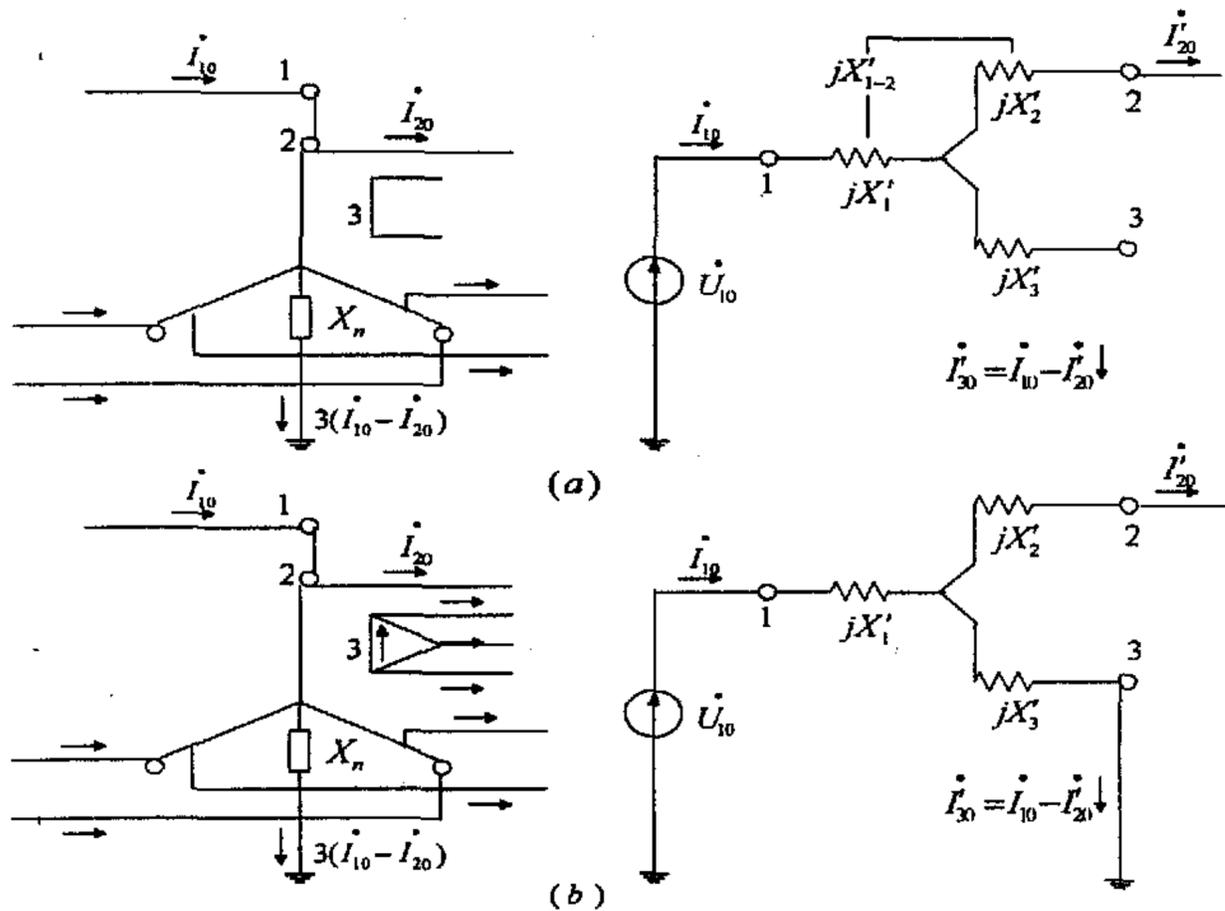


图 3\_11 中性点经小电抗接地的自耦变压器及其零序等值电路

式 (3-3) 中等号右边第一项为变压器直接接地时 1-2 间归算到 1 侧的等值电抗, 即

$$\frac{\dot{U}_{1n} - \dot{U}_{2n} k}{\dot{I}_{10}} = jX_{1-2}$$

$$\text{而 } \frac{\dot{U}_n}{\dot{I}_{10}} = \frac{j3X_n(\dot{I}_{10} - \dot{I}_{20})}{\dot{I}_{10}} = j3X_n(1-k)$$

$$\text{于是 } jX'_{1-2} = jX_{1-2} + j3X_n(1-k)^2 = jX_1 + jX_2 + j3X_n(1-k)^2 \quad (3-4)$$

若将绕组 2 开路，则自耦变压器相当于一台  $Y_0/\Delta$  接法的普通变压器，其归算到 1 侧的等值电抗为

$$jX'_1 + jX'_3 = jX'_{1-3} = jX_{1-3} + j3X_n = jX_1 + jX_3 + j3X_n \quad (3-5)$$

同样，若将绕组 1 开路，也是一台  $Y_0/\Delta$  的普通变压器，归算到 1 侧的等值电抗为

$$jX'_2 + jX'_3 = jX'_{2-3} = jX_{2-3} + j3X_n \cdot k^2 = jX_2 + jX_3 + j3X_n \cdot k^2 \quad (3-6)$$

有式 (3-4)、(3-5) 和 (3-6) 即可求得中性点经小电抗接地的自耦变压器高、中、低侧等值零序电抗为：

$$\begin{cases} X'_1 = \frac{1}{2}(X'_{1-2} + X'_{1-3} - X'_{2-3}) = X_1 + 3X_n(1-k) \\ X'_2 = \frac{1}{2}(X'_{1-2} + X'_{2-3} - X'_{1-3}) = X_2 + 3X_n(k-1)k \\ X'_3 = \frac{1}{2}(X'_{1-3} + X'_{2-3} - X'_{1-2}) = X_3 + 3X_n k \end{cases} \quad (3-7)$$

由式 (3-7) 可以看出，中性点经电抗接地的自耦变压器与普通变压器不同，它的零序等值电路中，包括三角形在内的各侧等值电抗，均包含有与中性点接地电抗有关的附加项，而普通变压器则仅在中性点电抗接入侧增加附加项<sup>[32]</sup>。

### 3.4.2 变压器中性点加小电抗限制短路电流的特点

变压器中性点加小电抗接地是降低单相短路电流的有效限流措施，特别是单相短路电流大于三相短路电流的情况尤为明显，并且它可以显著降低 500kV 变压器 220kV 侧母线的单相短路电流<sup>[9][13][14][15][16][33]</sup>，见表 3\_3；但是对于降低 500kV 变压器 500kV 侧的单相短路电流的效果并不明显，见表 3\_4。

由于 500kV 变电所的 220kV 母线的单相短路电流随变压器中性点所接小电抗值的增加而减小，当中性点的电抗值大于某一值后，220kV 母线的单相短路电流的降幅将会减小，甚至达到饱和；同时，500kV 变压器中性点通过小电抗接地，在发生单相短路故障时，会对变压器中性点的电压产生影响，该电压会随中性点所接小电抗值的增加而上升，见表 3\_3。因此针对上述情况，需要对变压器中性点所接电抗值进行计算以确定合适的小电抗值。如通过表 3\_3 可以看出，在变压器中性点加小电抗后，可以显著降低 500kV 变电所 220kV 母线的单相短路电流，同时中性点电压所接小电抗值的增加也很明显。当小电抗的电抗值取 2

$\Omega$ 时,可以减少单相短路电流 4.55%,中性点电压上升到 0.594kV;小电抗电抗值取  $8\Omega$  时,可以减少单相短路电流 8.75%,中性点电压上升到 11.594kV。进一步增加小电抗值,单相短路电流的减少并不明显但中性点电压明显增加。如小电抗电抗值由  $8\Omega$  增加到  $20\Omega$  时,单相短路电流减少由 8.75%增加到 10.74%,仅比  $8\Omega$  时多降低了 1.99%,但中性点电压却由 11.594kV 增加到 14.234kV,比  $8\Omega$  时多上升 2.64kV。因此,为兼顾 50MVA 容量等级的变压器中性点电压上升不会过高,小电抗的电抗值应取  $8\Omega$ ;

表 3\_3 2015 年浙江电网 500kV 变电所 220kV 母线单相短路电流、  
变压器中性点电压和中性点电抗值的关系

电抗值/ $\Omega$	短路电流/kA	降幅/%	中性点电压/kV
2	22.04	4.55%	0.594
4	21.55	6.67%	8.844
6	21.26	7.93%	10.494
8	21.07	8.75%	11.594
10	20.93	9.35%	12.342
12	20.84	9.74%	12.914
14	20.76	10.09%	13.354
16	20.70	10.35%	13.706
18	20.65	10.57%	13.992
20	20.61	10.74%	14.234

表 3\_4 2015 年浙江电网王店和宁海 500kV 变电所 500kV 母线  
单相短路电流与中性点电抗值的关系 单位: kA

电抗 值/ $\Omega$	王店变		宁海变	
	短路电流	降幅	短路电流	降幅
0	*73.31	0	*69.75	0
6	73.07	0.33%	69.72	0.04%
12	72.90	0.56%	69.69	0.09%
18	72.77	0.74%	69.66	0.13%
24	71.67	2.24%	69.64	0.16%

注: \* 表示短路电流超限(500kV 电网短路电流水平应小于 63kA)

### 3.5 故障限流器限制短路电流

随着电力电子技术、超导技术、计算机技术、新材料等的发展，限制短路电流以减轻断路器开断负担已成为可能，这就依赖于故障限流器（FCL, Fault Current Limiter）的研制和开发。新近研究较多的 FCL 有：超导故障电流限制器、用电力电子实现的故障限流器、用放电间隙法实现的故障限流器、用限流熔断器实现的故障限流器、用限流断路器实现的故障限流器和正温系数电阻故障限流器。

#### 3.5.1 超导故障电流限制器

在一定的温度和磁场条件下，超导体能够无阻传输小于其临界电流值的电流。第 2 类超导体在较高的外加磁场条件下仍然具有很高的临界电流密度，因而在大电流、强磁场领域得到应用<sup>[34]</sup>。当通过超导体的电流大于其临界电流时，超导体从超导态变为常态。超导体具有完全反磁性的性质，磁通不能通过处于超导态的导体，因而超导体可作为磁屏蔽材料使用。利用超导体的上述性质，可以制作理想限流元件——超导故障电流限制器（superconductor fault current limiter, 缩写为 SFCL），简称超导限流器。SFCL 在系统正常运行状态下呈现很小的阻抗，当系统因故障等原因出现过电流且其值大于超导体的临界电流时，超导体产生较大的阻抗，从而限制了短路电流。

超导材料广泛地应用于电力系统，将给这个领域带来革命性的进步，超导 FCL 的发展也是科技进步的必然趋势。SFCL 其突出的优点：①具有限制故障电流的能力，而且限流作用的启动不依赖于其它控制线路，电流的增大就是超导体失超的命令信号。一般可将故障电流限制在系统额定电流的 2 倍左右；②超导限流器本身失超后给短路系统引入的电阻不同于引入的电感，它不仅有利于限流，也有利于发电机的制动，同时其不利因素比引入电感而引起的过电压等不利因素要小；③动作电流值可控；④可集监测、转换、限制于一身，这种限流器的可靠性高，它将是一类“永久的保险丝”；⑤结构简单，体积小。因此，通过在电力系统中装备 SFCL，有效地限制短路电流，可以获得如下的效益：解决大电力系统中断路器开断容量不足的问题；降低对电网内电器设备的电磁、机械以及热容量的技术要求，在电力系统中装备了 SFCL 后，发电机、变压器、输送电缆等电气设备都可以只按 SFCL 的限流水平设计，而无需考虑系统故障电流大小；提高系统的动态稳定性；协助控制系统中的潮流分布，并能隔离局域

电力系统、缩小故障波及范围。SFCL 应用到电力系统中不仅需要提高超导线材的技术、经济性能，提高冷却系统的效率等一般超电力装置所共同面临的问题，而且还需要解决限流水平的设定以及和电力系统现有断路器、继电保护手段相互配合的问题；限流过程在超导体（线圈）中发生的热量对装置本身特性以及安全性影响的问题；在利用了超导状态改变特性的 SFCL 中，限流动作后的状态恢复问题等，因此超导目前的实用化、商品化程度远不能满足作为新产品开发要求。也就是说，这样的 FCL 目前的性能价格比偏低。同时超导 FCL 的研制还有赖于超导技术的发展和与其他相关技术的进步。

其阻抗因限流器形式的不同，可能是电阻性、电感性或混合性的。超导限流器有如下几种：

#### 饱和型超导限流器<sup>[35]</sup>

饱和型 SFCL 由 2 个完全相同的铁心电抗器组成，其中一个铁心内的直流磁场与交流磁场同向，另一个铁心内的直流磁场则与交流磁场反向。具有很大安匝数的直流超导偏置绕组使 2 个铁心处于深度饱和状态，当额定交流电流通过交流线圈时，由于铁心处于深度饱和状态，交流磁场不足以使铁心脱离饱和区，因此整个系统在电网中处于低电阻抗状态；而当电力系统出现短路故障时，瞬间增大的电流使交流线圈在铁心中产生的磁动势接近于直流磁动势，铁心由饱和态进入非饱和态，系统呈现高阻抗从而自动限制了电网中的故障电流，由于限流器由 2 个完全相同但反向连接的铁心电抗器组成，因而正负半周内的短路电流均可以得到限制。

饱和型 SFCL 的特点是有多次自动启动功能，适于自动重合闸运行；直流超导电缆制作绕组  $X_1$  和  $X_2$  较为容易，正常运行向故障状态的转变是渐进的，产生的过电压小。但是铁心和常规绕组尺寸要按 2 倍故障功率设计，所以是所有类型 SFCL 中体积最大、重量最重、损耗最大的限流装置，且由于正常运行期间铁心处于饱和状态，有显著的漏磁场，限流期间铁心又因反复饱和、去饱和，将在电路中产生大量电压谐波。

#### 桥路型超导限流器<sup>[36][37]</sup>

桥路型 SFCL 中短路电流的探测主要是由二极管桥路完成，超导线圈 L 的主要作用是提供偏流和限制短路电流。直流偏压电压为超导线圈 L 提供偏流  $I_L$ ，调节与超导线圈串联的直流偏压源  $V_b$  的大小，使  $I_L$  大于线路正常电流  $i_{AC}$  的峰值，

于是二极管桥路始终导通；除了桥路上有小的正向压降外，装置对  $i_{AC}$  不表现任何阻抗。在故障情况下，当  $i_{AC}$  幅值增大到  $I_L$  时，在  $i_{AC}$  正半周内的二极管不导通，而在负半周内的二极管不导通，超导线圈 L 被自动地串入线路，故障电流就被超导线圈 L 的大电感所限制。

桥路型超导故障限流器具有独特的优点：①能在 0.5s 内从第 2 次故障中恢复，而不需要第 2 套系统，适用于自动重合闸运行；②超导线圈是直流的，无交流损耗；③正常运行期间，装置的电压降小，且不会引起电力系统谐波；④由于无铁心，故装置的重量轻且费用低；⑤可以调节故障电流的缩减率。更重要的是用 HTcS 带材（用高温超导体制成的材料）制造桥路 SFCL 是费用较低的方案。但是在正常运行期间，超导线圈将通过大于线路电流幅值的直流，由电流引线引入的低温损耗大，还需要电力二极管桥路及其直流偏压源。

#### 电阻型超导限流器<sup>[38][39]</sup>

电阻型超导故障限流器由低交流损耗的极细丝超导电缆无感绕制的触发线圈（superconducting coil）组成，为了降低触发线圈转变时产生的过电压，通常并联一个限制线圈（limiting coil）。正常运行时，触发线圈处于超导态，由其交流损耗和漏感决定的阻抗很小，线路电流全部通过触发线圈。故障状态下，短路电流很快超过触发线圈的临界电流，触发线圈变为常态，出现高阻抗值，电流被转换到限制线圈中去，从而限制了故障电流。

电阻型超导故障限流器结构简单，响应速度快，电流过载系数低，正常运行电压低；但其超导线圈在正常运行期间要流过线路全电流，需采用低交流损耗的大电流超导电缆。

#### 变压器型（感应型）超导限流器<sup>[40][41]</sup>

变压器型超导故障限流器的原边绕组与输电线串联，副边超导绕组 SC 短接。正常运行时，变压器因副边绕组短路而表现出低阻抗，因此只有很低的电压降。发生短路故障时，变压器副边绕组的感应电流超过超导绕组 SC 的临界电流而“失超”，瞬间变为大电抗，使变压器型阻抗增大，从而限制故障电流。

变压器型超导故障限流器的超导线圈不需要电流引线，低温损耗较少，但需要非金属杜瓦和大电流交流超导电缆。

#### 三相电抗器型超导限流器<sup>[42][43]</sup>

三相电抗器型超导故障限流器由绕在单铁心上的 3 个匝数相同的超导绕组

组成。正常运行时，三相电流平衡，其和为 0，铁心中无磁通变化，装置呈现低阻抗；当发生单相接地短路时，三相电流失衡，阻抗变得非常大，故障电流被 SFCL 的大的零序阻抗所限制，超导绕组不会“失超”。当发生两相或三相短路故障时，装置的阻抗不增大，当故障电流达到超导绕组的临界电流时，超导绕组“失超”，故障电流被大的常态阻抗所限制。

三相电抗器型超导故障限流器突出的优点是：单相对地短路时超导绕组不“失超”，因为电力系统 90% 的故障为单相对地短路故障，所以它可以不“失超”地限制大多数故障电流，且正常运行期间，三相电流之和为 0，无磁通变化，可用金属杜瓦。但是，它需要能通过线路全电流的交流超导电缆；因为有铁心，所以重量较重，总损耗大。

