

建议直流远送/稳控互联各大区强化的同步网,避免全国 1 000 kV 联网

蒙定中

摘要: 建议按现行稳定导则的分区原则、继续运用直流输电实现直流远送/稳控互联各大区强化的同步网,这比全国 1 000 kV 联网安全、经济。认为交流 1 000 kV 线路用于长距离输电不如直流输电,用于中、短距离输电不如同塔双回 500 kV 紧凑型线路,特别是交流 1 000 kV 线路的安全性和环保性都不如其他两者。结合美国 2030 年联网预想、欧洲电网可行性研究和联合国的联网文件,分析世界电网长远发展趋势,将来都不会在现有电压电网上再叠加交流 1 000 kV 电网。应继续通过直流输电保持分区独立、贯彻分层原则,强化和充分发挥各级电网和线路的输电能力,同时从电网规划开始采取有效的方法解决短路容量和直流多落点问题。

关键词: 特高压; 交流输电; 直流输电; 联网; 大停电

中图分类号: TM 723

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2007)05-0013-10

0 引言

2005 年 6 月北戴河特高压输电技术研讨会上提出建立全国 1 000 kV 联网的方案为:1 000 kV 网架将覆盖东至上海、南到广东、西到云贵、北到黑龙江,用交流 1 000 kV 将全国联成一个同步网^[1]。后来,方案又改为华北、华中和华东 1 000 kV 联网。

但是,全国联网是为了进行全国能源优化,手段包括“西电东送”和“煤电远送”。远距离输电已有先例,如三峡送出采用直流输电远比交流输电安全、经济。所以,1 000 kV 全国联网只能是达到“煤电远送”的目的。然而,保持目前“北煤南运”方针远比“煤电远送”更为安全、经济、环保。

笔者建议按现行稳定导则分层分区原则和发展趋势,运用既不受稳定影响又直接控制电力潮流的直流输电实现“直流远送/稳控互联各大区强化的同步网”,同样可以实现大容量电力远送,灵活发挥联网效益,可确保全国电网安全稳定、运行灵活可靠、经济有效的优越性。

1 中国电网的发展经验

中国电网发展起步较晚,20 世纪 70 年代末电力部组成工作组分析了国内外事故,特别是世界大停电事故(包括 1965 年纽约大停电),并研究了解决方法。

a. 一是抓电网稳定和结构:1981 年在大连召开的全国电网稳定会议颁布了电力系统安全稳定导则^[2];1984 年电力部又颁布了电力系统技术导则^[3]。

b. 二是抓继电保护:全国实行“四统一”,发展全新保护设备全国使用,效果显著。

结果是大幅降低了电网失稳事故,即使一旦发

生失步振荡也会很快恢复同步运行,不致发生大面积的停电事故。

20 多年来,各大区电网结构按照原稳定和技术导则的分层分区原则发展,奠定了安全稳定基础。其与欧美电网结构有显著不同:明确划分各自独立的大区电网;每个大区各自具备坚强、紧密的受端系统网架,它是电网的核心,关系到电网结构的整体(见图 1);远方电源是分散、独立、直接接入受端系统,远方电源和电源间在送端不相联,主要避免故障时负荷转移;一旦任一远距离输电走廊出问题或振荡,基本形成单机对无限大系统的振荡,其他电源皆变为受端,作为后盾。

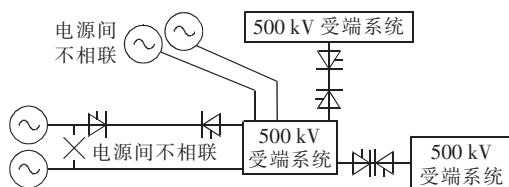


图 1 大区典型电网结构

Fig.1 Typical configuration of regional grid

文献[2-3]所示的 2 个导则已于 2001 年合并为电力系统安全稳定导则^[4],由国家经贸委作为电力行业标准发布,主要原则基本相同。

分区的主要目的是要每个大区基本独立,运行问题易于掌握,安全稳定有所保证;而且保证任一大区问题不会影响其他大区,防止跨大区的大停电。大区之间用直联联网,个别交流联络线也将改为直联联络线,同时发挥错峰效益的作用。分区的主要理念是避免发展为一个全国交流强联的同步电网。

20 世纪 80 年代末期,有人士提出通过三峡工程全国联网,当时笔者表示反对。因为稳定技术导则强调分区原则,特别强调远方电源和电源间不应相

联。如果三峡在 500 kV 连成一个电厂,则任一出线(包括直流输电)故障,负荷都会连锁反应地转移到其他交流线路。这样的恶性循环会导致电压崩溃继而稳定破坏,造成大停电。现在,按照导则将三峡分为 4 个电厂,互不相联,各送东、南、西、北,避免构成一个特大的同步电网,保证了安全运行。

20 多年实践证明按分层分区原则发展起来的六大区域电网是安全可靠的。图 2 所示为目前的全国电网格局。

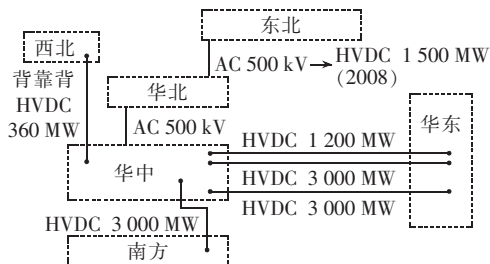


图 2 各大区电网间联络
Fig.2 Interconnection of regions

2006 年 7 月 1 日华中电网事故再次证明分层分区电网结构对保证全国安全的重要作用,这次事故是因未贯彻导则规定的分层原则而导致,双回 500 kV 线路的 1 780 MW 负荷因保护误动跳闸而经 500/220 kV 电磁环网转移到 220 kV 系统,立即引起整个华中电网失步振荡。这次振荡没有波及与华中电网以直流形式联网的西北、华东和南方大区,证实了以直流形式分区限制事故扩大的作用。但华中和华北是交流联网,振荡波及华北,所幸由于是弱联系联网,振荡一开始就迅速将联网的单回 500 kV 线路解列,华北电网未遭损失。可见,大区间交流弱联系联网并非长远之计,最安全可靠的还是直流稳控联网。

华北对东北的交流弱联系由于低频振荡等复杂问题已影响东北电网运行,所以 2008 年华北对东北将改为直流互联。

2 北煤就地转电并以特高压远送的论证

我国长期以来对劣质煤、洗中煤在矿区建电厂近处供电,对优质煤则采用“北煤南运”的方针。现在的提法是为优化全国能源,使北煤大量就地转电,推出交流特高压作为远距离(1 000~2 000 km)南送,而交流输电必须有沿途电源支持,这样就自然联成交流特高压国家级电网。

但输电必有损耗,按其计划,2020 年以交流特高压从坑口煤电基地送电 8×10^4 MW,平均输送 1 500 km,输电线路选 8×400 型导线时线损为 8.9%,即损失 0.712×10^4 MW,到达受端只剩 7.288×10^4 MW。

