

电气设备

署名人: 张镭

S0960511020006

0755-82026705

zhanglei@cjis.cn

参与人: 施成

S0960111080550

0755-82026910

shicheng@cjis.cn

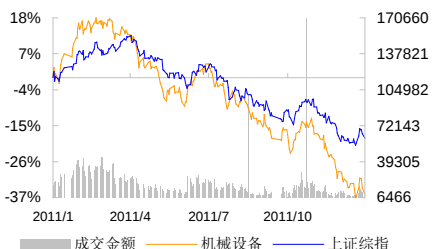
评级调整: 首次评级

行业基本资料

上市公司家数	125
总市值(亿元)	18382
占 A 股比例(%)	7.3%
平均市盈率(倍)	17.5

行业表现

(%)	1M	3M	6M
电气设备	-11.32	-20.90	-34.27
上证综合指数	-2.05	-7.25	-18.51



相关报告

交流特高压

看好

交流特高压的春天

十二五期间, 交流特高压很可能成为电网投资的重点之一。在晋东南—南阳—荆门示范线路扩建工程顺利投产以后, 我们认为, 在西电东送、用电量持续增长和东南沿海结构性缺电的背景下, 未来两年交流特高压核准和开工的速度可能会明显加快。平高电气、大连电瓷、中国西电、特变电工等输电领域的企业将明显受益。

投资要点:

- **一次能源和用电负荷逆向分布是发展特高压的重要原因。**我国的一次能源集中分布于东北、西北和西南地区, 而负荷中心集中于东南沿海地区, 一次能源和负荷的逆向分布, 导致存在大范围调配能源的需求。
- **用电量增长需要更高等级输电网络是建设交流特高压的关键。**目前 500kV 网架的发展已经遇到瓶颈, 输电线路过于密集, 短路电流难以控制等问题都急需解决。我国全社会用电量仍处于快速增长阶段, 若不提高主网架电压等级, 未来问题将更严重。
- **结构性缺电是交流特高压推进的催化剂。**近两年我国的缺电具有结构性的特点, 西北和东北窝电而东南沿海缺电, 主要原因在于输电网络建设滞后。三华作为负荷密集区, 区内有落地需要, 解决缺电问题必须借助于交流特高压的建设。
- **三华建设交流优于建设直流。**交流可以成网, 直流只能点对点输送, 不适合负荷密集区; 直流特高压需要交流电网的支撑; 直流仍难以解决短路电流过大的问题; 风电功率不稳定, 需要大电网的吸纳; 在安全性上, 直流和交流对比也没有明显优势。
- **国外交流特高压的尝试并没有失败。**俄罗斯和日本的交流特高压没有全压运行, 主要的原因在于经济停滞, 电力需求不足, 而技术方面并不存在问题。如果中国仍保持较高的用电需求增速, 建设交流特高压是合理的举动。
- **交流示范线路扩建工程证明了交流特高压的输电能力。**示范工程第一期建设只计划输送功率 2400MW, 在遇到专家和媒体的质疑后, 国网开展示范线路扩建工程。目前扩建工程最大输送功率已经达到 5500MW, 证明了交流特高压的输送能力。这将加快后续线路的审批进度。
- **输电设备企业可能迎来新的机遇。**在交流特高压输电能力得到验证后, 三纵三横一环网的建设很可能加快 (今年推进四条交流输电线路), 更长远来看 1000kV 可能不仅作为各大区的联络线, 有可能成为主网架。特高压的建设也将拉动配套的 500kV 电压等级的需求, 这将改变对输电设备公司缺乏投资机会的看法。
- **投资建议:** 我们看好交流特高压的发展前景。如果交流特高压进展顺利, 领域内相关公司将明显受益。重点推荐弹性最大的平高电气, 建议关注大连电瓷、中国西电、特变电工。

风险提示:

- 交流特高压示范线路扩建工程投运过程中发生问题; 电力需求增长缓慢; 国家电网因为垄断引起争议。

股票代码	股票名称	10EPS	11EPS	12EPS	13EPS	10PE	11PE	12PE	13PE	投资评级
600312	平高电气	0.01	0.04	0.22	0.49	1245.61	194.81	37.91	16.76	推荐
601179	中国西电	0.15	0.05	0.14	0.20	53.81	79.91	25.52	18.02	推荐
002606	大连电瓷	0.99	0.66	0.95	1.26	—	30.17	19.21	14.56	推荐
600089	特变电工	0.79	0.59	0.72	0.91	23.48	13.10	10.88	8.67	推荐
600550	天威保变	0.53	0.29	0.42	0.55	43.58	38.38	28.24	21.43	推荐

目 录

一、 能源分布特点和用电需求增长是特高压发展的根本原因	4
1.1 能源分布和负荷中心背离是发展特高压的重要原因	4
1.2 用电量持续增长是特高压发展的关键	7
1.2.1 特高压电网引入的时点估算	7
1.2.2 500kV 短路电流超标的问题必须解决	9
1.3 现状：结构性缺电是建设特高压的催化剂	11
1.3.1 内蒙：特高压是破局的必须	14
1.3.2 输煤还是输电：输煤处于瓶颈，共同发展才是王道	15
1.4 国外：交流特高压并未失败	17
1.5 更长远的眼光：占据设备制造的高端	18
二、 交流：三华大概率走向，长远看前景广阔	19
2.1 三华：为什么是交流联网	19
2.1.1 交流：鸡蛋放几个篮子的问题	20
2.1.2 直流：安全性同样严重	21
2.1.3 历史：200kV 上升到 500kV 时的问题	22
2.2 示范工程的证明	22
2.2.1 一期工程：批驳并不属实	23
2.2.2 扩建工程：输送能力的证明	24
2.3 交流特高压逻辑的变化	25
三、 市场容量估计和主要受益公司	27

图表目录

图 1 中国煤炭资源分布图和几大煤电基地设想图.....	4
图 2 中国主要水电资源分布	5
图 3 中国风能分布图	5
图 4 2010 年全国分地区用电量	6
图 5 2010 年和 2020 年全国用电分布	6
图 6 目前我国主要同步电网格局	7
图 7 1949-2010 年中国和美国总用电量对比	8
图 8 我国全社会用电量增长情况	9
图 9 2006-2011 年电网建设投资额	11
图 10 2006-2010 年全社会用电量	11
图 11 1998-2011 年全国发电设备利用小时情况.....	12
图 12 2010 年全国火电设备利用小时超过 5000 的地区.....	12
图 13 2010 年东北、内蒙和西南地区发电设备利用小时.....	13
图 14 2010 年全国分地区电价情况	13
图 15 内蒙古自治区电力外送规划示意图	14
图 16 中国风电新增装机容量	15
图 17 全国铁路煤炭发送量	16
图 18 全国铁路运输主要品类（万吨）	16
图 19 1949-2010 年日本发电量变化趋势	18
图 20 三纵三横一环网示意图	19
图 21 南方电网输电线路图	21
图 22 交流特高压示范线路：晋东南—南阳—荆门.....	22
图 23 “晋东南—南阳—荆门”变电站和开关站示意图.....	23
图 24 目前电网结构和三华联网后电网结构.....	25
表 1 输电电压等级与输送的自然功率	7
表 2 我国电网电压等级提升过程	8
表 3 短路电流与 500kV 受端系统容量关系	9
表 4 2010 年部分 500 kV 变电站的 500 kV 母线短路电流.....	9
表 5 2010 年部分 500 kV 变电站的 220 kV 母线短路电流.....	10
表 6 特高压交流示范线路建设规模	24
表 7 特高压交流示范线路扩建工程建设规模.....	24
表 8 特高压交流“三纵三横一环网”规划.....	27
表 9 特高压变压器需求测算	27
表 10 特高压 GIS/HGIS 需求测算.....	28
表 11 特高压电抗器需求测算	28
表 12 后续可能招标特高压线路	28
表 13 平高电气重要财务指标预测值（百万元）	29
表 14 特高压受益公司盈利预测情况	29

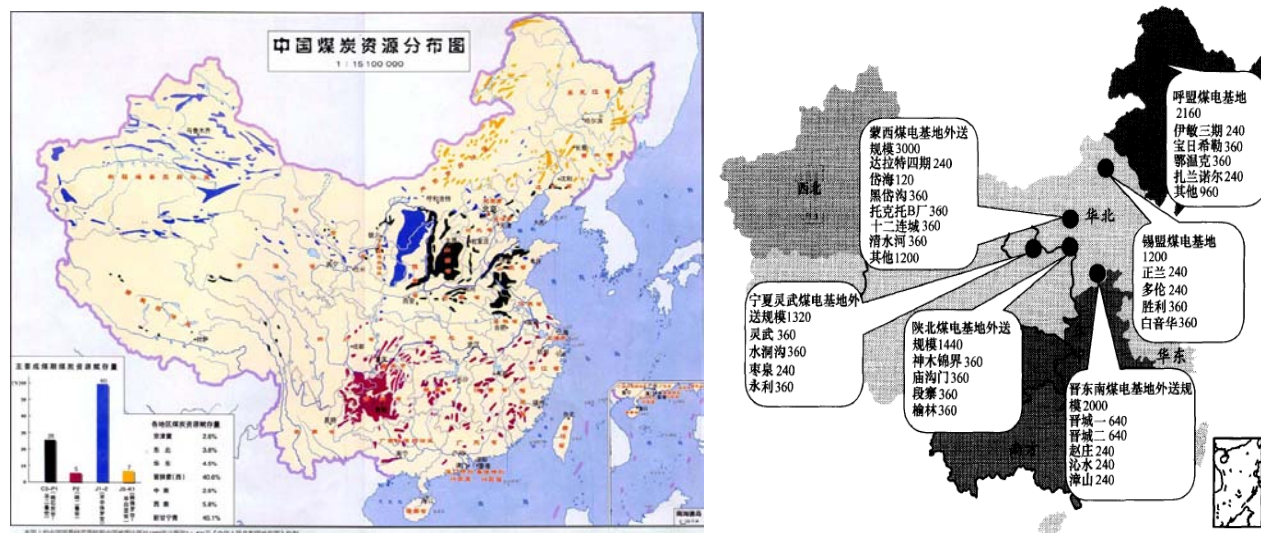
一、能源分布特点和用电需求增长是特高压发展的根本原因

1.1 能源分布和负荷中心背离是发展特高压的重要原因

中国的能源资源和负荷分布不均衡，能源资源丰富地区远离经济发达的负荷中心区。

中国的煤炭资源集中于东北和西北地区，山西、内蒙古、新疆、陕西、宁夏占据了全国煤炭保有储量的 3/4。其中，晋东南、陕北、蒙西、内蒙古锡盟和呼盟、宁夏灵武均具备建设大型煤电基地的条件。从更长远的发展趋势看，新疆地区丰富的煤炭资源势必逐步开发，届时，将有大量电力远距离送往东部地区。

