信达证券 CINDA SECURITIES

Research and Development Center

新型电力系统，开创新的征程

—电力设备行业深度报告

2022 年 06 月 26 日

武浩 电新行业首席分析师
S1500520090001
010-83326711
wuhao@cindasc.com

相关研究

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力设备

投资评级 看好

上次评级

武浩 电新行业首席分析师
执业编号：S1500520090001
联系电话：010-83326711
邮 箱：wuhao@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO.,LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031

新型电力系统，开创新的征程

2022 年 06 月 26 日

本期内容提要：

◆**我国已经进入电力发展的新时期，电网侧需为适应新能源占比逐步提升发展建设**。梳理我国电力系统发展历史，可以发现电力系统的发展围绕当时的电力主要矛盾展开，电网系统发展主要为适应电源侧变化。我国电力系统经历了五个阶段，电源上从发电量的增长到电源结构变化，从小机组到大机组发电，电网侧从低压、小范围输配电到高压、省统一电网、跨省电网。当前时期，我国新能源发展迅速，但是消纳能力存在瑕疵，电网建设着重配合解决新能源消纳。

◆**新能源发展迎来量变到质变的关键节点，也带来了电力系统的诸多挑战**。1）电源侧中新能源占比提升带来的发电不稳定性、供电用电的时间错配、集中式风光的空间错配、分布式光伏并网带来的电网规划/运行/控制/质量的全方位影响；2）负荷侧用电量持续超预期，新能源的不稳定性也让电力供不应求状况加剧；3）电网侧对新能源消纳能力的适配能力不足，潮流互济常态化要求电网智能化和能量管理加强，新能源并网带来的无功消耗、谐波效应等安全问题需要重视。

◆**新型电力系统为此做出变革，变革内容为增加储能投入、提升电力系统保护能力、智能化改革以及电力市场化改革**。1）储能是可再生能源大规模发展的关键支撑技术，可以当作新型电力系统的新增环节，作用于整个电力系统。2）电力系统分为三道防线（预防调整和继电保护、切机切符合、紧急控制电压），目前电力系统需要增加无功补偿器、谐波滤波器等安全设备。3）智能化改革提高能源综合利用效率，提高供电可靠性，促进新能源利用，具体建设分为控制类智能化和采集类智能化。4）电力市场化改革激励需求侧资源开发利用以及储能市场发展，促进新能源的消纳，变相增加供给能力，疏导供需矛盾。

◆**电网投资将进入新的成长阶段，投资聚焦特高压和电网智能化**。电网投资的影响因素可以分为外部因素和内部因素。外部因素方面，长期来看电力投资总额由电力需求、经济发展状况推动，全社会用电量随经济增长稳定上升，我们根据电力弹性系数测算，2025 年全社会用电量可以达到 10.1 亿万千瓦时；短期来看，电力投资具有逆周期调节的作用，经济衰退时期通过投资促进经济回暖。内部因素方面，国网和南网投资能力随经济回暖以及全社会用电量上升而不断提升，电力系统厂网分离增加招投标有效性，推进电力成本下降。我们预计 2022 年电网投资为 5446 亿，2025 年投资额为 6671 亿，投资聚焦特高压和电网智能化。

◆**电力系统变革带来了储能、特高压、配电网智能化三个方面的投资机会。1）新型储能蓝海市场空间广阔，储能变流器为核心设备**。从类型上来看，抽水蓄能/电化学储能是目前的主体储能方式，电化学储能应用范围最广、响应速度快，未来随着电池成本逐渐下降，电化学储能将成为主流新增装机类型，其中磷酸铁锂储能因具备安全性、循环次数以及成本优势，所以具有大规模应用的潜力。**2）特高压行业景气延续，核心设备的高壁垒铸造护城河，竞争格局集中且稳定**。一方面，我国出台多项政策推动特高压建设，另一方面风光资源集中西部，特高压需求稳步提升。从特高压类型来看，直流输电适合长距离运输，特高压直流比例将逐步提升。从特高压投资期限结构来看，特高压投资呈现初期投资高，而后逐步回落的态势，因此 2022 年特高压设备需求旺盛。特高压的核心设备具有资质壁垒、技术壁垒、资金壁垒和市场壁垒，因此竞争格局较为稳定。我们测算 2022 年特高压交流电力设备中，GIS 市场空间为 171 亿，变压器市场空间为 128 亿，电抗器市场空间为 114 亿；2022 年

特高压直流设备中，换流变压器市场空间为94亿，电抗器市场空间为47亿。**3）配电网智能化改革全面，二次设备竞争格局向好。**从改革方向来看，电网智能化包括输配电过程、电能质量提升、居民用电智能化，改革范围较广。电力设备方面，配电网一次设备壁垒较低，竞争激烈，市场集中度低，而二次设备壁垒较高，头部企业优势明显。

◆**投资建议：储能方面，建议关注宁德时代、阳光电源、鹏辉能源、科士达、万里扬；特高压方面，建议关注思源电气、平高电气、特变电工、中国西电；配电网智能化方面，建议关注国电南瑞、许继电气。**

◆**风险因素：宏观经济下行，疫情反复影响新能源建设进度，原材料上涨带来成本上升。**

目 录

与市场不同之处 7
一. 砥砺奋进几十载，电力系统不断创新发展 8
1.1 电力系统基本介绍 8
1.2 我国电力系统发展一直是发展的重中之重 9
1.3 各时期电力系统的主要矛盾推动电网升级改造 12
1.4 现阶段电力系统的主要矛盾是新能源消纳问题 14
1.4.1 电源侧新能源比例上升带来了新的挑战 14
1.4.2 负荷侧电力需求超预期增长 18
1.4.3 电网侧的新能源适配能力不足 19
二. 新型电力系统将围绕三大方向变革 22
2.1 新型储能建设将增强新能源消纳能力 22
2.2 增加电力系统中的保护设备 23
2.3 电力系统智能化 25
2.4 电力市场化改革是疏导电力供需矛盾的重要方式 26
三. 电网投资进入新的成长阶段 28
3.1 电网投资发展影响因素以及发展历程 28
3.2 电力投资发展的外部因素分析 29
3.3 两网利润改善，具备持续投资优化电网的能力 31
3.4 “十四五”电网投资将进入新的成长阶段 32
3.5 “十四五”期间两网投资聚焦特高压和配电网建设 33
四. 新型电力系统建设带来新的投资机遇 36
4.1 新型储能建设市场空间广阔 36
4.1.1 电化学储能是未来主流储能类型 36
4.1.2 储能变流器前景广阔 39
4.2 十四五期间，特高压行业景气延续 41
4.2.1 政策利好与远距离输电需求增加双轮驱动特高压建设 41
4.2.2 特高压直流建设未来有望更进一步 42
4.2.3 近两年特高压建设电力设备需求旺盛 42
4.2.4 特高压电力设备市场广阔 44
4.2.5 四大壁垒构筑特高压核心设备护城河 49
4.2.6 柔性直流输电适合新型电力系统，未来大有前景 52
4.3 配电网二次设备智能化势在必行 53
4.3.1 配电网智能化改革全面 53
4.3.2 配电网二次设备竞争格局良好 54
五. 相关公司 57
5.1 储能方面，建议关注宁德时代、阳光电源、鹏辉能源、科士达、万里扬 57
5.2 特高压方面，建议关注思源电气、平高电气、特变电工、中国西电 58
5.3 配电网智能化方面，建议关注国电南瑞、许继电气 59
六. 风险因素 61

图 目 录

图 1: 我国电力系统组成.....8
图 2: 电力系统发展历程.....9
图 3: 1949-1978 年间高压输电建设梳理.....10
图 4: 中国 1998 年末输电线路结构.....11
图 5: 中国 1998 年末变电结构.....11
图 6: GDP 增速以及发电量增速.....11
图 7: 国家电网"十一五"规划主要任务.....12
图 8: 中国新时代期间装机结构.....12
图 9: 中国新时代期间发电量结构.....12
图 10: 各个阶段面临的问题以及电力系统变革方向.....13
图 11: 电力转型优化模式.....14
图 12: 各个国家碳中和时间节点.....14
图 13: 四季典型风电出力曲线（风电功率/p.u.）.....15
图 14: 四季典型光伏出力曲线（光伏功率/p.u.）.....15
图 15: 四季典型负荷曲线（负荷功率/p.u.）.....15
图 16: 风电机组受到负荷冲击（10s）的电压变化.....16
图 17: 风电机组受到负荷冲击（10s）和阵风干扰（15s）.....16
图 18: 最大用电发电负荷差（万千瓦）.....16
图 19: 2020 年我国年日照时速.....17
图 20: 2020 年我国年风速分布.....17
图 21: 中国分布式光伏装机容量（万千瓦）.....18
图 22: 中国光伏发电并网装机容量结构.....18
图 23: 2018 年分布式光伏装机规模（万千瓦）.....18
图 24: 2018 年各地区分布式光伏装机总量占比.....18
图 25: 全社会用电量增长率预期值与实际值.....19
图 26: 东北三省 2021 年拉闸限电事件.....19
图 27: 全国弃光率（%）.....20
图 28: 全国弃风率（%）.....20
图 29: 2021 年各地区新能源弃电率.....20
图 30: 2021 年三北地区弃风率、弃光率.....20
图 31: 2021 弃风量分布.....20
图 32: 2021 弃光量分布.....20
图 33: 甘肃地区 750KV 主网结构示意图.....21
图 34: 储能主要应用于发电侧、电网侧和用电侧.....22
图 35: 储能具体应用场景描述.....22
图 36: 中国储能装机应用类型（GW）.....23
图 37: 中国储能装机场景个数（个）.....23
图 38: 电力系统三道防线示意图.....23
图 39: SVG 的运行模式以及补偿特性.....24
图 40: SVG 的运行模式以及补偿特性.....24
图 41: 南方电网数字电网蓝图.....25
图 42: 智能电网应用类型以及应用场景.....25
图 43: 电价机制逐步完善.....26
图 44: 我国市场化电交易量.....26
图 45: 2021 年各省分时电价政策.....27
图 46: 电网发展相关因素.....28
图 47: 电力投资总额以及同比.....28
图 48: 电源投资完成额以及电网投资完成额.....28
图 49: 全社会用电量（万千瓦时）以及同比.....29
图 50: 全社会用电量增速以及经济增速.....29
图 51: 电力生产和电力消费弹性系数.....29
图 52: 最高用电负荷和最高发电负荷（万千瓦）.....30
图 53: 我国逆周期调节政策梳理.....30
图 54: 国网营业收入（亿元）及同比（%）.....31
图 55: 南网营业收入（亿元）及同比（%）.....31
图 56: 国网净利润（亿元）及同比（%）.....31
图 57: 南网净利润（亿元）及同比（%）.....31
图 58: 电力设备公司与电网关系.....32
图 59: 电网投资完成额（亿元）以及预测.....33
图 60: 电压等级分类.....33

图 61: 电力投资十四五规划战略和具体目标/措施 34
图 62: 电网投资细分结构测算（亿元） 35
图 63: 储能分类 36
图 64: 新型储能类型以及特点 37
图 65: 2020 年全球各类型储能装机占比 37
图 66: 2020 年我国各类型储能装机占比 37
图 67: 磷酸铁锂电池价格走势（元/wh） 38
图 68: 2019 年度电成本（元/kwh） 38
图 69: 2019 年不同储能的 AGC 辅助调频里程成本（元/MW） 38
图 70: 各类电池的性能区别 39
图 71: 2020 年储能电站成本构成 39
图 72: 电化学储能市场规模（GW） 40
图 73: 储能变流器市场规模（GW） 40
图 74: 2020 年储能变流器竞争格局 40
图 75: 特高压相关政策梳理 41
图 76: 常规交流输电公里数和特高压交流输电公里数情况 41
图 77: 常规直流输电公里数和特高压直流输电公里数情况 41
图 78: 常规交流变电容量和特高压变电容量情况 42
图 79: 常规直流变电容量和特高压直流变电容量情况 42
图 80: 国家电网特高压布局 42
图 81: 2016-2020 年特高压投资额（亿元） 43
图 82: 特高压开工数量统计 43
图 83: 2020 年国网扩建工程一览 44
图 84: 电网主要一次设备示意图 45
图 85: 一次设备与二次设备 45
图 86: 2018 年之前特高压交流项目投资构成 46
图 87: 云广&向上特高压直流项目投资构成 46
图 88: 换流变压器示意图 46
图 89: 换流阀示意图 47
图 90: 电抗器示意图 47
图 91: GIS 示意图 48
图 92: 敞开式隔离开关示意图 48
图 93: 变压器实物图 48
图 94: 变压器结构示意图 48
图 95: 串联电抗器示意图 48
图 96: 串联电抗器结构示意图 48
图 97: SVG（动态无功补偿设备）示意图 49
图 98: SVG 结构示意图 49
图 99: 特高压设备四大壁垒 49
图 100: 2022 年特高压交流设备市场空间预测（亿元） 50
图 101: 2020 年特高压设备 GIS 市场份额 50
图 102: 2020 年特高压设备变压器市场份额 51
图 103: 2020 年特高压设备电抗器市场份额 51
图 104: 2022 年特高压直流设备市场空间预测 51
图 105: 2020 年换流变压器市场份额 52
图 106: 2020 年换流阀市场份额 52
图 107: 柔性直流输电项目汇总 53
图 108: 配电网分类 53
图 109: 智能化改进的电力设备 54
图 110: 2020 年配电网一次设备投资结构 55
图 111: 2021 年电网变压器设备招标市场份额 55
图 112: 2021 年国家电网开关柜设备招标份额 55
图 113: 2021 年国家电网保护类设备招标份额 56
图 114: 2021 年国家电网监控类设备招标份额 56
图 115: 国家电网智能电表招标数量（万只）以及同比 56
图 116: 2021 年第一批智能电表中标情况 56

与市场不同之处

市场对于电力系统以及电力设备的研究主要集中于特定领域，我们从电力系统的发展做了全面的梳理，分析目前电力系统所面临的问题，以此为基础判断未来电网投资的方向以及带来的投资机会，内容更为全面。十三五期间特高压投资增速较快，市场认为特高压增速有所放缓，投资机会不大，我们认为特高压是解决集中式风光消纳难问题的重要方式，加上政策加码以及前高后低的期限结构，**2022-2023** 年核心设备具有较大投资机会。我们认为新型电力系统带来了储能、特高压以及配电网智能化三方面的投资机会，储能变流器、特高压核心一次/二次设备以及配电网二次设备的制造企业将深度受益。

一．砥砺奋进几十载，电力系统不断创新发展

1.1 电力系统基本介绍

我国目前的电力系统可以划分为四个部分：电源侧、电网侧、负荷侧、储能。电力的生产和使用也就是发电、送电、用电这三个过程，电源侧也就是发电端，电网侧即是送电主体，负荷侧即是用电端，储能是新型电力系统特有的环节，起到保障电力系统安全，保持电力系统的稳定运行，提升电力质量等作用。

具体来看：

1）**电源侧：**目前我国的电力根据生产方式分类可以分为火电、水电、风电、光伏发电和其他类型。结构上看，火电是我国的第一主体电源，水电是我国第二主体电源，2011 年我国火电/水电占比分别为 73%/22%；风光新能源是我国目前政策推动的方向，近年发展迅速，成为我国新的两大电源，2011-2021 年风电/光伏占比分别从 4%/0%上升至 14%/13%。