### 磁屏蔽型超导限流器<sup>[44][45]</sup>

磁屏蔽型超导故障限流器由外侧的铜线圈、中间的超导圆筒和内侧的铁心同轴配置而成，铜线圈串入电网。正常运行时，超导圆筒为超导态，铜线圈产生的磁通被短路的超导圆筒感应屏蔽电流产生的磁通所抵消，装置的阻抗仅由铜线圈和超导屏蔽间的气隙磁通所决定，表现出低阻抗。当发生短路故障时，超导体因感应的电流很快增大到临界而呈现足够大的电阻，使超导圆筒不再能屏蔽铜线圈的磁通，引起装置的阻抗增大，从而限制故障电流。

磁屏蔽型超导故障限流器所需要的高温超导体用量较小；而且因为超导屏蔽筒的交流损耗低，所以低温热负荷小，可以用 G-M 制冷机来冷却；装置外侧的杂散磁场也小。但是装置的故障恢复时间较长，用于快速重合闸需要两套装置，并需要转换开关；限制故障电流期间有瞬态过电压产生。

另外还有其它形式的 SFCL，其原理不外乎利用超导无阻大电流通流能力、超导状态变化以及超导完全反磁性的特性，这里不再一一介绍。

### 3.5.2 用电力电子实现的故障限流器

近十年来，电力电子器件的技术水平提高很快，在中压电力系统中已可直接应用。柔性交流输电系统（FACTS）就是在这种背景下产生的。FACTS 电器的基础元件就是电力电子开关，FCL 作为一种 FACTS 器件，采用电力电子器件限流的方案也比较多。总的原理是利用电力电子器件的可控性和快速性使正常工作处于串联谐振（阻抗  $Z \approx 0$ ）状态下的 L 电路在短路故障时脱谐，或使正常工作处于非谐振状态下的电路在短路故障时进入并联谐振（导纳  $Y \approx 0$ ），

从而使线路的阻抗增大而达到限制短路电流的目的。限流方案还可以合并其他 FACTS 器件的工作，而成为多功能 FACTS 控制器。

应用电力电子技术实现的 FCL 的优点是它能通过复杂的控制线路将限流和无功补偿甚至潮流控制融为一体。但是由于目前单个器件的容量有限，所以在高压和超高压系统中使用必须采用多管串、并联的方法，而这种串、并联不同于简单的电阻串并，需要研究驱动电路的同步控制技术。另一方面电力电子器件的漏电抗和昂贵的价格也会影响它的发展前景。

### 固态故障限流器<sup>[19]</sup>

如图 3\_12 所示，它的组成包含三部分：快速动作的门控晶闸管(Gate Turn-off Thyristor, 简称 GTO) 开关、限流阻抗、氧化锌避雷器。此处，还有一套检测电流装置及控制装置。

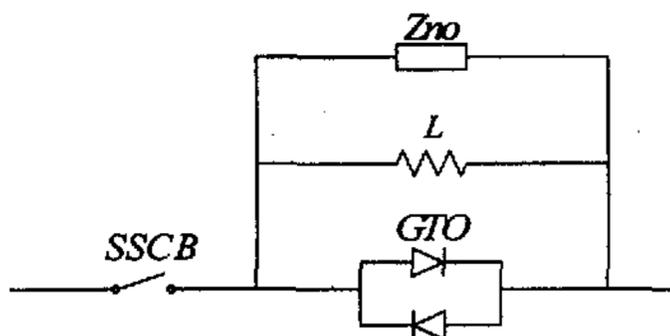


图 3\_12 GTO 控制的固态故障限流器

正常负荷条件下，其中反并联的 GTO 闭合保持完全导通状态，从而将限流电感旁路；短路故障后，GTO 在几十微秒内，即故障电流还未上升到破坏性的很大值之前，就转换为关断状态，并将限流电感器插入短路回路，而使故障电流得到限制，在 GTO 关断瞬间，电流流向吸收保护的电容，吸收保护在晶闸管电压达到避雷器动作电压之前，限制了电压的上升速度；当故障被清除后，线路电流恢复正常，GTO 则又在电压为零或接近零时接通，这样避免吸收电容放电电流太大，限流阻抗上的电流将会在零点几秒内衰弱掉。

显然，FCL 的限流电感值越大，限流效果越好；但其保护电路要求响应迅速，从而在 GTO 快速关断、故障电流被转移到电感中的瞬间产生很大的  $dv/dt$ ，并激励出一个高频振荡，此高频振荡及高压将对 GTO 与其它设备均产生不良效应，所以电感值又应当避免取得过大。

### 新型固态故障限流器<sup>[19]</sup>

新型固态故障限流器的基本原理上引入“电流可控阻抗”的新概念，所谓

固态限流电路就是指电流控制阻抗的电路。系统在稳定运行时，限流阻抗为零；短路故障发生后，短路电流一旦上升至故障电流正定值时，限流阻抗便由电流源或其它近似等效元件的阻抗决定。于是，通过控制这个“等效电流源”的特性，就控制了限流电路的阻抗特性，使之既能满足正常运行时系统对它的动、静态特性要求，又能在过载或短路故障时自动快速的在故障电路中串入一个较高的阻抗，从而达到限流目的。

新型固态故障限流器的限流特点如下：①无论限流电感多大，在正常运行时不会产生附加压降，即其等效几乎为零；②发生短路时，限流阻抗立即自动插入（无需保护电路响应）；③断开时该限流器阻抗自动被二极管短接，不会引起断开瞬态振荡及过电压；④限流电抗的值可唯一由短路限流要求独立选定，不受其他因素制约，有极大的自由度；⑤既可在 10ms 左右快速断开已被限制的短路电流，也可在较长时间流通低水平的稳态短路电流以满足时限保护的各种要求；⑥可以实现无冲击的软自动重合闸；⑦采用该限流技术可以灵活、有效地限制短路电流到任意期望水平，推广应用后可以使电网中各元件，包括变压器、发电机、电流互感器，甚至输电线路的短路设计容量大幅度降低，且大大提高电网运行的可靠性，优化网络设计，具有较大的综合经济效益。

#### 3.5.3 用放电间隙法实现的故障限流器

用放电间隙法实现的 FCL 实际上也是利用谐振和非谐振两种状态下阻抗值的变化而达到限制短路电流的目的。它的基本原理与由电力电子器件实现的 FCL 是一样的，只不过它的控制元件由间隙放电代替了电力电子器件。放电的间隙是真空间隙，也可以是空气间隙，从给间隙发出点火放电信号到间隙完全导通所需要的时间是  $\mu\text{s}$  级的。从这个角度来看，由间隙取代 GTO、晶闸管或者 IGBT 是完全可能的，同样能达到限流的目的。

用间隙式“快速接触器”代替电力电子器件的显著优点是：间隙的单个容量远远大于电力电子器件，系统正常情况下不存在因漏电流而产生的损耗，产品价格比前 SFCL 和用电力电子技术实现的 FCL 也低很多，而作为限流的效果和电力电子器件是完全一样的，但控制的灵活性较差一些<sup>[17]</sup>。

#### 3.5.4 用限流熔断器实现的故障限流器

限流式熔断器作为电力系统短路和过载保护，已有很长的历史，是一种古

老的保护电器，因而是最早进入商业市场的一种故障限流器。

熔断器是一种简单、最早被采用的保护电器。限流式熔断器集检测、限流于一身，结构简单，操作方便，其保护过程主要有以下四个阶段：

(1) 熔体熔化：当短路电流或过载电流通过熔体时产生焦耳热量，达到熔体熔点时，熔体自身开始熔化；

(2) 熔体气化：当温度继续升高，使液态熔体达到沸点时产生金属蒸汽，进入周围的石英砂中，凝结于石英砂的颗粒上；

(3) 产生电弧：当熔体局部气化后熔体熔断，大电流突然被切断，产生过电压使熔体熔断间隙击穿产生电弧；

(4) 熄弧：石英砂的细缝弧道起着限制电弧直径的作用，使弧柱激烈冷却而消游离，电流急剧下降到零，完成熄弧作用。

这四个过程在短路电流或过载电流未达到最大值之前完成，从而起到限制短路电流的作用。由此可见限流式熔断器只需要单次动作，一旦熔断器熔断，便随之切断故障电流，故而具有比较大的分析能力，且其成本低廉，因而被广泛应用于 10kV~63kV 等中低压配电系统中的电力线路和电力变压器等其他电气设备进行过载和短路保护。目前绝大多数熔断器都是有填料产品，其开断短路电流能力可达 200~300kA 以上。

但是它的不足之处在于：每发生一次短路故障后必须人工更换熔断器，这种不便增加了停电时间，无法满足故障限流器必须能承受多次故障的冲击要求；此外熔体的保护特性不够稳定，灭弧性能差，在限流过程中也有电弧产生，和断路器产生的电弧一样会对周围的通信设备产生电磁干扰<sup>[46][47]</sup>。

#### 3.5.5 用限流断路器实现的故障限流器

用限流断路器实现的故障限流器是指电路中发生短路故障，在短路电流尚未达到预期短路电流峰值之前，以极短的分断时间将断路器动、静触头迅速分断的断路器。其工作实质是利用短路故障电流在触头回路产生的电动斥力或短路电流通过螺管线圈时产生的电磁力，使触头快速分开，并加强吹弧冷却效应使触头间形成迅速增长的电弧电压，相当于在短路回路中迅速插入反向电势，该电弧电压用来抵消电源电压而产生限流作用，当电弧熄灭时，短路电流降到零。

该故障限流器目前在低压系统中具有良好的限流效应。因为它提高了断路器

分断短路电流的能力和降低了  $I^2t$ ，而限制了在短路故障时释放的能量并减轻了故障对断路器、变压器等的危害，降低了低压成套配电装置动、热稳定性要求。并经过不断的开发研究，在尺寸和价格上已经和普通的塑料壳断路器相当接近，并可使用在 1000V 电压场合。但由于短路电流在 1ms 时间内已经上升到短路电流峰值的 50%，4~8ms 内将达到短路电流峰值，而从检测到触发断路器所需要的时间为 8ms 左右，最快的断路器切断短路电流至少还需要 12ms~32ms，这决定于保护响应延迟时间的设置，因此中、高压断路器尽管在开断过程中产生的电弧电压虽然有限流作用，但是短路电流在此之前已经达到了最大值，并将流通至少一到两周波，所以在中、高压系统中，中、高压断路器几乎没有限流能力。

同时，由于断路器是机械式开关，惯性较大，因而灵敏度低，动作速度慢，操作频率低，触头磨损大，电气寿命低，维修工作量大，开断短路电流时在灭弧过程中电弧在灭弧室与触头间隙之间多次转移，即开断过程中触头间隙存在多次重击穿现象，是燃弧时间增长  $I^2t$  变大，触头磨损更加厉害，这些都大大制约了断路器的限流效果和电气寿命。而且，在分断短路电流时，电弧除产生很强的电磁辐射外，电弧熄灭时产生的电压形成电网浪涌电压和高频振荡，而产生高频干扰信号，它们通过静电感应、电磁感应等方式进入附近的微机信息系统及通信系统形成干扰，影响了它们的正常工作。因此，用限流断路器实现的故障限流器很难满足快速限制短路电流、操作频率高、电器寿命长、使用和维修方便、可靠性高等要求，这些也是影响有触点电器发展的固有原因<sup>[48][49]</sup>。

### 3.5.6 正温系数电阻故障限流器

正温系数电阻电抗器 (Positive Temperature Coefficient Resistor Fault Current Limiter, 简称 PTC 电阻故障限流器)，是利用正温度系数热敏陶瓷这种高技术新材料研制而成的新型限流器件。它由能导电的活性物质和金属或非金属填充物构成的合成物，在电路正常运行时电阻电压降低，产生的焦耳热损耗不用专门的散热设备处理，通过和空气发生传导、对流、辐射等途径就能达到热平衡；当发生过电流或短路时电流增加超过临界电流值，引起 PTC 电阻发热膨胀，热量来不及散发使电阻温度迅速增加，PTC 电阻阻值在  $\mu\text{s}$  时间内增加为高电阻值，从而起到限制故障电流的作用。

由于材料的独特性能，这种故障限流器的特性基本综合了熔断器和断路器

的优点，既具有良好的限流作用，又可以多次重复使用和基本具有隔离故障的作用，此处其结构非常简单，功能十分可靠，工作的可靠性、长寿命及其低成本均优于一般的限流器，且安装也十分方便，其具有广阔市场前景，尤其在强电领域的开发应用上，在电力系统已用作大电流过流保护。然而，由于 PTC 电阻在温度升高时电阻值瞬时增加到室温电阻的近一兆倍，在限制感性电网电流时会产生很大的过电压，因此在 PTC 电阻两端并联压敏电阻限制过电压。另外，PTC 电阻在限制故障电流的过程中会膨胀，必须采用特殊的连接设备和充分考虑连接设备的热的和机械的强度，PTC 电阻固有的电压和电流额定值不高，只有几百伏 / 几安，必须串并联使用，因而大大限制其在电网中的应用。PTC 电阻在每次限制短路电流故障被切断后，需要好几分钟的恢复时间和超导故障限流器一样也是美中不足之处。相关文献中也可以看出这种限流器在使用多次后也会导致性能变坏，必须更换<sup>[50]</sup>。

## 第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

### 4.1 限制 2015 年度浙江电网 220kV 短路电流

改革开放以来浙江省的电力负荷迅速增长，“九五”前四年用电量年均增长速度为 8.5%；负荷的增长促进了电网的发展，也带来一系列的问题，如 500kV 与 220kV 电磁环网结构复杂，事故扩大隐患增加，系统短路容量过大，电网安全稳定运行水平下降等等。瓶窑、兰亭两座 500kV 变电所的 220kV 母线单相短路电流现已接近或超过现有开关设备的额定值，均采用了母线分段运行的方式。但即便如此，由于网络的密集化程度提高和大量的新电源投产，根据计算，至 2005 年前后，瓶窑变的 500kV 母线短路电流仍然超过了现有开关设备 50kA 的额定值；分段运行的兰亭变 220kV 母线单相短路电流达到 46.88kA；同时，杭东(乔司)变 220kV 母线单相短路电流为 52kA 以上；王店变 220kV 母线单相短路电流也为 46.88kA。至 2015 年，根据计算从表 2\_8 中可以看出 2015 年浙江电网 500kV 变电所中除杭北变、衢州变和温南变的 220kV 母线短路电流没有越限以外，其余变电所的短路电流都超过了现有开关设备 50kA 的额定值。在 220kV 母线短路电流越限的 500kV 变电所中，甬西变、台南变、温州变、双林变、嘉善变、甬东变、宁海变和乐清变的单相短路电流超过了现有开关设备 50kA 的额定值，而其它变电所则是三相短路电流和单相短路电流均超过了现有开关设备 50kA 的额定值。

至 2015 年，由于浙江电网中 500kV 变电所 220kV 母线短路电流几乎全部越限，因此与其他各种降低短路电流的措施如母线上加装分段电抗器、主变中性点加装小电抗或更换变电所一次设备以提高系统对短路容量的承受能力等相比，对于区域性的短路电流升高的问题，采用分层分区降低短路电流更为有利，而且对浙江电网而言，与分层分区所带来的其他好处如解开电磁环网、避免事故扩大、提高可靠性和便于潮流控制等相比，系统短路容量的降低显得更为重要而紧迫。

#### 4.1.1 限制短路电流的措施

由表 2\_1 至表 2\_3 得知，至 2015 年，浙江 500kV 电网基本形成环网，500kV

电网逐渐增强成为主干网；与此同时，220kV 电网由主力输电网变为了配电网，因此可以对 220kV 电网进行完全分层分区，结束其环网运行以限制越来越大的短路电流。

对 2015 年的 220kV 电网进行完全分层分区，故使各变电所 220kV 无互联，仅通过 500kV 环网互联，可考虑如下方案，其分层分区后电网地理接线图见附录。

① 湖州地区

解开花城——青石、瓶窑——莫梁、瓶窑——士林 三条线路。

使瓶窑、双林与王店之间 220kV 电网的互连完全开断。

② 嘉兴地区

解开嘉兴电厂——跃新、嘉兴电厂——海塘、烟雨——南湖、秀水——嘉善、双山——民谊、双山——乾元 六条线路。

使杭东与王店 220kV 电网互连开断，嘉善与王店 220kV 电网互连开断，嘉兴电厂也只与嘉善有联系了。

③ 杭州地区

解开古荡——中村、杭州——中村、中村——闻堰、中村——闸口、中埠——萧山电厂、中埠——富春江 六条线路。

使瓶窑与富阳 220kV 电网互连开断，富春江电厂也只与瓶窑有联系，萧山电厂也只与杭东有联系了。

④ 绍兴地区

解开齐贤——三江、桑港——绍东、绍东变——九里、绍东变——屯山、绍东变——梁辉、柯岩——中纺、虞北——牟山、齐贤——党湾、钱清——闻堰、富春江——牌头、嵊西——雅致、双桥——诸北、诸西——萧山电厂、诸南——平水、东阳——大元、新昌——奉化、嵊北——虞南、维风——世雅、东阳——天台 19 条线路。

使诸暨与兰亭 220kV 电网互连开断，绍东与兰亭 220kV 电网互连开断，绍东与嵊县亭 220kV 电网互连开断。

⑤ 宁波地区

解开梁辉——贸西、丈亭——湾塘、慈东——殿根、石桥——新乐、宁西——海曙、江南——北仑电厂、新乐——北仑电厂、东钱——枫林、江东——海曙、蔡朗——香山、奉化——香山、跃龙——三门 12 条线路。