图 1 中国煤炭资源分布图和几大煤电基地设想图



资料来源：公路煤炭资源信息网，国家电网

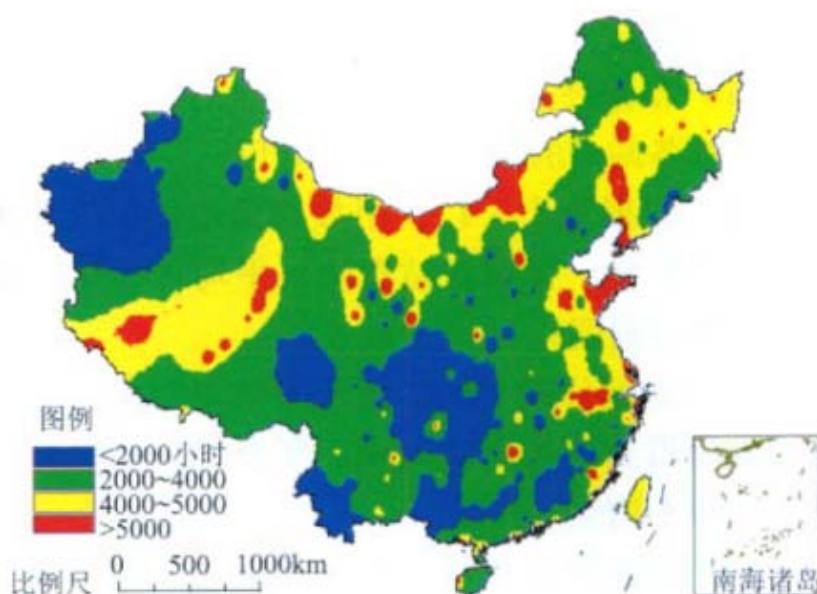
此外，我国 2/3 以上的经济可开发水能资源分布在四川、西藏、云南三省区，陆上风能资源集中分布在华北、东北、西北地区，太阳能资源集中分布在西藏、西北、内蒙古地区。

图 2 中国主要水电资源分布



资料来源:《中国十三大水电基地详情》

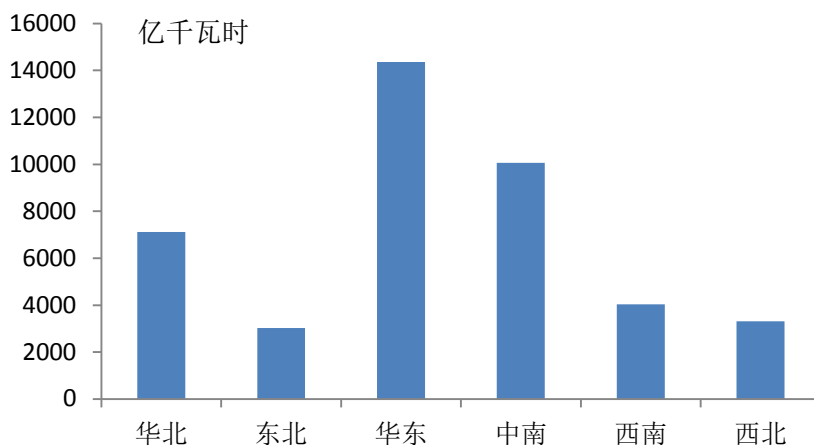
图 3 中国风能分布图



资料来源: 中科院地理科学与资源研究所

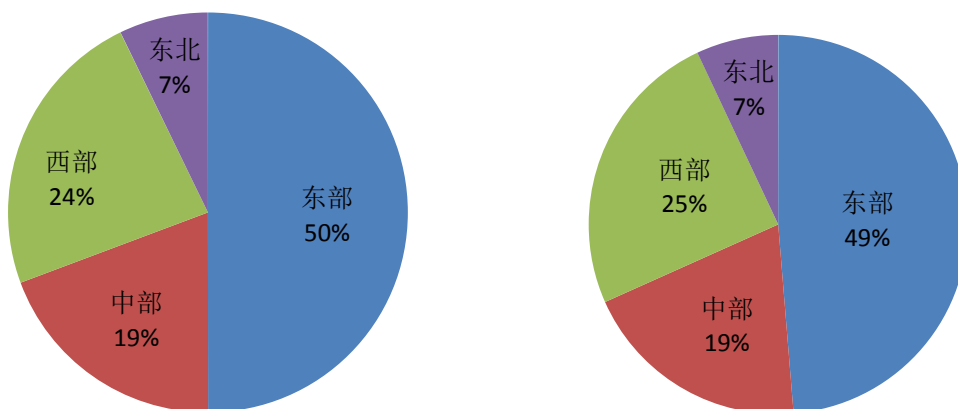
未来我国的能源资源开发重心集中在西部和北部地区,并且逐步西移和北移;而东部地区经济持续快速发展,能源需求量大,导致我国能源产地与能源消费地区之间距离越来越远。能源资源和消费中心逆向分布的基本国情,决定了我国能源及电力流动具有跨区域、远距离、大规模的特点,电力输送呈现“西电东送、北电南送”的基本格局。

图 4 2010 年全国分地区用电量



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

图 5 2010 年和 2020 年全国用电分布



资料来源：国家电网，中投证券研究所

远距离输电必须提高电压等级。这是由于线路的输电能力，与电网电压的平方成正比，与线路阻抗成反比，而线路阻抗随着线路距离增加而增加。在输送一定容量的时候，电压提高，电流降低，线路损耗随之降低。

一般看法认为，交流输电的经济适用范围在 500kV 时，距离小于 500km，输电容量小于 400 万千瓦；1000kV 时距离大于 500km，输电容量大于 400 万千瓦。直流输电的经济适用范围， ± 500 kV 时，输电容量约为 300 万千瓦，输电距离小于 900 千米； ± 800 kV 时，输电容量约为 700 万千瓦，输电距离为 1300~2350 千米。

表 1 输电电压等级与输送的自然功率

电压 (kV)	330	345	500	765	1000	1500
功率 (MW)	295	320	885	2210	5180	9940

资料来源：互联网，中投证券研究所

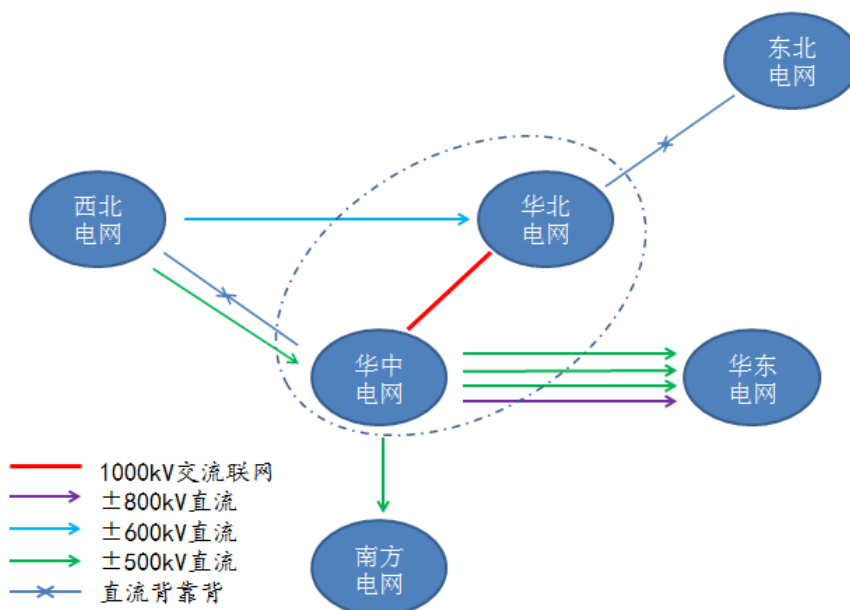
综上所述，能源的分布和负荷中心背离，是发展特高压的重要原因。

1.2 用电量持续增长是特高压发展的关键

在大多数分析特高压的报告里面，都只提到了大范围的能源调配，造成了特高压发展的必要性。实际上用电量的增长，导致对更高等级电网和输电线路的需求，是特高压发展的根本原因。

首先让我们回顾一下我国目前的电网结构。我国华北与华中电网采用 1000 千伏交流联网；东北与华北电网通过高岭直流背靠背工程实现异步联网，华中与华东电网通过葛洲坝—南桥、龙泉—政平、宜都—华新和向家坝—上海直流工程实现异步联网；华中与南方电网通过三峡—广东直流工程实现异步联网；西北与华中电网通过灵宝直流背靠背工程、德阳—宝鸡直流工程实现异步联网。全国形成东北、华北—华中、华东、西北、南方五个主要的同步电网。

图 6 目前我国主要同步电网格局



资料来源：中投证券研究所

目前除了西北电网在建设覆盖陕甘青宁的 750 千伏交流骨干网架，华北和华中以 1000kV 交流联网外，在各区域电网内部，都是以 500kV 为主网架。

1.2.1 特高压电网引入的时点估算

近年来由于全社会用电量的快速增长，目前 500 千伏电网已经出现了线路走廊紧张、短路电流超标等瓶颈问题，在用电量继续增长的情况下，再考虑到

为满足西南水电和北部煤电外送，需新建 500 千伏交流线路 150 回左右，更进一步加剧输电线路过于密集，短路电流难以控制的问题，使电网无法正常运行。

输电需求增加导致特高压电网引入的时间有一个大致的判断，主要由电网持续的年均尖峰负荷功率增长率进行估算。

特高压电压等级选 1000 kV，它的输电能力与 500kV 输电相比可提高 4 倍以上，据此，特高压输电的引入时间可用公式 $(1+x)^T > 4$ 来估算，式中 x 为预测的尖峰负荷增长率， T 为年数。若用电负荷年均增长 7%—8% 及以上，相当尖峰负荷年均增长 8% 以上，特高压输电引入的时间大约 15 年。若用电负荷年均增长 5%—6%，特高压输电引入时间约为 20 年。

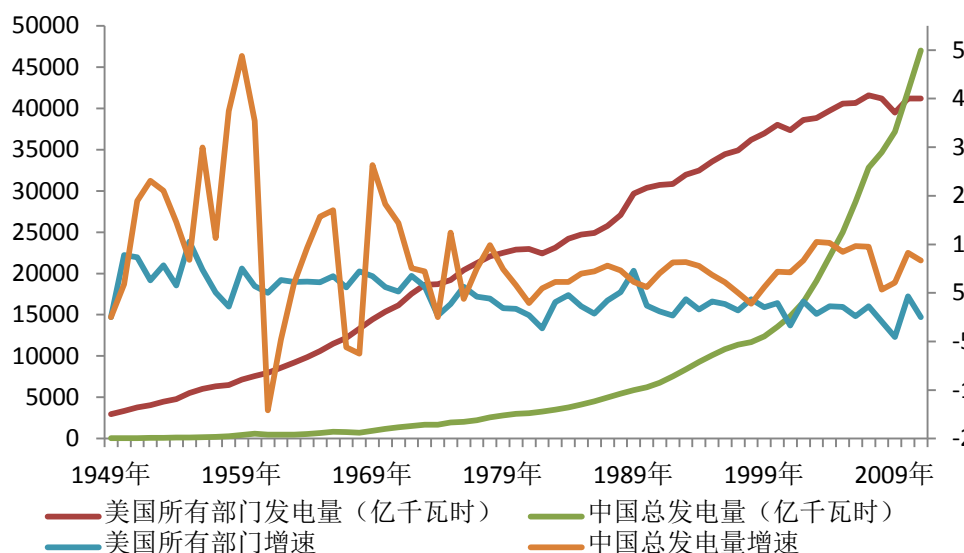
实际上我国从 220 千伏电网，到 500 千伏输电引入，经过了 27 年时间，从 500 千伏电网到 1000 千伏输电引入，间隔也是 27 年。从用电量来看，从 1991 年到 2008 年，用电量的增长就超过了 4 倍，目前总装机容量和全社会用电量均已超过美国。