2）电网侧：其主要功能是将电源侧生产的电通过输电、变电运输至负荷侧，我国的电网侧由国家电网和南方电网两家组成。

3）负荷侧：即用电端，其与我国经济发展息息相关，负荷侧包括第一、第二、第三产业用电，以及城镇/农村居民用电。

4）储能：传统电力系统中不包括储能环节，而新型电力系统中，储能具有建设必要性。储能充当一个可控制用电/发电的设备，目的是保证电网稳定运行。传统电力系统中，电源基本是火电和水电，其供应较为稳定，并且可控性较高，可以通过负荷侧的用电需求来调整发电出力。而随着新能源的逐步接入上网，新能源的不稳定性、间歇性的影响越来越大，这会让电网的电压/电流不稳定，因此电网需要一个特别的“电源”在电力过剩时消化电力，电力不足时补充电力，而储能便作为这个特殊“电源”保证电网的稳定运行。

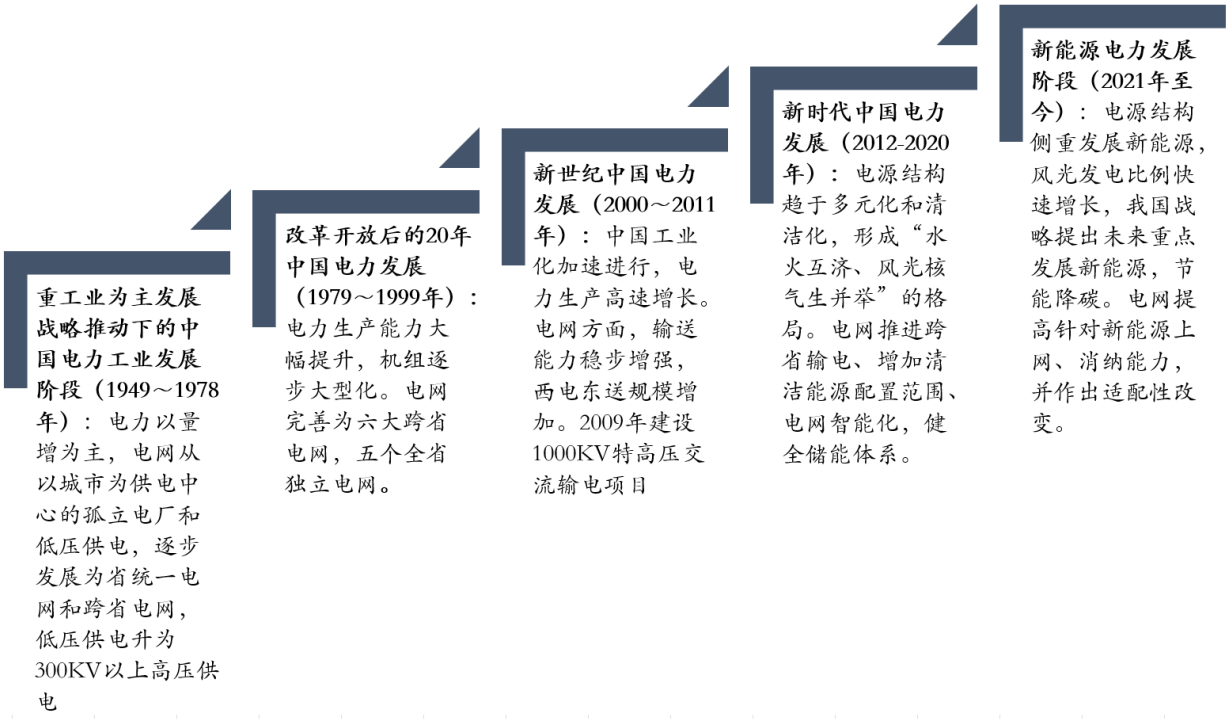
图 1：我国电力系统组成

资料来源：南方电网，信达证券研发中心

1.2 我国电力系统发展一直是发展的重中之重

我国电力系统发展历程可以划分为四个阶段，电源上从发电量的增长到电源结构变化，从小机组到大机组，电网侧从低压、小范围输配电到高压、省统一电网、跨省电网。新中国成立以来，电力行业发展已经 70 余年，从我国经济发展的角度来看电力系统的发展历程，我们可以将其划分成五个阶段：1）重工业为主发展战略推动下的电力工业发展阶段（1949-1978 年）；2）改革开放 20 年的电力发展阶段（1979-1999 年）；3）新世纪中国电力发展阶段（2000-2011 年）；4）新时代中国电力发展阶段（2012-2021 年）；5）新能源电力发展阶段（2022-至今）。

图 2：电力系统发展历程



资料来源：中能传媒研究院，信达证券研发中心

1）重工业为主发展战略推动下的电力工业发展阶段（1949-1978 年）。

发电建设方面，该时期属于电力发展初期，以增加发电总量，满足工业需求为主。我国该时期处于发展初期，快速提高电力供给以支撑工业发展是主要目标。第一个五年计划时期，我国确立优先发展重工业的工业化战略，而电力等能源行业是发展重工业的保障，因此中共中央在 1953 年表示煤、电、石油工业是国家工业化发展先行工业，由此电力行业进入快速量增的时期。虽然，其中经历了“大跃进”和“文革”两个时期，经济发展受到不同程度的影响，但是电力行业总体来说发展迅速，1949-1978 年间电力产量复合增速为 14.7%。

电网建设方面，该时期经过了小范围、低压电网到省独立电网、高压电网的历程。在新中国成立初期，中国广大地区大多是以城市为供电中心的孤立电厂和相应的低压供电。除东北地区有小规模的 154-200KV 高压电网，京津唐地区有联系微弱的 77KV 电网以及上海市有 33KV 电网以外，其他地区没有单独的 22KV 或 33KV 输电线路，电网建设非常落后。而随着电力工业的大力推进，不但各省市相继建设了省独立电网，华北、华东、东北等地区还建成了多条高压输电线路，比如东北地区的丰满至李石寨的松东李 220 千伏高压输电线路、华北地区的北京和天津之间架设了第一条 110 千伏线路等。1972 年，西北电网首次建设刘家峡至关中的跨省电网，电压等级首次达到 330KV。

图 3：1949-1978 年间高压输电建设梳理

时间	地区	电压等级(KV)	路线
1953 年	东北	220	丰满至李石寨
1953 年	华东	110	常州至栖霞山
1954 年	华北	110	北京至天津
1955 年	华北	110	北京至官厅水电站
1955 年	山西	110	太原经榆次至阳泉
1956 年	安徽	110	佛子岭经六安至合肥
1956 年	福建	110	古田至福州
1956 年	河南	110	郑州至洛阳
1956 年	四川	110	长寿至重庆
1957 年	上海	110	望亭至上海西郊变电站
1957 年	山东	110	淄博至济南
1957 年	湖北	110	青山热电厂至大冶铁山
1957 年	江西	110	上犹江水电站至赣州变电站
1957 年	陕西	110	西安至户县、西安至铜川
1957 年	甘肃	110	西固至永登水泥厂
1957 年	云南	110	开远至个旧
1958 年	津京唐	110	京津唐电网
1972 年	西北	330	刘家峡至关中（跨省电网）

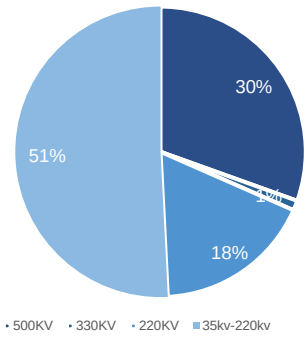
资料来源：中能传媒研究院，信达证券研发中心

2）改革开放后的 20 年中国电力发展（1979～1999 年）

电源建设方面，该时期我国发电量快速增长，发电结构开始多元化，发电机组大型化。改革开放后的 20 年间，电力生产能力大幅度提升，从 1978 年改革开放到 2000 年，我国发电装机和发电量先后超越法国、英国、加拿大、德国、俄罗斯和日本，居世界第 2 位。1987 年发电装机突破 1 亿千瓦，1995 年超过了 2 亿千瓦，2000 年跨上 3 亿千瓦的台阶。20 世纪 90 年代，浙江秦山核电站和广东大亚湾核电站的相继建成投运，改变了我国电源结构长期以水电和火电为主的局面。另一方面，这个时期的大型发电机组显著增加，新中国成立初期，我国没有一座百万千瓦级电厂，到 1978 年时全国已有 2 座，合计装机容量 2325 万千瓦，占全国装机容量的 4.11%；到 1998 年全国达到 69 座，总装机容量 8784.3 万千瓦，占全国装机容量的 32%，百万千瓦级电厂已成为运行中的主力电厂。

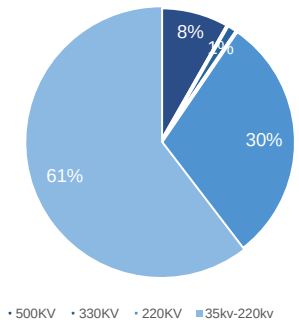
电网建设方面，该时期我国形成了跨省电网和完善了省独立电网，高压输配电占比显著提升。1978 年，全国 35 千伏及以上输电线路长度仅为 23.05 万千米，变电设备容量为 1.26 亿千伏安。而 1998 年末，全国已建成 35 千伏及以上输变线路 65.66 万千米，其中 500 千伏线路 2.01 万千米（占比 30%）、330 千伏线路 0.73 万千米（占比 1%）、220 千伏线路 11.56 万千米（占比 18%）；已建成 35 千伏及以上变电设备容量 83427 万千伏安，其中 500 千伏 6882 万千伏安（占比 8%）、330 千伏 1065 万千伏安（占比 1%）、220 千伏 25096 万千伏安（占比 30%）。高压输电的快速发展主要是因为全省独立电网的完善和跨省电网的逐步建立，经过这个阶段的发展，220KV 以上高压输电线路合计占比约一半。

图 4：中国 1998 年末输电线路结构



资料来源：中能传媒研究院，信达证券研发中心

图 5：中国 1998 年末变电结构

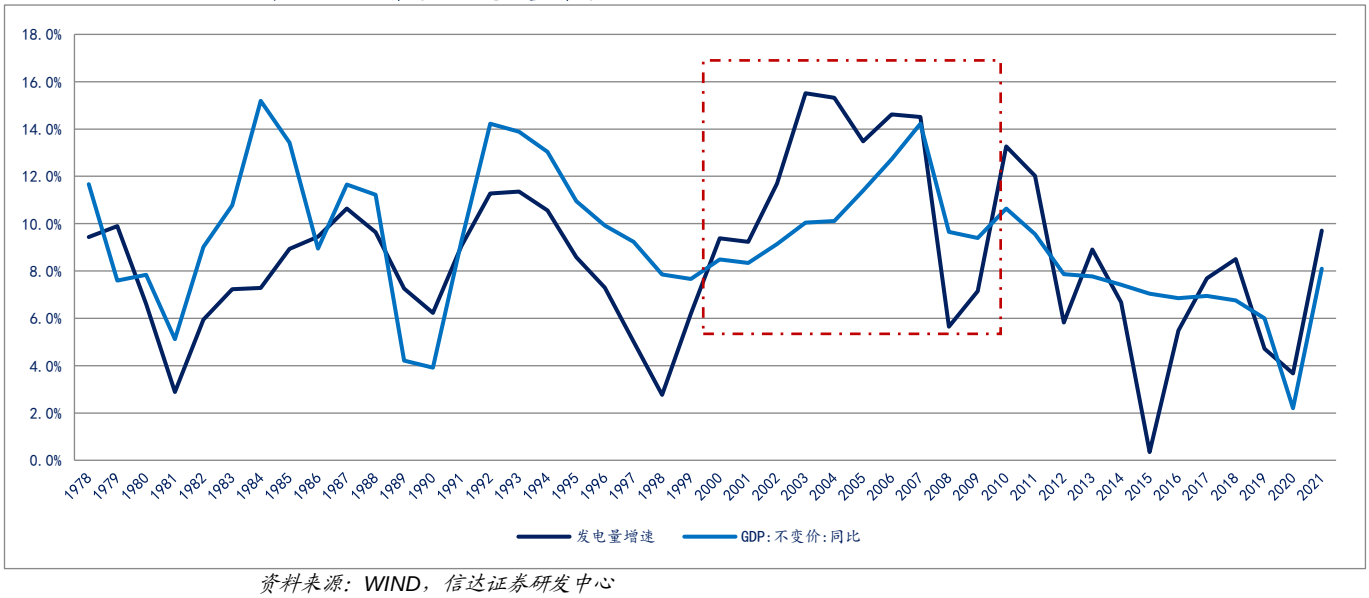


资料来源：中能传媒研究院，信达证券研发中心

3）新世纪中国电力发展阶段（2000-2011 年）

电源建设方面，该时期装机量、发电量高速发展，是电力工业发展的黄金时期。我国进入新世纪之后迅速崛起，2000-2011 年之间经济增速平均 11.8%，这也带来了强劲的电力需求。2000 年我国装机容量为 3.19 亿千瓦，而 2011 年已经达到 10.63 亿千瓦，年均增长率为 11.55%，发电量也由 2000 年的 13556 亿千瓦时增加至 2011 年的 47130 亿千瓦时，年均增长 11.8%。

图 6：GDP 增速以及发电量增速



资料来源：WIND，信达证券研发中心

电网建设方面，该时期形成了 500KV 的主网架，增加了跨省输电能力，并开工建设特高压输配电项目。东北与华北、华北与华中、华北与山东、西北与华中联网工程相继落地，全国联网初步形成，西电东送、南北互济和全国联网工程对调剂电力余缺、缓解电力供应紧张和促进资源优化配置起到了重要作用。特高压方面，“十一五”期间国家电网规划重点任务中包括建设 1000 千伏交流试验示范工程和开工建设±800 千伏直流输电工程。1000 千伏交流输电试验工程于 2009 年投入运行，我国自此具备特高压输送电技术，输送距离进一步提升。

图 7：国家电网“十一五”规划主要任务

序号	国家电网“十一五”规划主要任务
1	加快建设 1000 千伏交流试验示范工程；开工建设±800 千伏直流输电工程
2	加快跨区电网建设，进一步强化全国联网结构
3	加强区域电网、省级电网 500 千伏（330 千伏）主网架建设，加快形成西北 750 千伏网架
4	加强重点城市电网的建设，抓好其他地、市城市和县城电网建设改造，完善农村电网，提高农村电气化水平
5	大力推进先进适用输配电技术应用

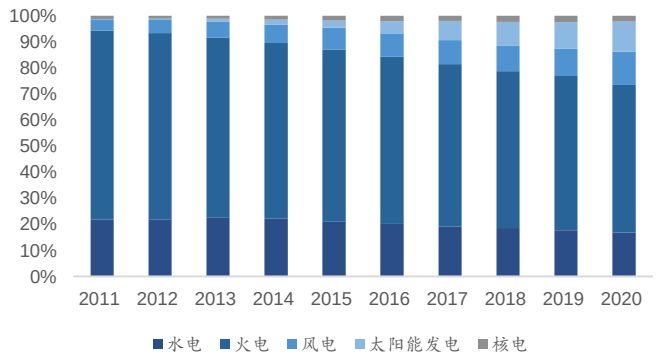
资料来源：中央政府官网，信达证券研发中心

4）新时代中国电力发展阶段（2012-2020 年）

电源建设方面，该时期化石能源逐渐枯竭、全球环境问题逐渐严峻，我国更加注重高质量发展，发电量、装机量保持世界第一的同时，清洁电源发电装机比例逐步提升，清洁能源进入量变时期。发电装机方面，至 2020 年底，我国累计发电装机容量 22 亿千瓦，其中水电、风电、光伏发电累计装机容量均居世界首位，至 2019 年底，在运在建核电装机容量 6593 万千瓦，居世界第二，在建核电装机容量世界第一。我国 2020 年发电量 77791 亿千瓦时，相较 2012 年，年均增长率达 5.72%。电源结构方面，风光比例快速增加是该时期的的一大特点，2011 年风光装机占比为 4%，2020 年风光装机已经达到了 27%。发电量来看，2011 年风光发电占比 1.6%，2020 年占比达到 9.5%。该时期我国重视经济发展与环境的可持续发展，重视清洁能源的发展，但是从清洁能源的装机以及发电量可以看出，清洁能源发展初期装机建设的实际效果并不理想。