使宁海与宁波 220kV 电网互连开断，北仑电厂也只与甬西有联系，甬西与

宁波 220kV 电网互连开断。

⑥ 金华地区

解开双龙——宾王、倪宅——方岩、方岩——仙居、金华——世雅、新狮——富春江 5 条线路。

使双龙与嵊县 220kV 电网互连开断，双龙与诸暨 220kV 电网互连开断。

⑦ 衢州地区

解开沙埠——双龙、云溪——双龙、龙游——建德、龙游——大路 4 条线路。

使双龙与衢州 220kV 电网互连开断。

⑧ 丽水地区

解开遂昌——双龙、里水——十里岗、缙云——方岩 3 条线路。

使丽水与双龙 220kV 电网互连开断。

⑨ 台州地区

解开温州电厂——泽国、乐青——临海 2 条线路。

使台南与乐青 220kV 电网互连开断。

⑩ 温州地区

解开温州电厂——乐青、温州电厂——永嘉、象东——乐青、永嘉——梅岙、梅岙——青田、乐青变——温州电厂、乐青——泽国、乐清——临海、垂杨——仙降、昆阳——苍南 10 条线路。

使温南与温州 220kV 电网互连开断，温州电厂也只与温州变有联系，乐青与温州 220kV 电网互连开断。

#### 4.1.2 计算结果

根据对 2015 年浙江省 220kV 电网分层分区方案，对电网每个结点进行短路电流计算，计算结果如下：

表 4\_1 2015 年 500kV 电厂母线短路电流表 单位：kA

发电厂名称	三相短路电流	单相短路电流
天荒坪抽水蓄能电站	35.4	34.7
嘉兴电厂二期	35.1	36.6
秦山核电二、三期	49.5	50.6
桐柏抽水蓄能电站	24.1	23.7

第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

续表 4\_1 2015 年 500kV 电厂母线短路电流表 单位: kA

发电厂名称	三相短路电流	单相短路电流
北仑港电厂	35.9	40.4
鹰龙山电厂		
乌沙山电厂	37.0	38.8
玉环电厂		
LNG 电厂		
三门核电一期	45.6	45.6

表 4\_2 2015 年浙江电网 500kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名	500kV		220kV	
	三相短路	单相短路	三相短路	单相短路
瓶窑变	62.79	60.95	44.54	*52.84
王店变	*71.22	*73.31	39.74	49.33
杭东变	58.34	57.16	*53.94	*65.19
萧山变	48.80	47.47	*50.07	*61.76
诸暨变	54.82	54.28	46.62	*56.81
兰亭变	52.84	52.64	34.74	44.29
甬西变	34.51	33.96	35.24	42.73
宁波变	42.29	45.08	49.35	*57.62
双龙变	37.47	37.86	36.84	45.69
台南变	35.72	34.45	39.46	48.25
温州变	25.03	27.79	43.22	*53.46
双林变	29.86	28.33	33.64	41.09
杭北变	47.96	45.20	33.53	41.48
嘉善变	35.46	32.72	34.65	41.65
富阳变	40.17	37.54	31.65	38.69
绍东变	47.23	46.02	33.37	36.43
市北变	34.22	35.15	*51.59	*59.18
甬东变	37.30	38.28	42.31	49.66
宁海变	*65.95	*69.75	36.59	44.45
嵊县变	41.79	41.10	32.09	39.84

第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

续表 4\_2 2015 年浙江电网 500kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名	500kV		220kV	
	三相短路	单相短路	三相短路	单相短路
衢州变	14.58	15.51	21.28	27.44
丽水变	26.26	26.00	36.40	42.55
乐清变	24.36	24.73	29.43	35.85
温南变	19.17	20.94	24.37	31.55

表 4\_3 2015 年 220kV 电厂母线短路电流表 单位: kA

发电厂名称	三相短路电流	单相短路电流
富春江水电站	8.6	8.4
新安江水电站	12.3	13.9
乌溪江水电站	11.5	11.2
紧水滩水电站	13.1	12.0
珊溪水电站	7.8	7.0
萧山电厂	32.9	33.6
半山电厂		
半山电厂燃机		
嘉兴电厂一期	20.4	22.2
长兴电厂	20.7	24.2
钱清电厂	16.8	15.7
镇海电厂	34.9	39.4
台州电厂	29.4	31.2
温州电厂	36.4	40.2
龙湾燃机	25.3	24.9
秦山核电一期	16.4	16.7
滩坑水电站	18.6	17.0
乌龙山抽水蓄能电站	10.5	10.5
柏峰抽水蓄能电站	17.9	15.5

表 4\_4 2015 年 220kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流	变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流
湖州地区			海塘变	12.8	12.3
花城变	21.5	22.6	湖塘变	18.9	17.5
长超变	25.6	27.7	青石变	17.5	16.9
湖州变	15.6	16.1	会龙变	26.4	27.4
莫梁变	18.3	18.4	大德变	18.1	16.4
白雀变	19.8	20.2	杭州地区		
递铺变	11.4	11.4	崇贤变	23.1	24.4
士林变	15.6	14.0	钢铁变	17.6	16.7
东迁变	13.8	12.2	霞湾变	25.2	25.6
武康变	8.6	8.3	钱塘变	21.7	20.3
升山变	21.1	21.2	景芳变	19.3	19.1
长兴变	17.3	18.3	古荡变	19.8	19.7
嘉兴地区			青云变	12.5	12.9
嘉善变	13.0	13.8	杭州变	22.7	21.2
南湖变	19.9	18.9	闻堰变	26.4	25.3
禾城变	21.1	22.4	宁围变	31.7	31.1
瓦山变	21.4	23.1	瓜沥变	26.2	25.5
跃新变	18.7	20.0	中埠变	16.1	15.6
双山变	26.5	27.3	乔林变	8.2	8.0
凤鸣变	18.5	18.5	党湾变	19.3	17.9
秀水变	16.3	15.8	运河变	19.3	16.6
梧桐变	22.1	21.8	东园变	22.6	22.5
民谊变	30.0	27.3	新城变	30.2	28.9
共建变	21.1	22.0	富阳变	23.4	23.8
善南变	26.0	28.0	乾元变	29.8	27.3
乙烯变	12.8	11.8	红垦变	30.9	30.3
烟雨变	20.8	19.0	兴南变	28.4	26.9

第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

续表 4\_4 2015 年 220kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流	变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流
乔司变	23.6	21.2	嵊北变	20.0	19.4
新湾变	14.5	13.1	虞南变	20.1	19.3
河庄变	18.0	15.8	新南变	16.8	15.7
勇建变	34.5	36.0	平水变	21.0	20.4
萧南变	36.2	36.9	嵊西变	13.4	11.5
朗家变	30.9	29.6	诸西变	19.5	17.0
大树变	19.8	19.2	诸南变	29.3	28.0
富春变	8.6	8.4	齐贤变	12.2	11.1
王家庄变	14.7	13.4	虞北变	16.5	15.6
方圆变	8.7	8.5	三江变	10.5	9.5
横山变	35.0	36.8	绍东变	14.8	13.3
庆丰变	18.2	17.5	柯东变	16.9	16.4
杨家变	22.5	19.6	柯西变	18.9	18.6
绍兴地区			诸北变	20.0	19.0
柯岩变	23.9	25.4	宁波地区		
绍钢变	9.9	8.6	屯山变	25.5	26.2
九里变	21.0	20.6	慈溪变	21.5	20.8
渡东变	19.4	19.4	湾塘变	37.1	37.3
上虞变	26.0	27.0	宁西变	36.8	36.9
双桥变	20.5	19.4	新乐变	39.8	37.8
牌头变	24.5	22.6	江南变	33.2	33.0
雅致变	24.5	27.3	奉化变	10.3	9.1
中纺变	20.4	20.7	跃龙变	26.3	27.5
桑港变	16.1	15.4	芦江变	25.1	23.2
新昌变	20.4	20.0	梁辉变	25.7	25.8
亭山变	25.4	27.5	慈西变	22.0	21.7
钱清变	14.3	13.1	蔡郎变	35.4	35.5

第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

续表 4\_4 2015 年 220kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流	变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流
江东变	32.5	31.0	金华地区		
贸西变	18.4	15.5	宾王变	9.2	9.6
慈东变	24.4	21.5	东阳变	12.8	14.2
海曙变	33.6	32.7	云山变	12.1	11.8
象北变	8.8	7.9	黄村变	26.5	28.6
麻车变	16.9	15.7	金华变	25.6	27.5
香山变	18.1	16.3	方岩变	12.5	13.1
大桥变	21.9	19.1	建德变	10.4	11.5
枫林变	33.8	32.5	大元变	12.2	10.9
东钱变	33.8	31.2	杨村桥变	8.9	8.5
大嵩变	22.5	19.5	新狮变	15.8	14.0
钟公变	30.4	28.5	世雅变	11.7	11.6
鄞江变	28.2	26.8	十里岗变	12.4	10.8
沙湾变	27.5	26.2	上华变	19.4	18.9
费市变	42.1	41.6	曹宅变	20.3	18.9
湾头变	37.7	36.1	维凤变	11.1	11.7
汉唐变	30.5	28.5	倪宅变	15.4	15.3
石桥变	43.9	43.7	西陶变	16.1	14.8
殿根变	28.4	25.2	平安变	14.5	14.0
惠北变	20.7	19.1	坪山变	7.8	7.8
金轮变	18.3	17.2	衢州地区		
牟山变	17.9	16.2	仙霞变	13.0	14.5
慈中变	18.1	17.2	航埠变	19.1	23.7
横河变	22.9	23.3	衢州变	20.3	26.1
姚西变	18.9	17.6	开化变	7.6	7.3
城东变	28.1	30.2	常山变	9.6	9.2
丈亭变	25.3	24.0	云溪变	13.1	13.0

第四章 限制 2015 年度浙江电网的短路电流

续表 4\_4 2015 年 220kV 变电所母线短路电流表 单位: kA

变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流	变电所名称	三相短路电 流	单相短路电 流
丽水地区			温州地区		
丽水变	24.7	24.5	城西变	24.2	24.7
龙泉变	5.8	5.6	慈湖变	30.2	31.8
青田变	18.9	16.8	蒲州变	29.8	31.4
遂昌变	6.1	5.8	飞云变	29.9	32.0
缙云变	6.2	5.7	垂阳变	19.1	21.7
景宁变	8.4	7.4	永嘉变	14.2	13.3
台州地区			苍南变	19.1	21.3
临海变	10.3	10.1	乐清变	28.0	34.1
桔乡变	31.6	34.6	吴宅变	29.2	30.1
海门变	23.7	24.5	场桥变	26.3	27.3
泽国变	29.2	31.3	昆阳变	16.9	15.0
龙门变	14.7	15.9	里垟变	30.3	29.9
天台变	6.2	6.1	五甲变	22.8	22.0
下梁变	24.3	24.2	南白象变	30.4	31.2
温岭变	20.7	19.8	象东变	20.7	18.7
路中变	20.2	18.1	仙降变	25.2	23.5
玉环变	12.5	12.8	大安变	5.9	2.8
东海变	24.3	24.2	灵溪变	18.3	20.0
宁溪变	26.2	25.7	东南变	21.2	20.3
高桥变	25.2	24.9	梅岙变	14.2	13.3
三门变	7.0	6.8	金乡变	18.3	23.0
仙居变	6.0	5.8	天河变	26.4	27.2
大田变	7.5	7.1	芙蓉变	21.2	21.8
椒黄变	25.4	24.2			

注: \* 表示短路电流超限 (500kV 电网短路电流水平应小于 63kA, 220kV 电网短路电流水平应小于 50kA)。

### 4.1.3 结果分析

在 2015 年，浙江 220kV 电网进行完全分层分区后，通过表 2\_6 与表 4\_2 的短路电流计算数据对比，对于 2015 年度 220kV 浙江电网可以看出：

1) 220kV 母线的短路电流越限的 500kV 变电所中由原来 22 个变为了 7 个，见表 2\_7 和表 4\_5；

2) 7 个 220kV 母线短路电流越限的 500kV 变电所中，短路电流最高降低了 34.86%，最小降低了 10.74%，见表 4\_6；

3) 在 2015 年度浙江 220kV 电网中，三相最大短路电流和单相最大短路电流分别由原来的 79.86kA（兰亭变）和 89.63kA（兰亭变）降为 53.94kA（杭东变）和 65.19kA（杭东变），整个电网三相最大短路电流和单相最大短路电流分别降低了 25.92kA 和 24.44kA。

而对于 2015 年度 500kV 浙江电网可以看出：

1) 500kV 母线的短路电流越限的 500kV 变电所由原来的瓶窑变、王店变、宁波变和宁海变 4 个变电所变为了王店变和宁海变 2 个变电所，见表 2\_8 和表 4\_7；

2) 在王店变和宁海变 2 个 500kV 变电所的 500kV 母线三相短路电流和单相短路电流分别降低了 3.77%和 2.69%，12.22%和 9.46%，见表 4\_8；

3) 在 2015 年度浙江 500kV 电网中，三相最大短路电流和单相最大短路电流分别由原来的 75.13kA（宁海变）和 77.04kA（宁海变）变为 65.95kA（宁海变）和 69.75kA（宁海变），整个电网三相最大短路电流和单相最大短路电流分别降低了 9.18kA 和 7.29kA。

表 4\_5 2015 年浙江电网分层分区后 500kV 变电所

220kV 母线短路电流越限表 单位：kA

变电所名称	三相短路电流	单相短路电流
瓶窑变	44.54	*52.84
杭东变	*53.94	*65.19
萧山变	*50.07	*61.76
诸暨变	46.62	*56.81
宁波变	49.35	*57.62
温州变	43.22	*53.46
市北变	*51.59	*59.18

表 4\_6 2015 年浙江电网分层分区前后 500kV 变电所

220kV 母线短路电流越限对比表 单位: kA

变电所 名称	三相短路电流		降低 幅度	单相短路电流		降低 幅度
	分层 分区前	分层 分区后		分层 分区前	分层 分区后	
瓶窑变	*68.37	44.54	34.86%	*75.23	*52.84	29.76%
杭东变	*70.66	*53.94	23.66%	*81.28	*65.19	19.80%
萧山变	*76.47	*50.07	34.52%	*87.39	*61.76	29.33%
诸暨变	*79.27	46.62	41.19%	*87.95	*56.81	35.41%
宁波变	*65.71	49.35	24.90%	*72.95	*57.62	21.01%
温州变	50.62	43.22	14.62%	*61.20	*53.46	12.65%
市北变	*59.85	*51.59	13.80%	*66.30	*59.18	10.74%

表 4\_7 2015 年浙江电网分层分区后 500kV 变电所

500 千伏母线短路电流越限表 单位: kA

变电所名称	三相短路电流	单相短路电流
王店变	*71.22	*73.31
宁海变	*65.95	*69.75

表 4\_8 2015 年浙江电网分层分区前后 500kV 变电所

500kV 母线短路电流越限对比表 单位: kA

变电所 名称	三相短路电流		降低 幅度	单相短路电流		降低 幅度
	分层 分区前	分层 分区后		分层 分区前	分层 分区后	
王店变	*74.01	*71.22	3.77%	*75.34	*73.31	2.69%
宁海变	*75.13	*65.95	12.22%	*77.04	*69.75	9.46%

注: \* 表示短路电流越限 (500kV 电网短路电流水平应小于 63kA, 220kV 电网短路电流水平应小于 50kA)。

因此在 2015 年, 使各变电所 220kV 无互联, 仅通过 500kV 环网互联, 对浙江 500/220kV 电网进行完全分层分区后与完全不分层分区相比, 500kV 变电所的 220kV 母线的短路电流水平得到了明显的降低, 因此如兰亭变原来母线分段运行

的变电所可以恢复并列运行。

但是,对 2015 年度浙江 220kV 电网仍有 7 个 500kV 变电所的 220kV 母线的短路水平越限,且均是单相短路电流高于三相短路电流,其中杭东变、萧山变和市北变都是三相短路电流和单相短路电流已越限,它们的三相短路电流和单相短路电流分别为 53.94kA 和 65.19kA、50.07kA 和 61.76kA 以及 51.59kA 和 59.18kA,而其它 4 个 220kV 母线的短路电流水平越限的 500kV 变电所,瓶窑变、诸暨变、宁波变和温州变均是单相短路电流已越限,见表 4\_5;同时,王店变、台南变和甬东变三个变电所的单相短路电流和宁波变的三相短路电流分别为 49.33kA、48.25kA、49.66kA 和 49.35kA 已接近 220kV 电网短路电流水平 50kA 的短路电流极限。

而对 2015 年度浙江 500kV 电网,王店变和宁海变 2 个 500kV 变电所均是三相短路电流和单相短路电流已越限,见表 4\_7;而且瓶窑变的三相短路电流和单相短路电流分别为 62.79kA 和 60.95kA,已经接近 500kV 电网短路电流水平 63kA 的短路电流极限。因此,无论对于浙江的 220kV 电网还是 500kV,都需要进一步采用限流措施降低其短路电流。

#### 4.1.4 进一步限制短路电流的措施

##### 变压器中性点加小电抗

表 4\_9 2015 年浙江电网分层分区后杭东变 220kV 母线短路电流组成表 单位: kA

支路名称	三相短路电流		单相短路电流	
	数值	所占百分比	数值	所占百分比
杭东一民谊	0	0	0.47	0.72%
杭东一新城	0	0	0.97	1.49%
杭东一景芳	0	0	1.00	1.53%
杭东一钱塘	0	0	0.85	1.30%
杭东一运河	0	0	0.48	0.74%
杭东一半山	4.60	8.53%	4.72	7.24%
杭东一乾元	3.84	7.12%	4.12	6.32%
杭东一杨家	0	0	0.50	0.77%
杭东主变	45.50	84.35%	52.08	79.89%