用“特高压输电”方案时一定要在缺水的北煤各基地建可供 8×10^4 MW 电力的空冷机组,而用“北煤南运”方案时则在南方有充足供水的地方、特别在海边建可供电 7.288×10^4 MW 的水冷发电机组即可。相比于水冷机组,空冷机组的投资每台增加 2 亿元、

发电煤耗增加 $5 \sim 10$ g/(kW·h)、厂用电由 6% 增加到 8.5%~9%。

所以,仅从电厂建设投资比较,输电比运煤方案投资大得多,而且交流特高压输电投资需 2 400 亿元以上,包括北方空冷机组和很多输电线、变电站的运行成本也相应高得多。而每年运 2.5 亿吨煤增加的投资则为 900~1 000 亿元。从经济比较结果分析,“特高压输电”方案不如“北煤南运”方案。而且铁路建设不仅可运煤,更可以改善交通,发展客运和各种货运,有利于开发落后地区。

继续执行“北煤南运”方针,更重要的是可提高电网的安全性,因为新建机组从电压和稳定上直接支持各受端系统,同时大幅度降低远距离输电与全区电力的比例,保持各区同步电网范围不再扩大。受电系统内部结构愈为牢靠,所有交流同步网的复杂问题自然都迎刃而解。

为“北煤南运”方案而增设的铁路长为 1 320 km、走廊平均宽度为 21 m,将长途穿越我国北方的草原、沙漠和戈壁,80% 以上是人烟稀少地区。“特高压输电”要增设的线路多达 23 回以上,每回按走廊宽度 100 m 计算,则为 2 300 m,相当铁路走廊宽度的 100 倍多,而且 80% 以上将穿越华北、华中和华东的众多城镇、人口密集地区,又多次跨越大江、大河,对社会环境将造成严重影响。

交流特高压线路对环境的污染包括影响人体健康的工频电场、工频磁场、无线电干扰、噪音和破坏自然风景等。铁路只是噪音影响,也仅在机车经过时才存在影响。有关人士提出建特高压电网可减轻中、东部煤电建设的环保压力,但燃煤电厂污染是可以治理的,何况不管在坑口还是在沿海,二氧化碳排放影响是相同的。

优质煤外运后,煤基地中应利用劣质煤、洗中煤建立适当的电厂,主要向近处供电。如电量有多余并需要向稍远处供电也可用同塔双回 500 kV 紧凑型线路输电;个别更远距离可用直流输电,这样既安全又经济,更不会造成环境污染。

按上述理由,为了交流特高压而在北煤基地建近亿千瓦的电厂是没有必要的。这样也没有必要建交流特高压线路,更没有必要建交流特高压网架而联网了。

3 交流 1 000 kV 输电的论证

3.1 输送能力

直流输电的输送能力不受系统稳定限制,而决定于输电电压和晶闸管的制造技术,如 ± 500 kV 和 ± 600 kV 直流输电现已达到 3 000 MW 和 3 600 MW 的输送能力。下一步若采用更高的输电电压或研发比目前 3 000 A 容量更大的晶闸管,输送能力还有望提高。

文献[5]谈及交流特高压时,对不同线路的自然功率进行比较,称 1 回 1 000 kV 线路可输送电力约

5 000 MW,是500 kV线路输送能力的5倍,所以可将前者1回线和后者5回线作比较,认为前者节约投资又节省线路走廊。

实际上,对超高压、大容量的系统,线路输电容量绝不简单地决定于自然功率,它决定于输送的距离、两侧电源的强弱、系统结构和稳定条件。据文献[6],对于电网结构比较坚强的核心环网,每回线可以接近或超过4 000 MW;输电距离较远而送端电网又薄弱的电源直接送出线路,如蒙西送出及陕北送出线路,每回线仅约为2 000 MW。

文献[7]提到,1 000 kV交流线路距离为800~1 200 km时,如不附加其他措施,其输电能力受静稳限制仅为3 000~4 000 MW,而同塔双回紧凑型500 kV线路距离为1 000 km时,加50%串联补偿时输送能力约为3 800 MW,也具备相当的输送能力,用于中、短距离输电比1 000 kV线路既安全可靠又经济。特别是500 kV线路和现有网架相联,既简单又加强现有网架。

3.2 安全性

电网结构是保证电网安全、可靠的基础。世界上最严重的大停电都发生在自由联网的交流同步电网结构。所谓自由联网,就是不分区、不分层、不分大区间联络线,大量电力通过电网对电网传送。对这种自由联网结构,不论采取如何先进的保护和控制措施,都无法改变结构本身不安全、不可靠的性质。

交流特高压联网从结构上分析就是把分层分区结构转变为自由联网结构。如此庞大的同步网一旦发生失步振荡,就有发生全部大停电的高风险。

交流特高压线路和设备本身也得不到安全保障。全世界唯一运行过的苏联1 150 kV线路自1985年运行多年,一直轻负荷运行,后来甚至无电可送,最后降压运行或停运,没有积累应有的运行经验。

1 000 kV线路的充电功率极大,接近500 kV线路的5倍。在线路满负荷下故障跳闸时,将引起工频过电压。1982年12月14日加拿大魁北克735 kV电网大停电过程,邱吉尔瀑布侧和詹姆士湾侧的最高工频过电压分别达到额定电压的1.8和1.6倍。而有关报告仅按单一故障计算认为不超过1.3和1.4倍^[5],有失偏颇。

为限制过电压,必须使用高补偿度的并联电抗器,这会增大电感电流,不仅增大线损,还大大降低电压和输送容量。为解决此矛盾,于是提出要研究制造自动可控的并联电抗器。然而,加拿大魁北克735 kV电网的并联电抗器就可控失败。一旦可控失败,将降低输电容量或使单相重合不成功,甚至引起极其危险的工频串联谐振过电压。我国500 kV较长线路装设并联电抗器时都装中性点电抗器,抵消潜供电流使单相重合成功^[8],但它另外一个重要作用常被忽略:如果没有中性点电抗器,则在线路单相或两相断开时,且并联电抗器补偿度约为70%~90%

时,可能发生工频串联谐振过电压^[9]。装设中性点电抗器可使引起这种过电压的并联电抗器补偿度提高到100%以上,相当于防止了过电压。1 000 kV线路电抗补偿度高达80%~90%,必须加装中性点电抗器,配合并联电抗器可控才能重合成功。如可控失败,一旦中性点电抗值低于一定数值,在断相时会立即引起危险的工频串联谐振过电压,损坏设备和线路绝缘。

按照我国运行经验,高一级电压的线路和设备的故障率总是较高,特别是毫无运行经验的1 000 kV线路和设备,并且沿线环境气象条件恶劣,在高海拔、覆冰和重污秽条件下能否保证安全,更难以预料。

在切除故障方面,目前我国500 kV线路继电保护切除故障非常快速,广东电网录波证明,近处故障都可在40 ms内切除。但由于1 000 kV线路故障电流的非周期分量衰减很慢,要快切时,断路器不能确保正确切除故障电流的非周期分量。