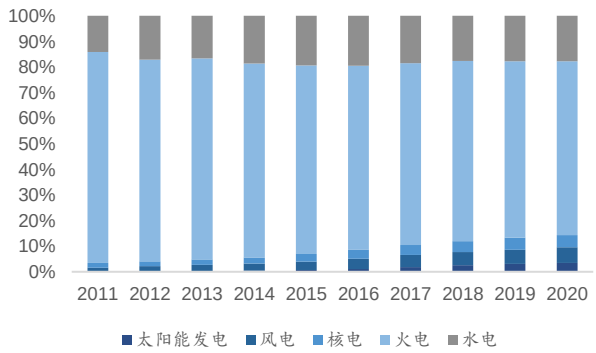
电网建设方面，该时期输配电持续投入，增加了电网负荷能力，推进跨省送电通道，扩大清洁能源配置范围，并且开始建设柔性直流输电、能源互联网等新型工程。第一方面，电力总量的增长提高了电网运输电力的需求，至 2019 年，35 千伏及以上输电路线长度 197.5 万千米，比 2012 年增长 33.47%，其中 330 千伏及以上输电线路长度 30.2 万千米；35 千伏及以上变电设备容量 74.8 亿千伏安，比 2012 年增长 67.71%。第二方面，新能源发电比例的逐步增加提高了新能源上网消纳的要求，这推进了跨省送电的特高压建设以及电网储能和调峰功能建设，比如燃煤热电联产机组、燃煤发电机组灵活性改造、加快建设抽水蓄能电站、建设电动汽车充电设施。截至 2019 年底，全国电动汽车充电基础设施达 120 万处，建成世界最大规模充电网络。

图 8：中国新时代期间装机结构



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 9：中国新时代期间发电量结构



资料来源：Wind，信达证券研发中心

1.3 各时期电力系统的主要矛盾推动电网升级改造

我国各个时期的电力系统主要矛盾不同。从以上电力系统的发展历史，各阶段的问题可以梳理为：

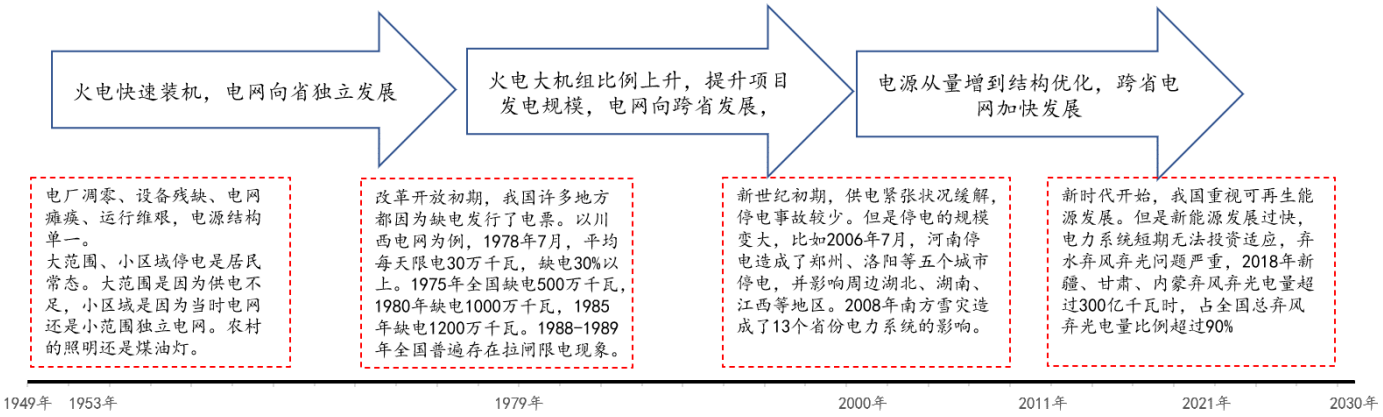
1）**第一个时期（1949-1979），电源侧重点建设电厂和扩大电力供给，电网侧配合电源建设扩大输配电范围，建立省独立电网。**新中国创立初期，电源结构单一，电厂分散凋零，设备落后残缺，电网以小范围为主。这个阶段，停电是居民常态，尤其是农村居民，而由于电力供应范围小，所以停电范围也较小。我国这个时期主要电力矛盾是电力供应不足和电力配送范围小。这个时期也是我国电力系统向欧美发达国家的学习和自我创新的探索，电源侧需要逐步建立电厂，解决我国经济发展带动的电力需求，电网侧需要扩大电力配送范围以及提高电力配送能力以适应发电量快速增长。

2）**第二个时期（1979-2000），大机组比例提升进一步提升发电量，缓解供电紧张的问题，电网逐步发展跨省电网以满足供电侧集中而用电侧分散的问题。**第二个时期，我国电力供给仍然较为紧缺，1978 年我国平均每天限电 30 万千瓦，缺电 30%以上，1975 年全国缺电 500 万千瓦，1980 年缺电 1000 万千瓦，1985 年缺电 1200 万千瓦，发展至 1988-1989 年，拉闸限电也还是全国普遍状态。为解决缺电问题，我国提升了大机组比例，提高了单个项目的发电量，这为保持发电量增长提供了有力支撑。大机组比例提升导致电源更加集中，因此对长距离输配电有了需求，电网因此发展跨省电网，建立 500KV 的高压支撑长距离输电。

3）**第三个时期（2000-2011），我国发展特高压解决发电侧和用电侧的错位，增加电力系统保护降低风险。**新世纪初期，供电紧张的问题得到缓解，特高压的建设使我国全国联网，解决了发电与供电错位的问题，这也使全国供电可靠性变高，这个时期的停电次数较少，但是停电事故影响的范围明显扩大，2006 年河南的停电事故不仅波及郑州、洛阳等河南五个城市，还影响了湖北、湖南、江西等周边省份，2008 年南方雪灾造成了 13 个省的电力系统的影响。因此，电力系统保护更加重视，2008 年我国国务院发布《关于加强电力设施保护工作的通知》，其中强调了电力设施保护的重要性，要加大电力设施保护经费的投入。

4）**第四个时期（2011-2021），我国新能源发展迅速，但是消纳能力不足，电网建设着重配合解决新能源消纳。**我国这个时期电源进入高质量、绿色发展的时期，新能源比例提升明显，但是新能源发展过快，电力系统短时间无法适应，因此弃风弃光问题严重，比如 2016 年全国弃风率高达 19%。这些问题集中在西北地区，比如新疆、甘肃、内蒙，这三个省 2018 年弃风弃光电量占全国弃风弃光电量的 90%以上。因此电网一方面增加特高压建设，将西北的风光输送到东部用电集中地区，一方面建设电网储能和调节能力、创新建设柔性直流输电、提高电力系统的智能化水平，以此提高新能源消纳能力。

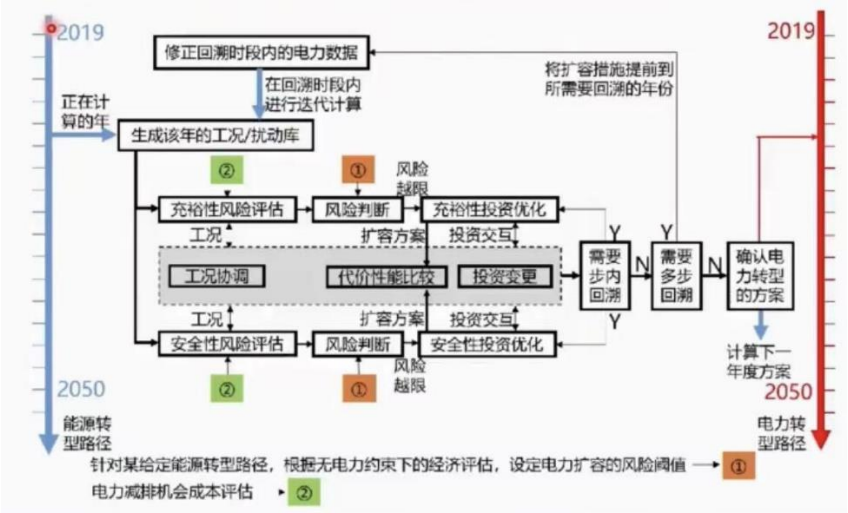
图 10：各个阶段面临的问题以及电力系统变革方向



资料来源：信达证券研发中心整理

电力系统的发展主要为解决我国当时的电力主要矛盾，电网系统发展主要为适应电源侧变化。历史上的时期中，当电源侧为解决供电短缺问题不断发展，电网侧配合电源侧不断加大配送范围形成省独立电网，提高负荷电压和规模；当电源向大机组趋势发展，电源集中化，电网继续扩大配送范围，以解决电源集中与负荷分散的问题。2022 年全球可持续发展论坛中提到电力转型优化模式中，也是从当前的电力矛盾出发，投资提升电力系统的充裕性和安全性。**因此认识到现阶段的电力系统的主要问题是预判电力系统发展以及所带来的投资机会的重点。**

图 11：电力转型优化模式



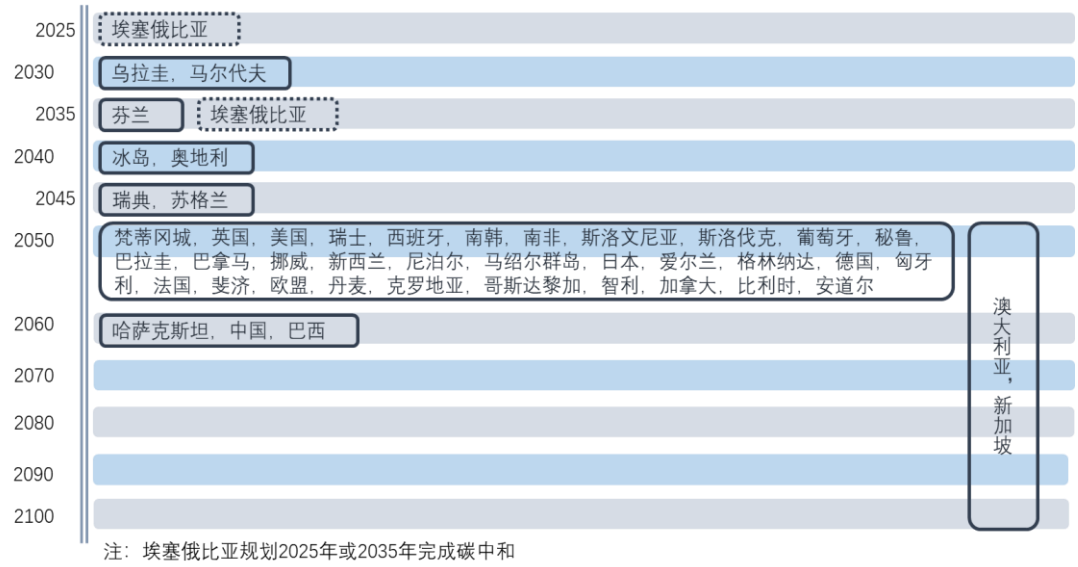
资料来源：2022 全球可持续发展论坛，信达证券研发中心

1.4 现阶段电力系统的主要矛盾是新能源消纳问题

1.4.1 电源侧新能源比例上升带来了新的挑战

电源侧风光建设集中式与分布式并举，新能源发展也迎来量变到质变的关键节点。政策方面，2020 年 9 月我国首次提出“双碳”目标，将节能减碳上升为国家长远发展策略，至 2021 年举办的 COP26 会议，各个国家也随之加入“双碳”行动中，碳中和的时间跨度从 2025 年（埃塞尔比亚）到 2100 年（新加坡、澳大利亚）。可再生能源发电是实现双碳目标的重要抓手，2021 年风光发电占比达到 11.7%，同比增加 2.2pct，风光总装机占比 27%，同比增加 3pct。从项目建设类型来看，我国积极推动以荒漠、沙漠等地区的集中式大型风电光伏项目，同时也推进工业、建筑、农村地区等分布式风电光伏建设。不论从我国乃至全球的政策重视程度，还是从我国目前新能源装机发电占比来看，现在这个时期都是新能源从量变到质变的关键节点。

图 12：各个国家碳中和时间节点

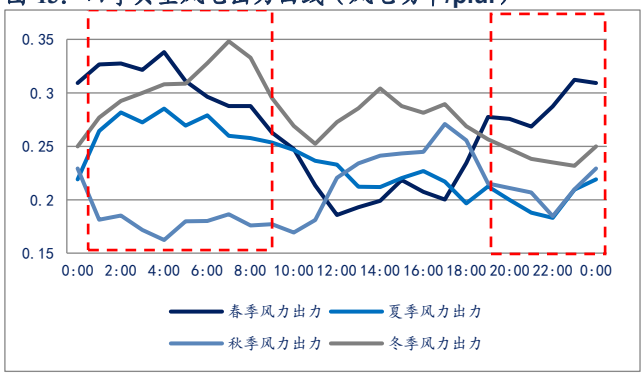


资料来源：信达证券研发中心整理

风电光伏发电高峰和负荷侧用电时间错配。现阶段电力无法大规模储存，电源发电的同时需要保证负荷侧相应用电，电网也需要时刻保持电压、电频平衡。而风电光伏发电出力时间与负荷侧用电不匹配，这导致新能源发电和负荷侧用电的矛盾。风电出力主要集中在晚上 6 点-早上 6 点这段时间，光伏出力主要集中在中午，而负荷侧用电高峰集中在早上 8-10

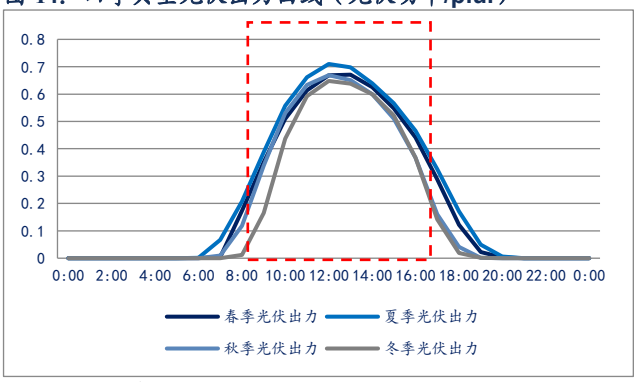
点，和晚上 6-10 点之间，这与新能源发电时间不一致，因此新能源大比例接入之后必将引起发电与用电时间不匹配的矛盾。