以 500kV 杭东变电所为例,在 2015 年浙江 500/220kV 电网完全分层分区后,短路电流越限的 7 个 500kV 变电所 220kV 母线的三相短路电流和单相短路电流均主要来自变电所本身,如表 4\_9 所示;而且,其主要是单相短路电流越限,因此和其它限流措施相比,采取变压器中性点加小电抗限制短路电流最为有利。

表 4\_10 500kV 变电所 220kV 母线单相短路电流和中性点电抗值的关系 单位: kA

电抗 值/ $\Omega$	50MVA		75MVA		100MVA	
	短路电流	降幅	短路电流	降幅	短路电流	降幅
0	23.09	0	28.90	0	39.31	0
2	22.04	4.55%	26.69	7.65%	37.15	5.49%
4	21.55	6.67%	25.79	10.76%	36.37	7.48%
6	21.26	7.93%	25.30	12.46%	35.97	8.50%
8	21.07	8.75%	24.99	13.53%	35.73	9.11%
10	20.93	9.35%	24.78	14.26%	35.57	9.51%
12	20.84	9.74%	24.63	14.78%	35.45	9.82%
14	20.76	10.09%	24.51	15.19%	35.36	10.05%
16	20.70	10.35%	24.42	15.50%	35.29	10.23%
18	20.65	10.57%	24.34	15.78%	35.24	10.35%
20	20.61	10.74%	24.28	15.99%	35.19	10.48%

表 4\_11 500kV 变电所变压器中性点电压和中性点电抗值的关系 单位: kV

电抗值/ $\Omega$	50MVA	75MVA	100MVA
2	0.594	8.272	7.832
4	8.844	11.66	10.626
6	10.494	13.486	12.078
8	11.594	14.652	12.958
10	12.342	15.444	13.53
12	12.914	16.016	13.97
14	13.354	16.456	14.278
16	13.706	16.808	14.542
18	13.992	17.072	14.74
20	14.234	17.314	14.894

由于 500kV 变电所的 220kV 母线的单相短路电流随变压器中性点所接小电抗值的增加而减小，当中性点的电抗值大于某一值后，220kV 母线的单相短路电流的降幅将会减小，甚至达到饱和；同时，500kV 变压器中性点通过小电抗接地，在发生单相短路故障时，会对变压器中性点的电压产生影响，该电压会随中性点所接小电抗值的增加而上升；而且还考虑到浙江 500kV 变电所使用的变压器的容量等级主要是 50MVA、75MVA 和 100MVA 三种，每一个变电所可能三种容量的变压器同时使用，因此针对上述情况，需要对 500kV 变电所不同容量等级的变压器中性点所接电抗值进行计算以确定合适的小电抗值，计算结果见表 4\_10 和表 4\_11。

通过表 4\_10 和表 4\_11 可以看出，在变压器中性点加小电抗后，可以显著降低 500kV 变电所 220kV 母线的单相短路电流，同时中性点电压所接小电抗值的增加也很明显；对于 50MVA 容量等级的变压器，当小电抗的电抗值取 2Ω 时，可以减少单相短路电流 4.55%，中性点电压上升到 0.594kV；小电抗电抗值取 8Ω 时，可以减少单相短路电流 8.75%，中性点电压上升到 11.594kV。进一步增加小电抗值，单相短路电流的减少并不明显但中性点电压明显增加。如小电抗电抗值由 8Ω 增加到 20Ω 时，单相短路电流减少由 8.75% 增加到 10.74%，仅比 8Ω 时多降低 1.99%，但中性点电压却由 11.594kV 增加到 14.234kV，比 8Ω 时多上升 2.64kV。因此，为兼顾 50MVA 容量等级的变压器中性点电压上升不会过高，小电抗的电抗值应取 8Ω；同理，对于 75MVA 和 100MVA 容量等级的变压器中性点接地小电抗电抗值分别取 12Ω 和 16Ω。

表 4\_12 2015 年短路电流越限的 500kV 变电所加小电抗前后

220kV 母线单相短路电流对比表 单位：kA

变电所名称	单相短路电流 (未加小电抗)	单相短路电流 (加小电抗)	降 幅
瓶窑变	*52.84	39.98	24.34%
杭东变	*65.19	49.73	23.72%
萧山变	*61.76	*51.87	16.01%
诸暨变	*56.81	42.44	25.29%
宁波变	*57.62	*51.40	10.79%
温州变	*53.46	44.74	16.31%
市北变	*59.18	45.74	22.71%

表 4\_13 2015 年短路电流越限的 500kV 变电所加小电抗后

变电所名称	三相短路电流	单相短路电流
瓶窑变	44.54	39.98
杭东变	*53.94	49.73
萧山变	*50.07	*51.87
诸暨变	46.62	42.44
宁波变	49.35	*51.40
温州变	43.22	44.74
市北变	*51.59	45.74

注: \* 表示短路电流越限 (220kV 电网短路电流水平应小于 50kA)

在短路电流越限的 7 个 500kV 变电所对不同容量等级的变压器的中性点加入相应的小电抗后, 其 220kV 母线的单相短路电流均有大幅度下降, 最小降低 10.79% (宁波变), 最大降低 25.29% (诸暨变), 见表 4\_12; 而且瓶窑变、诸暨变和温州变的三相短路电流和单相短路电流均已在现有开关设备的开断电流 50kA 以内, 见表 4\_13。因此原母线分段运行的瓶窑变、诸暨变和温州变可恢复并列运行。但还有萧山变和宁波变的单相短路电流仍旧超过了现有开关设备的开断电流 50kA, 杭东变的单相短路电流为 49.73kA 已接近现有开关设备的开断电流 50kA; 同时杭东变、萧山变和市北变的三相短路电流也超过了现有开关设备的开断电流 50kA, 宁波变的三相短路电流为 49.35kA 也已接近现有开关设备的开断电流 50kA, 见表 4\_13。因此, 有必要对越限的变电所采取其它限流措施。

### 母线分段运行

针对杭东变、萧山变、宁波变和市北变在中性点加小电抗后短路电流还是越过 50kA, 考虑在各个变电所采用母线分段运行降低短路电流。2015 年杭东变、萧山变、宁波变和市北变的 220kV 母线分段运行方式见图 4\_1~图 4\_4。

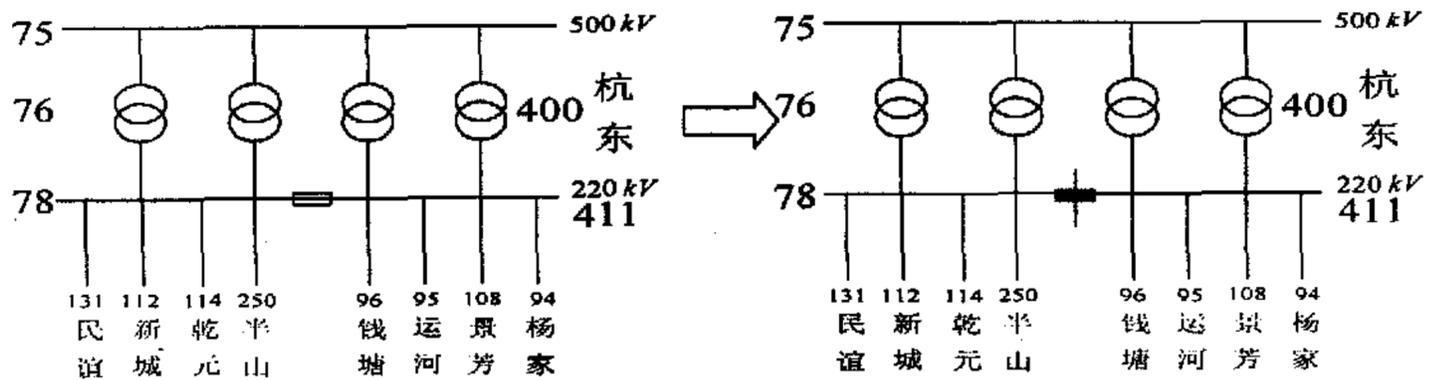


图 4\_1 杭东变母线分段运行示意图

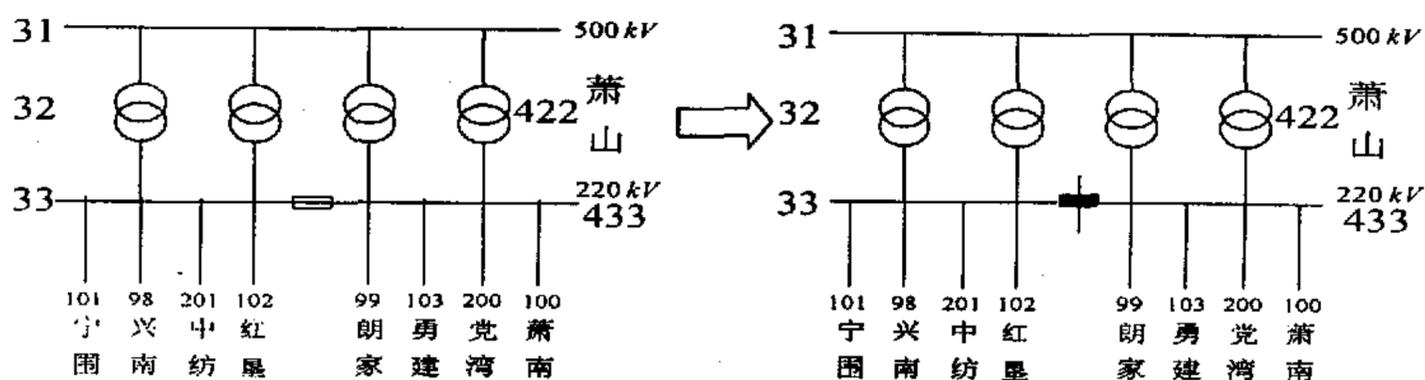


图 4\_2 萧山变母线分段运行示意图

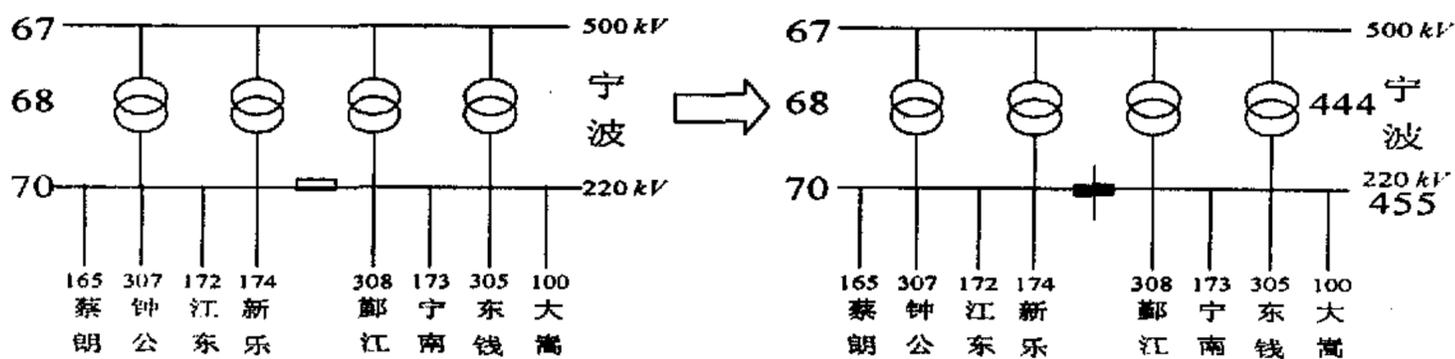


图 4\_3 宁波变母线分段运行示意图

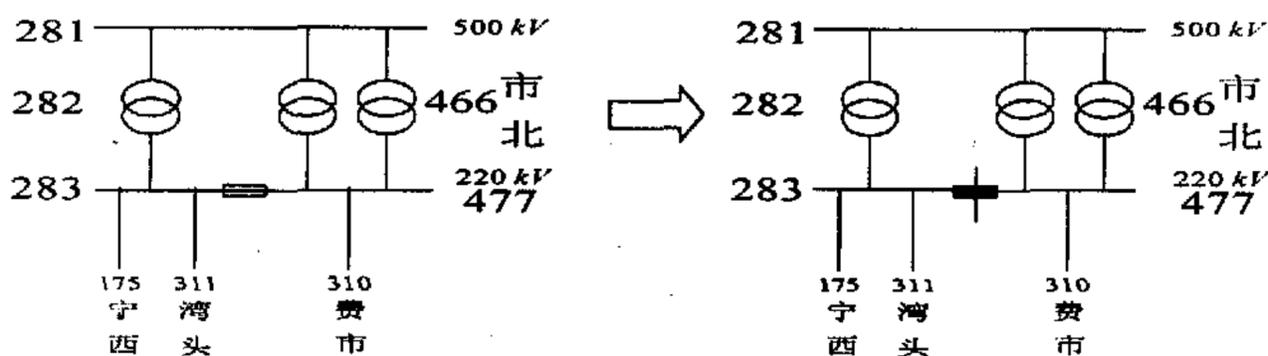


图 4\_4 市北变母线分段运行示意图

杭东变、萧山变、宁波变和市北变的 220kV 母线分段运行运行后短路电流见表 4\_14。由表 4\_14 可以看出，500kV 主变 220kV 母线分段运行后，三相短路电流和单相短路电流均可以控制在允许的范围內。

表 4\_14 2015 年短路电流越限的 500kV 变电所

220kV 母线分段后短路电流表 单位: kA

变电所名	三相短路电流		单相短路电流	
	三相	单相	三相	单相
杭东变	33.03(78)	31.16(411)	38.78(78)	37.96(411)
萧山变	34.47(33)	35.77(433)	40.94(33)	42.44(433)
宁波变	34.63(70)	35.75(455)	37.61(70)	39.34(455)
市北变	35.19(293)	36.55(477)	37.08(293)	35.81(477)

综上所述，在 2015 年度浙江电网在 500kV/220kV 电网完全分层分区后，无论是 220kV 母线短路电流超过现有开关设备的开断电流 50kA 的变电所数目，还是整个 220kV 电网三相最大短路电流和单相最大短路电流水平均得到了降低，

因而有效的限制了 220kV 电网的短路电流。但是分层分区后仍有 7 个 500kV 变电所的 220kV 母线的短路电流水平越限，通过采取变电所中性点接小电抗接地和母线分段运行，能够使 220kV 电网的短路电流水平进一步降到现有开关设备的开断电流 50kA 以内。因此，对于 2015 年度浙江 220kV 电网，采用分层分区和变压器中性点接小电抗接地以及母线分段运行相结合是降低 220kV 电网短路电流水平的有效限流方案。

## 4.2 限制 2015 年度浙江电网 500kV 短路电流

### 4.2.1 限流措施

由表 4\_7 可知，在 2015 年度浙江 500kV 电网中，王店变和宁海变 2 个 500kV 变电所的三相短路电流和单相短路电流都已越限，需要采取有效的限制短路电流的措施。

在 2015 年对浙江 500/220kV 电网完全分层分区后，王店变和宁海变的 500kV 母线三相短路电流和单相短路电流分别为 71.22kA 和 73.31kA，65.95kA 和 69.75kA。对浙江 500/220kV 电网完全分层分区后，对王店变短路电流限制影响较小。由于考虑到整个电网更高一级的电压尚未形成，因此不可能通过分成分区降低王店和宁海两个变电所的短路电流；也考虑到采用小电抗接地对于降低王店变和宁海变 500kV 变压所的 500kV 侧的单相短路电流虽然有一定的效果，但是其效果不太明显，如表 4\_15 所示，而且王店变和宁海变的短路电流不仅仅是单相短路电流越限，其三相短路电流也同时越限，因此采用变压器中性点接小电抗限流措施也不可能有效降低其短路电流。

表 4\_15 2015 年王店和宁海变电所 500kV 母线单相短路电流  
与中性点电抗值的关系 单位：kA

电 抗 值 / $\Omega$	王店变		宁海变	
	短路电流	降幅	短路电流	降幅
0	*73.31	0	*69.75	0
6	73.07	0.33%	69.72	0.04%
12	72.90	0.56%	69.69	0.09%
18	72.77	0.74%	69.66	0.13%
24	71.67	2.24%	69.64	0.16%

注：\* 表示短路电流越限（500kV 电网短路电流水平应小于 63kA）

因而针对上述情况，可尝试采用直流联网、故障限流器和母线分段运行的限流措施限制王店变和宁海变的短路电流。由于瓶窑变的三相短路电流和单相短路电流分别为 62.79kA 和 60.95kA，已经接近 500kV 电网现有开关设备的开断电流 63kA 的短路电流极限，所以采用限流措施限制王店变和宁海变的短路电流的同时，也考虑了对降低瓶窑变的短路电流水平的影响。同时，对于王店变考虑到它通过王店变与上海相联，瓶窑变与安徽相联，因此可以考虑通过改善浙北电网中各省网之间的联络线结构，降低浙江电网中王店变和瓶窑变的短路电流水平；对于宁海变，由于它与强蛟、乌沙山和三门核电厂直接相连，因此短路电流很大，也可以通过改变原有的联络线方式降低其短路电流水平。

#### 采用直流联网和故障限流器限制王店变和宁海变的短路电流

由第三章可知，采用直流联网不仅可以有效降低所联交流系统的短路电流水平，而且在提高交流系统的动态性能的同时还可以提高系统间的传输容量，因此如果在王店变和宁海变采用直流联网限制短路电流措施，不仅可以降低他们的短路电流水平而且还可以提高它们安全、稳定等动态性能。采用故障限流器，实际上是在短路电流出现时将阻抗串入短路电流回路，以增加系统阻抗的方式限制短路电流的装置，它可以有效减轻断路器的开断负担。