而采用直流输电仍然保持各大区的独立性,不会负荷转移,不会电压崩溃,不会失稳。而且历史证明1984年投运的 ± 600 kV、 2×3 150 MW巴西直流输电和1989年开始投运的我国多回 ± 500 kV直流输电运行完全安全、可靠。1999年投运的我国同塔并架500 kV紧凑型线路和全国500 kV线路一样完全安全、可靠。

3.3 环保影响

1 000 kV交流线路比直流线路对环保影响严重得多:一是前者电压高,1 000 kV只是有效值,最大值更高;二是交流有三相导线,直流只有正、负两相导线;三是交、直流特性不同。

根据俄罗斯直流输电研究院(NIPT)2003年发表的“直流输电线路的环保特性”^[10],对交流(1 150 kV)和直流(1 000 kV)线路试验作了几方面比较。

a. 工频电场:人站在交流线下,通过人身电容电流为0.2 mA,觉得不适,但站在直流线下,离子电流为2 μ A,根本没有感觉;两者电流相差100倍。

b. 工频磁场:交流线路为了限制工频磁场设定标准,如我国500 kV线路下的磁场密度不超过100 μ T,但在直流线下,在磁场方面没有可察觉的影响,其磁通密度和大地自然值相同,不需定标准。

c. 无线电干扰:直流线的无线电干扰只有正极导线产生,但交流线则三相导线都会产生,而且电压高得多的交流引起的电晕放电更为严重,干扰更大。

d. 噪音:交、直流线路基本相同。

3.4 线路走廊

线路走廊决定于不同的电压,是交流或直流,两外侧导线距离,特别是外侧导线投影和走廊边界的距离已不再按习惯决定于导线垂弧的摆动,而是决定于逐步严格的环保规定。

表1列出输送容量大致相同的3种输电方式线路走廊比较的结果:1 000 kV交流线路的走廊为直流输电线路的2.0~2.4倍,又为同塔双回500 kV紧

表 1 3 种输电容量相当的线路走廊比较

Tab.1 Corridor comparison among three types of lines with similar transmission capacity

线路类型	排列方式	绝缘子形式	两外边线距离/m	线路走廊宽度/m						走廊宽度比值	
				h=28	h=30	h=32	h=34	h=36	h=28~36		
单回 1 000 kV 线路 ^①	水平	V	44.4	96	92	88	86	82	96~74	2.36	1.93
		VVV	37.6	92	88	86	82	74	(平均 85)		
	三角	V	31.0	81	76	73	70	68	81~64	2.01	1.65
		VVV	24.3	76	73	70	64	64	(平均 72.5)		
500 kV 同塔双回紧凑型线路 ^②	三角	VVV	24.65	40~48(平均 44)						1.22	1.00
单回直流线路	水平		22	36						1.00	0.82

注:h 为导线对地高度,单位为 m;①数据来自中南电力设计院,美国对 1 100 kV 线路走廊宽度典型值为 90~120 m^[11],更宽大;②数据来自文献[12]。

紧凑型线路的 1.7~1.9 倍。这说明 1 000 kV 线路最浪费土地资源。

3.5 经济比较

3.5.1 单回 1 000 kV 线路和同塔双回 500 kV 紧凑型线路比较

比较的基础是一个特大电源经长、中距离直接向 500 kV 受端负荷中心供电。方案 1 为单回 1 000 kV 线路送出 3 000~4 000 MW,方案 2 为同塔双回 500 kV 紧凑型线路送出 3 800 MW。

送出端有变压器/变电设备不同电压的价格差别;受端 1 000 kV 需网架和降压变电站,但 500 kV 受端仅增变电间隔。1 000 kV 线路本身投资为 500 kV 的 2.5 倍,再加上其他附加内容则实际投资应在 2.7 倍以上。

表 2 中只有一项来自 1999 年底投运的政平至宜兴 83 km 的 500 kV 同塔双回紧凑型线路^[12],每相导线采用 6 根 LGJ-240/30 钢芯铝绞线,自然功率为 1 300 MW,提高了 30%,有利于提高输送容量。实际投资为 170 万元/km。

表 2 单回 1 000 kV 线路和同塔双回 500 kV 紧凑型线路经济比较

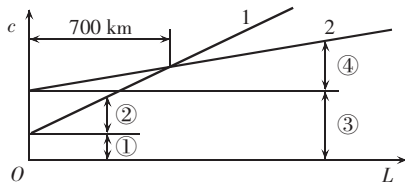
Tab.2 Economical comparison between AC 1 000 kV line and 500 kV line with double-circuit compact tower

方案	1 000 km 线路投资	2 个中间变电站投资 (包括电抗器)	串联电容补偿设备投资	投资总计
1	52.05	17.14	5.22	74.41
2	19	6.8	3.56	29.36
比值	2.7	2.5	1.5	2.53

注:1 000 kV 线路、中间变电站等数据来自国网规划设计,500 kV 同塔双回紧凑型线路数据来自实际^[12]。

3.5.2 交流和直流输电经济比较

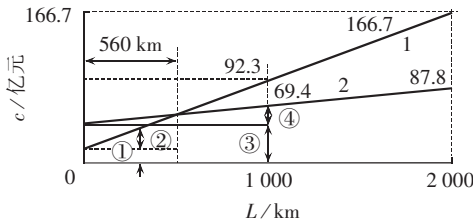
在北戴河会议上发表的总报告^[1]和“长距离大容量输电技术和经济比较研究”,认为输电距离在 1 000 km 左右,采用 1 000 kV 交流输电在经济上占优势,并强调它和 20 世纪 70 年代美国论证基本一致,也和国际大电网会议(CIGRE)1994 年研究结论一致。国际上进行交、直流经济比较的方法见图 3。由图 3,并根据国网规划和科研部门的投资数据,对输送容量基本相同的交流 1 000 kV 和 ±600 kV 直流输电经济比较如图 4 所示。可见,两者投资相同的



注:c 为投资,L 为输电距离,后同;1 为交流 2 回 400 kV 线路总投资,2 为直流总投资;①②分别为交流变电站费和架空线路费,③④分别为直流换流站费和架空线路费。

图 3 2004 年西门子/2005 年 ABB 交、直流经济比较

Fig.3 Comparison between AC 400 kV and HVDC(2004 Siemens/2005 ABB)



注:1 为交流输电,2 为直流输电;①为 1 000 kV 交流站投资,17.9 亿元;②为 1 000 kV 线路、电抗、中间变、串补等,744.1 万元/km;③为 ±600 kV HVDC 换流站投资,51 亿元;④为 ±600 kV HVDC 线路投资,184 万元/km。

图 4 交流 1 000 kV/直流输电经济比较

Fig.4 Comparison between AC 1 000 kV and HVDC ±600 kV

经济距离为 560 km;对输送距离为 1 000 和 2 000 km 时,交流 1 000 kV 投资分别为直流输电投资的 1.33 和 1.9 倍。

文献[13]和文献[14]有关 400 kV 交流和直流经济比较(见图 3)显示其经济距离是 700 km。从表 2 可见,1 000 kV 交流设备和线路投资大得多,图 4 分析其经济距离为 560 km,和 2005 年联合国的联网文件所指的 600 km 基本相同。