图 13：四季典型风电出力曲线（风电功率/p.u.）



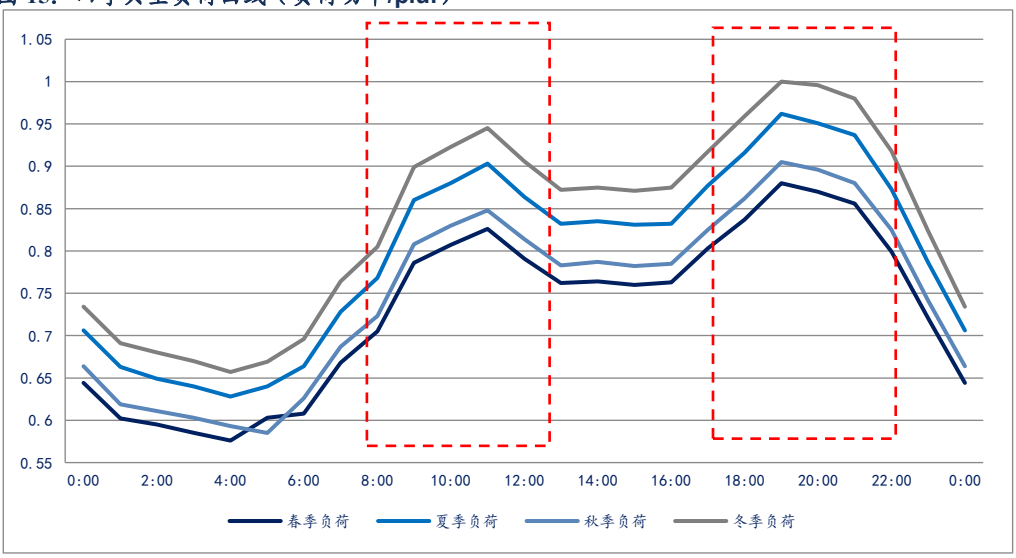
资料来源：《考虑多主体利益与需求响应的分布式电源优化配置》，信达证券研发中心

图 14：四季典型光伏出力曲线（光伏功率/p.u.）



资料来源：《考虑多主体利益与需求响应的分布式电源优化配置》，信达证券研发中心

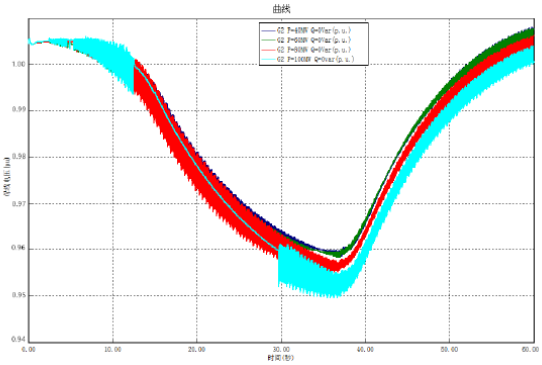
图 15：四季典型负荷曲线（负荷功率/p.u.）



资料来源：《考虑多主体利益与需求响应的分布式电源优化配置》，信达证券研发中心

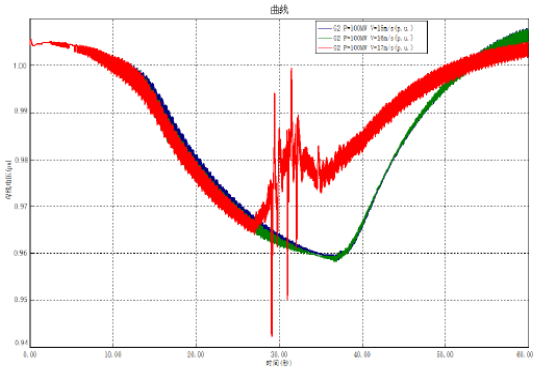
风电光伏容易受到天气干扰，无法根据用电需求调整，供电质量不稳定。光伏发电与日照强度有关，中午日照强度高，所以发电出力强，而如果遇到多云天气，发电出力就会受到影响而下降。风电方面，《高比例风电接入电力系统电压抗扰性研究》中测试了负荷冲击和阵风干扰对风电机组的电压影响，风电机组在受到负荷冲击时电压下降，而受到阵风干扰时电压波动明显。因此，新能源供应具有比较大的不稳定性和不可控性，这会影响供电质量，而且随着新能源占比的上升，影响也越大，严重状况下会使电网电压不稳定而导致崩溃。

图 16：风电机组受到负荷冲击（10s）的电压变化



资料来源：《高比例风电接入电力系统电压抗扰性研究》，信达证券研发中心

图 17：风电机组受到负荷冲击（10s）和阵风干扰（15s）



资料来源：《高比例风电接入电力系统电压抗扰性研究》，信达证券研发

用电侧和新能源发电具有明显的空间错配。从区域的最大发电负荷和用电负荷来看，我们以用电负荷减去发电负荷来作为区域是否供电过剩的指标，可以得到2010年之前各个地区的供电缺口不大，2010年只有东北、西北供电过剩，东北最大发/用电负荷差为4491万千瓦，西北为1731万千瓦。2010年之后发电侧向西北、东北这些地域广阔地区集中，华东、南方、华北电力供应缺口较大，2020年西北的最大发/用电负荷差达到3亿千瓦，华东的最大发/用电负荷差为-3.4亿千瓦。

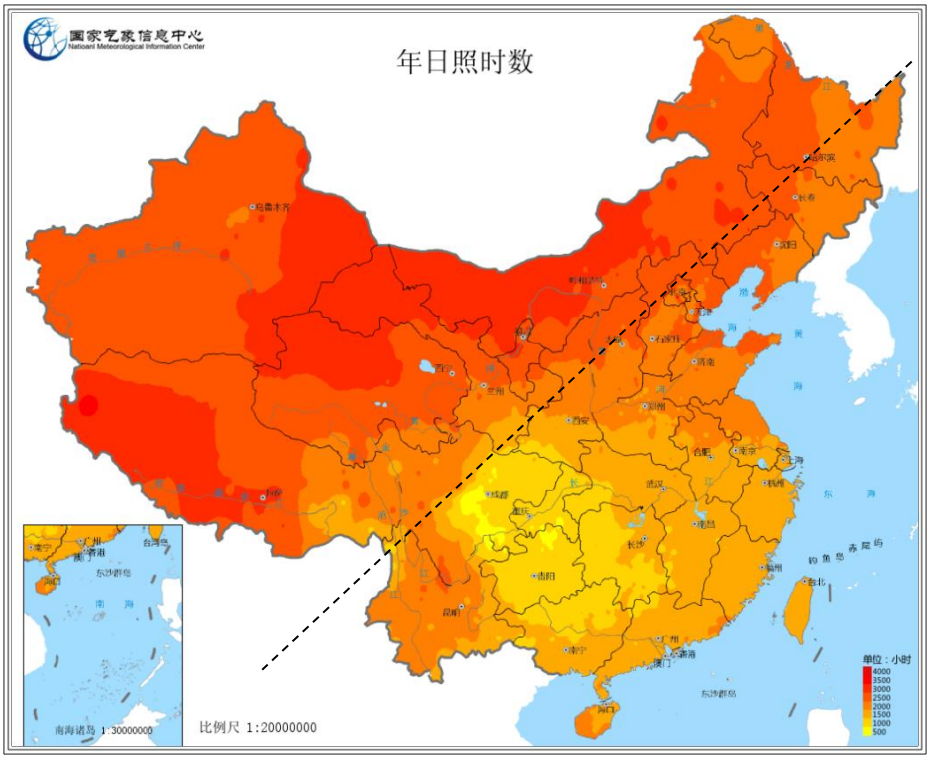
图 18：最大用电发电负荷差（万千瓦）

年份	华中	南方	东北	华东	华北	西北
2006	1130	964	-161	1581	979	-260
2007	1679	1438	-26	4020	2496	-414
2008	4748	1581	-844	5329	3132	1962
2009	4734	1638	-1365	5249	2754	2778
2010	1566	1590	-4491	1011	3852	-1731
2011	-2464	2676	-5953	-287	6712	-11710
2012	5	3338	-4776	110	2581	-9735
2013	-11586	2679	-1484	10843	4502	-7289
2014	-15706	2723	-2530	14840	5179	-6500
2015	-15470	2758	-1733	15728	4986	-7886
2016	-2638	-1284	-2305	19480	5358	-9970
2017	-1439	3126	-2632	22924	4214	-13125
2018	-886	2116	-4374	26222	4936	-17707
2019	1407	2467	-5742	27529	7356	-21778
2020	1553	2561	-6095	33960	7472	-30328

资料来源：Wind，信达证券研发中心

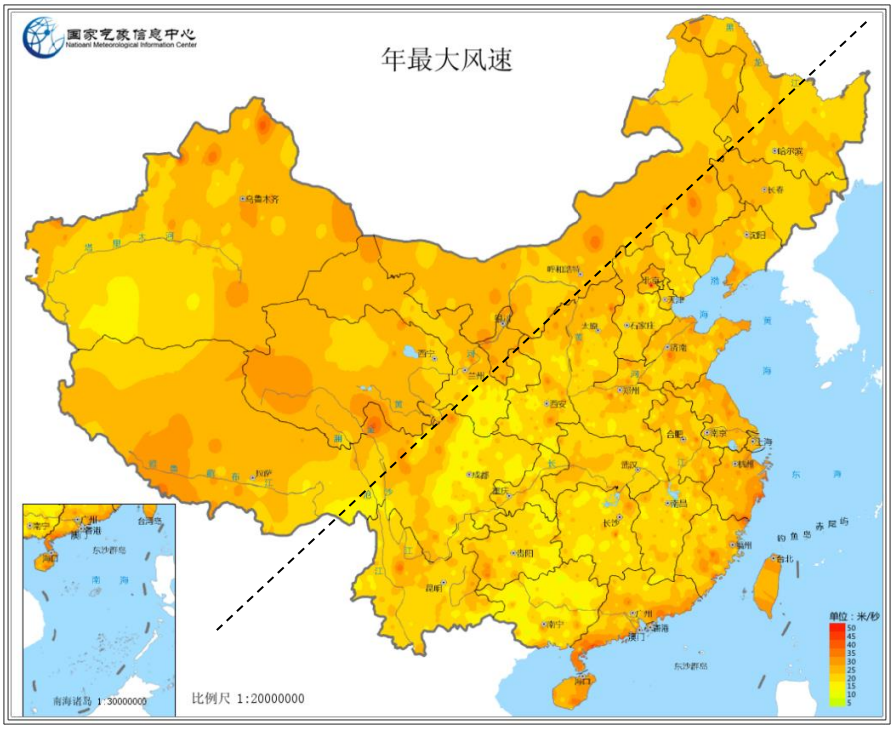
西北地区是大型集中式风光项目分布地区，用/发电空间错配进一步加剧。电厂建设需要根据能源资源的分布情况选取地点，根据国家气象信息中心数据，我国2020年最大风速集中在西部地区和沿海地区，由于沿海地区一般为城市，难以建设大型发电厂，所以风电厂一般建设在西部地区；光伏方面，我国西部海拔较高，日照充裕，年日照时间普遍在3000小时以上，所以光伏建设也分布在西部地区。

图 19：2020 年我国年日照时速



资料来源：国家气象信息中心，信达证券研发中心

图 20：2020 年我国年风速分布

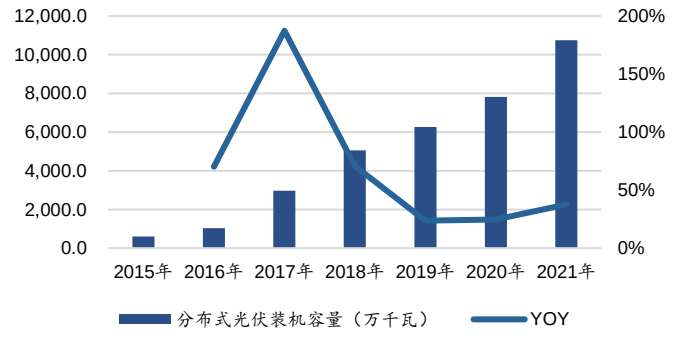


资料来源：国家气象信息中心，信达证券研发中心

分布式光伏建设集中在华东、华中等负荷侧地区。集中式风光项目分布西北地区，利用了西北地区风光资源，而分布式光伏项目则利用了东部负荷侧的资源。从分布式光伏装机总量来看，分布式光伏装机从 2015 年的 606 万千瓦增长到 2021 年的 10750 万千瓦，增长近 18 倍；从光伏装机结构来看，2015 年分布式光伏占比 14%，2018 年快速增长至 29%，2021 年达到了 35.1%；从光伏装机地区分布来看，2018 年华东、华中、华南这三个用电

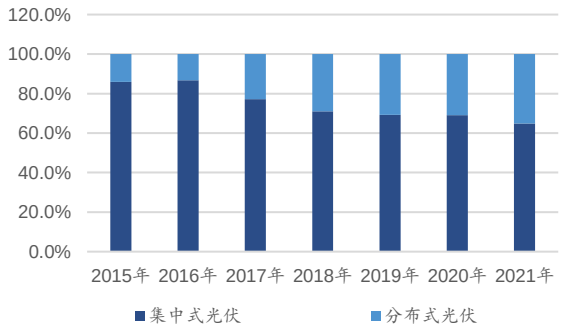
需求较大的地区中，分布式光伏分别占总光伏装机的 50.79%、40.83%、36.59%；从分布式光伏地区结构来看，2018 年华中和华东合计占比 72%，是目前分布式光伏普及度较高的两个地区。

图 21：中国分布式光伏装机容量（万千瓦）



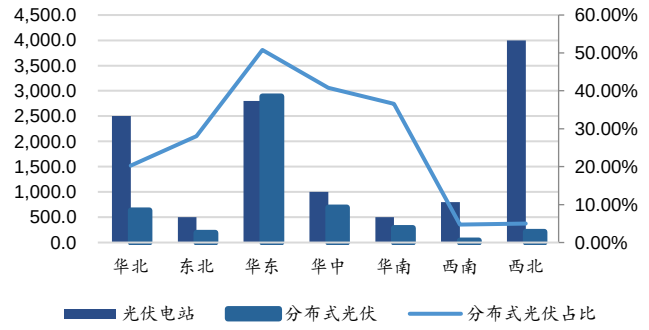
资料来源：华经情报网，信达证券研发中心

图 22：中国光伏发电并网装机容量结构



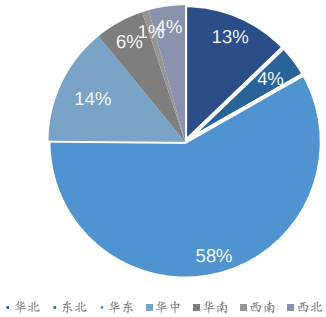
资料来源：华经情报网，信达证券研发中心

图 23：2018 年分布式光伏装机规模（万千瓦）



资料来源：《中国分布式光伏并网发电现状及应用研究》，信达证券研发中心

图 24：2018 年各地区分布式光伏装机总量占比



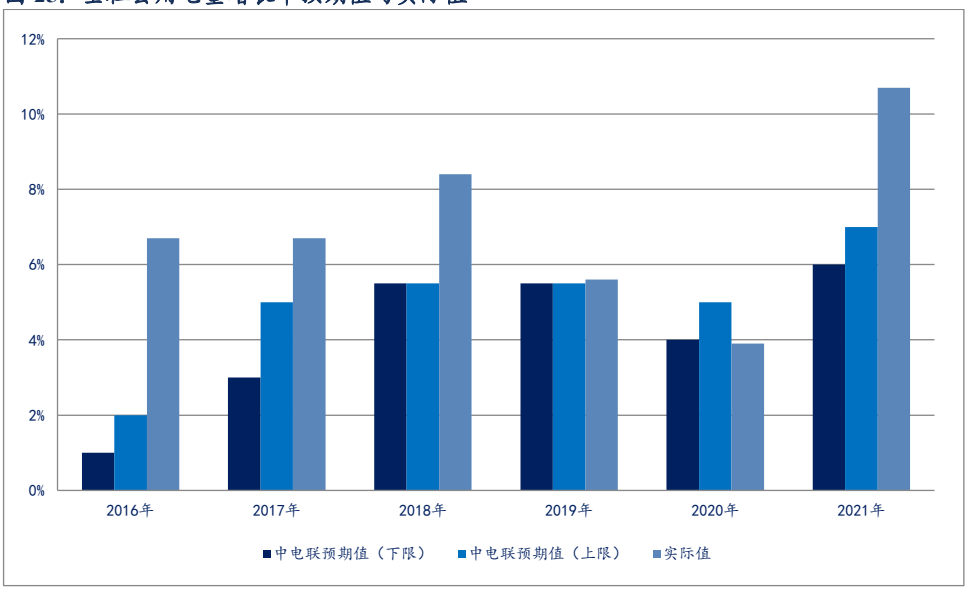
资料来源：《中国分布式光伏并网发电现状及应用研究》，信达证券研发中心

分布式光伏的逐步接入并网，会影响电网规划、电网运行、电网控制和电网质量。1）电网规划方面，分布式光伏电源分散，需要新型电力交换系统来收集、传输、控制和分配电源，因此对电网的管理和改造更加复杂，并且分布式光伏并网会对负荷侧的预测的难度增加；2）电网运行方面，分布式光伏彼此之间会形成复杂的交互作用，不仅会引起电网的电压波动，而且并网并输送功率的分布式电源会影响电路的继电保护配置，从而影响电网的安全稳定运行；3）电网控制方面，光伏本身发电与天气相关，所以难以控制，而分布式光伏使原有的电源更为分散，而且数量增加之后波动频率更高，因此电网控制的能力要求更高，运行监测范围需要扩大；4）电网质量方面，分布式光伏的容量和接入位置都不一样，从而对馈线上的电压分布产生影响，并且分布式光伏需要逆变器将直流变为交流并网，逆变器的频繁操作，容易导致谐波污染，也会影响继电保护的范围，导致线路整体保护的可靠性降低。