无论在王店变和宁海变采用直流联网限制短路电流还是采用故障限流器限制短路电流，都需要知道实施在哪条支路上最有效。从表 4\_16 和表 4\_17 王店变和宁海变短路电流组成表可以看出：对于王店变，南桥—王店支路的短路电流占王店变短路电流百分比最大；对于宁海变，宁波—宁海支路的短路电流占宁海变短路电流百分比最大，因此应该分别在这两条支路上采用直流联网限流或是故障限流器限流( $L=769.8\text{mH}^{[19]}$ )，以减小南桥—王店支路对王店变短路电流的贡献和宁波—宁海支路对宁海变短路电流的贡献，从而降低王店变和宁海变的短路电流水平。

#### 采用母线分段运行限制王店变和宁海变的短路电流

由第三章可知，母线分段运行是采用改变系统联系和结构的办法来限制短路电流，它实际上是增大了系统的阻抗，从而减小了短路电流。它与采用直流联网相比，是一种更经济、更简单、最更有效的一种限制短路电流的手段。

对于王店变，500kV 母线分段后原来母线 87 的被分为母线 87 和母线 355；对于宁海变，500kV 母线分段后原来母线 71 的被分为母线 71 和母线 366，如图

4\_5 和图 4\_6 所示;

表 4\_16 2015 年浙江电网分层分区后王店变 500kV 母线短路电流组成表 单位: kA

支路名称	三相短路电流		单相短路电流	
	数值	所占百分比	数值	所占百分比
南桥—王店	16.23	22.79%	14.35	19.57%
嘉兴—王店	8.47	11.89%	9.36	12.77%
秦山—王店	13.31	18.69%	13.43	18.32%
杭东—王店	9.84	13.82%	9.19	12.54%
嘉善—王店	7.01	9.84%	6.81	9.29%
双林—王店	2.34	3.29%	3.75	5.12%
杭北—王店	12.93	18.16%	12.22	16.67%
王店主变	1.09	1.52%	4.20	5.71%

表 4\_17 2015 年浙江电网分层分区后宁海变 500kV 母线短路电流组成表 单位: kA

支路名称	三相短路电流		单相短路电流	
	数值	所占百分比	数值	所占百分比
强蛟—宁海	9.52	14.44%	11.85	16.99%
乌沙山—宁海	8.79	13.33%	9.97	14.29%
嵊县—宁海	10.77	16.33%	10.19	14.61%
宁波—宁海	13.44	20.38%	12.53	17.96%
临海—宁海	12.72	19.29%	11.90	17.06%
三门—宁海	10.71	16.23%	10.70	15.34%
宁海主变	0	0	2.61	3.75%

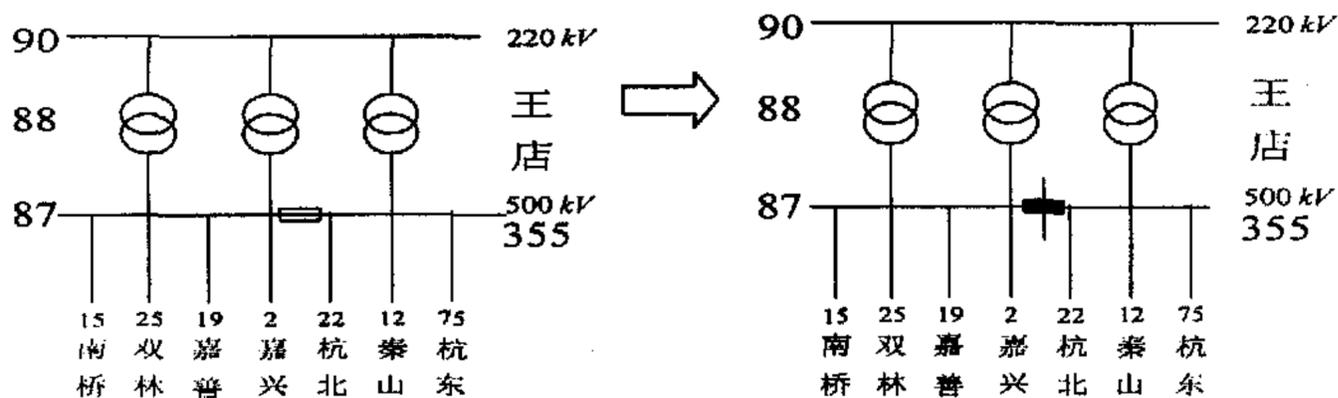


图 4\_5 王店变母线分段运行示意图

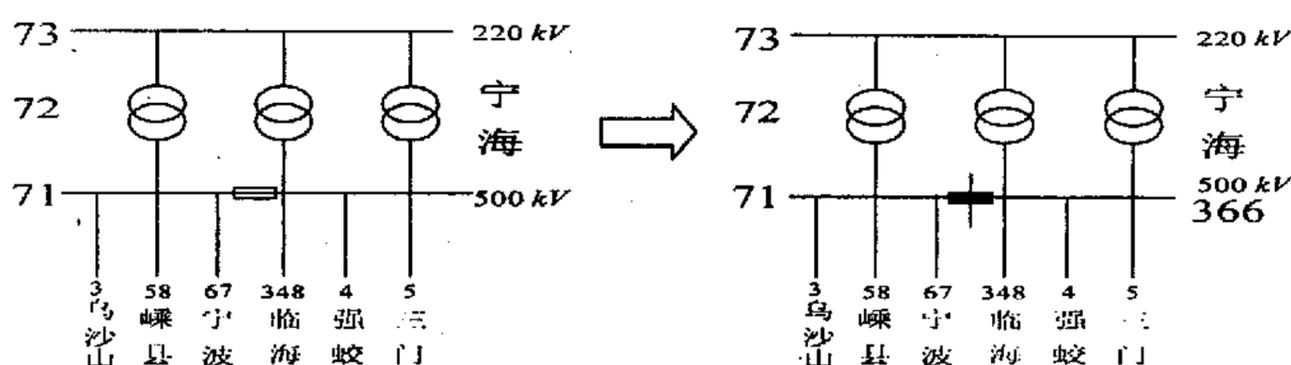


图 4\_5 王店变母线分段运行示意图

### 改变电网结构，降低王店变和宁海短路电流水平

#### 王店变

目前，由江苏省、安徽省、浙江省、福建省和上海市组成的华东电网的 500kV 主网架已基本形成，但是由于网架还比较薄弱，因此华东电网 500kV 主网架除担任输电任务以外，还维系着整个华东电网的安全稳定。随着华东电网装机规模的增大，到 2015 年，各省将逐步形成坚强的 500kV 主网架，其主要功能将转变为输电和省间联络，因此可以根据省间电力交换容量的需要，调整各省网间联络线的规模。对于上海，由于其缺乏一次能源，且可供建设大型电厂的厂址十分有限，地区自发电力不能自给自足，它是华东电网中最主要的受端电网。安徽有大量的煤炭储量，是华东的主要能源基地。同时，安徽电网与华东电网的其它地区间输电距离短，较区外电力有明显的区位优势，因此可考虑上海的电力缺口主要由安徽电网送电以弥补上海地区的电力不足较为实际可行。

浙江电网是华东电网中的第二大电网。该电网被钱塘江分隔为浙北和浙南电网两大部分。其中，浙北电网供电范围包括嘉兴、湖州和杭州三个市，在东、西两面分别与上海电网和安徽电网相联。浙北电网的电源主要由杭州西部水电、抽水蓄能电站、杭州东部的火电和嘉兴地区的杭州湾火电核电群组成，电力由嘉兴流向湖州及杭州中部。正是由于在杭州湾北岸这一狭小地带集中了大量电源，在该地区形成密集的 500kV 电网，导致了该地区包括王店变在内的 500kV 枢纽变短路电流较大，通过这样的网络与上海电网相联，导致浙北及上海电网枢纽变短路电流越限。因此，安徽电网 2 回 500kV 线路经湖州电网与上海电网相联，通过 2 回 500kV 线路与杭州电网相联，将电力送入杭州电网。另外，金沙江送华东的第 3 条直流线路可考虑落点杭州中部电网，满足杭州电力负荷的需求。由于安徽—湖州—上海的 2 回大容量输电通道能满足上海负荷增长的需求，因此可以解开嘉兴电网与上海电网的联络线，降低上海及浙北电网各枢纽

变电站的短路容量，华东电网的整体规模效益仍可以通过浙江电网与安徽电网的联络线来获得。另外，浙江电网还可以通过浙江与福建电网的联络线调剂电力，互补余缺。

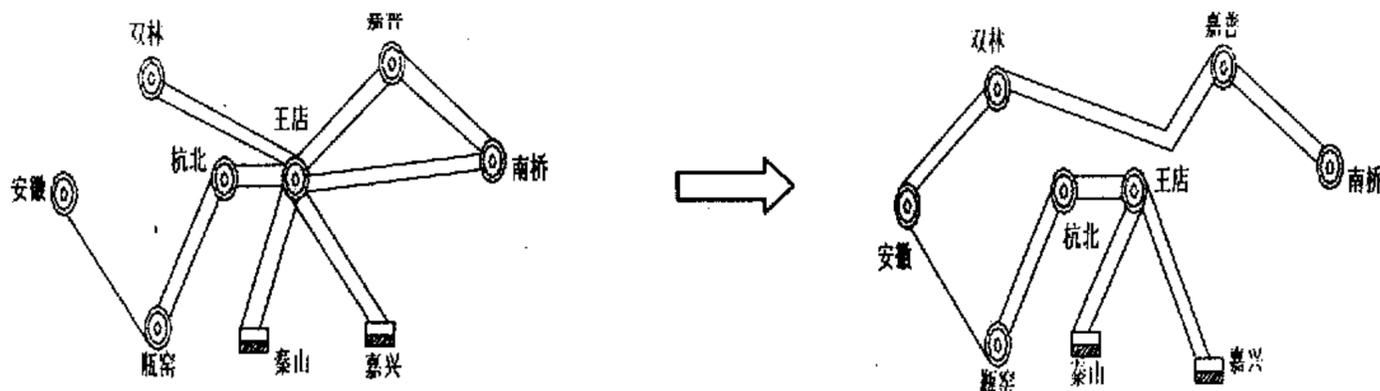


图 4\_7 改变浙北电网结构示意图

根据以上分析，可以通过在浙江北部电网中做以下结构变化，降低王店变和瓶窑变的短路电流：1) 切断王店—南桥支路；2) 切断王店—嘉善，并把原来的双林—王店、王店—嘉善两条双回线支路变为双林—嘉善一条双回线支路；3) 增加一条双林—安徽双回线支路，见图 4\_7 所示。因此，由于减少了王店—南桥、王店—嘉善和王店—双林三条支路短路电流对王店变短路电流的贡献，而其它改动的支路也未经过王店变，因此王店变的短路电流将会大幅度下降。

### 宁海变

从表 4\_17 可以看出，嵊县—宁海、宁波—宁海、临海—宁海和三门—宁海四条双回线支路无论三相短路电流还是单相短路电流所占宁海变短路电流百分比均较大，因此考虑通过改变这四条支路的接线方式降低宁海变的短路电流水平。如图 4\_8 所示，将嵊县—宁海、宁波—宁海、临海—宁海和三门—宁海四条双回线支路变为单回线；增加临海—三门和嵊县—宁波单回线支路。这样的变化在使用原来的线路的同时降低了宁海变进线的支路数，从而降低了宁海变短路电流水平。

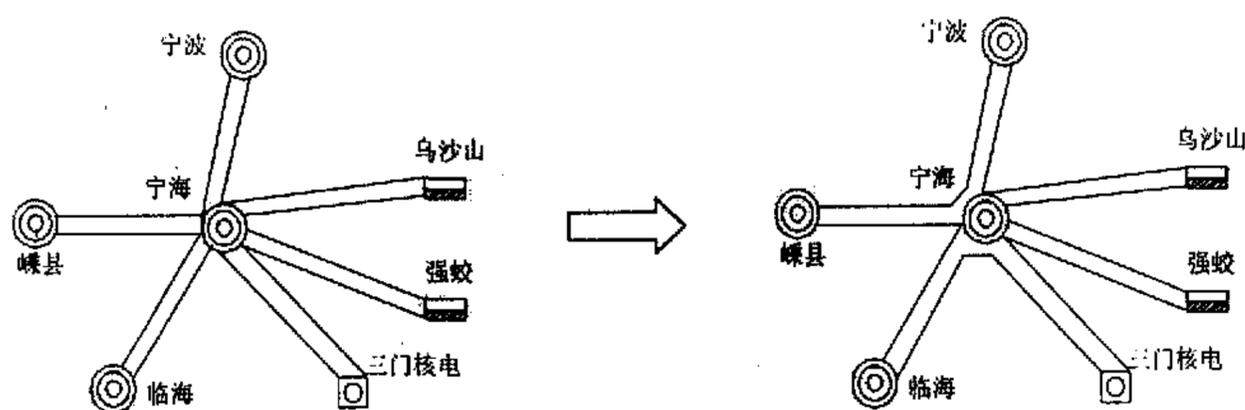


图 4\_8 改变宁海变电网结构示意图

## 4.2.2 计算结果

根据在 2015 年浙江省 500kV/220kV 电网进行完全分层分区后,对王店变和宁海变分别发生三相短路故障和单相短路故障时,采用上述各种限流措施限流进行短路电流计算,其计算结果见表 4\_18。

表 4\_18 王店变和宁海变实施各种限流措施后 500kV 母线短路电流表 单位: kA

变 电 站 名	短路电流 名称	直流 联网	母线分段运行		改变电 网结构	故障限 流器
			87/71	355/366		
王 店	三相短路电流	58.94	38.74	40.39	46.02	59.59
	单相短路电流	61.82	40.33	39.43	48.52	62.54
宁 海	三相短路电流	54.74	38.32	38.37	54.67	55.51
	单相短路电流	58.69	39.85	38.96	57.37	59.54

## 4.2.3 结果分析

表 4\_19 与表 4\_20 是 2015 年浙江电网 500kV/220kV 进行完全分层分区后,再在王店变和宁海变采用直流联网、故障限流器、母线分段运行和改变电网结构四种限流措施后,王店变和宁海变短路电流计算数据对比以及瓶窑变在王店变和宁海变实施各种限流措施后短路电流相应的变化情况。通过的短路电流计算数据对比可以看出短路电流有如下变化:

4\_19 2015 年浙江电网王店变和瓶窑变 500kV 母线短路电流表 单位: kA

限 流 措 施		王店变短路电流		瓶窑变短路电流	
		三相	单相	三相	单相
分层分区后		*71.22	*73.31	62.79	60.95
直流 联网	之后	58.94	61.82	60.42	59.38
	降幅	17.24%	15.67%	3.77%	2.58%
母线分 段运行	之后	38.74	40.33	54.64	55.08
	降幅	45.61%	44.99%	12.98%	9.63%
改变电 网结构	之后	46.02	48.52	57.09	57.09
	降幅	35.38%	33.82%	5.7%	3.86%
故障限 流器	之后	59.59	62.54	60.57	59.48
	降幅	16.33%	14.69%	3.54%	2.41%

4.20 2015 年浙江电网宁海变和瓶窑变 500kV 母线短路电流表 单位: kA

限流措施		宁海变短路电流		瓶窑变短路电流	
		三相	单相	三相	单相
分层分区后		*65.95	*69.75	62.79	60.95
直流联网	之后	54.74	58.69	62.53	60.79
	降幅	17.00%	15.86%	0.41%	0.26%
母线分段运行	之后	38.32	39.85	62.19	60.57
	降幅	41.90%	42.87%	0.96%	0.62%
改变电网结构	之后	54.67	57.37	62.46	60.74
	降幅	17.10%	17.75%	0.53%	0.34%
故障限流器	之后	55.51	59.54	62.55	60.81
	降幅	15.83%	14.64%	0.38%	0.23%

注: \* 表示短路电流越限 (500kV 电网短路电流水平应小于 63kA)

对于王店变:

1) 无论采用上述限流措施中的任何一种都可以将王店变的 500kV 母线的短路电流限制在现有开关设备的开断电流 63kA 以内, 因此上述各种限流措施对降低王店变的短路电流水平均是有效的;

2) 在以上 3 种限流措施中通过母线分段运行后对王店变的短路电流的降低最为有利, 其 500kV 母线三相和单相短路电流分别降低了 45.61% 和 44.99%, 因此也使得整个浙江 500kV 电网的三相和单相最大短路电流分别由原来的 71.22kA 和 73.31kA 降为 38.74kA 和 40.33kA, 分别降低了 32.48kA 和 32.98kA;

3) 由于瓶窑变和王店变同在浙北地区而且它们之间通过瓶窑—杭北—王店双回线支路和瓶窑—杭东—王店单回线支路有主要的联系, 因此王店变的短路电流的降低也会对瓶窑变的短路电流水平产生影响。因而瓶窑变的三相短路电流和单相短路电流下降幅度最大是在王店变采用分段母线运行后。

对于宁海变:

1) 采用各种限流措施中的任何一种也都可以将宁海变的 500kV 母线的短路电流限制在现有开关设备的开断电流 63kA 以内;

2) 通过在宁海变采用母线分段运行后, 其短路电流降低幅度最大, 其 500kV 母线三相短路电流和单相短路电流分别降低了 41.90% 和 42.87%;