上述分析证明:1 000 kV 线路长距离输电不如直流输电,中、短距离输电不如同塔双回 500 kV 紧凑型线路。

4 1 000 kV 网架的论证

北戴河会议强调建立国家特高压电网,进行全国范围的资源优化配置和引导大水电、大火电、大核电的集约化建设,并以解决原网架短路电流和直流

多落点问题为理由，要在现有 500 kV 受端网架之上再罩上一个特高压(1 000 kV)网架。到底有多少电力能真正上这个网架？在安全稳定上到底有好处、还是反而带来坏处？是否隐藏着大停电的高风险？其总报告^[1]特别将华东电网作为典型加以说明，下面也针对此典型加以论述。

4.1 真正上 1 000 kV 网架的电力

图 5 按总报告列出华东 1 000 kV 网架方案，方案 1 表示淮南 2 个坑口电厂(3 600 和 4 800 MW)共同通过 600 km 2 回 1 000 kV 线路送到上海、苏南、浙江的三角 1 000 kV 双环负荷中心；另徐州 1、2 厂各为 3 000 MW 也以相同方式(距离为 500 和 540 km)送到负荷中心。

该总报告列出华东区外来电初步规模，经查对所有外来电力(见图 5)都不是由 1 000 kV 线路送来的，如山西阳城是用 500 kV 线路送来，而三峡、金沙江一期和雅砻江、锦屏都是以直流送来，它们都落在 500 kV 网架上。

直上 1 000 kV 网架的电力如表 3 所示。按该报告数据，即使徐州、淮南新厂按图 5 以 1 000 kV 送出，在 2015 和 2020 年能直上 1 000 kV 网架的电力分别只占总负荷的 7.9 % 和 6.3 %。但它们是否应以 1 000 kV 送出还是一个大问题。按其容量和距离，按本文第 3 节分析，以同塔双回 500 kV 紧凑型线路(电源间不相联)肯定比 1 000 kV 送出更为安

表 3 直上 1 000 kV 网架的电力

Tab.3 Electric power flowing directly to 1 000 kV network

年份	华东最高负荷	区外来电				徐州、淮南直上电力
		阳城(500 kV)	三峡 HVDC	金沙江一期 HVDC	锦屏 HVDC	
2005	97 000	2 100	2 820	-	-	-
2010	136 200	3 300	7 200	-	-	-
2015	174 100	3 300	7 200	5 490	1 750	13 680
2020	216 500	3 300	7 200	10 500	3 500	13 680

全、经济。

总报告^[1]中有关华东投资估算比较结果为：1 000 kV 方案 1、2 的总投资分别为 430.8、394.4 亿元，分别是 500 kV 方案总投资(150.1 亿元)的 2.87 倍和 2.63 倍。既然 1 000 kV 方案投资为 500 kV 方案的近 3 倍，又不安全可靠，则应采用 500 kV 方案。这样直上 1 000 kV 网架电力为零，从全国联网需要看，目前已有 3 回直流输电和华中中相联，早已可发挥联网的效益。仅从华东作为典型的实例论证，花费约 400 亿元建设的 1 000 kV 网架已不如 500 kV 方案，更不必全国推行了。

4.2 不符合分层原则

随着机组/电厂容量的增大，受端网架电压也随之增高。出现 600 MW 或以上机组时，自然功率为 130 MW 的 220 kV 线路往往难以经济有效传送，从而发展了自然功率为 1 000 MW 的 500 kV 电压线路。可见受端网架的最高一级电压是随机组/电厂容量增大而增高，实际上也是随负荷密度增大而增高。因为受端网架必须将区内、外电源有效且经济地送给用户。这就是导则规定的分层原则。事实上华东约有一半机组接入 500 kV 网，一半机组接入 220 kV 网，同时西部水电都以直流输送，其落点也接入 500 kV 网，说明现有的 500 kV 网架已完全满足使用的要求。

世界上从未建设 1 000 kV 的受端系统网架，俄、日也只建输电线路，而不是网架。现在欧、美、日国家的负荷密度比我国大得多。这些国家的受端系统网架最高一级电压：欧洲为 400 kV，日本为 500 kV，美国有 345 kV(包括纽约)也有 500 kV(个别有由电源充裕的 West Virginia 地区东送电力的 765 kV 线路，但不是网架)。长期以来，事实证明这些国家的网架和机组/电厂容量、负荷密度是自然平衡的。

4.3 不安全且削弱大区原有安全基础

4.3.1 漂浮的不稳定网架

在受端系统内，目前全世界特大机组(包括 1 000 MW 及以上)都已是经济合理地接入现有(345、400、500 kV)网架，多年经验证明其安全灵活且效率高。如果将特大机组经电厂升压变直上 1 000 kV 网架，会对安全要求极其严格的核电厂带来不安全的永久性隐患。首先，是 1 000 kV 升压变、断路器等是否有安全保障；其次，电压和稳定飘浮的 1 000 kV 网架故障多，直接影响核电的安全；此外，

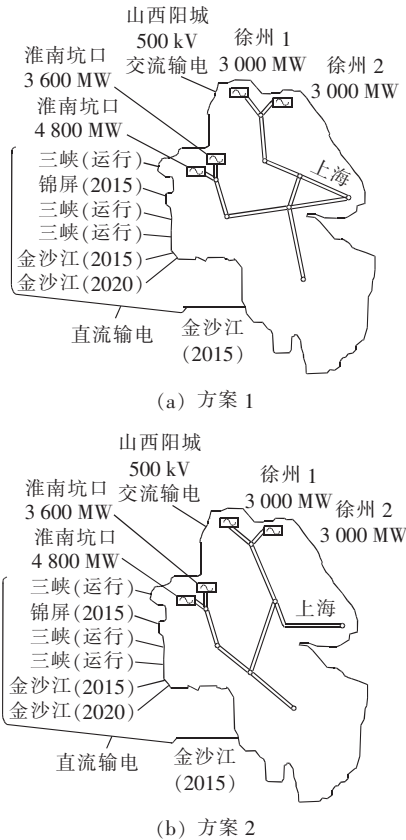


图 5 国网总报告中的华东 1 000 kV 网架
Fig.5 East 1 000 kV network(SGC report)

将会造成输电层次增加、复杂、损耗大,不安全、风险高,投资大、浪费。世界上尚无这样的先例。

此外,由于 1 000 kV 线路的充电功率接近 500 kV 线路的 5 倍,既然送入 1 000 kV 网架的电力不多,那么网架上随负荷大幅度变化的剩余充电功率也难以可靠和准确地由并联电抗器补偿,不仅电压异常变化,特别在事故时会出现危险的过电压,结果特高压网架在安全稳定上的第 1 个大问题就是不但在稳定上漂浮,在电压上也漂浮,难以保证安全稳定。