1.4.2 负荷侧电力需求超预期增长

用电量实际值持续超预期值，负荷侧电力需求强劲。用电量表示电能的消耗量(KWH)，用电负荷表示用电设备的电功率(KW)，因此用电量是用电负荷在时间上的积分，可以用于表示电能的消费量。从近 6 年的数据来看，全社会用电量的实际值持续超出中电联的预期上限（除去 2020 年疫情影响经济不佳的情况），其中 2016 年经过了 2015 年的用电需求低谷，中电联预期 1%-2%用电需求增长，而实际增长为 6.7%，2021 年经过 2020 年的疫情影响，中电联预期 6%-7%增长，而实际增长为 10.7%。超预期的部分主要来自新型产业用电量（新能源车充换电、光伏产业、计算机、通信和其他电子制造业）以及高增的居民用电量。一方面这体现了我国负荷侧电力需求的强劲，另一方面，新兴产业正值快速发展的时期，未来电力需求有可能持续超预期增长。

图 25：全社会用电量增长率预期值与实际值



资料来源：中电联，Wind，信达证券研发中心

需求超预期加上新能源发电供应的不稳定性，电力供需矛盾凸显。2021 年，我国全社会用电量增速超预期3.7-4.7pct，这也让全国各地出现不同程度的电力紧张问题，其中东北三省最为严重。2021 年 9 月东北三省相继开展二、三、四级有序用电措施，其中辽宁合计使用措施 12 次，吉林不定期、无计划、无通知停电限电到 2022 年 3 月，合计使用措施 14 次。辽宁这次拉闸限电有很大部分原因是风电由于天气骤减，导致供应紧缺加剧，供需矛盾更为严峻。

图 26：东北三省 2021 年拉闸限电事件

事件	省份	事件
2021 年 9 月 10 日-2021 年 9 月 25 日	辽宁	辽宁启动 3 轮 II 级（负荷缺口 10-20%），6 轮 III 级（负荷缺口 5%-10%）和 3 轮 IV 级（负荷缺口 5%及以下）有序用电措施，9 月 24 日启用拉闸限电
2021 年 9 月 26 日-2022 年 3 月	吉林	按照国家电网要求，将执行东北电管局和吉林省能源局有关有序用电的精神，不定期、不定时、无计划、无通知停电限电，此种情况将持续到 2022 年 3 月份，停电、停水变为常态，因此会导致九站泵站断电而无法正常供水
2021 年 9 月 10 日-2021 年 9 月 23 日	黑龙江	黑龙江全省共启动Ⅲ级（负荷缺口 5%—10%）和Ⅳ级（负荷缺口 5%及以下）有序用电 13 次，9 月 23 日开始启动 II 级（负荷缺口 10%—20%）有序用电措施。

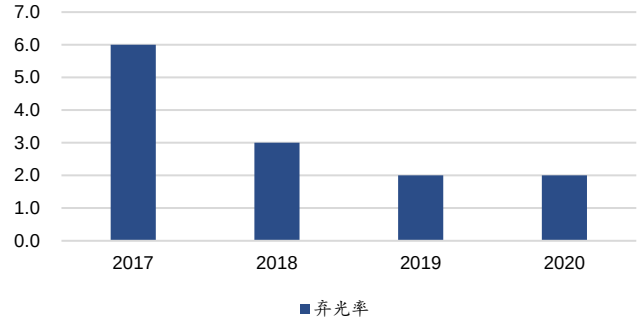
资料来源：央视网，信达证券研发中心

1.4.3 电网侧的新能源适配能力不足

电网侧的变化往往根据电源侧和负荷侧来变化，新能源发电具有变革性。从上文中对历史时期的电力系统变革梳理中可以看出，电网侧实际上是根据电源变化来进行统筹协调，将电力安全稳定输送给负荷侧。电源装机规模不断提升，电网侧则增加输配电负荷能力，扩大输配电范围；电源机组大型化，电源侧与负荷侧空间错配明显，电网侧则增加高压线路、特高压线路，提升远距离输配电能力。以前的电源变化并没有颠覆性的改变，根本上是量变的过程。而新能源与传统能源相比，并网时为直流，发电量不可控，分布式电源覆盖范围广，改变具有变革性。

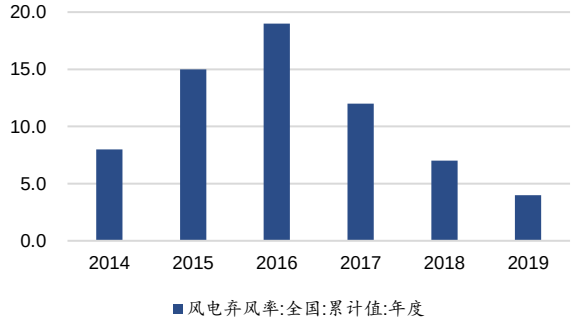
总体来看，经过“十三五”的电网改造，弃风弃光现象得到有效控制。光伏方面，2017 年全国弃光率为 6%，2020 年全国弃光率显著下降，为 2%。风电方面，2014 年，全国弃风率为 8%，2016 年达到顶峰为 19%，而随后经过电网建设增加消纳能力，2019 年弃风率降至 4%。

图 27：全国弃光率（%）



资料来源: Wind，信达证券研发中心

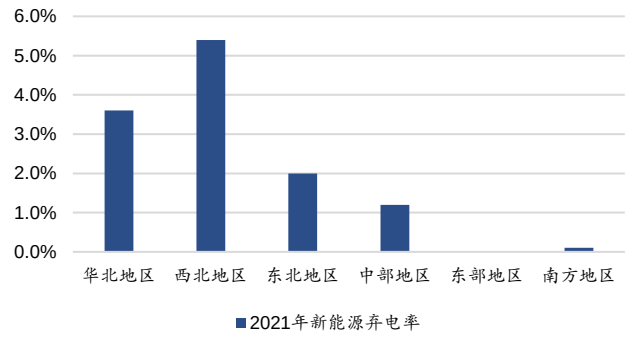
图 28：全国弃风率（%）



资料来源: Wind，信达证券研发中心

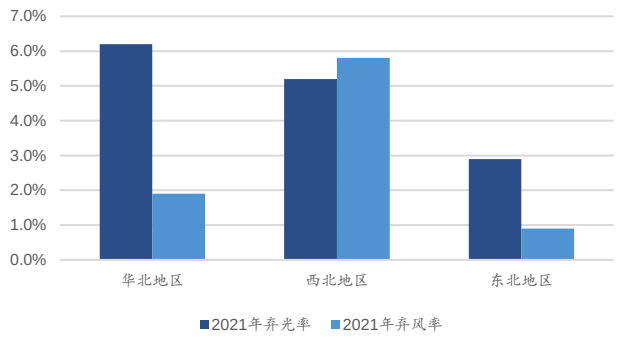
分地区看，三北地区集中式大型风光消纳问题仍然未得到完全解决。华北、西北、东北地区风光资源充足，是大型集中式风光项目的主要建设地区。由全国新能源消纳监测中心数据，2021 年弃风弃光现象主要集中在这三个地区，其中华北、西北、东北弃风率分别为 1.9%、5.8%、0.9%，弃光率分别为 6.2%、5.2%、2.9%。

图 29：2021 年各地区新能源弃电率



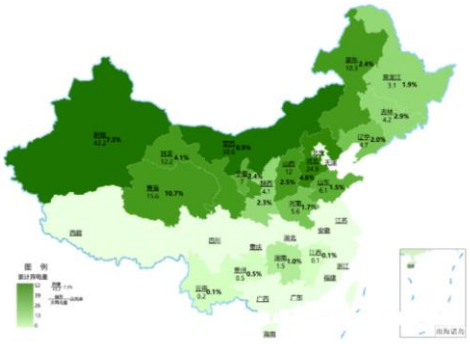
资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

图 30：2021 年三北地区弃风率、弃光率



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

图 31：2021 弃风量分布



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

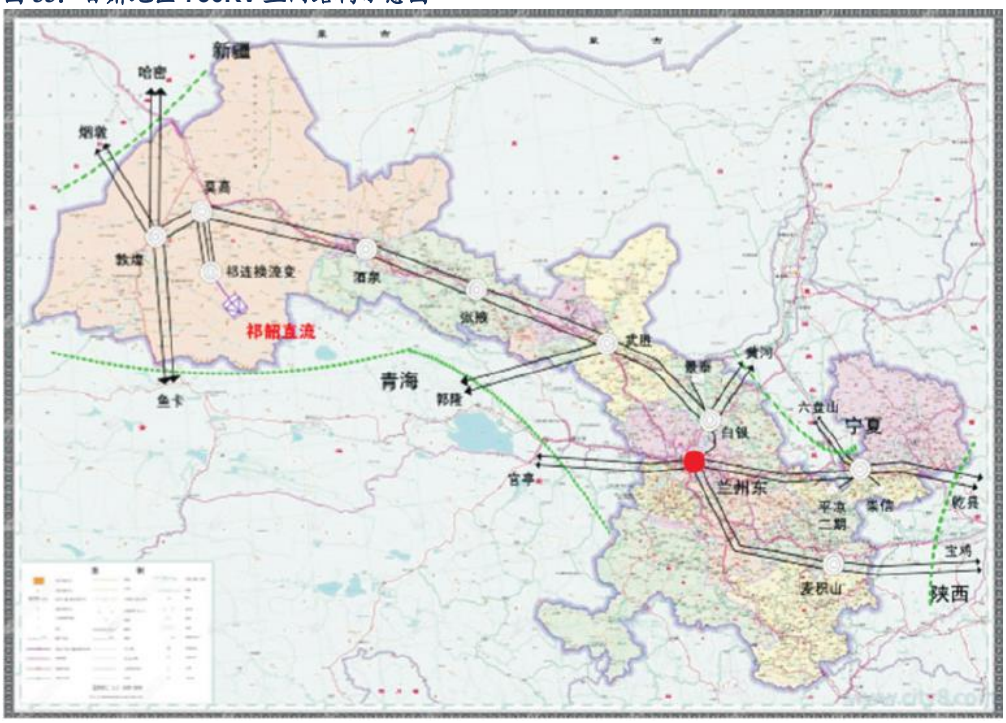
图 32：2021 弃光量分布

资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心，信达证券研发中心

新能源消纳能力不足反应了新能源的时间错配和空间错配问题仍然需要解决。新能源消纳问题原因之一是电源侧发电时，负荷侧用电需求不足（时间错配），原因之二是电源侧发电量无法输送至负荷侧（空间错配）。发电用电的时间错配可以有网储荷三个大方面来缓解：1）电网侧需要加强灵活性和调度能力，当地区用电需求不足时，通过调动来消纳电量，当地区用电需求过高时，调动其他电源来满足需求；2）储能是解决新能源消纳的重要方式，增加储能建设能帮助消纳更多新能源发电；3）需求侧响应相当于改变了负荷曲线，从而缓解时间错配的压力。新能源的空间错配说明新能源的输送通道建设仍然不足，需要持续推进。

潮流互济成为常态，电网智能化、能量管理能力需要加强。以甘肃为例，甘肃地理位置位于西北电网的中心位置，起到潮流交换的枢纽作用。白天甘肃西北地区新能源发电量多，甘肃陕西截面白天以西电东送为主，夜间则以东电西送为主；青岛光伏项目较多，甘肃青岛断面白天光伏大发期间以青电外送为主，晚上则以甘电青送为主。潮流的不定向流动要求电网的调度能力提高，还要提高电网智能化水平和能量管理的能力。

图 33：甘肃地区 750KV 主网结构示意图



资料来源：《甘肃地区高比例新能源大外送电网面临的挑战及思考》，信达证券研发中心

新能源发电并网带来了无功消耗以及谐波效应等电网安全问题。交流供电系统中，无功功率建立磁场，从而让变压器、电感器能够发挥作用，如果无功功率失衡，将会影响电网的电压和电频。传统的电源中，三相交流电可以通过换相等操作来调节电网的无功功率，从而使电网的无功平衡，但是新能源发电本身就需要消耗电力系统中的无功功率，所以会导致无功功率失衡，严重时会让系统崩溃。另外，新能源也会产生谐波效应，因为逆变器将直流电变为交流电上网的时候，会产生谐波。谐波是指电流中所含有的频率为基波的整数倍的电量，谐波的增加将会增加电网的电损以及让电网发生输配电故障。发展至今，我国建立了全国互联的电网系统，供电可靠性得到保障，但是电网故障的影响范围也更大，因此电网侧需要满足供应的同时保证安全。

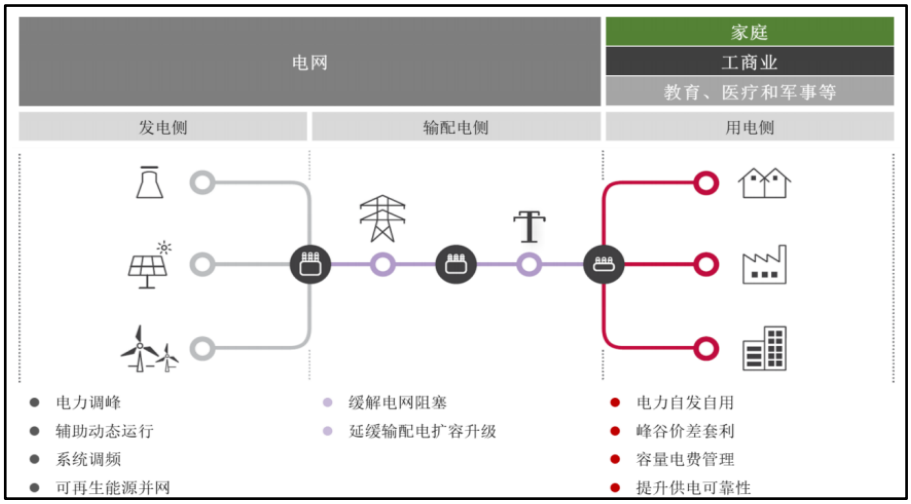
上述电力系统的问题可以总结为：1）电源侧中新能源占比提升带来的发电不稳定性、供电用电的时间错配、集中式风光的空间错配、分布式光伏并网带来的电网规划/运行/控制/质量的全方位影响；2）负荷侧用电量持续超预期，新能源的不稳定性也让电力供不应求状况加剧；3）电网侧对新能源消纳能力的适配能力不足，潮流互济常态化要求电网智能化和能量管理加强。电力系统的改革方向是以解决上述问题为主要目标。