表 2 我国电网电压等级提升过程

电压等级 (kV)	年份	特点
110	1952	逐步形成京津唐 110 千伏输电电网
220	1954	建成丰满—李石寨 220 千伏输电线路，逐渐形成东北 220 千伏骨干网架
500	1981	建成 500 千伏姚孟—武昌输电线路，全长 595 千米，逐步形成华中 500 千伏骨干网架
1000	2008	建成晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范工程。

资料来源：《特高压电网》，中投证券研究所

图 7 1949-2010 年中国和美国总用电量对比

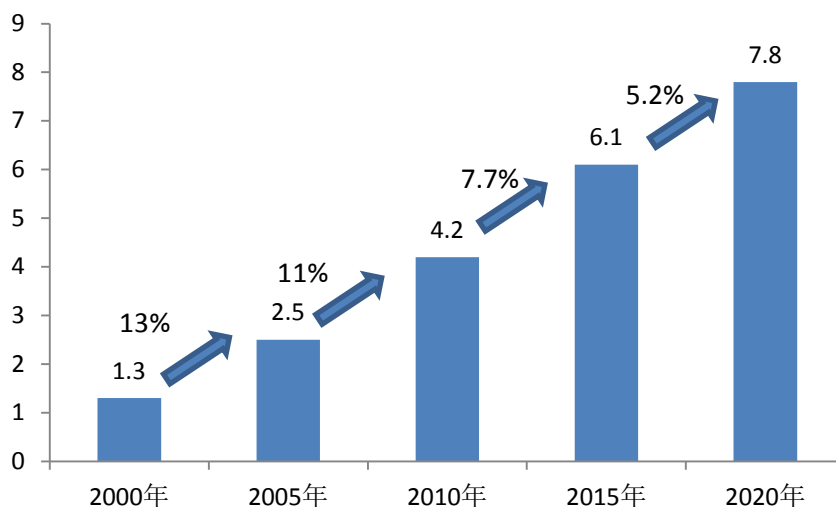


资料来源：美国能源部能源信息局，中国统计局，中投证券研究所

2010 年我国人均装机 0.72 千瓦，只相当于美国的五分之一，日本的三分之一；人均用电量 3130 千瓦时，仅相当于美国上世纪 50 年代、英国 60 年代、日本 70 年代和韩国 90 年代的水平。未来 10 年又是我国工业化和城市化推进的关键时期，经济仍将保持较快增长，能源电力需求仍将持续快速增长。按照国家电网的估计，2015、2020 年全国全社会用电量分别达到 6.1 万亿和 7.8

万亿千瓦时（相应最大负荷分别达到 9.9 亿和 12.8 亿千瓦），“十二五”、“十三五”期间年均增长 7.7%、5.2%。

图 8 我国全社会用电量增长情况



资料来源：国家电网，中投证券研究所

按照这一增速估算，到 2020 年，全社会用电量将达到 7.8 万亿千瓦时，是 1991 年的接近 13 倍，对更高等级电网的需求十分迫切。

1.2.2 500kV 短路电流超标的问题必须解决

受端系统的容量和短路电流有直接关系。当系统容量越大是，短路电流的水平越高。

表 3 短路电流与 500kV 受端系统容量关系

短路电流 (kA)	60	50	40	30	20	10
受端容量 (MVA)	51900	43300	34600	25900	17300	8600

资料来源：《交流特高压》，中投证券研究所

当电网短路电流增长到一定水平时，就会超过断路器的遮断容量，从而使电网时刻处于因断路器无法开断故障电流而使事故扩大的危险之中。

目前 500KV 主变的断路器短路电流只能做到 63kA，但华东、南方等大电网 500kV 变电站已经接近或者超过这一数值。

我们没有华东地区的具体数据，只以广东地区为例。广东省内不少 500kV 变电站的 500kV 侧母线短路电流接近 60kA，而 220kV 侧母线的短路电流大面积超过 63kA，甚至最高达到了 99kA。随着广东地区用电量的继续增长，短路电流还会变得更高。

表 4 2010 年部分 500 kV 变电站的 500 kV 母线短路电流

变电站	三相短路电流/kA	单相短路电流/kA
北郊	63.2	55.7
东莞	60.0	57.0

江门	50.4	44.9
罗洞	58.1	50.5
鹏城	57.3	57.3
深圳	51.5	47.6
增城	61.2	58.5

资料来源：《广东电网限制短路电流探讨》，中投证券研究所

表 5 2010 年部分 500 kV 变电站的 220 kV 母线短路电流

变电站	三相短路电流/kA	单相短路电流/kA
宝安	84.6	82.1
北郊	79.5	85.4
东莞	73.1	78.2
广南	98.6	99.9
横沥	66.8	73.0
花都	61.0	62.1
惠州	59.3	61.4
江门	62.1	62.6
鲲鹏	61.9	62.4
罗洞	77.2	80.9
鹏城	90.9	92.0
深圳	73.8	78.1
顺德	72.8	74.3
莞城	77.5	83.3
增城	78.2	82.9

资料来源：《广东电网限制短路电流探讨》，中投证券研究所

从广东电网的现状来看，500 kV 主网短路电流超标问题已成为近年来运行最突出的问题之一。对于开关设备不能及时更换的超标站点，只能暂时通过分层分区供电、分母运行、断开或跳通线路等措施，从系统运行方式安排上进行限制，将短路电流水平降低至安全合理的水平。

但上述办法不能从根本上解决短路电流超标问题，只有通过合理规划电网结构，发展更高电压等级的输电线路，才能大幅度提高系统短路容量，消除电网安全隐患。

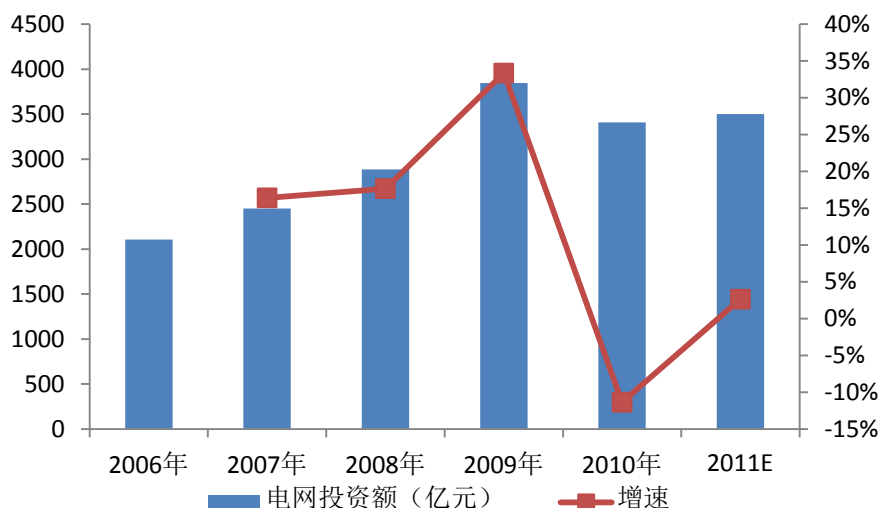
简而言之，如果 500kV 变电站 220 千伏侧断路器的短路容量不大幅提升的话，除非工业迅速转移到西部；或者经济停滞，东部沿海的电力消耗不再保持较快增长；否则就难以无法回避使用交流特高压的问题。

1.3 现状：结构性缺电是建设特高压的催化剂

由于输电通道的建设滞后于电源建设和用电需求的增长，因此我国现在面临着结构性缺电。

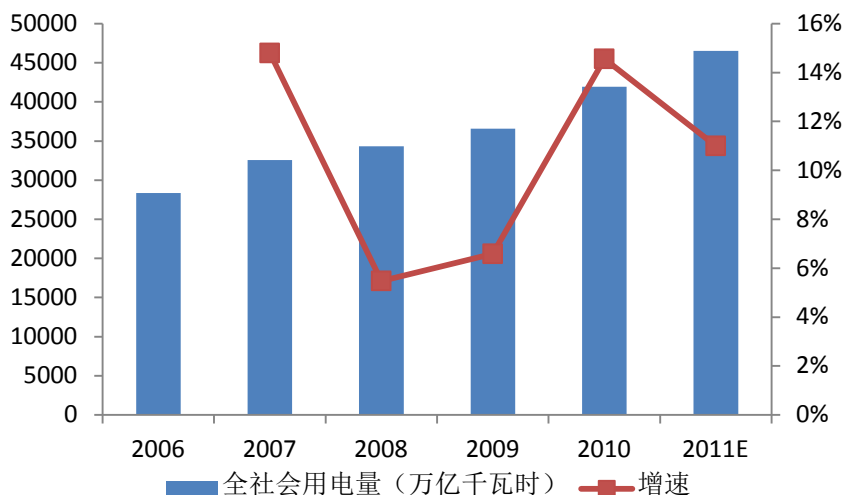
从 2010 年开始，电网总投资额出现了明显下滑，其中固然有设备价格下降的因素，但输电通道的建设放缓是主要原因。在用电量仍然保持 10% 左右增速的情况下，电网投资额增速下降，在 2010 年还出现 11% 的负增长。

图 9 2006-2011 年电网建设投资额



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

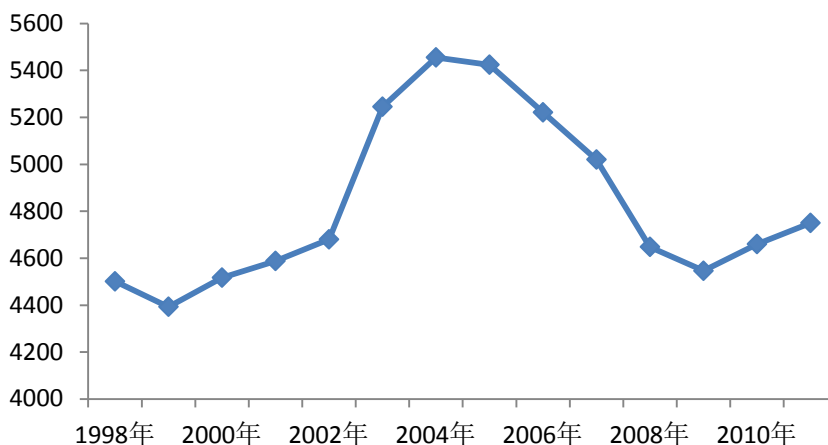
图 10 2006-2010 年全社会用电量



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

由于电源投资的数额并没有大幅下滑，因此发电设备的利用小时数虽然在缓慢上升，但仍处于历史平均水平。

图 11 1998-2011 年全国发电设备利用小时情况



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

值得注意的是，发电设备利用小时只是一个从全局和宏观角度粗略判断电力供需情况的参数，对于具体的地区和不同的电力结构而言要做具体分析。

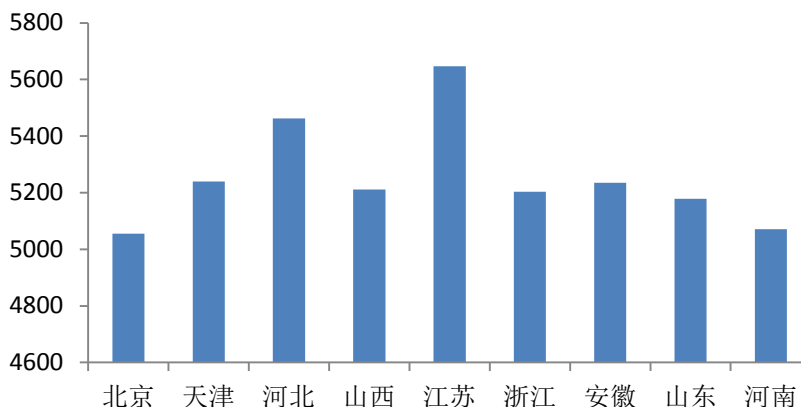
考虑到水电、核电、风电等清洁能源发电的优先调度，火电承担了电力生产调峰的作用，因此其对电力需求波动的反应最为敏感。我们从火电入手看缺电的情况。