4.3.2 故障风险大、后果严重

建设特高压网架本身既比 500 kV 网架有得多的设备和线路故障风险,又不可能像 500 kV 网架那样既紧密又在电气距离上紧靠负荷中心,更不能达到 500 kV 网架目前的安全准则水平。这是特高压网架在安全稳定上的第 2 个大问题。

4.3.3 要拆散原有的 500 kV 网架,破坏原有安全基础

第 3 个大问题是为了解决 500 kV 网短路容量和直流多落点问题,在建成 1 000 kV 网架时,要拆散原有的 500 kV 网架,1 000 kV 网架安全稳定水平原本就低,又需将几十年来已建立起来的 500 kV 网架安全稳定基础加以拆除,这样的做法更不合理。

5 国外电网分析

5.1 国外电网大停电的经验

根据 40 年来对国外电网大停电的分析,主要根源是不受控制的可负荷转移的自由电网结构,是一个不分区、不分受端系统、不分远方电源的可通过电网送电网的电网结构。同步电网愈大,连锁反应愈难以控制,停电范围愈大。

5.1.1 自由联网的后果

2003 年 8 月 14 日美加大停电,事故始发于美国无功不足的 FE 地区,但由于美国和加拿大安大略省间为自由联网,受到严重波及。事故前安大略从美方受电 1 303 MW,只占其总负荷 23 215 MW 的 5.6%。事故后损失 22 500 MW,占 97%。曾和美、加方专家讨论解列问题,如果在振荡一开始立即将美加联络处解列,不但加方不受损,而且失步振荡会即时中断,美方损失也将大减。但美加之间自由联网太复杂,难以设解列点。这就是把美加自由联网成为一个同步网导致的结果。在这次事故中,由加拿大魁北克到美国波士顿附近的三端直流输电仍然照常运行。大停电后的纽约长岛也首先由另一直流输电恢复供电。这说明直流输电根本不受大停电的影响。但他们没有利用已有直流输电改造为 2 个不同的同步网。

5.1.2 划分多个同步网的作用

图 6 表示北美并不是完全自由联在一起的一个同步网。1994~1996 年美国西部(WSCC)发生了 3 次大停电,特别是 1996 年 8 月 10 日大停电损失

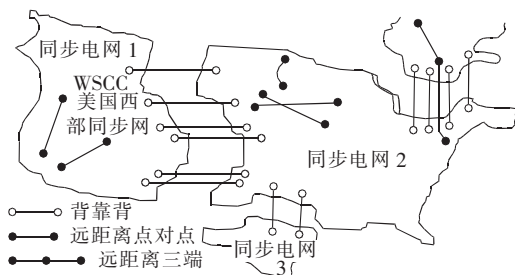


图 6 北美同步网

Fig.6 North America synchronous grid

30 500 MW,停电范围波及整个美国西部同步网,但由于它和东部网用背靠背直流隔开,所以 3 次大停电都没有波及东部,这证明了分区实现多个独立(同步)大区的优越性。

5.2 美国全国 2030 年联网预想^[15]

美国 2003 年 4 月召开了国家电网预想会议,经 60 位权威专家研究了美国电网发展的 GRID 2030 年预想计划(见图 7)。后又在 2003 年 7 月召开了国家电力传输技术论坛,经其国内、外共 200 位权威专家再一次研究确定,主要是建立由东岸到西岸、北到加拿大、南到墨西哥的跨越全国的主要采用超导体技术、电力储存技术和更先进的全国直流输电骨干网架,初步确定都是双回路的直流干线,按实际需要各是 3 000~10 000 MW 的输送容量。

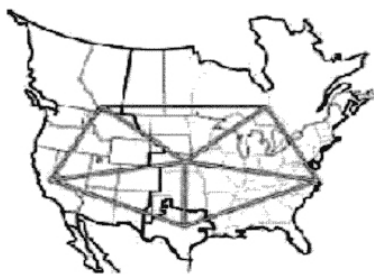


图 7 美国 2030 年国家电网预想

Fig.7 America 2030 national grid vision

美国 2030 年电网预想计划从安全、经济上考虑在现有 345 kV 和 500 kV 网架上再罩上的不是一个交流特高压网架,而是一个全国直流输电网架。目前,美国有 3 个由直流隔离的交流同步网,东部同步网主要由 345 kV 和 500 kV 的复杂自由联网构成,范围约 $520 \times 10^4 \text{ km}^2$,装机 $6 \times 10^5 \text{ MW}$ 。所谓复杂自由联网,就是不分区、不分层,电力潮流可自由地通过电网送电网,电网结构不安全且复杂。西部同步网主要由 500 kV 构成并和 $\pm 500 \text{ kV}$ 直流输电并列运行,也是复杂自由联网,范围也不小,曾连续发生 3 次大停电。如果实现 2030 年电网预想、有了跨越全国可稳控的直流网架,就可将下面原有的三大片交流复杂自由同步网,分成更多由直流隔离、控制、事故支援的安全独立的较小同步网区,从而彻底解决美国百年来的交流复杂自由联网结构无法解决的根本问题。

5.3 欧洲电网可行性研究

白俄罗斯/俄罗斯、波兰和德国能源主管部门曾组织东电西送的可行性研究^[16]，输送 4 000 MW、距离 1 800 km，研究了 3 个方案。

- a. 方案 1:±500 kV 两组双极多端直流输电，见图 8(a)。
- b. 方案 2:交流 750 kV 线路、波兰以东三回，以西两回，加背靠背直流输电，见图 8(b)。
- c. 方案 3:俄罗斯和白俄罗斯间用 750 kV、白俄罗斯和波兰间以背靠背直流输电隔离，波兰以东加强原 400 kV 电网，见图 8(c)。

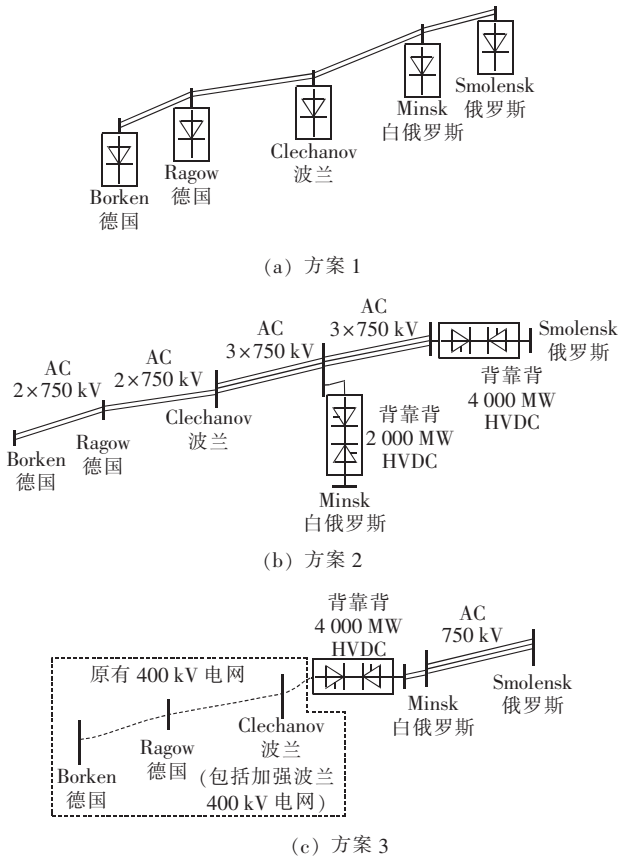


图 8 欧洲东电西送方案
Fig.8 Schemes of European power transmitted from east to west

各方案的成本比较见表 4。

表 4 欧洲 1、2、3 方案比较
Tab.4 Comparison among scheme 1,2 and 3 of European power transmitted from east to west