二．新型电力系统将围绕三大方向变革

2.1 新型储能建设将增强新能源消纳能力

储能是可再生能源大规模发展的关键支撑技术，可以当作新型电力系统的新增环节，作用于整个电力系统。电源侧方面，储能可以用于电力调峰、系统调配，也可以在风光项目中配套储能，通过储能的充电放电来调节风光自身的间歇性和不稳定性，平滑新能源发电出力，提高电能质量，也减少了弃风弃光现象。负荷侧方面，储能可以当作备用电源保障用户的电力供给，也可以利用峰谷价差进行套利，降低用电成本。电网侧，当线路阻塞电能无法输送时，储能可以储备电量，缓解电网阻塞问题，也可以缓解新建输配电设施，拉成建设时间，降低成本。

图 34：储能主要应用于发电侧、电网侧和用电侧



资料来源：派能科技招股书，信达证券研发中心

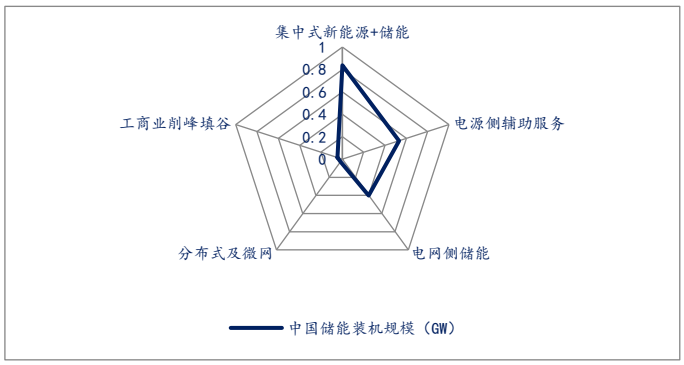
图 35：储能具体应用场景描述

应用场景	主要用途	具体说明
电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
辅助服务	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。储能（特别是电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
集中式可再生能源并网	平滑可再生能源发电出力	通过在风、光电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
	减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
电网侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
	延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。
用户侧	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
	提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：派能科技招股书，信达证券研发中心

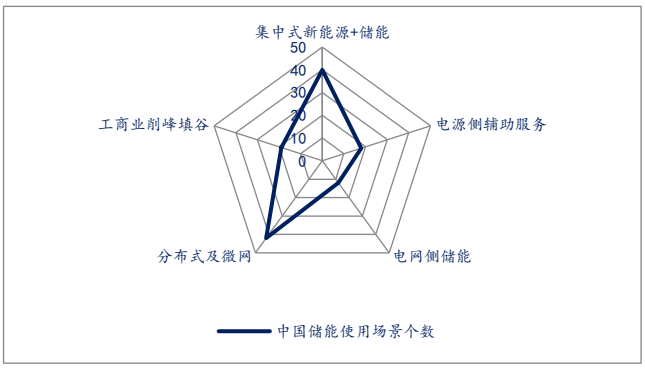
目前我国储能主要应用于集中式新能源储能配套、电源侧辅助服务和电网侧三个方面。中国电化学储能市场中，新能源+储能、电源侧辅助服务、电网侧储能、分布式及微网、用户侧削峰填谷各类场景功率装机规模分别为 837.5 MW、532.3 MW、401.0MW、28.0 MW、45.8 MW，各类场景项目个数依次为 40、18、12、42、19。集中式储能配套是储能市场的主要贡献力量，一方面储能配套可以帮助新能源消纳，提高新能源并网电力质量，另一方面我国储能配套具有政策强制要求（一般不低于 10%）。未来随着新能源的大量接入并网，储能市场也将得到蓬勃发展。

图 36：中国储能装机应用类型（GW）



资料来源：中国化学与物理电源行业协会，信达证券研发中心

图 37：中国储能装机场景个数（个）

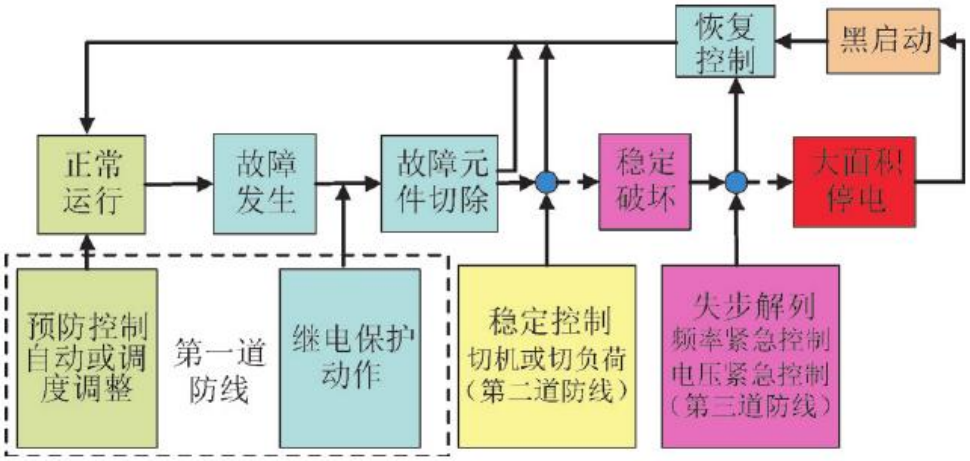


资料来源：中国化学与物理电源行业协会，信达证券研发中心

2.2 增加电力系统中的保护设备

我国电力系统可以划分为三道防线，分别为预防调整和继电保护、切机切符合、紧急控制电压。新能源高占比电网相比传统电网的复杂性大幅增加，但是防控系统仍然可以借鉴传统的防线划分。新能源并网带来的复杂性实际上挑战的主要是第一道防线，传统电网的电源随负荷侧调整，可控性高，第一道防线主要应对一些突发事故或者是负荷侧的剧烈变化。而新能源高占比带来了电源侧的波动性，增加了预防控制的难度，也增加了事故发生的频率，因此预防控制以及调度调整、继电保护相关的电力设备需求会随着新能源占比的提升而增加。

图 38：电力系统三道防线示意图



资料来源：《多直流、高占比新能源电力系统应对严重扰动新技术研究》，信达证券研发中心

具体实施来看，改革思路为故障或扰动隔离、主动稳定控制和防止崩溃三个方面。故障或扰动隔离主要是第一道防线改造，在故障发生时，通过继电保护设备隔离故障源，减少故

障对电网的后续影响，比如断路器等等。主动稳定控制可以从故障和扰动事件开始，通过控制措施跳开开关，将调切一体化、智能化。防止崩溃则涉及到最后一道防线，由于新能源有一部分是具有独立运行能力的分布式微网，将主网解列和微网解列相结合，改进解列的范围。

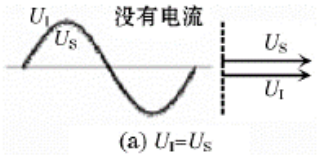
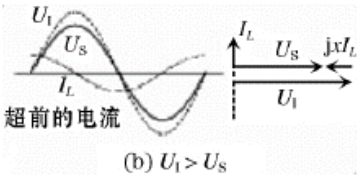
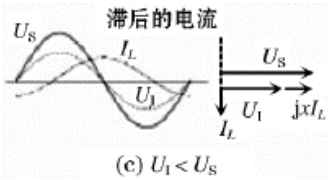
动态无功补偿器、谐波滤波器等需求随新能源比例上升而增加。前文所述新能源发电容易产生无功功率不平衡以及谐波问题，因此随着新能源比例上升，处理该问题的无功补偿器和谐波滤波器需求将上升。无功补偿装置主流可以分为 SVC 和 SVG 两种，其中 SVG 具有适应低电压、更高的安全性、谐波效应小而且可以抑制系统谐波、占地面积小的优势，因此更加适合新能源占比升高的电力系统。SVG 的工作原理是通过控制补偿电流来控制无功功率的发出与吸收。

图 39：SVG 的运行模式以及补偿特性

特性	SVC	SVG
组成	晶闸管控制电抗器、固定电容器组	桥式变流电路、IGBT
原理	相当于动态的无功源，根据电网需求来提供无功或吸收感性无功。通过控制可控硅阀组，调节相角，来控制无功功率	相当于控制逆变器调节无功功率的开关，调节大功率电压型逆变器来调整发出和吸收无功功率
低电压特性	不佳	低压特性好，因为 SVG 有电流源的作用，受到母线电压的影响很小
安全性能	可控硅调节电抗+多组电容容易发生谐振放大现象，从而导致安全事故。系统电压波动大是补偿效果不佳	安全性能好
谐波特性	受到谐波影响，而且自身会产生谐波，必须配套滤波器组	系统谐波效应影响小，而且可以抑制系统谐波
占地面积	大	较小

资料来源：信达证券研发中心整理

图 40：SVG 的运行模式以及补偿特性

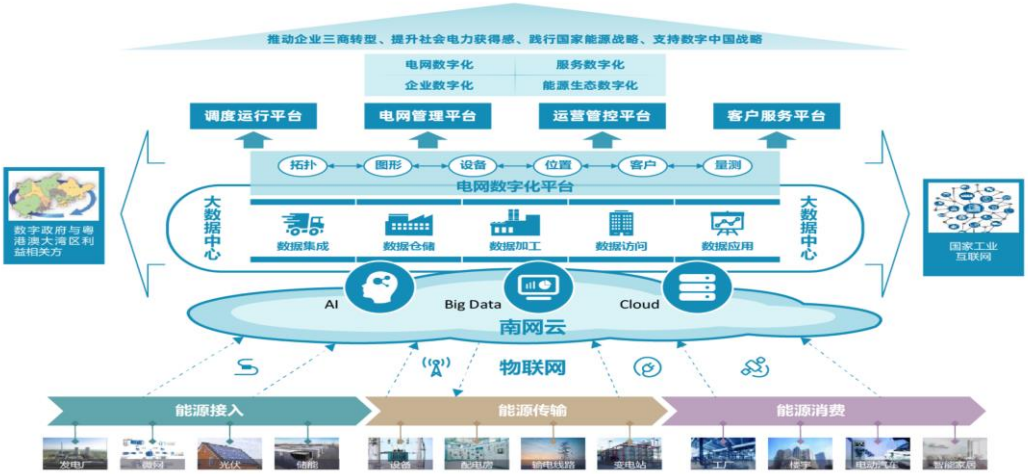
运行模式	波形和相量图	说明
空载运行		$U_I=U_S, I_L=0$，SVG 不起补偿作用
容性运行		$U_I>U_S$，I_L 为超前的电流，其幅值可以通过调节 U_I 来连续控制，从而连续调节 SVG 发出的无功功率
感性运行		$U_I<U_S$，I_L 为滞后的电流。此时可以连续控制 SVG 吸收的无功功率

资料来源：《SVG 在起动备用电源外部专线上的应用分析》，信达证券研发中心

2.3 电力系统智能化

新型电力系统的智能化改革目的是提高能源综合利用效率，提高供电可靠性，促进新能源利用，其措施是让电力系统中的源储网荷多样互动，形成相互协调的有机生态系统。南方电网的“十四五”规划中，智能输电、配电、用电建设是工作重点，数字化规划总投资预计超过 260 亿。从南网的规划蓝图中可以看出，数字化改革涉及电源接入、电力输送、能源消费等各个部分，其中数字化平台是建设的核心。电网公司通过构建数字化平台来实现电网全环节和生产全过程的数字化，提高电网的安全稳定运行能力，提高对复杂电网的驾驭能力，从而让电网适应新能源并网带来的变化，提高电网的运营调节能力。

图 41：南方电网数字电网蓝图



资料来源：南方电网，信达证券研发中心

具体来看，智能电网建设可以分为控制类智能化和采集类智能化。

控制类智能化包括智能分布式配电自动化建设、用电负荷需求侧响应、分布式能源这三部分。1、分布式配电自动化建设主要是实现配电网的保护控制，通过继电保护自动装置检测配电网的线路或者设备状态信息，如果发生故障，则可以快速进行故障判断以及定位，从而快速隔离配网线路故障区段。2、需求侧响应是让电力用户改变固有的用电习惯，将用电负荷曲线和发电出力曲线减少偏差。这部分实际上是连接电源侧和负荷侧的智能化改革。3、分布式能源调控（虚拟电网）是通过先进信息通信技术和软件系统,实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分散控制系统的聚合和协调优化,以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。其构成包括分布式电源监控主站、分布式电源监控子站、分布式电源监控终端和通信系统等。

采集类智能化建设包括高级计量和智能电网大视频应用。1、高级计量的基础是智能电表，通过采集用电信息来满足智能用电和个性化客户服务需求。企业端，智能电表采集工业客户用电信息，为企业提供能效管理提供支撑；居民端，智能电表相当于电网路由器，可以提供给用户关键用电信息、电价信息从而促进优化用电，这也可以推动需求侧响应的发展。2、智能电网大视频应用主要是为了替代人工进行巡查作业以及监控，从而减少人力使用，也提供安全可靠性。

图 42：智能电网应用类型以及应用场景

类型	典型场景
控制类智能化	1、智能分布式配电自动化；2、用电负荷需求侧响应；3、分布式能源调控；
采集类智能化	1、高级计量；2、智能电网大视频应用（包括变电站巡检机器人、输电线路无人机巡检、配电房视频综合监控、移动式现场施工作业管控、应急现场自组网综合应用等）

资料来源：5G 智能电网应用白皮书，信达证券研发中心

智能电网改革以及通信技术应用使电网中的电子元件数量变多，变相增加了用电需求。计算机和通信行业正是带动电力需求增长的两个主要新兴行业，无论是控制类智能化，还是采集类智能化都需要用到通信技术以及计算机技术，在这个过程中需要消耗电力。因此智能化的建设实际上增加了用电需求，加剧了电力供需矛盾。

2.4 电力市场化改革是疏导电力供需矛盾的重要方式

2021 年以来电力市场化改革政策提速，电力价格市场化机制逐步完善。电力市场化改革政策推进了容量电费纳入输配电价格回收机制、完善新能源和储能的价格形成机制、推进分时电价和峰谷电价、增加燃煤电价的浮动范围。其中容量电费、完善储能的价格形成机制是为了提升储能项目建设的合理性和经济性，从而推进储能的有效发展。分时电价和峰谷价差的拉大一方面增加了储能的套利空间，另一方面推进了需求侧响应以及虚拟电网等负荷侧改革的发展。

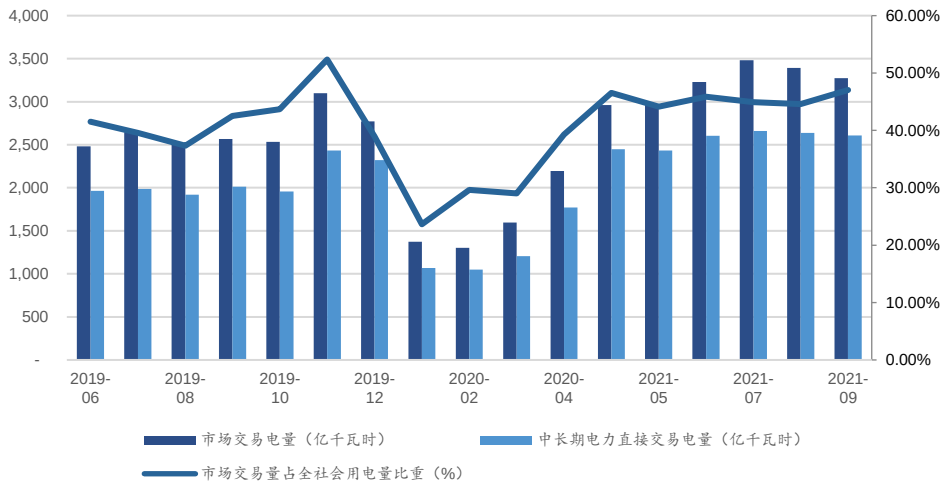
图 43：电价机制逐步完善

时间	文件名称	主要内容
2021.05	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	以竞争性方式形成电量电价；完善容量电价核定机制；建立容量电费纳入输配电价回收的机制；建立相关收益分享机制；完善容量电费在多个省级电网的分摊方式；完善容量电费在特定电源和电力系统间的分摊方式。
2021.05	《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。
2021.07	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	明确在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差不低于 4:1，其他地方不低于 3:1，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳。
2021.10	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	调整燃煤发电交易价格上下浮动范围由 2020 年以来的上浮不超 10%、下浮不超 15%更改为上下浮动均不超过基准电价 20%，其中高耗能企业不受 20%的限制。