3) 由于瓶窑变和宁海变相隔较远, 它们之间没有直接的支路联系, 因此宁海

变的短路电流的变化对瓶窑变产生的影响很小。

通过表 4\_19 与表 4\_20 的短路电流数据对比还可以看出：

1)虽然对于王店变和宁海变，采用故障限流器后能够有效降低其短路电流水平，但是降低后的短路电流水平仍接近现有开关设备的开断电流 63kA；同时，故障限流器仅对低压和中压系统的故障电流有了成功的经验<sup>[17]</sup>，对于超高压系统其还处于试验阶段，因此采用故障限流器作为王店变和宁海变的限流方案不实际；而母线分段运行限制短路电流的措施虽然简单易行而且效果显著，但一般只在必要时才采用，因为它可能降低系统的安全裕度，限制运行操作和事故处理的灵活性。对于王店变，它不仅与秦山核电长、嘉兴电厂相联，而且还与上海的南桥变相联，因此它不仅要为嘉兴地区供电，而且担负着为上海的供电的任务；而宁海变，它与强蛟、乌沙山和三门核电三个电厂相联，也担负着为宁波地区供电的重任，所以它们均是浙江 500kV 电网的枢纽变电所，其安全性和稳定性尤为重要，只能在必要是才采用母线分段运行限制其短路电流。

2)在直流联网和改变电网结构两种限流措施的比较中：对于王店变，改变浙北电网结构后王店变短路电流的降幅高于采用直流联网后；而采用直流联网虽未改变王店变原有的电网结构，但其短路电流的下降幅度和对瓶窑变的短路电流下降幅度的影响均不大，因此对于王店变应考虑采用改变电网结构限制短路电流。对于宁海变，由于采用直流联网和改变电网结构后对宁海变的短路电流下降幅度的影响和对瓶窑变短路电流下降幅度的影响相当，而且考虑到通过改变电网结构限制宁海变的短路电流会影响到宁海变的安全稳定性，因此对于宁海变应考虑采用直流联网限制短路电流。

综上所述，在 2015 年度浙江 500kV/220kV 电网完全分层分区后，为降低王店变和宁海变 500kV 变电所的 500kV 母线的短路电流水平，分别可通过改变电网结构和采用直流联网作为降低王店变和宁海变短路电流水平有效限流方案，将两个变电所的短路电流降到现有开关设备的开断电流 63kA 以内。

## 第五章 结论

随着我国经济的持续快速发展,用电负荷迅速增加,电网规模不断扩大,电压等级也得到了逐步提高,目前我国 500kV 骨干网架已逐渐形成。然而,由于整个 500kV 网架还不够坚强,大多线段为单回线路,被迫与 220kV 电网电磁环网运行;同时,为适应全国经济的快节奏发展,大量的新电源投产,进一步造成了电网结构紧密、电源密集,使得 220kV 和与之相连的 500kV 电网的短路电流水平剧增,直接影响了整个电网的安全稳定运行,同时也影响了 500kV 电网的建设和输电能力。因此,降低系统短路电流水平的研究显得十分必要。浙江电网是华东电网的中的第二大电网,通过对浙江电网短路电流限制方案的研究,不仅对浙江本省和华东电网有很重大的意义,而且对华东电网和华中电网有类似情况的各省大电网短路电流水平降低也有很大的参考价值。

本文在分析研究 2015 年度浙江电网的结构、运行特点和短路电流水平的基础上,根据已有限制短路电流措施的原理和特点,对 2015 年度浙江电网限制短路电流方案的进行了研究,并在实施限流方案后对 2015 年度浙江电网中各变电所发生三相短路故障和单相短路故障后进行了短路电流计算,通过对计算结果的比较和分析,可以得出以下结论:

1) 在 2015 年度浙江 500kV/220kV 电网完全分层分区后,无论是 220kV 母线超过现有开关设备的开断电流 50kA 的变电所数目,还是整个 220kV 电网三相最大短路电流和单相最大短路电流水平均得到了明显降低,因而有效的限制了 220kV 电网的短路电流。但是分层分区后仍有 7 个 500kV 变电所的 220kV 母线的短路电流水平越限,通过采取变电所中性点加小电抗接地和母线分段运行,能够使 220kV 电网的短路电流水平降到现有开关设备的开断电流 50kA 以内。因此,对于 2015 年度浙江 220kV 电网,采用分层分区和变压器中性点加小电抗接地以及母线分段运行相结合是降低 220kV 电网短路电流水平的有效限流方案。

2) 在 2015 年度浙江 500kV 电网中,浙江 500kV/220kV 电网完全分层分区后仍有王店变和宁海变 500kV 变电所的 500kV 母线的短路电流水平越限。采用直流联网、母线分段运行、故障限流器和改变电网结构四种限流措施均可将两个变电所的短路电流降到现有开关设备的开断电流 63kA 以内,但是经过比较和分析并考虑到王店变和宁海变作为枢纽变对安全欲度的要求,因此认为通过采

用改变电网结构和直流联网分别是降低王店变和宁海变短路电流水平有效限流方案。

由于分层分区、变压器中性点加小电抗接地、母线分段运用、直流联网、和改变浙北电网这五种限流措施均会对整个浙江电网的稳定性产生影响，因此还需要对 220kV 和 500kV 的有效限流方案在“N-1”效核和暂态稳定分析方面做进一步的研究。

## 参考文献

- [1] 周小谦.中国电力工业发展的前景.2001.10,  
<http://www.china5e.com/dissertation/power/0005.htm>
- [2] 浙江省“十五”电网规划(讨论稿).
- [3] 浙江省电力市场状况. 2002.12,  
<http://www.stock2000.com.cn/refresh/arch/2000/09/13/276392.htm>,
- [4] 张滨, 张益, 岑文辉, 等.2020 年华东电网主网架结构及电压等级的论证.电力系统自动化, 1998, 22(6):14~17
- [5] 谢应祥.变电站电气设计需合理采用限流措施.广东电力, 2001, 14(1):54~56
- [6] 高凯平.限制短路电流的方法.电力安全技术.2000, 3(2):54
- [7] 陈坚.华中电网 2000 年短路电流水平预测及限流措施研究.河南电力, 1993, 第 4 期:18~22, 29
- [8] 傅霞飞, 张正陵, 陈坚, 等.华中电网未来短路电流水平及控制.电网技术, 1994, 18(5):23~27
- [9] 王梅义, 吴竞昌, 蒙定中.大电网系统技术.北京: 中国电力出版社, 1995.206~210
- [10] 谢泽权.限制短路电流技术的探讨.广东电力, 1997, 第 2 期:29~31
- [11] 徐博文.大电网互联的几个问题.电网技术, 1999, 23(9):32~34
- [12] 吕鹏飞,李庚银,李广凯.轻型高压直流输电技术简介.华中电力, 2002, 15(5):69
- [13] 朱天游.500kV 自耦变压器中性点经小电抗接地方式在电力系统中的应用.电网技术, 1999, 23(4):15~19
- [14] 熊 炜, 卢宏振. 广东电力系统短路电流水平及限制措施研究.贵州工业大学学报, 2002, 31(5):32~35
- [15] 杨 杰, 陈希英, 邵建雄.三峡水电站短路电流水平及限制措施分析.电网技术, 1997, 21(21):17~20
- [16] 施伟园.500kV 主变中性点小电抗接地限制不对称短路电流.上海电力, 2001, 第 2 期 26~29
- [17] 石晶, 邹积岩, 何俊佳, 等.故障电流限制技术及研究进展.电网技术, 1999, 23(12):63~66
- [18] 何肇.关于改善华东电网结构、降低短路容量方案的探讨.电网技术, 2004, 28(2):28~31

- [19] 朱允.新型固态故障限流器在浙江电网 500kV 系统中的短路仿真:[硕士学位论文].浙江:浙江大学电机系, 2003
- [20] 王琪.超高压输电的特点.山西电力技术, 2001, No.2(Ser.97):56~58
- [21] J.G.安德生(美国).超高压输电线路.
- [22] 贺家李, 葛耀中.超高压输电线故障分析和继电保护.
- [23] 傅业胜,罗意群.华东电网 500kV/220kV 电磁环网解网分析.华东电力, 1997, 第 7 期:31~33
- [24] 陈春霖, 阮前途, 程道平.上海电网实现分层分区运行.电网技术, 1996, 20(9):29~31
- [25] 浙江大学发电教研组直流输电教研组.直流输电.北京:电力工业出版社, 1982, 90~155
- [26] 戴熙杰.直流输电基础.北京:水利电力出版社, 1990, 32~38
- [27] Niclas Ottosson, Lena Kjellin. Modular back-to-back HVDC, with capacitor commutated converters (CCC). ABB Sweden. <http://www.abb.com.cn>
- [28] Y.SEKINE, S.KATO, T.MOTOKI, S.ITO\*. Kii channel HVDC link between Shikoku and Kansai electric power companies by submarine cables.CIGRE Symposium Tokyo, 1995, 220-04:1~6
- [29] A.E.Hammad, W.F.Long. Performance and economic comparisons between point-to-point HVDC transmission and hybrid back-to-back HVDC/AC transmission . IEEE Transactions on Power Delivery, 1990, 5(2): 1137- 1144.
- [30] W.Breuer, V.Hartmann, D.Povh\*, et al.Application of HVDC for large power system interconnections.CIGRE Seesion 2004 Paris, 2004, B4-106:1~11
- [31] 李继红, 黄良宝, 徐谦, 等.一种降低短路电流水平的措施——母线分列运行.电力系统自动化, 2001, 25(14): 62~63, 71
- [32] 何仰赞, 温增银.电力系统分析(上册).武汉:华中科技大学出版社, 2002, 176~179
- [33] 李荣敏.郊尾 500kV 变电所 220kV 母线短路电流限制措施.福建电力与电工, 1998, 18(4):29~31
- [34] 唐跃进, 李敬东, 叶妙元, 等.未来电力系统中的超导技术.电力系统自动化, 2001, 25(2):70~75
- [35] Raju B P, Parton K C, Bartram T C.A Current Limiting Device Using Superconducting DC BIAS Applications and Prospects.IEEE Trans on Power Apparatus ans Systems, 1982, 101(9):3173~3177
- [36] Boening H J, Paice D A.Fault Current Limiter Using a Superconducting Coil.IEEE Trans on Magnetics, 1983, 19(3):1051~1057

- [37] Boening H J, Leung E M. Superconducting Fault Current Limiter and Inductor Design. *IEEE Trans on Mag-19*, 1983, 3:1054~1058
- [38] Ito D, Tsurunaga K, Hara T, et al. Superconducting Fault Current Limiter Development. *IEEE Trans on Magnetics*, 1991, 27(2):2345~2348
- [39] Tasaki K. Quench Current Degradation in Superconducting Coil for 6.6kV/2kA Fault Current Limiters. In: MT-14 Proceeding. Japan, 1995, 1112~1114
- [40] Thuries E, Pham V D, Laumond Y, et al. Towards the Superconducting Fault Current Limiter. *IEEE Trans on Power Delivery*, 1991, 6(2):801~808
- [41] Tixador P. Experimental Results on a Hybrid FCL. *IEEE Trans on Applied Superconductivity*, 1994, 5:1055~1058
- [42] Shimizu S, Kado H, Uriu Y, et al. Single-Line-to-Ground Fault Test of a 3-Phase Superconducting Fault Current Limiting Reactor. *IEEE Trans on Magnetics*, 1992, 28(1):442~445
- [43] Shimizu S. Equivalent Current and Leakage Reactances of SC 3-Phase FCL. *IEEE Trans on Applied Superconductivity*, 1993, 3(1):578~581
- [44] Fleishman L S, Aresteanu V A, Brissette Y, et al. Design Considerations for an Inductive High T Superconducting Fault Current Limiter. *IEEE Trans on Applied Superconductivity*, 1993, 3(1): 570~573
- [45] Paul W. Tests of 100kW HTcSFCL. *IEEE Trans on Applied Superconductivity*, 1995, 5(2):1055~1058
- [46] 淡淑恒, 王季梅, 阎静等. 采用电流变化率判断短路电流的新型限流熔断器. *低电压器*, 1998, 2:10~14
- [47] 关玉忱. 高压限流熔断器熔断故障及防治. *中国电力*, 1995, 第三期:72~74
- [48] 陈德桂. 低压断路器中的限流新技术. *低压电器*, 1990, No.1:12~17
- [49] 钱木, 张培铭. 低压交流断路器的限流技术. 2000, No.2:3~7
- [50] Strumpler, R, Skindhøj, J, Glatz-Reichenbach, J, et al. Novel Medium Voltage Fault Current Limiters Based on Polymer PTC Resistors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1999 April, 14(2):425~430

## 致 谢

本论文的研究工作是在导师甘德强教授和副导师胡骅讲师严格监督和悉心指导下完成。无论是论文的选题方向还是论文的文字细节，自己每取得的一点一滴的进步和成绩，都凝结着他们的心血。甘老师渊博的知识、严谨的治学态度和坚持不懈的钻研精神使我受益匪浅。胡老师敏锐的科学洞察力、实事求是的学术作风对我产生了深刻的影响。平时，甘老师不仅是我的老师更是我的朋友，在学习和生活上给予我无微不至的关怀；不仅教会我如何研究课题，也教会了我如何做人。在他的指导下，我找到了研究的快乐、生活的目标和羽毛球的乐趣，使自己带着积极向上的健康心态继续自己的求学之路。两位老师在学业上的严格要求以及在生活上无微不至的关怀令我终生难忘，在此谨向两位恩师致以深深的谢意！

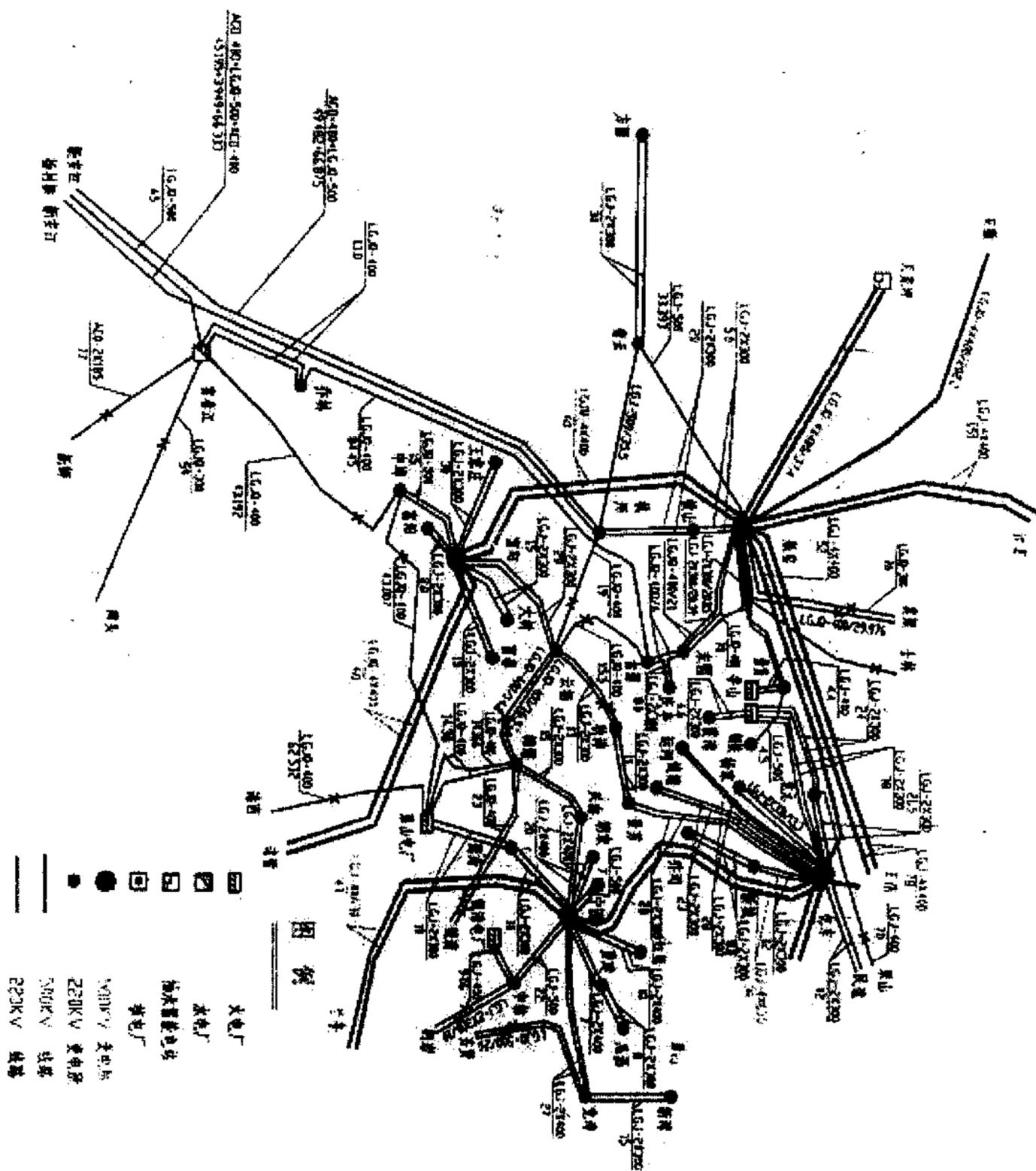
攻读硕士研究生期间，得到了浙江大学电气工程学院许多老师和同学的热心帮助。籍此机会，向教二 307 实验室全体师兄妹以及赵波同学、王志勇同学、李晓珂同学、杨汾艳同学、卞晓猛同学、辛焕海同学、袁泉同学、王轶文同学、胡朝阳师兄和汪震老师表示由衷的感谢！

最后，特别感谢我的父母、舅舅和舅妈、姨母和姨夫以及姑母和姑父们给予我的信任、鼓励、支持和理解。他们宽容而温馨的亲情是我强大的精神动力，助我渡过思想低潮和克服学习与生活中的种种困难，顺利完成学业。