从历史经验来看并结合新时期的用电特性，火电设备平均利用小时数在 5000 小时（其中煤电在 5100 小时）以下，表明全国电力供需平衡有余；在 5000-5400 小时（其中煤电在 5100 到 5500 小时）范围内，表明供需紧张；超过 5400 小时可认为处于缺电状态。

2008、2009 年，火电设备利用小时低于 4900 小时，全国电力供需呈现总体平衡有一定富余态势。2011 年全国发电设备平均利用小时比 2010 年的增幅仍然不会很大，但是火电增幅却比较大，尤其在东、中部地区以及西部缺电省份更加明显，充分显示出 2011 年是结构性缺电的特征。

我们可以看到中国的三华电网的东部和南部地区，火电设备的利用小时都高企。

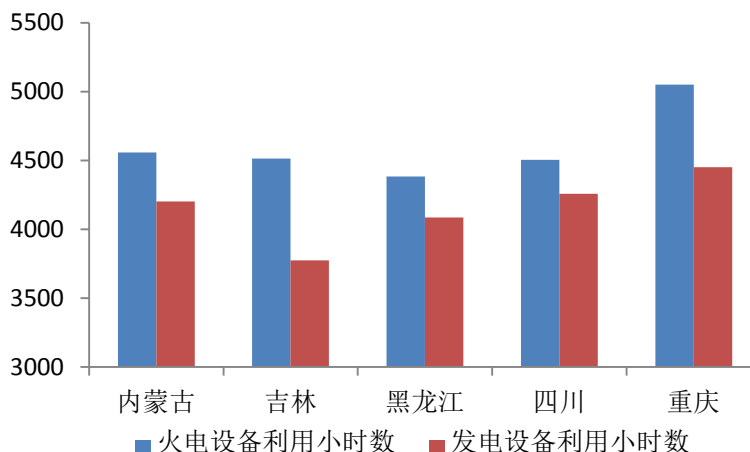
图 12 2010 年全国火电设备利用小时超过 5000 的地区



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

而东北、内蒙和西南地区发电利用小时则维持低位。一是由于缺乏送电通道，火电送不出去，二是风电等新能源无法并网（风电容量不超过 25%），没有大电网，蒙西和蒙东地区都无法完全消纳风电。

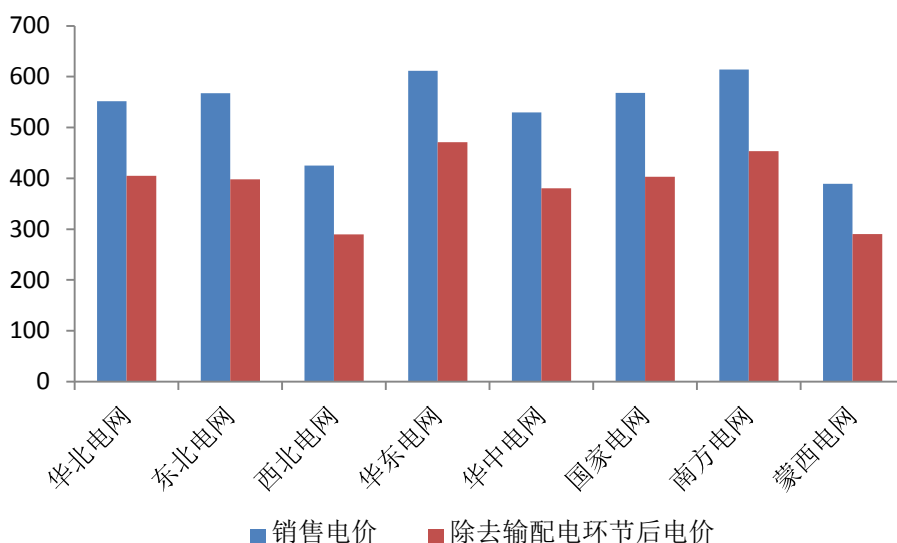
图 13 2010 年东北、内蒙和西南地区发电设备利用小时



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

同时，蒙西电网和西北电网的电价远低于其他地区。

图 14 2010 年全国分地区电价情况



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

目前来看，跨区送电规模仍然不能满足当前大范围资源优化配置的需求。在今年华东、华中、华北和南方电网缺口较大的情况下，东北和西北地区还分别富余 1300-1400 万千瓦左右的电力，由于受限于当前跨区跨省线路的输送容量，已经无法将这些富余电力输送到东部缺电地区，造成电力富余（窝电）和缺电的情况同时存在而无法进行调剂。

分析到这里，我们可以明确的内容有两点，一是能源确实已经面临大范围调配的要求，二是内蒙古的电力无法向外送出。这就势必必须谈一下内蒙古电力公司和输煤输电争论的问题。

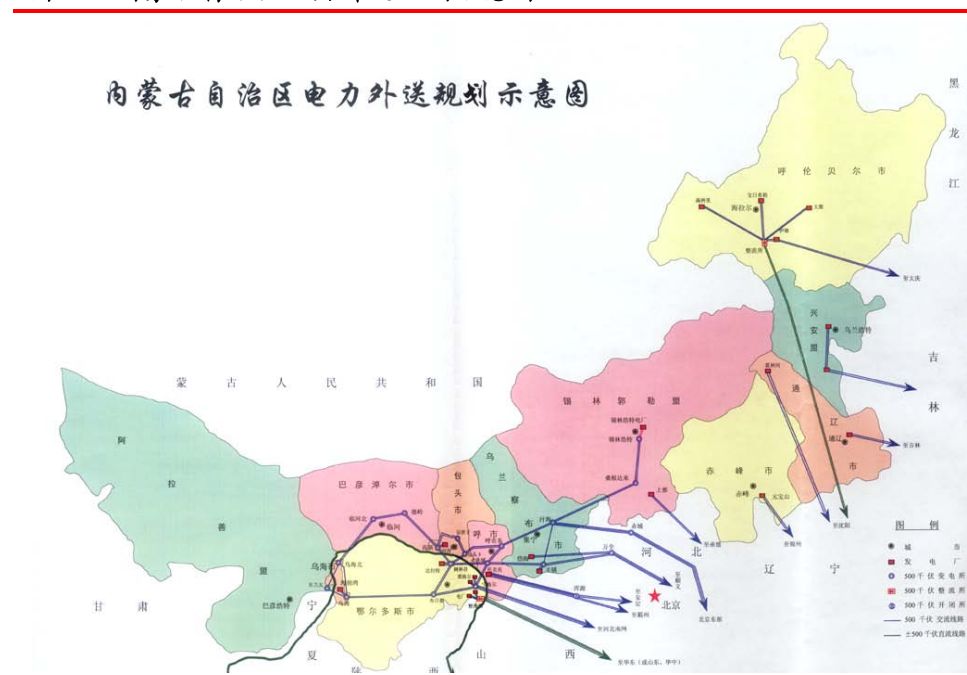
1.3.1 内蒙：特高压是破局的必须

在中国，除了国家电网和南方电网两大电网公司以外，还存在着一个内蒙古电力有限责任公司（蒙西电网）。实际上内蒙古自治区内有两张电网：蒙西电网和国家电网，当时为了解决东部电力送出问题，内蒙政府同意把东四盟给国网。

目前蒙西电网管辖着内蒙古自治区除蒙东赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔四个盟市之外其余 8 个盟市的电网建设等工作，这 8 个盟市同时也是内蒙古主要的电力来源地，占内蒙古发电总装机的 60%。另外 40% 的发电装机来自上述蒙东 4 个盟市，由内蒙古东部电力有限公司管辖，后者是隶属于国家电网公司的省级电力公司（称蒙东电网）。

蒙西电网相当于局域网，如果蒙西的富余电要想输送到其他地区，就只能通过国家电网。蒙西电网外送的通道共有 5 条，其中蒙西电网与国家电网的网对网通道 2 条，三大发电厂直接与国家电网连接，实现点对网的输送通道有 3 条。

图 15 内蒙古自治区电力外送规划示意图



资料来源：公开资料

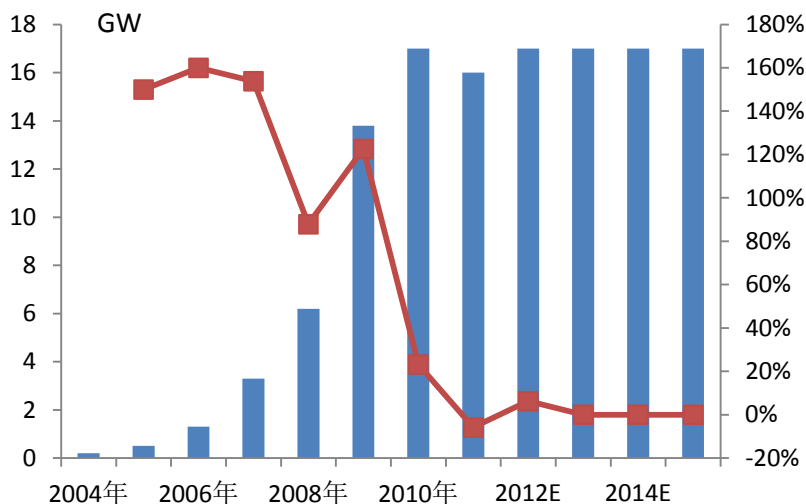
内蒙古送电的问题包括两个方面，一是输电通道输送能力的限制，二是风电消纳的能力。

从输电通道输送能力上来看，内蒙古地区的发电功率约为 3400 万千瓦，但是本地能消化 1800 万千瓦，外送的配额只有 400 万千瓦，所以还有几乎 1200 万千瓦的电是无法送出的。由于特高压交流的审批进度过慢，导致内蒙古电力外送的通道一直没有增加。这进一步又导致内蒙的火电项目基本停止（在核电事故后，又重新上马）。