资料来源：发改委，信达证券研发中心

随着市场化交易电量不断提升，峰谷价差进一步拉大，将会激励需求侧资源开发利用以及储能市场发展，促进新能源的消纳，变相增加供给能力。我国市场化交易电量不断提升，国家发改委价格司副司长彭绍宗表示，燃煤发电目前已经有 70%的电量参与了电力市场，此次改革明确有序推动全部燃煤发电电量进入市场形成市场交易电价，随着燃煤发电电量全部进入电力市场，电力市场价格机制将越来越完善。由于峰谷价差是需求侧资源开发利用效益以及用户侧储能收入的主要来源，各地峰谷价差持续拉大，将会激励这两部分的发展，对促进新能源消纳形成有效补位。

图 44：我国市场化电交易量



资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 45：2021 年各省分时电价政策

发布时间	地区	开始执行时间	政策主要内容
11 月 30 日	安徽	征求意见稿	季节性高峰（1、7、8、9、12 月）上浮 81.3%,其余月份高峰上浮 71%,低谷时段下浮 58.5%。
11 月 25 日	山东	2022 年 1 月 1 日	高峰（9h）、平时（6h）、低谷（9h）；尖峰（夏季 3h、冬季 5h）。峰谷电价浮动比例为上下浮动 50%；尖峰电价在高峰基础上再上浮 50%。
11 月 19 日	广西	2021 年 12 月 20 日	峰、平、谷时段各设 8 小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。
11 月 16 日	青海	征求意见稿	峰、平、谷时段各设 8 小时；春季、冬季各增设 2 小时尖峰时段。峰、谷电价浮动±63%；；尖峰时段在高峰电价基础上上浮 20%。
11 月 12 日	陕西	2022 年 1 月 1 日	峰、平、谷时段各设 8 小时；夏冬工商业增设尖峰各 2 小时。峰谷在平段基础上+50%以上；尖峰电价在高峰电价基础上+20%。
11 月 11 日	甘肃	2022 年 1 月 1 日	峰、平、谷时段各设 8 小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。
11 月 9 日	湖南	2021 年 12 月 1 日	峰、平、谷时段各设 8 小时；工商业划分季节性尖峰时段 4 小时。峰谷电价浮动±60%；尖峰时段电价在高峰电价基础上+20%。
11 月 3 日	吉林	2022 年 1 月 1 日	优化调整高峰（8h）、平时（9h）、低谷时段（7h），峰谷电价在平时电价基础上浮动+50%；高峰时段中增设尖峰时段,尖峰电价在高峰电价基础上+20%。
11 月 1 日	江西	2022 年 1 月 1 日	冬季季尖峰时段各为 2h，高峰时段 4h；春季秋季高峰时段 6h；年谷时 6h，平时 12h。峰谷电价浮动±50%；尖峰电价在高峰电价基础上上浮 50%。
11 月 1 日	云南	2022 年 1 月 1 日	峰、平、谷时段各设 8 小时，峰谷电价±50%。
10 月 29 日	蒙东	2021 年 11 月 1 日	高峰 8 小时、平时 9 小时、谷时段 7 小时；6-8 月实行尖峰时段 2 小时。峰谷电价浮动±50%；尖峰电价在峰段价格基础上+20%。
10 月 29 日	蒙西	2021年11月1日	大风季高峰（4h）、平时（11h）、低谷（9h）；小风季高峰（6h）、平时（13h）、低谷（5h）；6-8 月实行尖峰时段,每日 2h。大风季高峰时段在平段价格标准上+48%、谷段-21%；小风季高峰时段在平段价格标准上+48%、谷段-53%；尖峰时段在高峰价格基础上+20%。
10 月 15 日	江苏	2021年10月15日	大工业用电峰时电价+72%，低谷电价-58%；尖峰电价在高峰电价基础上+0.1 元/kWh。
9 月 10 日	浙江	2021年10月15日	大工业峰谷时段调整为:尖峰 4 小时、高峰 8/小时、低谷 12 小时；夏季、冬季尖峰增加为 6 小时。提高大工业尖峰电价 5.6 分/kwh、高峰电价 6 分/kwh，降低低谷电价 6.38 分/kwh。
9 月 1 日	贵州	2021年10月1日	峰、平、谷时段各设 8 小时,峰谷分别在平段标准基础上±50%。
8 月 31 日	广东	2021年10月1日	高峰 7h、低谷 8h、平段 9h。峰（+70%）、平、谷（-62%）；尖峰电价在峰段电价基础上上浮 25%。
8 月 30 日	宁夏	2021年10月1日	峰、平、谷时段各设 8 小时，峰谷分别在平段标准基础上±50%。

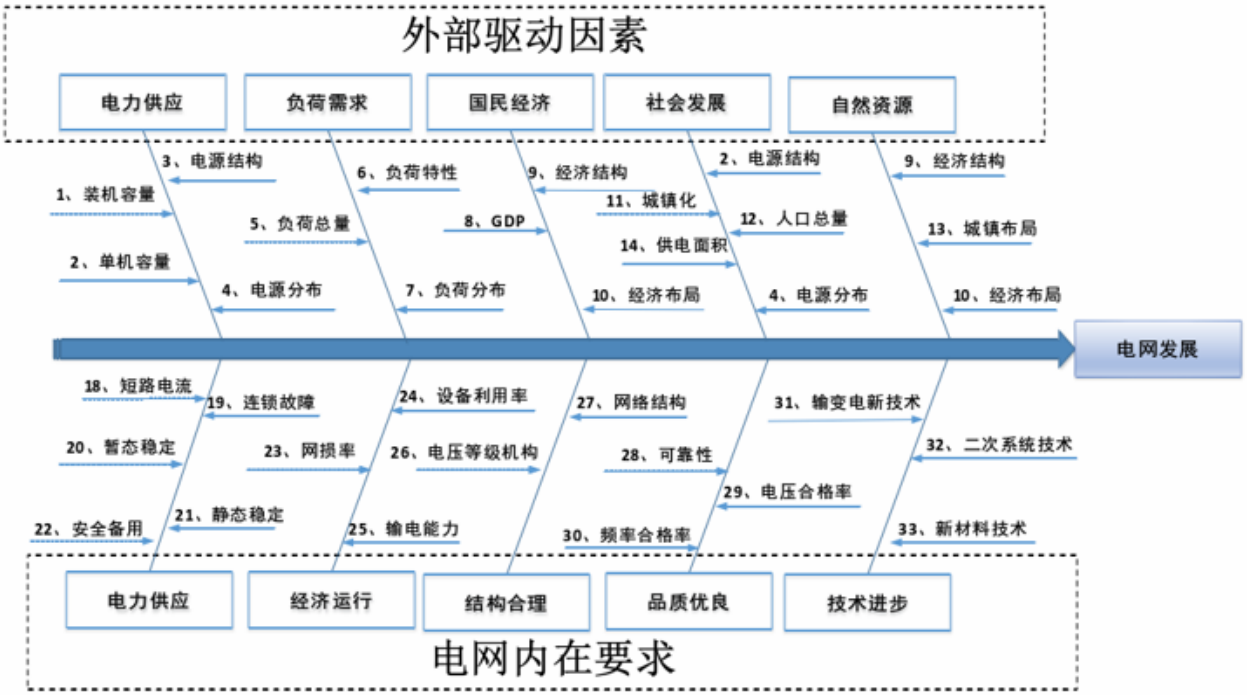
资料来源：各省发改委，国际电力网，信达证券研发中心整理

三．电网投资进入新的成长阶段

3.1 电网投资发展影响因素以及发展历程

电网发展驱动因素可分为外部因素和内在需求两部分。外部因素主要是我国经济环境和电力供需环境，包括电力供应、负荷需求、国民经济、社会发展、自然资源，内在需求涉及电网安全、稳定运行的能力。除此之外，电网的投资主体是国家电网和南方电网，这两家公司的营运能力和财务水平也与电网投资相关。下面我们从外部环境与公司投资水平分析电网的发展历程。

图 46：电网发展相关因素

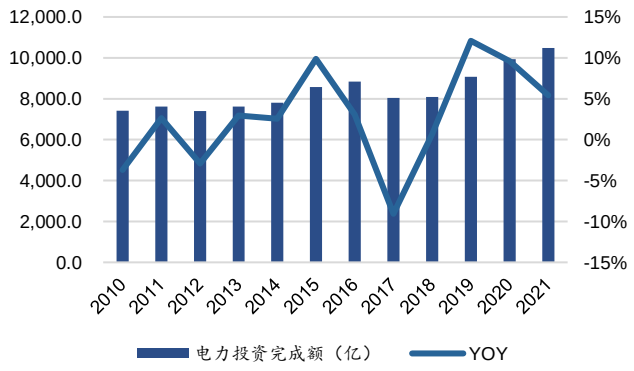


资料来源：《电网投资关键影响因素及项目组合优化研究》，信达证券研发中心

电力投资按照政策周期进行规划，十二五与十三五的总投资额增速较为稳定。电力投资分为电源投资以及电网投资，由国家电网和南方电网发布，规划周期与政策周期都为五年为单位。十二五期间的电力投资总额为 3.9 万亿，2010-2015 年 CAGR 为 3%；十三五期间的电力投资总额为 4.4 万亿，2016-2020 年 CAGR 也为 3%。

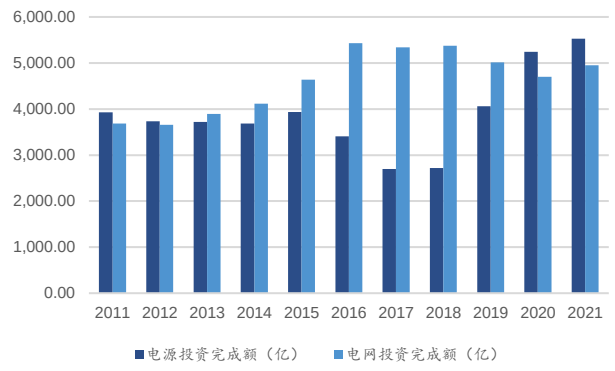
从电力投资结构来看，十二五到十三五之间电力投资经过了结构性转变，从源网并重向电网投资倾斜。十二五期间，电源投资与电网投资齐头并进，电源投资十二五期间投资总额为 1.9 万亿，5 年 CAGR 为 0.05%，电网投资则为 2 万亿，5 年 CAGR 为 5.9%；十三五期间，电源投资和电网投资分别为 1.8 万亿和 2.6 万亿，CAGR 分别为 11.3%和-0.36%，电网总投资超过电源投资 8000 亿元，但呈现逐年下降的趋势。

图 47：电力投资总额以及同比



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 48：电源投资完成额以及电网投资完成额



资料来源：Wind，信达证券研发中心

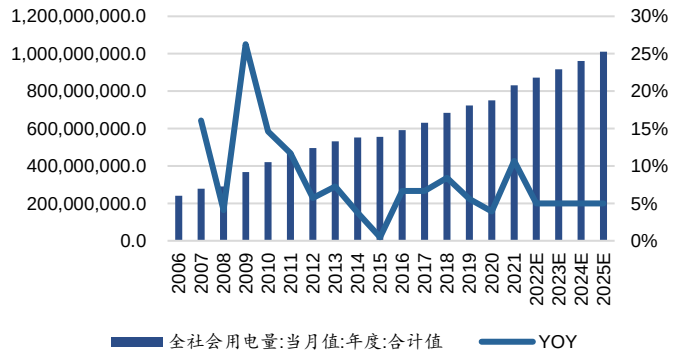
3.2 电力投资发展的外部因素分析

长期来看，电力投资总额由电力需求、经济发展状况推动，全社会用电量随经济增长稳定上升。电力需求由国家各个环节的经济发展密切相关，我国经济增速近 10 年快速增长，除 2020 年受疫情影响一直保持实际 GDP 增速 6%以上，经济增长也带动全社会用电量快速上升。2006 年我国全社会用电量为 2.4 亿万千瓦时，而 2021 年全社会已经达到 8.3 亿万千瓦时，15 年 CAGR 为 8.6%。

电力生产弹性系数和电力消费弹性系数具有周期性，我们认为其周期性与经济周期相关。从经济增速与全社会用电量增速走势来看，我们做一阶差分可以发现两者的正负基本一致，但是增速幅度有所差别。将电力生产量、电力消费量与实际经济增长率计算得到电力生产弹性系数和电力消费弹性系数，可以发现其具有明显周期性：1）弹性系数地点与经济衰弱期重合，1997/1998 年发生亚洲金融危机，2008 年发生全球次贷危机，2015 年全球经济处于复苏冰点，以前节点我国经济都处于衰退期，电力弹性系数也处于阶段性低点，生产弹性分别为 0.27、0.60、0.15，电力消费弹性系数分别为 0.36、0.57、0.14；2）每轮周期的平均弹性系数具有周期轮动性，1999-2008 年平均弹性系数为 1.15，2009-2015 年为 0.83，2016 至今为 1.13。

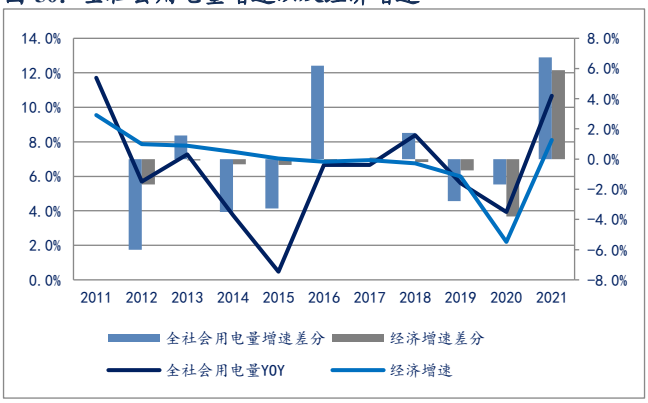
根据我们测算，2025 年全社会用电量可以达到 10.1 亿万千瓦时。保守估计十四五期间的电力消费弹性系数为 1，根据我国十四五规划的经济增速平均为 5-5.5%之间，以 5%来保守测算，可以得到 2025 年的全社会用电量为 10.1 亿万千瓦时（电力规划院预计 2025 年用电量为 9 万亿-10 万亿千瓦时），未来电力需求仍然强劲，电力投资仍会保持高速增长。