方案	投资	运行维修	损耗	总计
1	81	7	12	100
2	154	14	9	177
3	121	11	26	158

结果认为采用直流输电的方案 1 在技术上、经济上和法律上都是可行的。它有诸多优势：相互事故备用；各地区不必多增电源，现有电源得到充分利用；发挥了峰谷时差效益；各处有功、无功电力得到有效

控制，不像交流 750 kV 联网难以控制连锁反应。

虽然这个可行性研究至今尚未实行，但也说明了采用直流输电比交流 400 kV 上覆盖 750 kV 线路不仅安全可靠，而且经济得多。

5.4 交流 1 000 kV 全国同步网隐患

世界电网的客观规律，随着直流输电技术的迅速发展，必然会逐步由一个变成多个的同步网。上述美国 2030 年国家电网预想就是采用大容量直流输电跨越多个电网，如果实现，就会增加同步网的数目。

印度很重视直流输电，现在已用此实现了 4 个同步电网。同步电网大到一定程度，其优点下降，而问题愈为复杂，包括负荷转移、无功损耗、电压稳定、低频振荡影响电网运行等问题都难以控制，有的更不受控制，对于这些特大而复杂的技术和协调问题，即使花大量费用，也难以彻底解决。特别是存在整个特大同步网大停电的高风险。所以按导则的分区原则设多个独立电网是完全正确的，现在更有条件通过直流输电技术实现为多个同步电网。这是世界电网发展的客观规律。

中国要建立的国家级电网，实际上是一个极为复杂、高风险的全国同步网，且用交流 1 000 kV 线路联网将使我国电网结构改变成为不可控制的可负荷转移的自由市场，事故繁多复杂，存在全国大面积停电的风险。

6 世界电网发展的趋势和展望

6.1 避免惯性思维

北戴河会议报告、发言提到电压升级规律：当系统容量翻两番时，就要引入一个新的电压等级。应当指出，这是 20 世纪 60 和 70 年代电力工业发展迅速时代的思维，那时很多国家都以 220~275 kV 升压到 400~500 kV，加拿大魁北克甚至升到了 735 kV。但是三、四十年后经过实践，特别是有实用价值的直流输电技术迅速发展，情况发生了变化。

有的部门为宣传特高压，称国际大电网会议（CIGRE）1994 年报告指出“特高压输电没有难以克服的技术难题”。实际上经核查 1996~2006 年十年多来，CIGRE 再没有把特高压输电列到任何议题中，确实被冷冻起来了。这是全世界电网发展趋势和交流特高压本身的固有问题（既不可靠又不经济）所造成的。

现在美国、加拿大、意大利、巴西交流特高压的研究早已中断，俄罗斯、日本的特高压还会再用吗？俄罗斯科学院能源所 2005 年在美国 IEEE 会议发表的文章^[17]对将来远距离输电只采用直流输电，不再提交流特高压了。日本面积不大，各个分区电网早为不同的企业所有，电网频率有 50 和 60 Hz；日本对直流输电（包括最新的 VSC 型）有深入研究，直流输电既可以避免和解决交流网很多固有问题，又保持分区，不受不同频率影响，特别适应日本的条件。

2005 年日本的核电容量占 31%, 由于缺能源, 位于负荷中心的核电将迅速增容, 更不需要远距离输电了。

6.2 新思维和展望——稳控网大、同步网小

在历史上, 很多国家、包括国家互联的交流同步网不断扩大, 当它扩大到一定程度时, 自然会出现不少复杂的问题难以解决。随着直流输电由汞整流发展到目前常规的晶闸管技术时, 无论是用背靠背或点对点方式, 它的作用是缩小同步网的范围, 将同步网复杂的问题减轻或解决了; 另一个作用是因为直流输电的电力是受控的, 又无稳定问题, 所以相当于稳控联网。例如, 2005 年 9 月美国 IEEE 会议上, 俄国科学院发表为节省能源的亚洲联网^[17], 包括俄、外蒙、中、日、南韩、北朝鲜, 距离 470~3 500 km, 全部用 ± 500 kV 或 ± 600 kV 直流输电联网, 而不是交流特高压。说明将来世界的发展是稳控网越来越大。

近年来直流输电技术再进一步发展, 采用 GTO/IGBT 组件的 VSC (见图 9、10), 已分别在日本和美国投入运行^[18-19]。

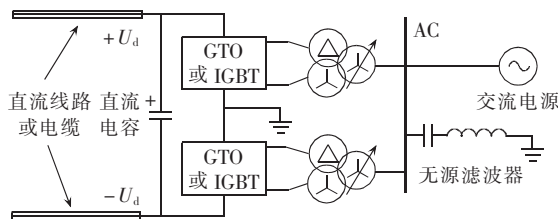


图 9 电压源换流器

Fig.9 Voltage source converter

2002 年美国投运的 VSC 为 330 MW、 ± 150 kV、40 km 电缆^[19], 2003 年美加大停电时, 它使长岛很快恢复用电。它和现有常规晶闸管换流的直流输电相比有很多优点: 交流系统故障时, 它不像常规直流输电会换相失败, 直流功率不受影响; 它不但需要交流系统无功和短路容量的支持, 反而在自己能力范围 (图 10) 内瞬时改变有功、无功输出, 支持交流系统的电压稳定和功角稳定^[18-20]; 它也可灵活构成多端直流输电, 任一端跳闸时, 其余照样运行, 而且各端负荷潮流可灵活控制。

再过一定时间, 待 VSC 直流输电达到 3 000~4 500 MW 的容量, 就可用于美国 2030 年国家电网预想, 跨越现有特大同步电网, 使之划分为多个规模较小的同步电网, 既解决了原有的复杂问题, 又使各同步电网得到有功、无功电力的事故支援, 更进一步发挥稳控联网的安全效果。ABB 公布的一篇文献^[21]同样也有采用 VSC 直流输电跨越现有欧洲 400 kV

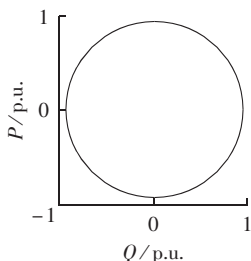


图 10 VSC 的 P 和 Q 快速支援交流电网

Fig.10 Rapid support of P and Q from VSC to AC system

特大同步电网的构思。

从近十年的世界电网发展趋势分析, 不再是在现有网架上再罩上一个 1 000 kV 交流特高压网架, 新的展望是通过直流输电稳控的国内或国与国间联网, 所以稳控网越来越大; 同样通过直流输电跨越/稳控现有同步电网, 将使同步网范围越来越小, 数量越来越多。这样将充分发挥各种能源的有效利用, 加强安全和提高经济效益。