风电的消纳也需要特高压的支持。内蒙古是中国风电最大的供应商。目前内蒙古自治区 6000 千瓦及以上发电厂装机容量达到 6703 万千瓦，其中 16% 以上是风电，根据规划，2020 年风电装机容量将达到 5000 万千瓦以上。

风功率由于无法预测，调度起来难度很大，但在大联网的情况下，风电的波动给电网带来的影响会大大减小。特高压一方面可以采用火电、风电联合打捆的方式，提高输电通道利用率；另一方面发挥我国幅员辽阔，以及各地负荷特性不同的特点，增大了电网的调峰能力，从而给风电在区域甚至全国的平抑和消纳带来可能，对风电发展意义很大。

图 16 中国风电新增装机容量



资料来源：国家统计局，中投证券研究所

按照国家电网的说法，形成“三华”同步电网后，2020 年“三华”电网峰谷差减小 1200 万千瓦，“三华”同步电网的风电消纳能力可达到 1.1 亿千瓦左右，比不联网增加约 4000 万千瓦；为实现 2020 年全国 1.5 亿千瓦风电的开发消纳创造了必要条件。与分省分区消纳风电相比，通过加快发展特高压输电，2020 年华北、东北、西北地区可减少弃风电量约 300 亿千瓦时，大约相当于 1500 万千瓦风电装机全年的发电量。

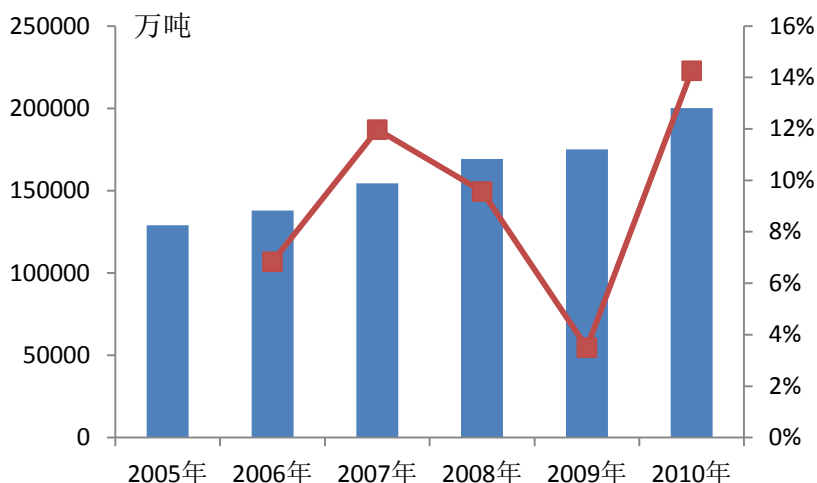
1.3.2 输煤还是输电：输煤处于瓶颈，共同发展才是王道

输煤和输电的经济性争论也是一个长期的话题，反对交流特高压的老专家和媒体认为输煤优于输电，而国家电网发布的文件则论证了输电优于输煤。

我们的观点是不论输煤和输电哪个经济性高，都不妨碍最后的结论。原因有如下几点：

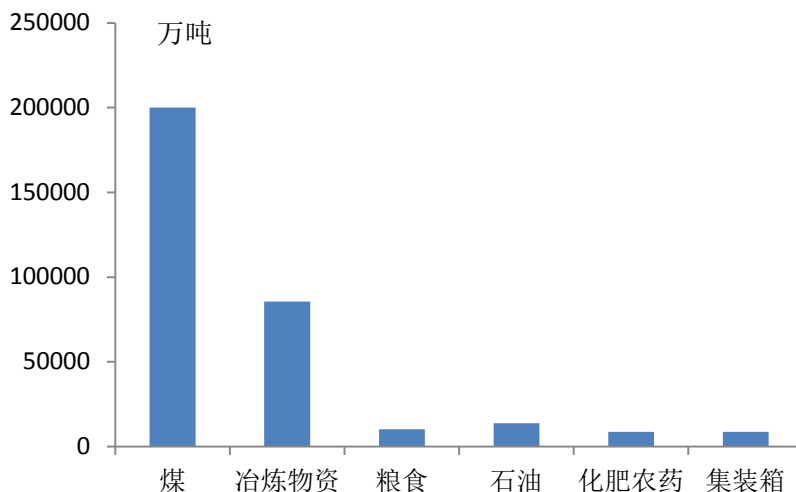
1、铁路和公路的运输压力和紧张局面长期存在。我国煤炭发送量占铁路占铁路货物发送量的比重相当大，并且还在持续快速增长中。“十一五”期间，煤炭发送量达到 836499 万吨，比“十五”期间增长 61%。2010 年煤炭发送量为 200043 万吨，占全部发送量的 61.23%。

图 17 全国铁路煤炭发送量



资料来源：中国铁道部，中投证券研究所

图 18 全国铁路运输主要品类（万吨）



资料来源：中国铁道部，中投证券研究所

当前，国内只有两条输煤主要通道，一是大秦线，二是朔黄线。大秦线是从山西大同到河北秦皇岛，每年运力在 3.5—4 亿吨，占“三西”对外输出煤炭的一半。朔黄线归属于神华集团，西起山西省神池县神池南站，与神朔铁路相联，东至河北省黄骅市黄骅港口货场，运力约 1 亿吨。目前铁路满足率已下降到 35%，这两条主要运煤通道即使扩容满负荷运行，也无法满足煤炭运输需求。

根据国家发展改革委“北煤外运系统研究”的预测和规划，“三西”地区煤炭产量 2020 年将为 15.2 亿吨；北、中、南通路煤炭运量 2020 年为 10.86 亿吨。为满足“三西”地区的煤炭外运需求甚至，需新建运煤第三条通道。但对于两条现有通道的扩容就已经十分困难，地形环境和特殊路段都是严重的制约因素，新建第三条通道的难度更为显著。

2、输煤无法解决短路电流过大的问题。这个问题在上文中论述过。500kV 的网架已经到达瓶颈，不采用直流特高压或者交流特高压无法解决问题。

3、输煤不能解决风电的问题。如果只通过输煤外送的话，就无法实现火电、风电联合打捆的方式外送，风电外送困难的问题就无法解决。

4、内蒙的坑口电厂使用的是 4000 大卡以下的劣煤、洗中煤甚至矸石。这些煤的品位较低，只有就地发电最合适。

此外，目前输煤和输电的比重大约为 20: 1，建成交流特高压以后，也只是把这一比重降低到 4: 1，而不是彻底取代煤炭运输。从输送能源多样性的考虑出发，建设交流特高压也无可厚非。

1.4 国外：交流特高压并未失败

在对交流特高压的质疑里，有很重要的一个理由是，国外没有建设特高压，或者说俄罗斯和日本的特高压实验失败了。但是具体梳理事情的过程，我们可以发现事实并非如此。

首先，国外的电压等级并非停留在 500kV。

目前已有近十个国家建成了 750kV、735kV、765kV 输变电系统。1965 年，加拿大在全世界范围内率先建成了从 315kV 升至 735kV 的输变电系统。1969 年，美国建成了 765kV 输变电系统，到目前为止仍在不断地扩建和完善，是目前世界上规模较大的 765kV 系统之一。1979 年，波兰、匈牙利以及前苏联等东欧国家建成了 750kV 输变电系统。1982 年，巴西也建成了 750kV 输变电系统。1984 年、1988 年、2002 年，委内瑞拉、南非、韩国分别建成 765kV 输变电系统。目前，印度国家电网公司也在搭建 750kV 的输变电系统。

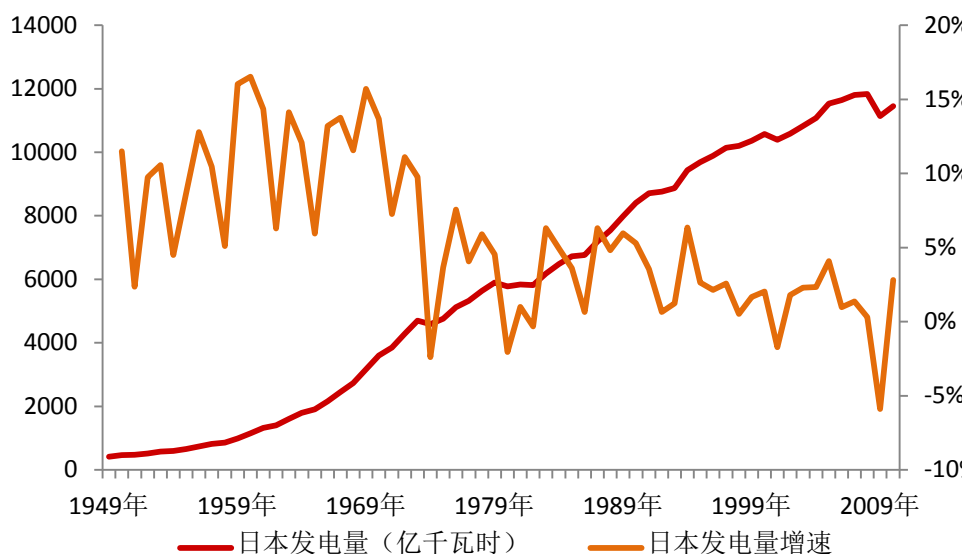
750kV 输电系统的送电能力，是 500kV 的 2.25 倍，750kV 输电网络目前足够使用，不代表着 500 输电系统仍然足够。我国目前的装机规模已经超过美国了，并集中在东部和南部地区，网架比世界上大多数国家更密集，且用电量还在持续快速增长，500kV 主网架已经不适应发展的需要。

第二，国外的特高压交流输电技术并没有失败。

苏联从 20 世纪 70 年代末开始建设 1150 千伏输电工程。1985 年建成埃基巴斯图兹—科克切塔夫—库斯坦奈特高压 1150 千伏线路，全长 900 千米，累计运行时间约 5 年。在 1991 年，由于苏联解体和经济衰退，电力需求明显不足，导致特高压线路降压至 500 千伏运行。但是从技术上来说，并没有问题。

日本是世界上第二个建成特高压工程的国家。东京电力公司于 1988 年开始建设柏崎—西群马—东山梨南北向特高压输电线路，长度约 190 千米，该 1000 千伏输电线路于 1993 年以 500 千伏电压投入运行；紧接着于 1992 年又开始建设南磐城—东群马—西群马东西向特高压输电线路，长度约 240 千米，该线路于 1999 年建成，并同样以 500 千伏电压投入使用。按原计划两条特高压输电线路准备在 21 世纪初升压到 1000 千伏运行，但由于从 20 世纪 80 年代中期开始，日本电力负荷的增长趋缓，核电站的建设步伐减慢，无负荷需求，因此，建成的两条特高压线路投入运行至今，一直以 500 千伏降压运行。

图 19 1949-2010 年日本发电量变化趋势



资料来源：日本历史统计数据，世界能源统计回顾，国家统计局

据日本方面介绍，日本目前计划在 2015 年左右，配合福岛地区核电站的建设和扩建，将现有的特高压输电线路升压至 1000 千伏运行，输送容量可达 1300 万千瓦，升压运行后在满足送电要求的同时，考虑将原来的 500 千伏系统部分开环运行，以有效抑制 500 千伏系统的短路电流。