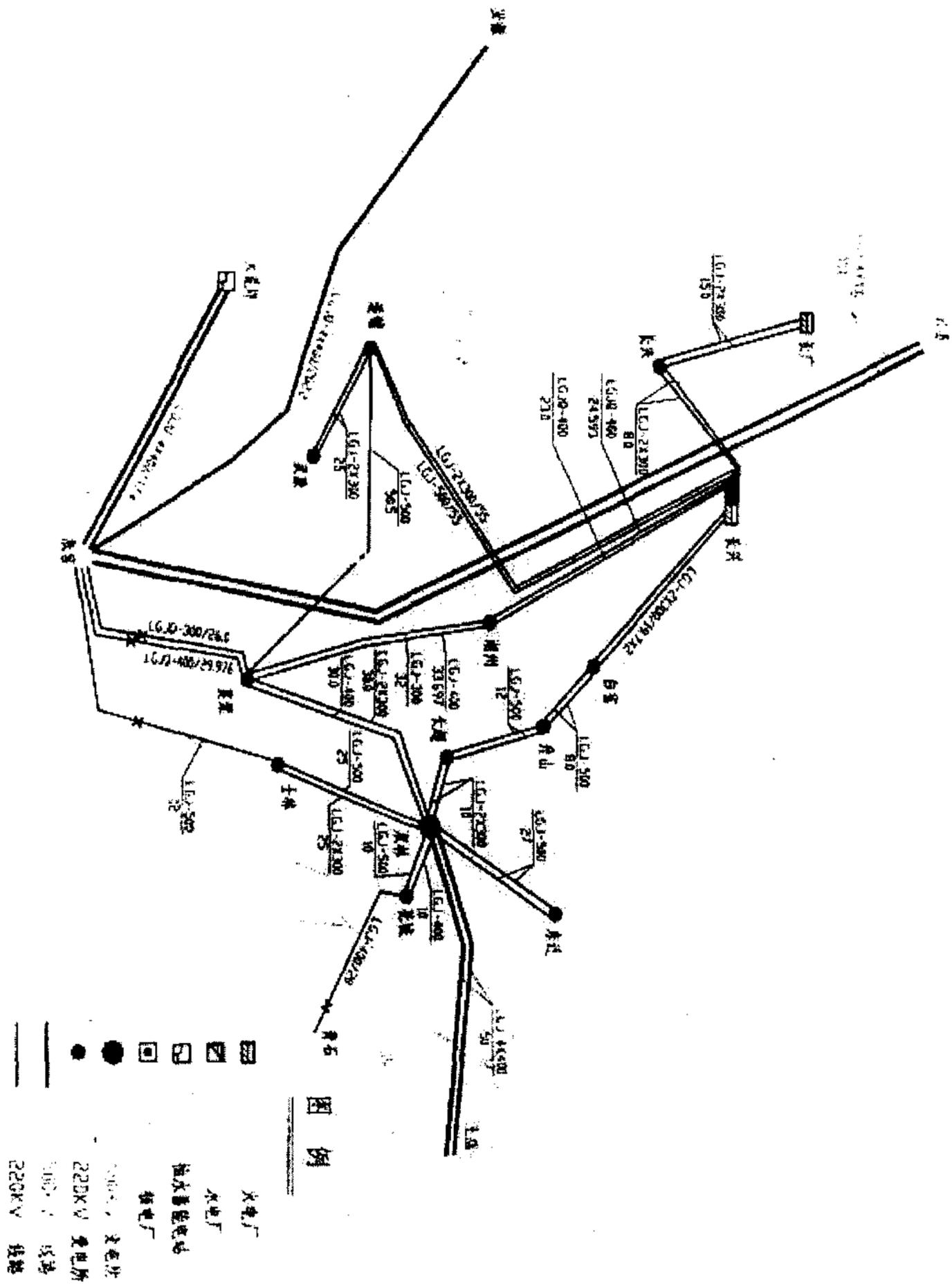
业精于勤，荒于嬉，这是激励我不断奋斗的信念。三年的硕士求学生涯感受颇多，我深切地体会到自己所学实乃沧海一粟，同时也明白，惟有在今后的学习中继续踏实苦干，才不负社会、老师和父母对我的培养。