6.3 联合国文件对特高压和联网的明确方针^[22]

联合国经济社会事务局 2005 年在纽约发表长达 204 页的“国际电力联网多方面要点颁布”文件中, 提到交流 1 200 kV 曾在俄罗斯的西伯利亚长线路使用, 并直接指出: “达到 1 000 kV 以上, 无论如何, 能承受如此高电压的实际难度和设备及绝缘的代价, 都过高而难以采用”。联合国文件所指包括 2 个风险: 一个是技术难度风险, 另一个是经济代价风险。

联合国文件指出长距离输电应采用直流。和交流比较, 超出 600 km 都是直流输电的经济距离, 而且直流输电比较安全、可靠, 有优良的特点。

联合国文件还指出直流输电可以稳控联网, 解决了交流同步网的固有问题, 不同交流电网通过直联联网, 可避免同步网本身运行的很多技术问题。

文件还引证 2003 年美加大停电事故, 任何一处故障都影响整个同步网, 同步网越大、线路越长, 电压崩溃和稳定问题越严重, 更会连锁反应导致大停电。

联合国文件不仅对交流特高压的采用下了结论, 而且分析了如何运用直流输电来科学解决和完全避免交流特高压的技术风险和经济风险, 明确指出了电网发展方向。我国建立交流特高压联网则违背了该方针。

7 大区独立、强化

20 多年来通过稳定导则规定的分层分区原则, 使各大区电网建立了安全稳定基础, 不仅未发生全网性大停电的实践得以证明, 即使造成国外大停电的关键问题发生在我国现有的分层分区的电网结构上, 有导则的三道防线, 大停电也是完全可以避免的。所以应该继续贯彻这一导则。同时, 按照世界电网发展的新思维和展望, 应以直流远送/稳控互联各大区强化的同步网。

7.1 继续保持分区独立, 发展多个同步网

目前, 我国 6 个大区间有的已用直联联网, 个别是交流弱联网。一旦发生问题, 弱联网可及时解列, 以保持大区的独立性, 任何一个大区问题不会影响相邻大区安全。随着电网的发展, 弱联网将会发展为直联联网, 将来成为 6 个或更多的同步网。这是保证安全稳定的最可靠、最经济的方法。

7.2 远距离输电应依靠直流输电

直流输电不受稳定限制可以点对点将远方电源直达受端, 只要在送端避免交流和直流不相联, 安全

可以完全保证。建议研究部门将重点转移到直流输电,包括VSC技术,使直流输电不但不会换相失败,反而可自动快速以有功、无功电力支援所在交流电网,保证安全稳定;还有三极技术(直流线路三导线)将增大直流线路输送容量40%,降低损耗20%~25%,如一极故障,不需要通过极难实施的大地作回路,而输送容量仅降低27%。

7.3 强化输电能力

按上述分析,交流1000kV线路长距离输电不如直流输电,中、短距离输电不如同塔双回500kV紧凑型线路。对比2005年8月CIGRE的ELECTRA杂志,以架空线路学委会,包括欧、美、日、俄、巴西等的工作组发表“加大架空线路输送能力的高自然功率技术”^[23],也只是以巴西744km500kV导线水平排列的单回紧凑型线路作为典型。但我国的紧凑型线路发展很快,1999年底不仅投入了500kV单回,而且又投入了多个500kV同塔双回紧凑型线路,最新发表的CIGRE工作组紧凑型线路典型只有单回没有双回,我国可谓后来居上。这种500kV同塔双回紧凑型线路节省走廊,自然功率比一般高30%,特别适用强化大区的输送能力。

a. 为了提高功角稳定,在需要时可以充分使用50%~60%的串补,或在较长线路设中间站,中间站选址最好就近利用地方电厂作电压支持,否则必要时加并补(STATCOM/SVC),结合紧凑型线路已提高的自然功率(1300MW),综合的稳定水平将大幅提高,就可多送电。

b. 为了提高热稳定,可以根据输电容量要求增大比目前每相6根LGJ-240导线的截面;而且导线温升提高到80℃以上,比过去热稳定提高20%以上。

c. 国产继电保护已可完全发挥同塔双回线的优点,如两回线同时发生不同相的单相接地,照样可以有选择性各跳故障相并重合成功,即使不成功又跳闸,只要双回线合起来有三相送电,照样运行。

例如,图5所示的华东1000kV网架方案,徐州、淮南容量为3000~4800MW的4个大电厂完全可以500kV送出。首先,按导则规定,每一远方电厂在电源侧互不相联,故每个电厂各用一套同塔双回紧凑型线路,按需要采用串补或中间站并补等措施,独立的点对点直达负荷中心是较好的方法。

单回500kV线路,包括330、220和110kV线路也应研究采用紧凑型以加强其输送能力,同时特别降低无功损耗。

7.4 严格贯彻分层原则

不同容量的机组按有功功率分层原则接入相适应的电压网在各大区都已发挥了安全、经济、灵活的作用。目前,需解决的关键问题是按无功功率分层原则,严格就地分层(包括用户)平衡,无论高峰、低谷期间,500kV电网无功都不应送到220kV、110kV电网,更不应直送到用户,这样做起2个重大作用。

a. 为电网储备大量的动态紧急无功,防止电压崩溃,保证电网安全稳定。经核算一个总负荷为40000MW的电网,用户力率仅由0.9提高到0.95,就可在全网的发电机中储备共5000Mvar的动态紧急无功电力。

b. 只要将用户力率由0.9提高到1.0或由0.85提高到0.95就可以节省23%~29%的有功、无功损耗。特别在缺电期间,有很高的经济效益。

7.5 短路容量和直流多落点问题

500kV网短路容量随接入的电源增加而增加是客观发展趋势,如华东、广东500kV网有的地方短路电流有超过50kA的趋势,但这不是必须在500kV电网之上构建1000kV网架的理由。控制500kV电网短路容量并不是不可解决的问题。

a. 使用有效的500kV灵活限流器^[24](晶闸管保护的电容串补加串联的电抗器,在正常运行时,它的综合电抗为零,在系统故障时,电容器瞬间被短路,成为一个单纯的电抗器)或华东介绍的电抗器^[25]。一个500kV电网在关键处使用数目不多的灵活限流器或电抗器,就可解决短路容量和直流多落点问题。目前这种灵活限流器已作为重点示范工程在华东电网实施。

b. 优化网络,包括利用限流器开环、增环和分区,区内大电源间不相联、各自独立直送负荷中心。

c. 不同电源接入相适应的电压网。

d. 针对目前直流多落点会造成严重的电网电压崩溃、继而失稳问题,只要交、直流系统在电源侧解列运行,即使故障时使多个直流站同时换相失败,后果也不会那么严重。

e. 受端500kV系统必须具备精确/快速故障切除和较高的单相重合成功率性能。如广东500kV电网的故障切除时间(根据录波);线路出口为40ms,远处为50~60ms;2003、2004和2005年单相重合成功率分别为96.15%、100%和98.4%。这样将大大减轻直流逆变站换相失败带来的影响。