不过在福岛核电站发生事故以后，该线路能否全压运行也就增添了更多不确定因素。

总而言之，国外的交流特高压尝试并没有失败，停止交流特高压的建设更主要的原因在于经济停滞，电力需求不足。如果中国仍保持较高的发展速度，建设交流特高压是合理的举动。

1.5 更长远的眼光：占据设备制造的高端

从特高压招标过程中的国产化要求；从国家电网设立中电装备公司，整合输配电设备制造业；从国家电网给平高集团定下出口占销售收入一半的目标；我们可以看出国家电网提高国内电力设备制造水平，打造中国的 ABB，占据电力设备制造世界制高点的梦想。对此舆论有褒有贬，有说理想有说野心。我们不多加评论，功过成败还留后人评说，在这里只引用刘振亚的几段话作为说明。

“在新的世纪，许多人都意识到，中国可能成为全球电力发展最激动人心的地方。诚如《电力革命》一书的作者 Walt Patterson 所言，中国有资源、有技术、有想象力，并且能够主动最大限度地利用席卷全球的改革思想。

感谢这个时代，感谢这片土地，为当代的中国电力人提供了空间和舞台。电力一经广泛使用，就注定它必须服务并服从于国民经济的发展。正是我国经济的健康持续发展，为电力技术的进步提供了强劲的动力。”

“建设特高压电网是电力工业技术创新的重大举措。我国电力工业必须依靠科技进步，不断创新，实现加速发展。以特高压电网为核心的国家电网建设，将使我国电力科技水平再上一个新台阶。建设特高压电网，是世界电网发展领域一项崭新的事业，可以增强我国的科技自主创新能力，占领世界电力科技的制高点。我们要敢为人先，敢于走在世界电网科技发展的前列。”

二、交流：三华大概率走向，长远看前景广阔

交流输电和直流输电的功能和特点各不相同。简而言之，交流输电用于构建网络，中间可以落地，电力的接入、传输和消纳十分灵活；而直流输电不能形成网络，是点对点输送，中间不能落地，适用于大容量、远距离输电。交流网络类似“高速公路网”，直流输电类似“直达航班”。通常来说，大容量直流输电必须有稳定的交流电压才能正常运行，需要依托坚强的交流电网才能发挥作用。

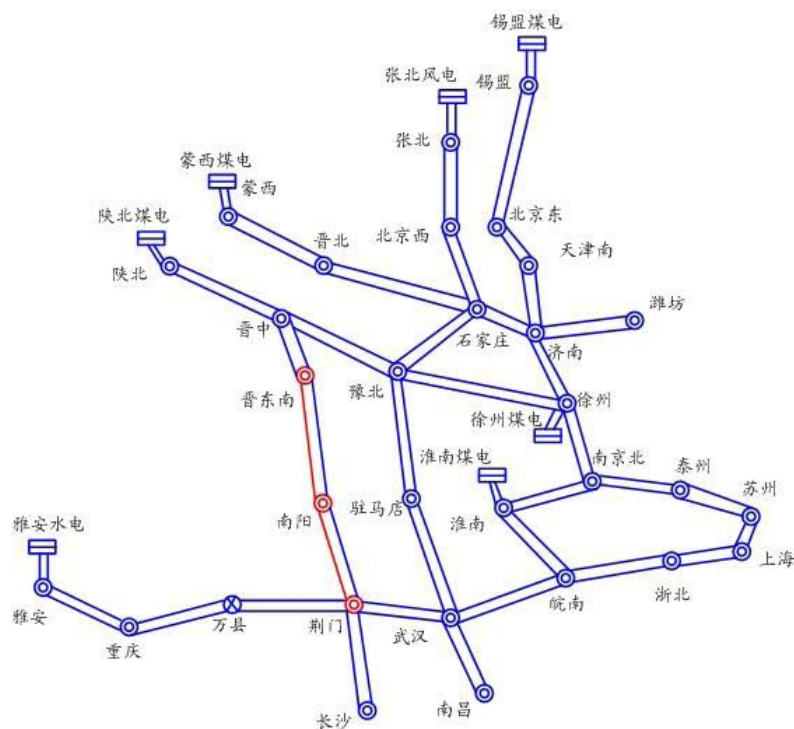
特高压交流定位于主网架建设和跨大区送电，使特高压交流电网覆盖范围内的大型煤电、水电、风电、核电就近接入特高压交流定位于大型能源基地的远距离、大容量外送，西南水电基地、西北及新疆等煤电、风电基地和跨国电力通过直流输送。构建“强交强直”混合电网，可以充分发挥两种输电方式的功能和优势，保证电网安全性和经济性。

2.1 三华：为什么是交流联网

三华属于我国大负荷密度区，输电需要满足两点需求，一是能源的由北向南输送，二是在输电的过程中有落地需求，要有多条输电路径和下送节点。因此对于三华来说，面临的不是点对点的输送，而是构成电力网络。根据交流和直流的特点，要提升主网架等级，就必须建设交流特高压。

从电力系统理论上来说，直流输电需要交流的支持。1000kV 特高压输电，可为直流多馈入的受端电网提供坚强的电压和无功支撑，有利于从根本上解决 500kV 短路电流超标和输电能力低的问题。

图 20 三纵三横一环网示意图



资料来源：公开资料

对于“三华”地区建设交流特高压，相对于直流特高压的优点，我们结合第二部分已有相关解读，总结如下：

- 1、交流可以成网，直流只能点对点，不适合负荷密集区；
- 2、直流特高压需要交流电网的支撑；
- 3、直流仍难以解决短路电流过大的问题；
- 4、风电功率不稳定，需要大联网的吸纳。

但在实际应用中，国家电网计划建设三纵三横一环网的交流特高压，而南方电网只采用特高压直流输电，而不建造交流特高压，甚至削弱原有的交流网络。对于交流特高压的安全性，争论的比较多，而直流特高压的情况，质疑的比较少。对于二者的差别，以下我们将进行解读。

2.1.1 交流：鸡蛋放几个篮子的问题

对于特高压交流输电，很重要的一个反对的声音集中于质疑其安全性问题。纯技术的问题，我们不具体讨论，在这里引用中国科学院院士卢强的一段话作为说明。

“我们进行了五六百种情况的仿真试验，回答是：这样一个电网的安全稳定性是有保障的。这不是随便说的，是有一系列的创新性科技成果来保证的。”

此外，按照国家电网的说法，“在特高压电网规划论证工作中，中国电力科学研究院为充分校验“三华”同步电网安全性，对各个水平年、各种规划方案、多种运行方式进行了大量的潮流、静态安全性、暂态稳定性、动态稳定性、严重故障校核等仿真计算。结果表明，“三华”同步电网结构合理，安全稳定水平高，抵御严重故障能力强，明显优于 500 千伏电网，完全满足 DL755-2001《电力系统安全稳定导则》要求。”

抛开纯技术上的问题，反对意见里一个比较有代表性的观点，就是三华联网存在同步大停电的风险。实际上这说的是大系统在不可控故障下的事故规模问题，和鸡蛋放几个篮子里是同一个问题。

用老专家的话来说就是：““三华电网”将重蹈国外庞大自由联网的覆辙，在技术上具有不可控的固有特性，为电网连锁跳闸、稳定破坏导致系统崩溃瓦解、造成大面积停电事故埋下严重隐患，是致命弱点。“三华电网”将覆盖 19 个省市(含 4 个直辖市)，控制全国 70% 的经济规模和装机容量，近 75% 的电力用户和近 2/3 人口的电力消费市场，2020 年装机规模将达 10 亿千瓦左右，相当于目前美国全国装机水平。一旦电网发生大停电事故，将导致通讯系统中断、电气化铁路系统瘫痪，危及北京、上海等我国社会经济发展心脏地带的用电与经济安全，给国家经济社会造成灾难性后果。”

从无限远的时间范围来看，系统必然会发生全范围的不可控故障，从纯学术上有一定道理，但是必须区分概率问题。实际上我们今天社会都是向集中化方向发展，不论是地铁（相对于汽车）、高密度小区还是城市化，都是向着密集型的方向发展。按照同一思路的话，这些行为都会造成事故发生时的“灾难性后果”，但这样的趋势不会改变。

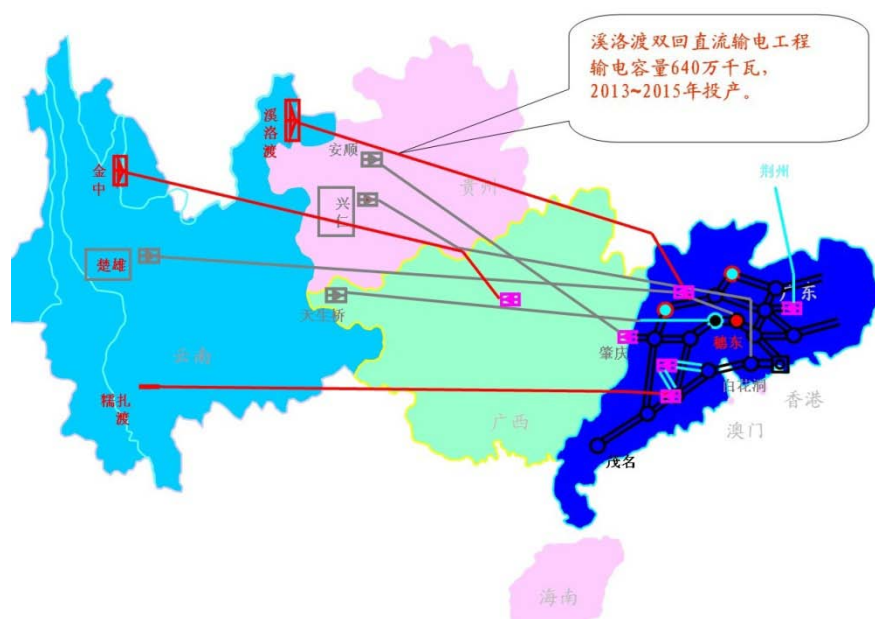
那么直流呢，是否就完全没有安全性上的问题？

2.1.2 直流：安全性同样严重

传统观点认为，区域电网间用直流联网，可以隔离交流系统的故障传播，避免区域之间电网事故的扩大。上述观点成立的前提条件是：直流数目少，单回直流规模相对于送、受端区域电网规模小，交流电网故障导致直流闭锁引起的功率不平衡在送、受端电网中都能得到快速弥补。

随着直流数目的增多，输送容量的增大，直流联网并不能有效隔离事故在交流系统区域电网间的传播和扩散。计算表明，对于大规模直流异步联网，若送端电网失稳，多回直流闭锁将导致受端电压崩溃，引发大停电事故；若受端电网失稳，多回直流闭锁将使送端电网出现大规模功率剩余，导致送端电网崩溃，引发大停电事故。