谨向所有曾支持和帮助我的所有老师与朋友再次表示诚挚的感谢和衷心的祝福！

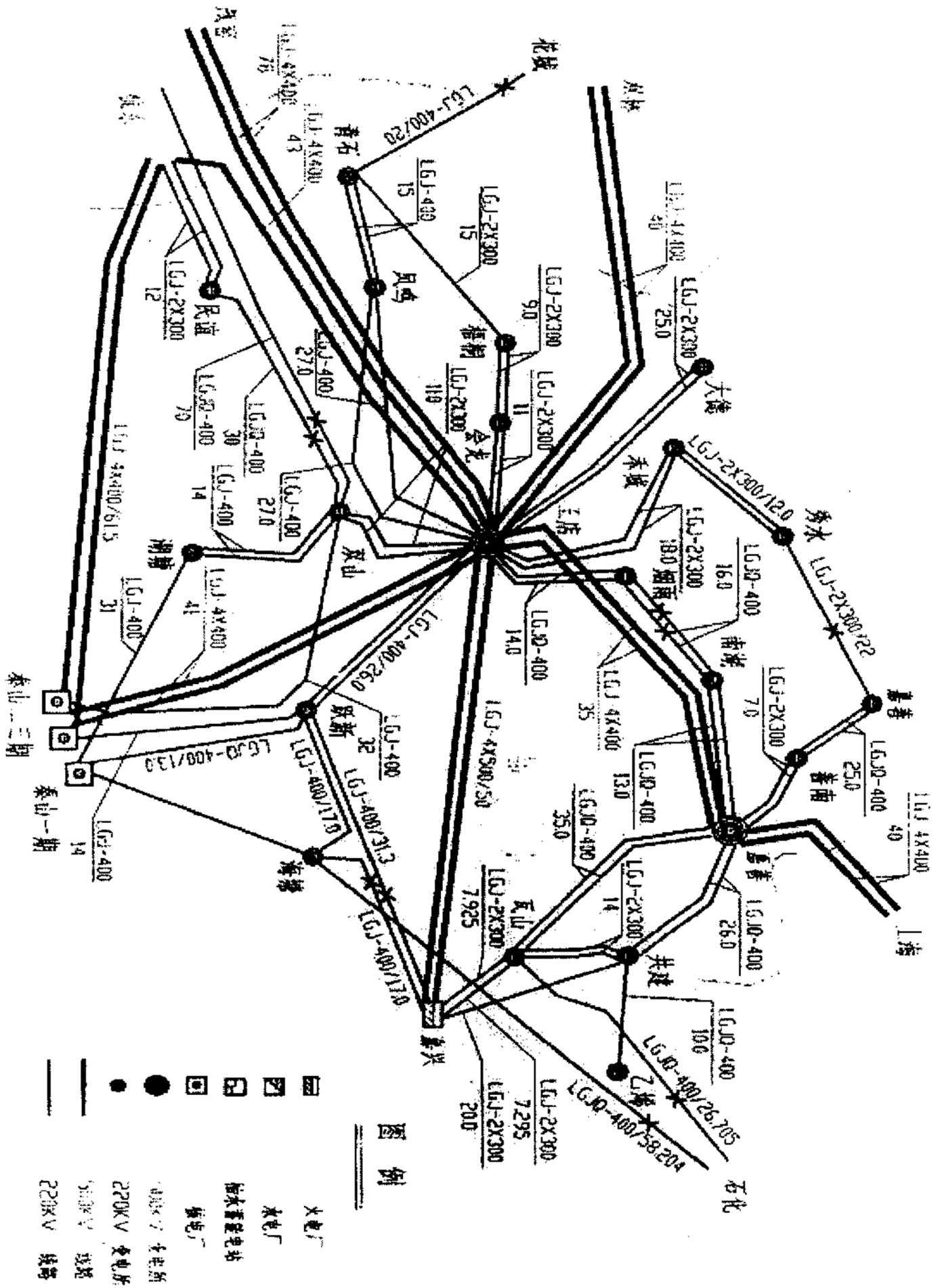
附录



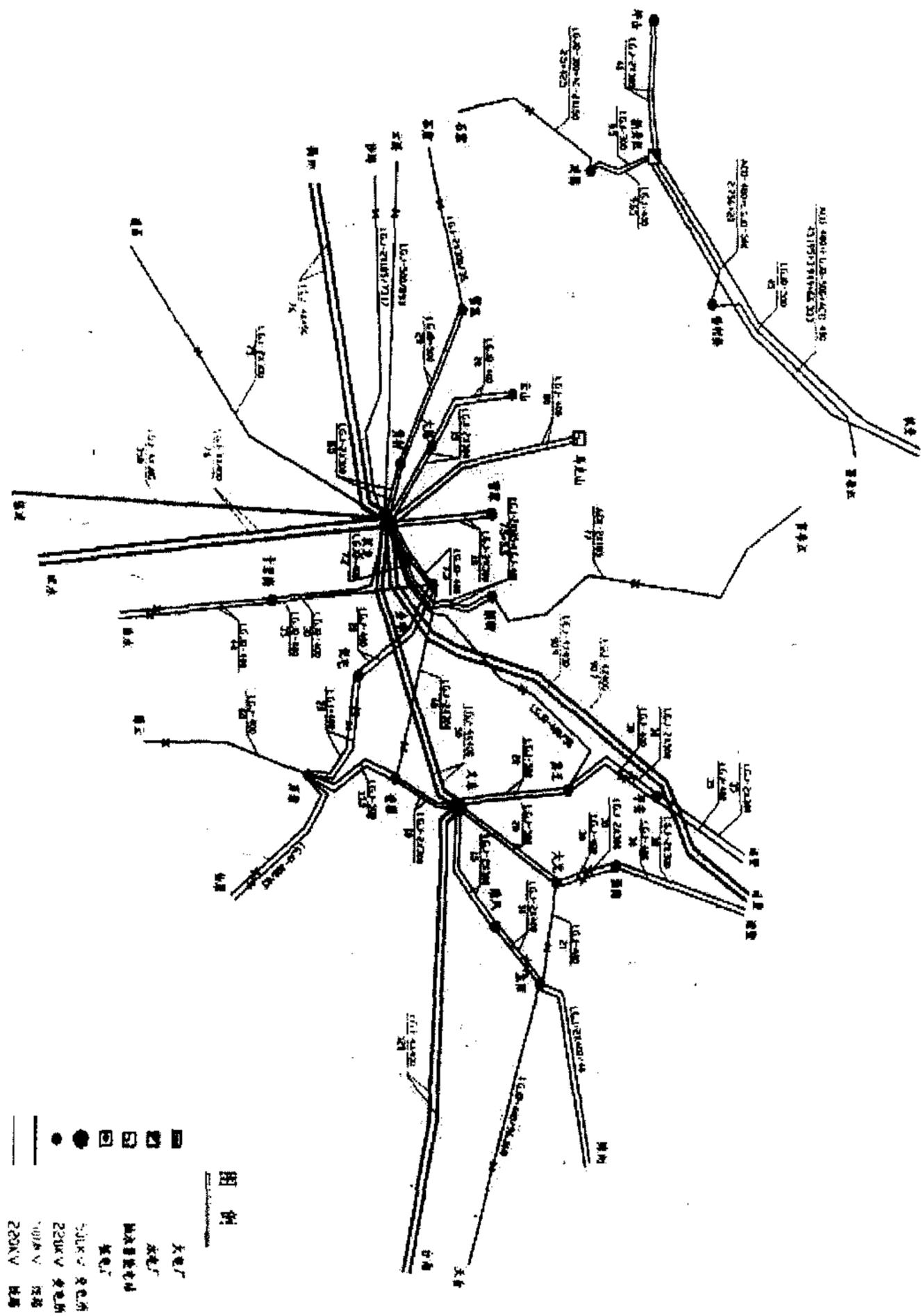
2015年杭州地区220kV及以上电网地理接线图



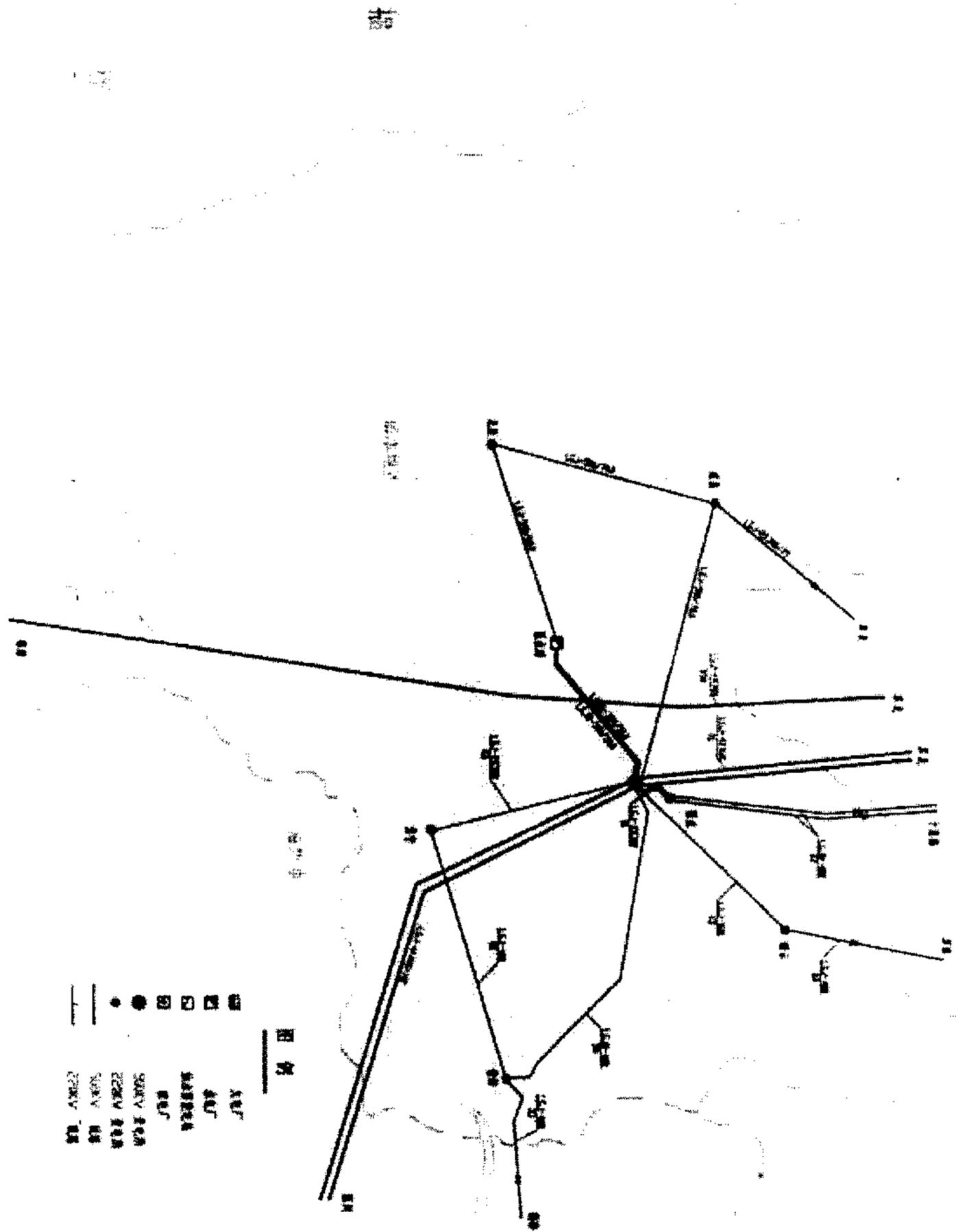
2015年湖州地区220kV及以上电网地理接线图



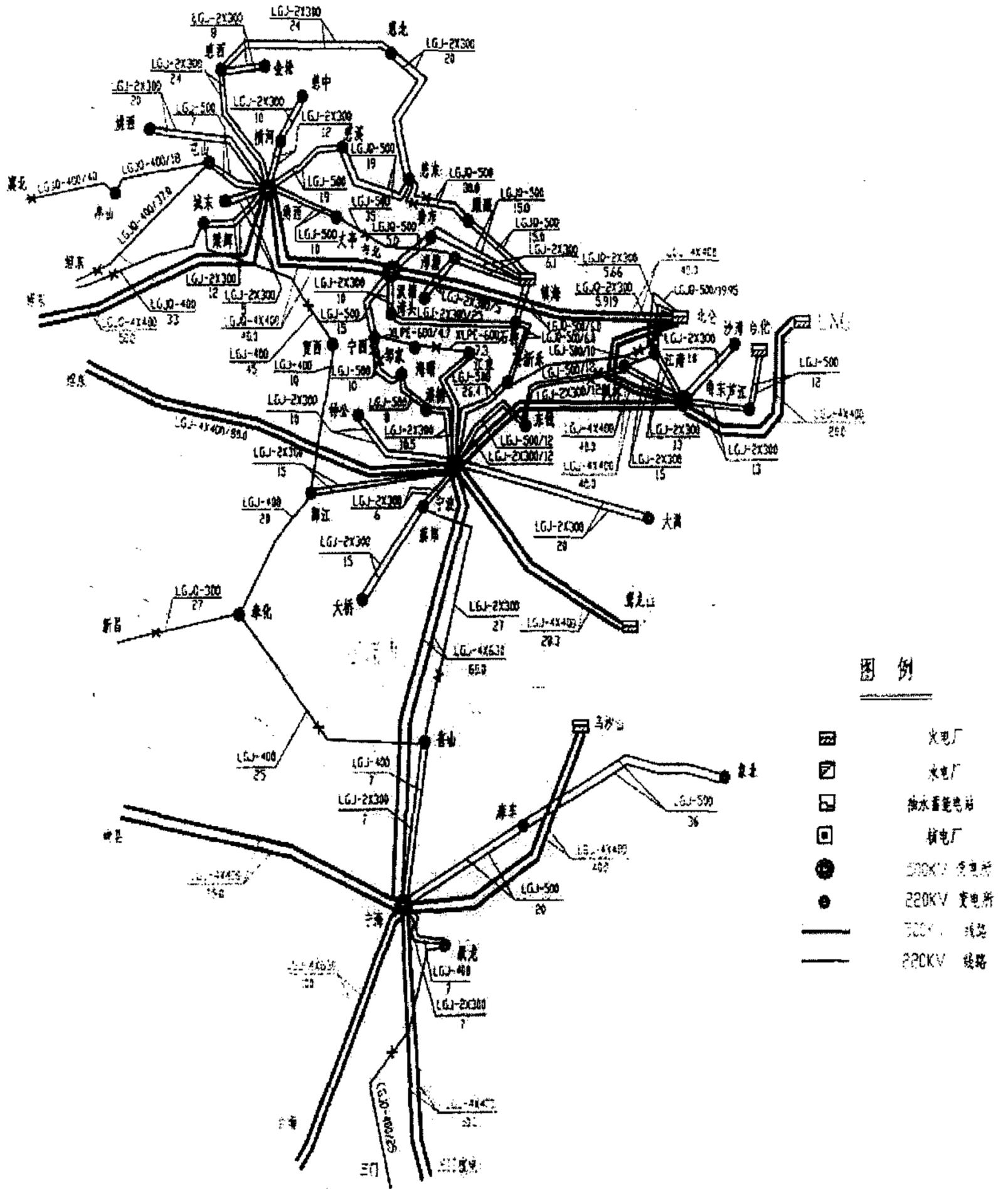
2015 年嘉兴地区 220kV 及以上电网地理接线图



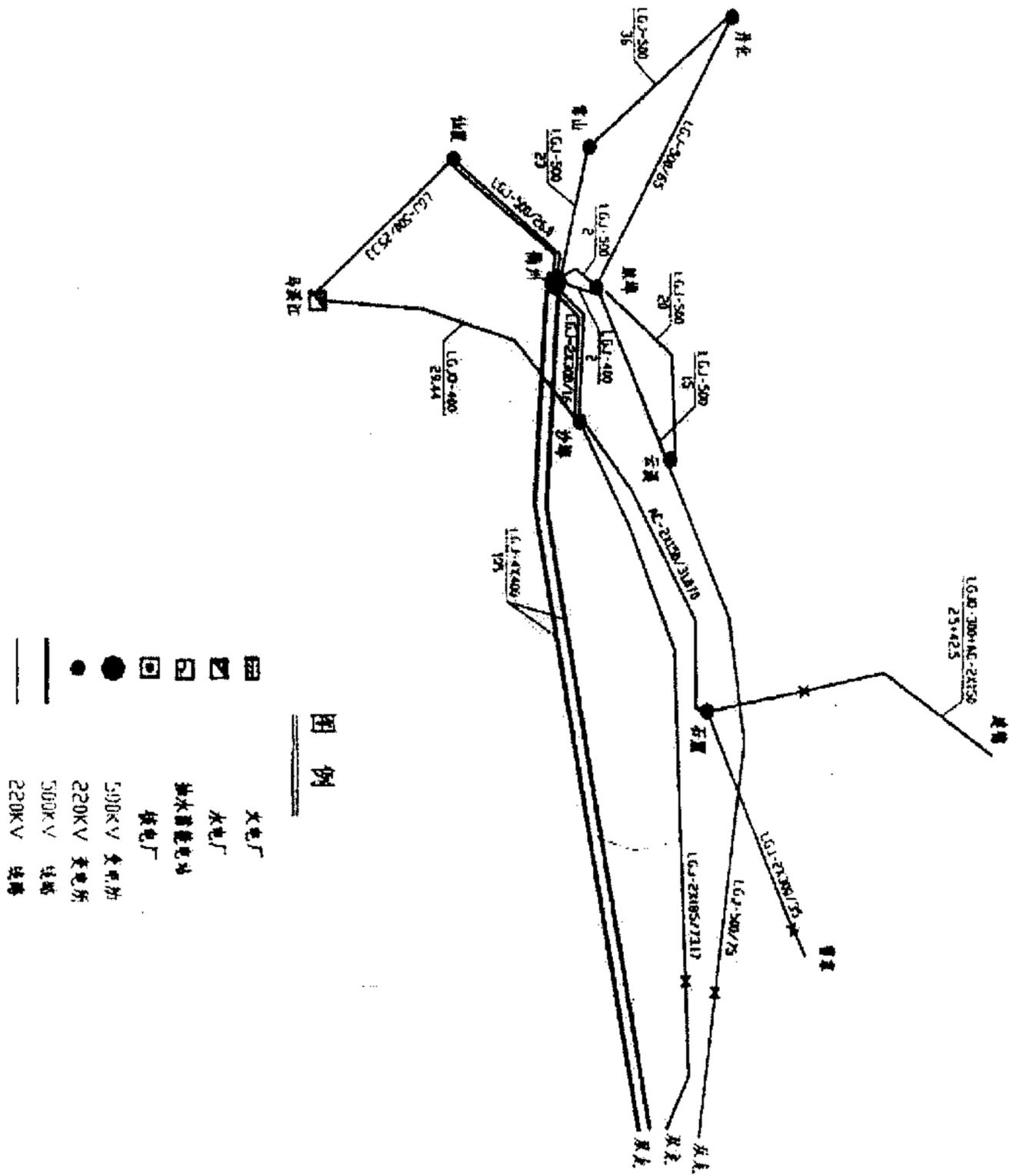
2015年金华地区220kV及以上电网地理接线图



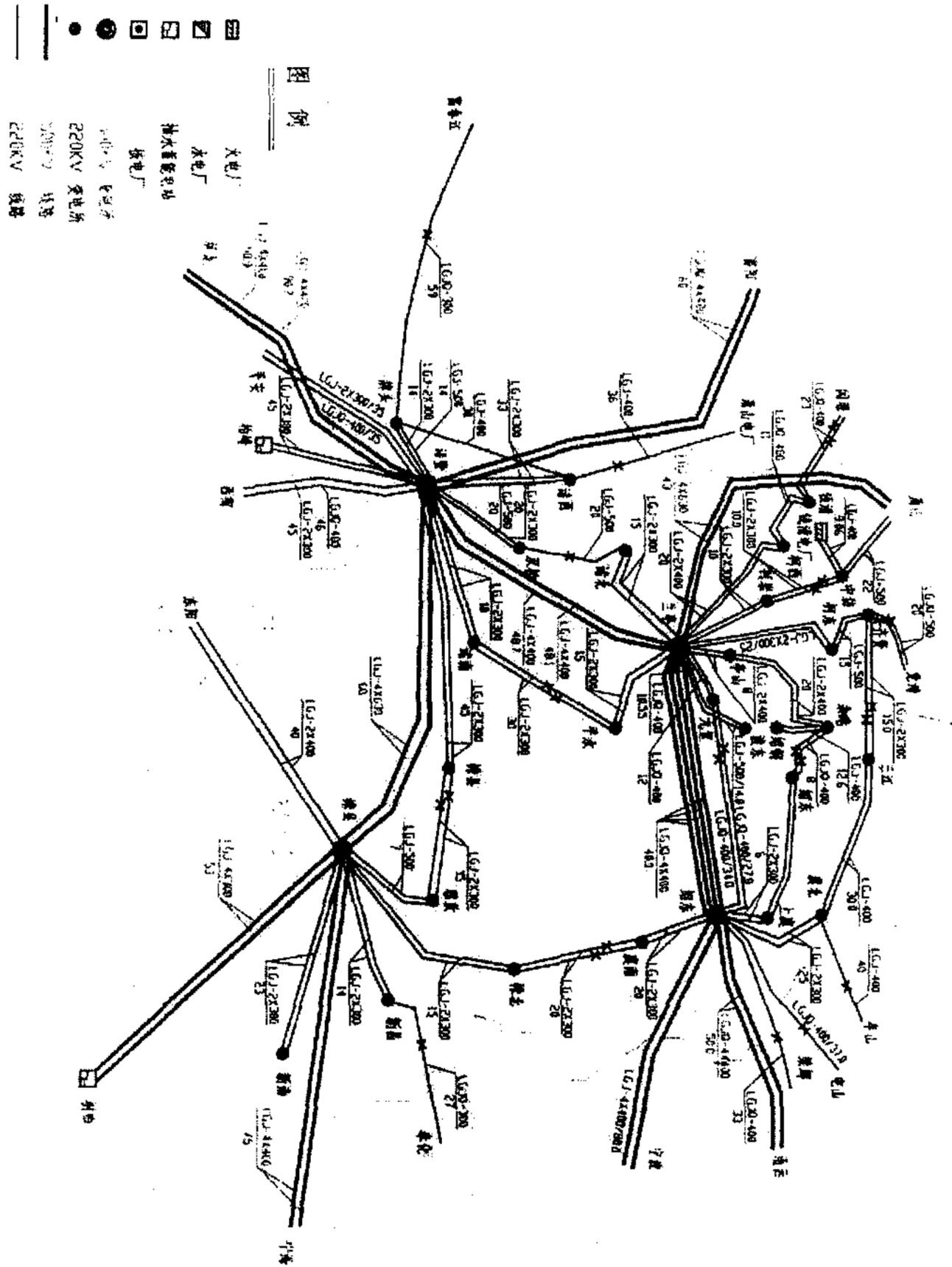
2015年丽水地区220kV及以上电网地理接线图



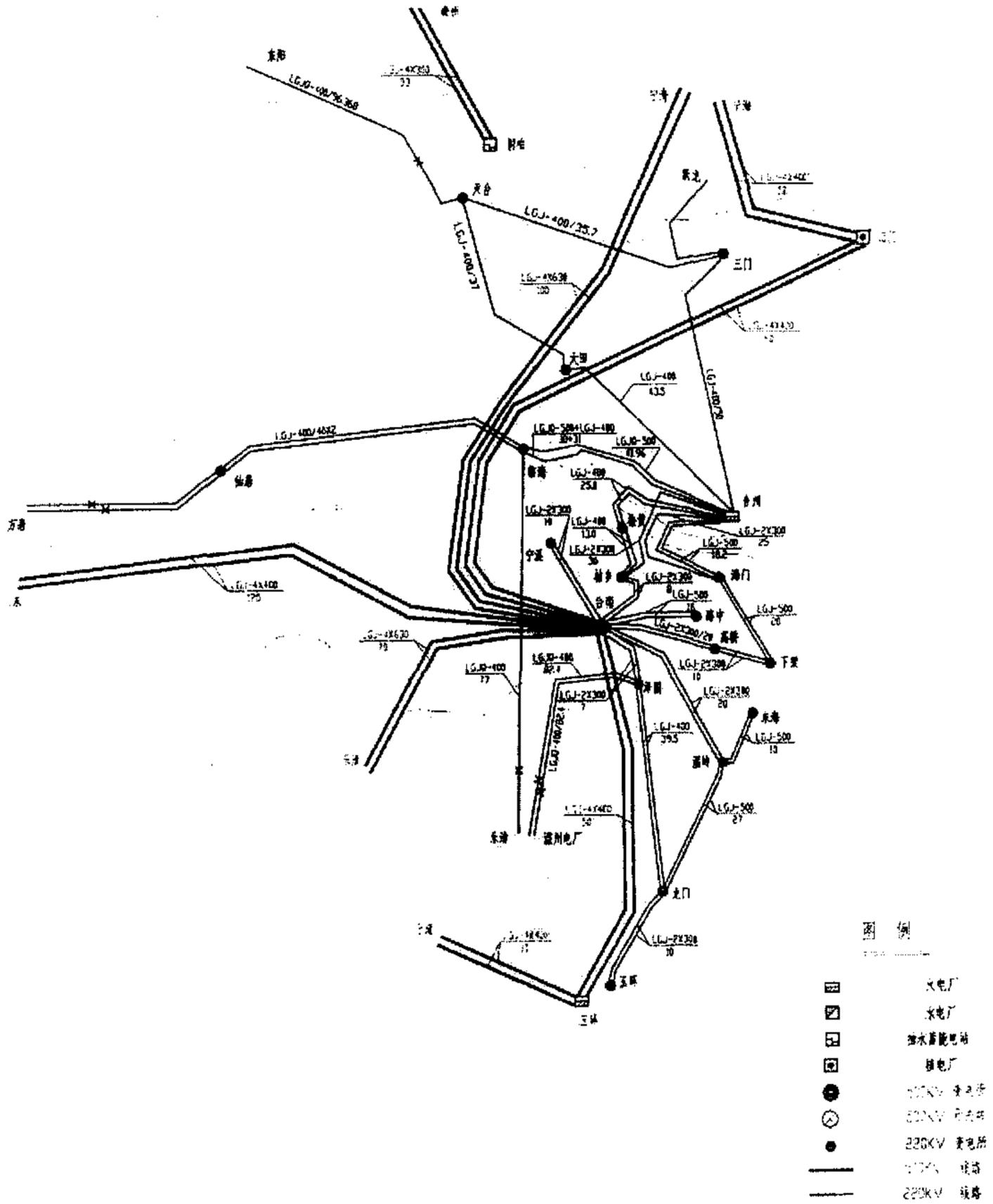
2015年宁波地区220kV及以上电网地理接线



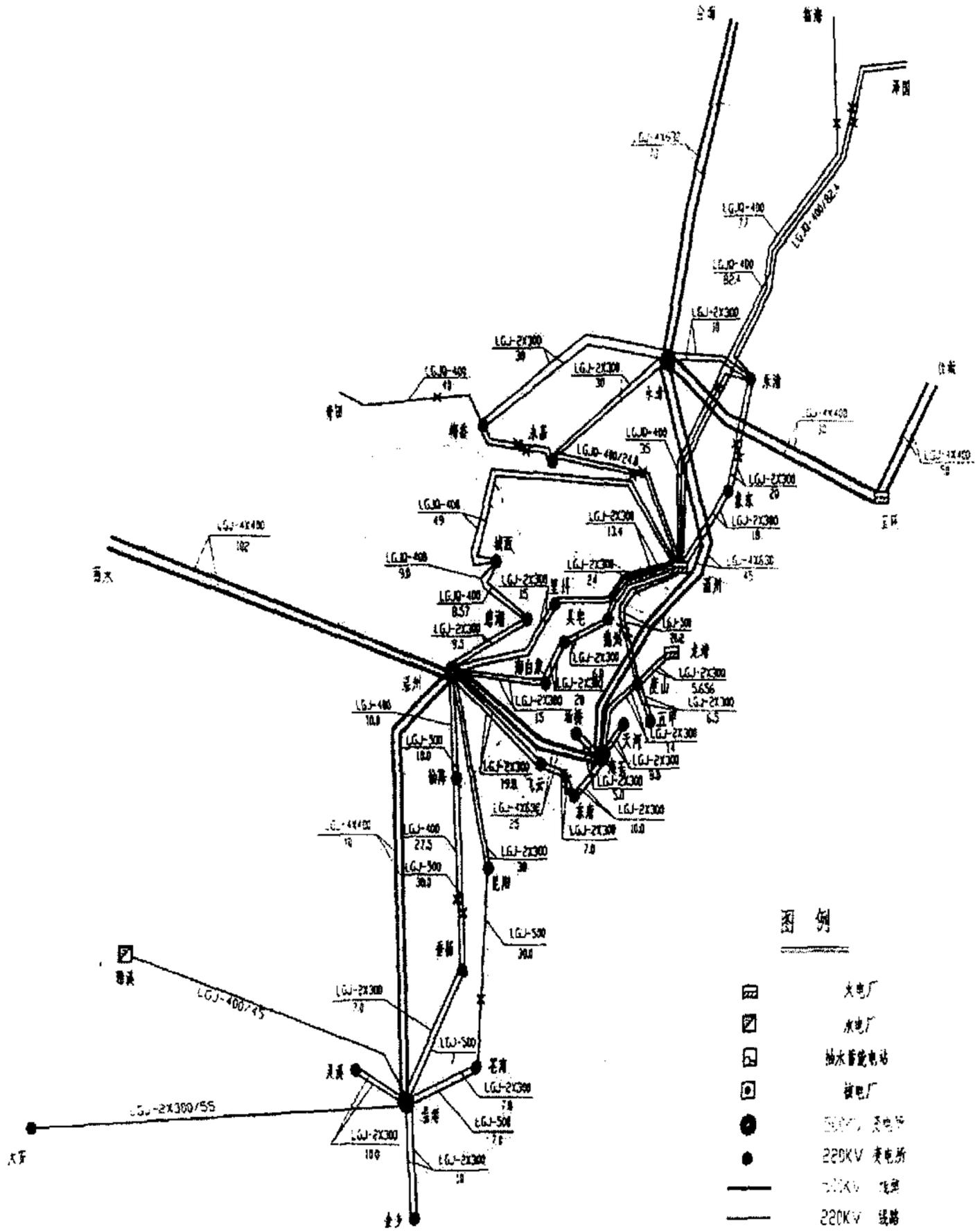
2015年衢州地区220kV及以上电网地理接线图



2015年绍兴地区220kV及以上电网地理接线图



2015年台州地区220kV及以上电网地理接线图



2015年温州地区220kV及以上电网地理接线图