8 结语

从电网长远安全、经济运行的具体分析,证明交流1000kV电压级不仅当前而且包括将来也不是电网发展的需要;对长距离输电它不如直流输电,对中、短距离它不如500kV同塔双回紧凑型线路;最大容量机组和直流输电都无必要直上1000kV网架,所以它既没有作线路、也没有作网架的使用价值,如果使用将存在隐患。

历史证明,交流同步网越大越复杂、问题越严重,更有全停电的高风险,也是一个隐患。要将这2个隐患合起来成为全国一个交流1000kV同步网,将会存在很多问题。

充分运用直流输电,既可点对点远方送电、又可稳控各大区不断加强的同步网,这是适应我国经济加速发展电力需求的最安全、经济又环保的方法。

参考文献:

- [1] 国家电网公司特高压输电技术和经济可行性研究课题组. 特高压输电技术和经济可行性研究总报告[R]. 北戴河:特高压输电技术研讨会,2005.
- [2] 电力工业部. (81)电生字第 109 号 电力系统安全稳定导则[S]. 北京:中国电力出版社,1981.
- [3] 水利电力部. SD 131-84 电力系统技术导则(试行)[S]. 北京:中国电力出版社,1984.
- [4] 国家经济贸易委员会. DL/T 755-2001 电力系统安全稳定导则[S]. 北京:中国电力出版社,2001.
- [5] 舒印彪. 我国特高压输电的发展与实施[J]. 中国电力,2005,38(11):1-8.
SHU Yin-biao. Development and execution of UHV power transmission in China[J]. Electric Power,2005,38(11):1-8.
- [6] 印永华. 特高压电网规划介绍(三)[EB/OL]. [2006-06-13]. <http://www.chinaer.org>.
- [7] 韩英铎,王仲鸿,童路圆,等. 发展百万伏特高压电网要认真进行科学论证[N]. 中国经济导报,2005-09-15(A2).
- [8] 王梅义,吴竞昌,蒙定中. 大电网系统技术[M]. 北京:中国电力出版社,2000.
- [9] ESCUDERO M V, REDFERN M. Effects of transmission line construction on resonance in shunt compensated EHV lines [C/CD]//International Conference on Power Systems Transients. Montreal, Canada; [s.n.],2005.
- [10] KOSHCHEEV L A. Environmental characteristics of HVDC overhead transmission lines[C/CD]//Third Workshop on Power Grid Interconnection. Northeast Asia; [s.n.],2003.
- [11] 武汉高压研究所,电力科学研究院. 特高压输电技术及经济可行性研究(11)[R]. 北戴河:特高压输电技术研讨会,2005.
- [12] 舒印彪,赵丞华. 研究实施中的 500 kV 同塔双回紧凑型输电线路[J]. 电网技术,2002,26(4):49-51,74.
SHU Yin-biao, ZHAO Cheng-hua. Study and implementation of 500 kV compact power transmission line with double circuits on a same tower in China[J]. Power System Technology,2002,26(4):49-51,74.
- [13] BREUER W, HARTMANN V. Application of HVDC for large power system interconnections[C/CD]//CIGRE 2004 Session. Paris; [s.n.],2004.
- [14] ABB. HVDC transmission for lower investment[EB/OL]. [2005-12-23]. <http://www.abb.com/hvdc>.
- [15] United States Department of Energy. "GRID 2030" a national vision for electricity[EB/OL]. [2003-07]. <http://www.energetics.com>.
- [16] BRUMSHAGEN H, OKIN A A, KISELEW V, et al. East west European high power transmission system[C/CD]//CIGRE 1996 Session. Paris; [s.n.],1996.
- [17] BELYAEV L S. Prospects of electricity infrastructure in east Asia[C/CD]//IEEE 2005 General Meeting,2005. New York; [s.n.],2005.
- [18] IZUMI K, SUGIMOTO S, YONEZAWA H, et al. Field testing of 53 MV·A three terminal DC link between power system using GTO converters [C/CD]//International Power Electronics Conference, IPEC-Tokyo 2000. Tokyo, Japan; [s.n.],2000.
- [19] RAILING B D, MOREAU G, RONSTROM L. Cross sound cable project second generation VSC technology for HVDC[C/CD]//CIGRE 2004 Session. Paris; [s.n.],2004.
- [20] JOHANSSON S G, ASPLUND G, JANSSON E, et al. Power system stability benefits with VSC DC-transmission systems[C/CD]//CIGRE 2004 Session. Paris; [s.n.],2004.
- [21] ASPLUND G. Sustainable energy systems with HVDC transmission[EB/OL]. [2005-12-23]. <http://www.abb.com/hvdc>.
- [22] Department of Economic and Social Affairs, United Nations. Multi-dimensional issues in international electric power grid interconnections[S]. New York; [s.n.],2005.
- [23] CIGRE WG B2.06 Report. Increasing the transmission capacity of overhead lines — high surge impedance loading technique [J]. Electra,2005(221):20-28.
- [24] GOR V, POVH D, LU Yi-chuan, et al. SCCL-A new type of FACTS based short circuit current limiter for application in high voltage systems[C/CD]//CIGRE 2004 Session. Paris; [s.n.],2004.
- [25] 华东电网有限公司. 华东区域电网网架发展技术研究[R]. 北戴河:特高压输电技术及经济可行性研究,2005.

(责任编辑:李育燕)

作者简介:

蒙定中(1927-),男,广东肇庆人,原电力部生产司供电处处长,教授级高级工程师,主要从事电网与电厂方面的研究(E-mail:dzm0118@yahoo.com.hk)。

Recommendation of HVDC transmission/interconnection for every strengthened regional grids, avoiding countrywide 1 000 kV interconnection

MENG Ding-zhong

Abstract: It is recommended to continue implementing HVDC transmission/interconnection for strengthened regional grids according to the zoning fundamental of "Power System Security & Stability Criteria", which is more secure and economic than countrywide 1 000 kV interconnection. For the same transmission capacity, it is concluded that, AC 1 000 kV line is worse than both HVDC line for long distance transmission and AC 500 kV line with compact double-circuit tower for short and middle distance transmission. AC 1 000 kV line is also worse than both HVDC and 500 kV lines in security and environmental protection. According to the analysis for long term development of worldwide power grids, including the acquisitions from the America Grid 2030 Vision, the Feasibility Report of European Grids and the Power Grids Document of United Nations, AC 1 000 kV grid overlaying the existing power grids would never be achieved in the future. Grid zoning fundamental by HVDC and delamination fundamental should be maintained, and the transmission capacity of networks and lines at different voltage levels should be strengthened. The problems of short circuit current/close-in HVDC inverters should be solved by effective solutions from planning stage.

Key words: UHV; AC transmission; HVDC; interconnection; blackout