图 21 南方电网输电线路图



资料来源：中国南方电网

在 500kV 网架遇到瓶颈的情况下，南方电网没有采用交流特高压，而是用特高压直流输电来解决。

南网目前是典型的强直弱交，交流通道要给直流通道留备用。强直弱交很危险，一旦直流跳闸，交流通道的输电能力立刻上升。但这种情况下，南网四条直流，其中任一条双极闭锁后均会导致交流通道中枢纽点电压下降，贵广直流和云广直流单极闭锁均会导致电网动稳问题。

对此，南方电网解决的办法是，在强直的基础上继续加强直流，用直流的快速调节能力提高应对直流故障的能力。未来南方电网是超强直+弱交，不再增加 500kV 交流送电通道。

2.1.3 历史：200kV 上升到 500kV 时的问题

中国在引进 500kV 输电线的时候，主网架是 220kV，当时争论的焦点在于更高一级电压究竟是 330 千伏还是 500 千伏，并没有发生该不该建更高一级网架的争论。

500kV 的送电距离远大于 220kV，实际上也面临着和 500kV 上升到 1000kV 类似的问题。如果说特高压会引起全国电网的大崩溃，那么 500kV 的线路同样有可能引起华北电网、华东电网这些区域电网的大崩溃。既然以北京、上海为中心的电网都能接受这种联网风险，那同样全国联网的风险也是类似的。

另外比较有意思的一个事情是，专家们反对交流 1000kV，但是对于 750kV 电压等级的交流网络没有听到有反对的声音。似乎电网电压最优化实用化的取值就在[750,1000)之间，但从来没有看到哪个专家给出过证明。

2.2 示范工程的证明

国家电网为了建设交流特高压，在 2006 年底开工建设交流实验示范工程（一期），并于 2009 年 1 月 16 日投运。在一期工程投运后，由于输送容量等等的问题，遭到了专家和媒体的种种质疑。在这种情况下，国家电网又开始了示范线路的扩建工程建设，并于 2011 年 12 月 16 日投运，输送功率达到了 5500MW。

图 22 交流特高压示范线路：晋东南—南阳—荆门



资料来源：国家电网

图 23 “晋东南—南阳—荆门”变电站和开关站示意图



资料来源：国家电网

我们整理了两期工程的一些材料，可以从中看出事件的一些端倪。

2.2.1 一期工程：批驳并不属实

首先来看对示范工程一期送电容量不到 5000MW 的质疑。

在 23 位老专家联名上书的《关于交流特高压“三华电网”的问题和我们的建议》中，提到“交流特高压试验工程虽已运行近两年，但作为试验主要目标的输电能力一直提不高，与设计指标存在较大差距，直接影响经济可行性，而且设备可靠性仍需继续考验。”

此外，在《新世纪周刊》质疑特高压交流示范工程的《特高压成败》一文中，有这么两段：

2009 年 1 月 6 日，试验示范线路正式投入运行。国家电网公司在 2010 年 1 月的一篇新闻稿中称，“工程投运后，最高运行电压 1082 千伏，最大输送功率达 283 万千瓦”，并未达到 500 万千瓦。但这份新闻稿同时称，试验示范线路“符合设计预期”。

清华大学电机系退休教授王仲鸿称此为笑谈：283 万千瓦的输送功率仅能短暂维持 1 秒，根本无法稳定运行。“（这条线路）距离和送电功率都不算大，既然设计输电功率是 280 万千瓦，为什么送不到？送不到就说明有问题。”

实际上这也是质疑示范工程的主流观点，让我们来看看实际的情况是怎么样的。

根据国家电网的说法，交流示范“工程可研设计输送能力 240 万千瓦，实际运行中最大输送功率 283 万千瓦，根据电网需要，多数时间运行在 100 万~250 万千瓦之间，完全达到了设计要求。”

再从一期工程招标的情况来看，招标的主变压器容量为 3000MVA，按照这个数字，输送的最大功率也就在 2800MW（280 万千瓦）左右。再看招标的设备里，只向特变电工和中国西电购买了 1000kV 的电抗器，没有对串补进行招标，说明计划的输送功率就是低于自然功率（若传输的有功功率低于自然功

率，线路将向系统送出无功功率，而高于此值，则将吸收系统的无功功率。示范线路招标的时候，投标的是电抗器，而不是串补，说明本来就没有打算送到自然功率）。

表 6 特高压交流示范线路建设规模

晋东南 1000kV 变电站	(1) 主变压器 1 组，容量 3000/3000/1000MVA；无励磁调压变压器；主变额定抽头为 1050kV/525kV/110kV。
	(2) 1000kV 出线 1 回，至南阳开关站。500kV 出线 5 回，至长治 500kV 变电站 3 回、晋城 500kV 变电站 2 回。
	(3) 无功配置规模：至南阳 1 回线路，长度约为 362km，在晋东南侧装设 1 组 960Mvar 高压并联电抗器。主变压器低压侧装设 4 组 210Mvar 低压电容器，2 组 240Mvar 低压电抗器。
南阳 1000kV 开关站	(1) 1000kV 出线 2 回，至晋东南 1 回，至荆门 1 回。
	(2) 无功配置规模：至晋东南 1 回线路，长度约为 362km，在南阳侧装设 1 组 720Mvar 高压并联电抗器；至荆门 1 回，线路长度约为 283km，在南阳侧装设 1 组 720Mvar 高压并联电抗器。
荆门 1000kV 变电站	(1) 主变压器 1 组，容量 3000/3000/1000MVA；无励磁调压变压器；主变额定抽头为 1050kV/525kV/110kV。
	(2) 1000kV 出线 1 回，至南阳开关站。500kV 出线 2 回，至斗笠 500kV 开关站。
	(3) 无功配置规模：至南阳 1 回线路，长度约为 283km，在荆门侧装设 1 组 600Mvar 高压并联电抗器。主变压器低压侧装设 4 组 210Mvar 低压电容器，2 组 240Mvar 低压电抗器。

资料来源：互联网，中投证券研究所

2.2.2 扩建工程：输送能力的证明

特高压电网在建设初期，主要是实现点对点的大容量电能从发电中心往负荷中心，受系统阻抗特性及稳定极限的限制，输送功率将小于线路的自然功率。而随着特高压电网的进一步建设，特高压电网将实现各区域电网的互联，电网的输送功率将有很大提高。这主要是交流往往牵扯各类稳定性问题，送电限额要随着电网的加强一点点提升。

因此，我们判断在扩建工程试验阶段输送容量达到 5000MW 以后，实际运行中仍然不会以自然功率运行。国网在示范线路的扩建工程坚持送到 5500MW，实际上更多是针对质疑声音的回应。

从二期工程的扩建来看，其目的就是为了提高线路的输送功率。首选对主变压器进行了扩容，提高到了 6000MVA，同时在南阳站的两端增加串补，就是为了在输送大容量的过程中提高线路电压。二期工程其实就是一个输送能力的证明。

表 7 特高压交流示范线路扩建工程建设规模

晋东南 1000kV 变电站	(1) 扩建 1 组 3000MVA 主变，在新增主变低压侧配置 2 × 240Mvar 电抗器和 4 × 210Mvar 电容器；500kV 出线 2 回；不新增 1000kV 出线。。
	(2) 在晋东南～南阳线路晋东南侧安装固定串补装置，串补度 20%，总容量 1382Mvar，串补额定电流暂按 5kA 考虑。。
	(3) 由于串补装置接入或倒换线路间隔引起的线路切改。

南阳 1000kV 开关站

(1) 扩建 2 组 3000MVA 主变，500kV 出线 4 回，分别至平顶山 2 回以及白河 2 回；在每组主变低压侧配置 $2 \times 240\text{Mvar}$ 电抗器和 $4 \times 210\text{Mvar}$ 电容器；不新增 1000kV 出线。

(2) 在南阳～晋东南线路南阳侧安装固定串补装置，串补度 20%，总容量 1382Mvar，南阳～荆门线路南阳侧安装 40% 串补，容量 2160Mvar。串补额定电流暂按 5kA 考虑。

(3) 由于串补装置接入或倒换线路间隔引起的线路切改。

荆门 1000kV 变电站

(1) 扩建 1 组 3000MVA 主变，在新增主变低压侧配置 $2 \times 240\text{Mvar}$ 电抗器和 $4 \times 210\text{Mvar}$ 电容器；不新增 1000kV 和 500kV 出线。

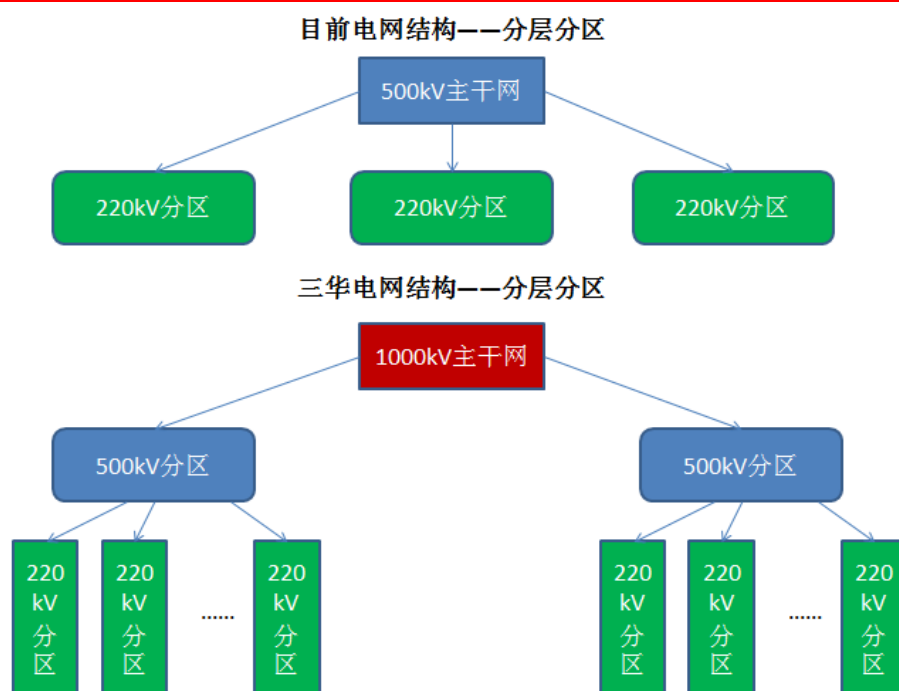
资料来源：国家电网，中投证券研究所

扩建工程的试运行在 12 月 9 日结束。“2011 年 11 月 25 日，特高压交流实验线路扩建工程进行了第一阶段大负荷实验，稳定运行 450 万千瓦负荷 8 小时，最高负荷 503 万千瓦。2011 年 12 月 9 日，第二阶段大负荷实验 500 万千瓦负荷稳定运行 2 小时，最高负荷 550 万千瓦。”实际上输送功率已经超过了自然功率。对于特高压交流输送能力的质疑基本可以打消。

2.3 交流特高压逻辑的变化

在假定交流特高压能够继续建设的前提下，我们认为交流必须成网才有意义，并且线路越多，电气联系越紧密安全性越高。因此启动交流特高压，看点不在于一条线两条线的核准，而是整个主网架的升级。

图 24 目前电网结构和三华联网后电网结构



资料来源：国家电网，中投证券研究所

我们认为在西部窝电、东部缺电和 500kV 主网架已经接近发展极限的情况下，三纵三横的建设进度会加快；从更长远的眼光来看，未来 1000kV 有可能向着现在 500kV 的方向发展，成为主网架。这是由于只有继续加强 1000kV 电网，短路电流超标的问题才能得到彻底解决。1000kV 输电网络还未形成前，与原有 500kV 电网形成高低压环网运行，同时电网的容量更大，造成原有电压

电网的短路电流水平将大量增加。只有当原有的高压电网已转变为下级电网，只连接着地区性电厂和新设大容量电厂的少数单元机组。这时的该级电压电网，一般已经简化并分割为若干区并尽可能采取辐射状供电方式，不但简化了继电保护和运行操作，短路电流水平也将随之下降。

按照中电联的预测，我国今冬明春最大电力缺口在 4000 万千瓦左右。随着东部用电量的持续增长，这一缺口可能进一步扩大。因此，未来两年很可能成为交流特高压的加速建设期。

三、 市场容量估计和主要受益公司

3.1 市场容量估算

按照国家电网的规划，到 2015 年，“三华”同步电网形成“三纵三横一环网”特高压交流骨干网架。

表 8 特高压交流“三纵三横一环网”规划

名称	线路	新建变电站	线路长度
三纵	陕北—晋中—南阳—荆门—武汉	4	2725
	锡盟—北京东—天津南—济南—徐州—南京	6	3120
	张北—北京西—石家庄—豫北—驻马店—武汉—南昌	6	3200
三横	蒙西—晋北—石家庄—济南—潍坊	3	2612
	靖边—晋中—豫北—徐州—连云港	3	2040
	雅安—重庆—万县—荆门—武汉—皖南	3	1400
一环网	淮南—南京—泰州—苏州—上海—浙北—皖南—淮南	8	3240
总计		34	18337

资料来源：国家电网，中投证券研究所

根据 2012 年 1 月 5 日国家电网年度工作会议的说法，2012 年将“集中力量推进特高压前期工作，确保特高压“四交三直”（锡盟-南京、淮南-南京-上海、蒙西-长沙、雅安-皖南特高压交流工程，哈密南-郑州、溪洛渡-浙西、哈密北-重庆特高压直流工程）年内核准并开工，力争浙北-福州特高压交流工程，准东-四川、锡盟-泰州特高压直流工程年内核准。”

假设“四交”线路顺利开工，加上目前正在招标的淮南—浙北—上海线，我们对需要的主要设备市场容量做一个估算。

1000kV 变压器：我们按照每个变电站配置 2 组（6 台）1000kV 变压器和 1 台备用变压器计算。单价 35 元/kVA，全部金额约为 50.40 亿元。

表 9 特高压变压器需求测算

工程名称	变电站个数	容量(万千伏安)	总价(亿元)
淮南—皖南—浙北—上海（招标中）	4	2500	8.75
锡盟—北京东—天津南—济南—徐州—南京	6	4200	14.70
淮南—南京北—泰州—苏州—上海	3	2100	7.35
蒙西—晋中—晋东南—南阳—荆门—长沙(去掉晋东南—南阳—荆门)	3	2100	7.35
雅安—乐山—重庆—长寿—万县—荆门—武汉—皖南	5	3500	12.25
总计	21	14400	50.40

资料来源：中投证券研究所

1000kV GIS: 我们按照 3/2 接线方式估算。在晋东南—南阳—荆门示范线路的招标中，GIS 和 HGIS 的均价为 1 亿。考虑到批量生产带来的价格下降，我们估计 213 个间隔金额在 192 亿元左右。

表 10 特高压 GIS/HGIS 需求测算

工程名称	变压器组数	线路段数	间隔总数
淮南—皖南—浙北—上海（招标中）	8	6	33
锡盟—北京东—天津南—济南—徐州—南京	12	10	48
淮南—南京北—泰州—苏州—上海	6	8	39
蒙西—晋中—晋东南—南阳—荆门—长沙(不考虑晋东南—南阳—荆门)	6	6	27
雅安—乐山—重庆—长寿—万县—荆门—武汉—皖南	10	14	63
总计	42	44	195

资料来源：中投证券研究所

1000kV 电抗器: 我们按照每个线路段配置 2 组（6 台）电抗器进行估算。每台价格 1500 万元，总价 37.8 亿元。

表 11 特高压电抗器需求测算

工程名称	变压器组数	线路段数	电抗器总数
淮南—皖南—浙北—上海（招标中）	8	6	24
锡盟—北京东—天津南—济南—徐州—南京	12	10	60
淮南—南京北—泰州—苏州—上海	6	8	48
蒙西—晋中—晋东南—南阳—荆门—长沙(不考虑晋东南—南阳—荆门)	6	6	36
雅安—乐山—重庆—长寿—万县—荆门—武汉—皖南	10	14	84
总计	42	44	252

资料来源：中投证券研究所

从以上的分析我们可以看出，“四交”和淮南—浙北—上海线对于特高压变压器、GIS 和电抗器的需求分别为 56.35 亿元、185 亿元、37.8 亿元。如果国网今年确保今年内“核准并开工”的“四交”项目进展顺利，GIS 的生产厂商将是最大的受益者。

特高压后续三条交流线路将支撑行业内公司后几年的高成长性。

表 12 后续可能招标特高压线路

工程名称	变压器组数	线路段数
张北—北京西—石家庄—豫北—驻马店—武汉—南昌	12	12
陕北—晋北—石家庄—济南—潍坊	6	10
靖边—晋中—豫北—徐州—连云港	4	8
浙北—丽水—福州—泉州	6	6

总计

28

36

资料来源：国家电网，中投证券研究所

而特高压建设将拉动 500kV 及以下线路的建设，带来更大的设备需求空间。

3.2 重点公司点评

平高电气（600312）

公司拐点出现：在交流特高压有望加速、常规产品招标价格回暖和母公司中电装备拓展海外市场有望的背景下，我们认为平高电气即将迎来业绩的拐点。

交流特高压的加速对公司业绩影响最为明显。2010 年平高电气年收入为 20 亿元，“四交”线路如果顺利得到核准并开工，组合电器将打开 146 亿的市场空间，我们预计平高电气将分享 40% 的市场份额，高达 58.4 亿元。如果三纵三横一环网的后续工程顺利推进，将支撑公司未来三年的高增长。

此外，作为中电装备旗下的子公司，平高电气很可能有可能成为国家电网公司一次设备的整合平台，这也让我们对公司的未来更加看好。预计公司 2011-2014 年的 EPS 分别为 0.03, 0.21, 0.49 和 0.74 元。

表 13 平高电气重要财务指标预测值（百万元）

会计年度	2008A	2009A	2010A	2011E	2012E	2013E	2014E
营业收入	2,620.16	2,356.58	2,045.62	2,497.50	3,886.00	5,396.18	6,638.64
营业成本	2,027.24	1,875.07	1,588.92	2,069.43	3,101.26	4,247.95	5,189.23
营业费用	208.29	199.05	225.53	192.31	260.36	307.58	358.49
管理费用	182.48	205.30	185.22	159.84	248.70	302.19	351.85
财务费用	61.67	56.13	24.22	17.51	42.92	51.23	6.56
营业利润	235.88	121.59	-11.72	36.84	203.04	460.06	700.15
利润总额	242.30	131.06	6.40	40.13	208.65	471.90	711.91
净利润	208.47	141.37	4.66	34.11	177.35	401.11	605.13
归属母公司净利润	207.34	142.51	5.40	34.51	177.35	401.11	605.13
摊薄 EPS（元）	0.253	0.174	0.007	0.042	0.217	0.490	0.739

资料来源：公司公告、中投证券研究所

其次建议关注大连电瓷。大连电瓷是国内瓷绝缘子的龙头企业，其绝缘子产品用于国内多条超高压和特高压输电线路。在锦屏—苏南±800kV 特高压直流输电线路中，公司中标占比达到 67%。在特高压交流线路上，我们预计公司也会有不错的表现。

此外，中国西电拥有特高压交流变压器和 GIS 的生产能力，从绝对金额来说受益最为明显，由于传统产品盈利能力不强，因此交流特高压的加速会对其盈利能力有明显帮助；特变电工和天威保变的交流特高压变压器产品，也将受益于交流特高压的建设。

表 14 特高压受益公司盈利预测情况

股票代码	股票名称	10EPS	11EPS	12EPS	13EPS	10PE	11PE	12PE	13PE	投资评级
600312	平高电气	0.01	0.04	0.22	0.49	1245.61	194.81	37.91	16.76	推荐

601179	中国西电	0.15	0.05	0.14	0.20	53.81	79.91	25.52	18.02	推荐
002606	大连电瓷	0.99	0.66	0.95	1.26	—	30.17	19.21	14.56	推荐
600089	特变电工	0.79	0.59	0.72	0.91	23.48	13.10	10.88	8.67	推荐
600550	天威保变	0.53	0.29	0.42	0.55	43.58	38.38	28.24	21.43	推荐

资料来源：wind、中投证券研究所

投资评级定义

公司评级

强烈推荐：预期未来 6~12 个月内股价升幅 30%以上
推荐：预期未来 6~12 个月内股价升幅 10%~30%
中性：预期未来 6~12 个月内股价变动在 $\pm 10\%$ 以内
回避：预期未来 6~12 个月内股价跌幅 10%以上

行业评级

看好：预期未来 6~12 个月内行业指数表现优于市场指数 5%以上
中性：预期未来 6~12 个月内行业指数表现相对市场指数持平
看淡：预期未来 6~12 个月内行业指数表现弱于市场指数 5%以上

研究团队简介

张镭，中投证券研究所首席行业分析师，清华大学经济管理学院 MBA。

施成，中投证券研究所电力设备行业分析师，清华大学工学硕士。

免责声明

本报告由中国中投证券有限责任公司（以下简称“中投证券”）提供，旨在派发给本公司客户使用。中投证券是具备证券投资咨询业务资格的证券公司。未经事先书面同意，本报告不得以任何方式复印、传送或出版作任何用途。合法取得本报告的途径为本公司网站及本公司授权的渠道，非通过以上渠道获得的报告均为非法，我公司不承担任何法律责任。

本报告基于中投证券认为可靠的公开信息和资料，但我们对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证。中投证券可随时更改报告中的内容、意见和预测，且并不承诺提供任何有关变更的通知。

本公司及其关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。

本报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券的买卖出价。投资者应根据个人投资目标、财务状况和需求来判断是否使用报告所载之内容和信息，独立做出投资决策并自行承担相应风险。我公司及其雇员不对使用本报告而引致的任何直接或间接损失负任何责任。

中国中投证券有限责任公司研究所

公司网站: <http://www.cjis.cn>

深圳市

深圳市福田区益田路 6003 号荣超商务中心 A 座 19 楼
邮编: 518000
传真: (0755) 82026711

北京市

北京市西城区太平桥大街 18 号丰融国际大厦 15 层
邮编: 100032
传真: (010) 63222939

上海市

上海市静安区南京西路 580 号南证大厦 16 楼
邮编: 200041
传真: (021) 62171434