图 49：全社会用电量（万千瓦时）以及同比



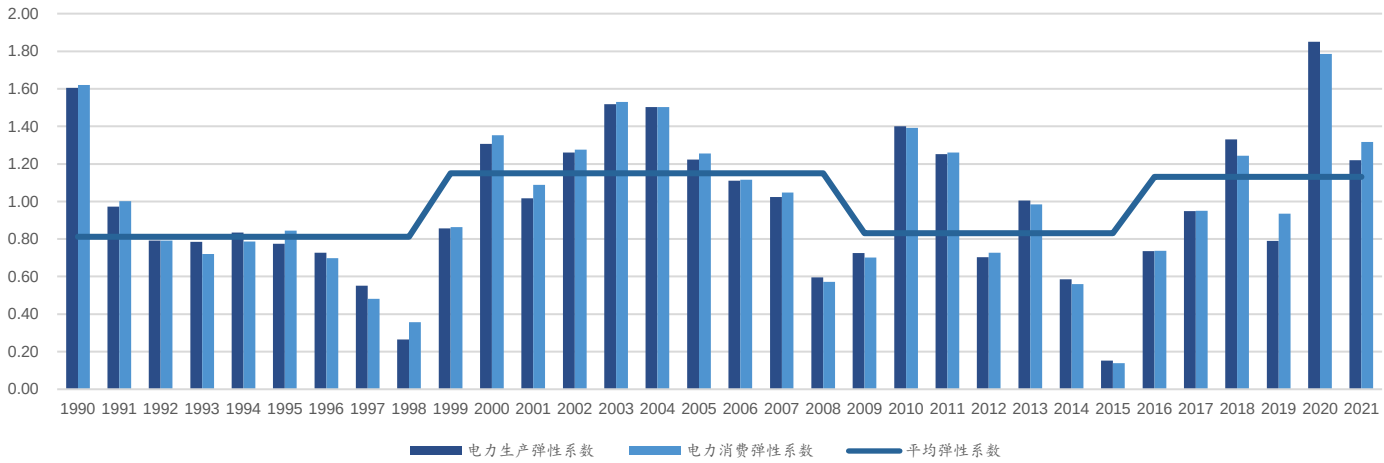
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 50：全社会用电量增速以及经济增速



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 51：电力生产和电力消费弹性系数

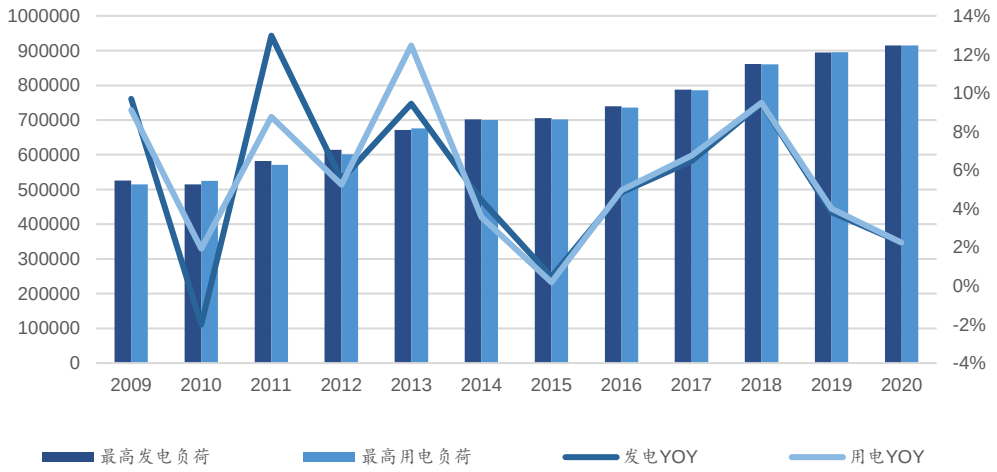


资料来源：Wind，信达证券研发中心

另外，最大发电负荷和最大用电负荷逐年增加，共同带动电力投资完成额。电网需要保障的特点之一是电网的安全性，其主要与最大电力负荷有关。最大用电负荷的稳定上升促进

电网投资需求上升，十二五期间最高发电负荷和最大用电负荷 CAGR 分别为 5.0%和 5.2%，十三五期间分别为 5.5%和 5.6%。

图 52：最高用电负荷和最高发电负荷（万千瓦）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

短期来看，电力投资具有逆周期调节的作用，经济衰退时期通过投资促进经济回暖。从投资额来看，根据我们前面分析十二五和十三五的电力投资总量保持增长是由于电力需求推动。但我们发现，十二五和十三五之间的投资完成额在经济衰退时期（2015 年和 2020 年）反而增速最快，电力投资属于基建类投资，在经济发展中扮演着逆周期调节的角色。2016 年、2020 年我国分别推动现代基础设施网络建设和新基建，因此电力投资短期内增速较快，响应政策号召，促进经济回暖。

图 53：我国逆周期调节政策梳理

政策	提出背景	详细规划方案
2020 年“新基建”	2020 年新冠肺炎疫情影响全球经济下滑，2021 年疫情反复影响国内生产、进出口，2021 年四季度经济增长低于预期，经济下行	2021 年下半年，云南、江西、江苏、四川等 20 多个省出台《“十四五”新型基础设施建设规划》
2018 年“基建补短板”	2018 年经济走势呈现前高后低的态势，下半年开始经济下滑压力加大	2018 年下半年，我国国务院提出聚焦补短板、扩内需、稳就业，并随后印发《国务院办公厅关于保持基础设施领域补短板力度的指导意见》，支持“一带一路”建设、长江经济带发展等重大战略
2016 年“现代基础设施网络”	宏观经济处于衰退期，2015 年 2 月起央行多次降准降息	2016 年 3 月国家发改委印发《交通基础设施重大工程建设三年行动计划》
2013 年“信息消费”	GDP 增速下滑，2012 年央行经过两次降准两次降息，经济进入复苏期	2013 年 8 月，国务院印发《关于促进信息消费扩大内需的若干意见》，提出了促进信息消费的主要任务。
2009 年“战略新兴产业”	全球经融危机叠加国内自然灾害，经济下滑严重	2012 年 7 月，国务院审议通过并正式发布了《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》，提出了 20 项工程。

资料来源：信达证券研发中心整理

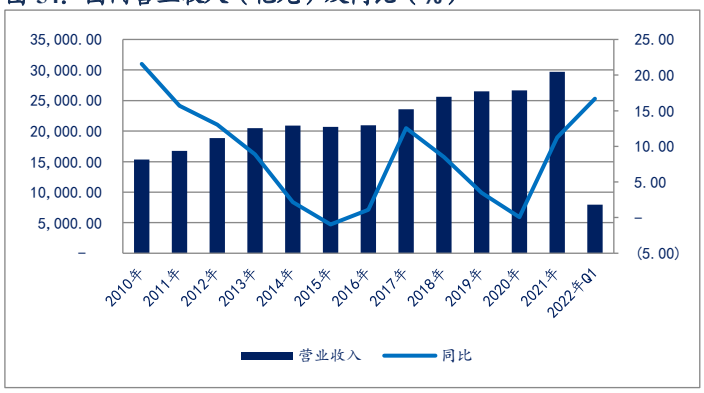
从电力投资结构上看，我们认为十三五期间电网投资占比显著提高的原因为：1）发电侧和供电侧空间错配，随着新能源发电占比逐步提高，西北地区发电量大于用电量，东南地区用电量大于新能源发电量，因此电网投资大幅增加特高压建设需求；2）十二五期间新增的新能源发电量由于电网消纳能力不足导致弃风率/弃光率较高，十三五期间着重增大电网投资比例，削减电源投资，从而解决弃风弃光问题。

3.3 两网利润改善，具备持续投资优化电网的能力

电网投资额与两网公司的盈利能力和经营情况相关。电网投资额相当于国家电网与南方电网的资本开支，电网公司经营状态较好的情况下，公司投资意愿与投资能力更强。电网的营业收入与全社会用电需求相关，根据我们上面分析，近十年我国电力需求稳步上升，所以国网和南网的营收逐年上涨。而净利润是决定电网新增资本开支的能力，十二五期间，国网南网的净利润增速较快，并在2016年达到阶段性新高，国网投资额在十二五期间也体现出了成长性。十三五的电网建设改造消纳新能源发电，增加较大成本，净利润逐年下降，因此电源投资下降较大，公司投资压力较大。2019 年 12 月，国网和南网盈利能力受到疫情影响到达低谷，国网发布《关于进一步严格控制投资的通知》表示投资要更注重短期效益、投资费用比，将安全运行与稳定供电作为主要目标，储能建设需要考虑能力做适当建设。

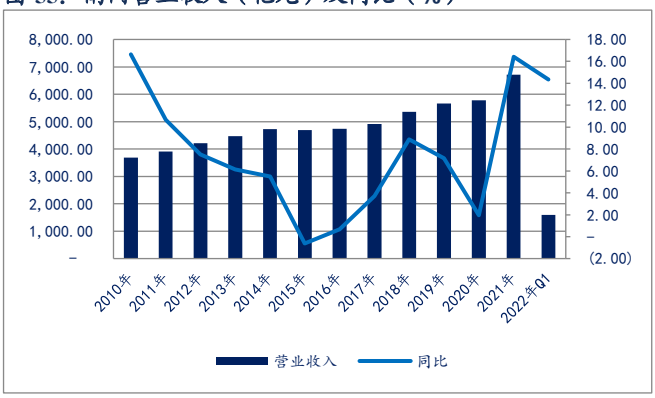
中国经济持续恢复，社会用电量持续攀升，带动国网南网利润上升。我国 2020 年疫情影响较为严重，国家实行政策性降低电价，因此电网盈利受到较大影响。而随着我国疫情得到控制，各个企业复产复工，经济得到恢复，全社会用电量也随之上升，国网和南网的盈利不断改善。2022 年 Q1 国网归母净利润增速创 10 年新高，达到 41.83%，南网归母净利润也处于历史高位，为 21.63%。未来随着电力市场化进一步推进，电网公司盈利能力继续加强，投资能力进一步加强，电网投资额有望保持快速增长。

图 54：国网营业收入（亿元）及同比（%）



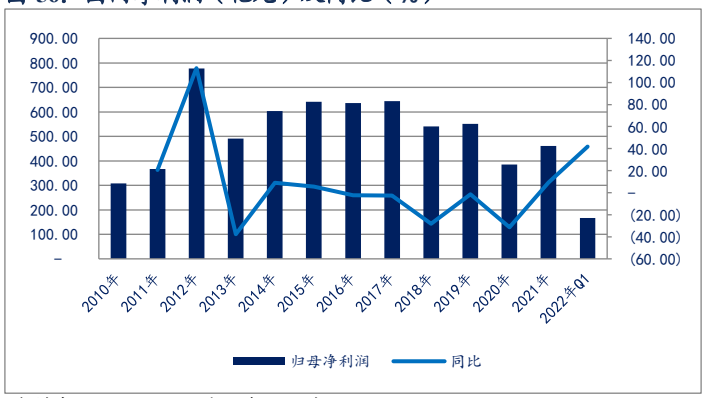
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 55：南网营业收入（亿元）及同比（%）



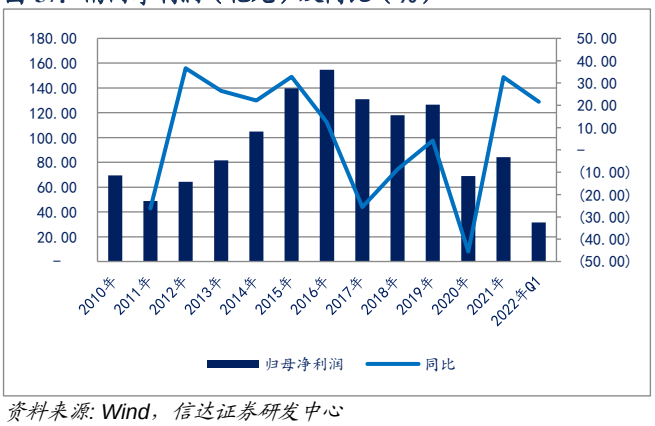
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 56：国网净利润（亿元）及同比（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 57：南网净利润（亿元）及同比（%）



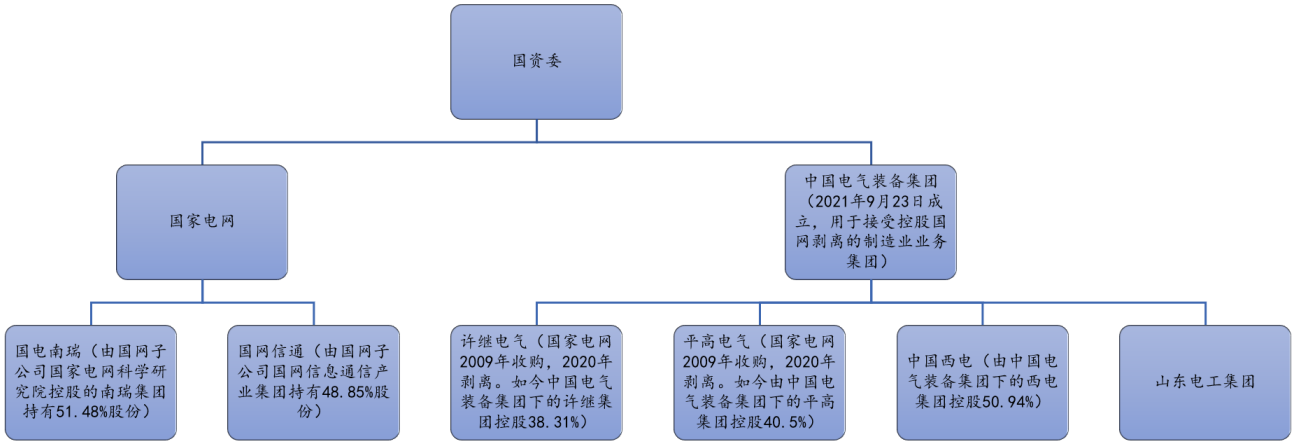
资料来源：Wind，信达证券研发中心

电力系统改革打破垄断格局，构建发电、输电、上游电力设备制造的产业链利益关系，以市场竞争的方式来增加招投标有效性，推进电力成本下降。2002 年之前，我国的电力系统的供电、输配电、售电等环节都由国家电力公司垄断，2002 年国务院发布《电力体制改革方案》进行厂网分离，形成两大电网（国网、南网）和五大发电集团（华能、大唐、华电、国电、国家电投），将发电、输配电分离，推进发电企业的部分市场化以及竞价上网。2010 年，我国继续深化改革，重组了电网的省设计院、中国电力工程顾问集团公司、中国水电顾问工程集团公司和电力建设工程公司，形成了两大 EPC 单位，将发电、工程建设、电网输配电建设分离。2021 年 9 月我国成立中国电气装备集团，将许继集团、平高集团、西电集团和山东电工集团等电力设备制造集团重组整合。目前，电力设备行业只有国电南

瑞、国网信通还归属于国家电网集团控股。梳理电力改革的脉络，我们认为改革方向是让电力系统的各个部分从利益共同体分割成产业链的利益成本关系，让各部分供应更加市场化，增加招投标的有效性，降低成本。

从改革方向来看电力设备行业，总体集中度将呈现下降趋势，对新需求的响应、产品扩张带来成长性，高壁垒铸造护城河。电力改革中，国网剥离电力设备板块业务实质上改变了电力设备行业的单一垄断市场，增加了电力设备行业的市场竞争性。以增加竞争性的目的为考虑，电力设备行业将朝着市场集中度下降的趋势发展。在这样的趋势下，电力设备的制造壁垒降低市场竞争加剧的风险，电力设备新的需求带来行业的细分成长性。这就对公司提出了对新需求的响应能力，也就是研发能力和在先进的设备领域的生产能力。顺着这个趋势，各个产品的集中度降低带来了企业新进入细分产品的机会，因此如果企业有较强的横向产品研发能力，也会以业务范围的扩大带来企业本身的成长。

图 58：电力设备公司与电网关系



资料来源：Wind 等，信达证券研发中心整理

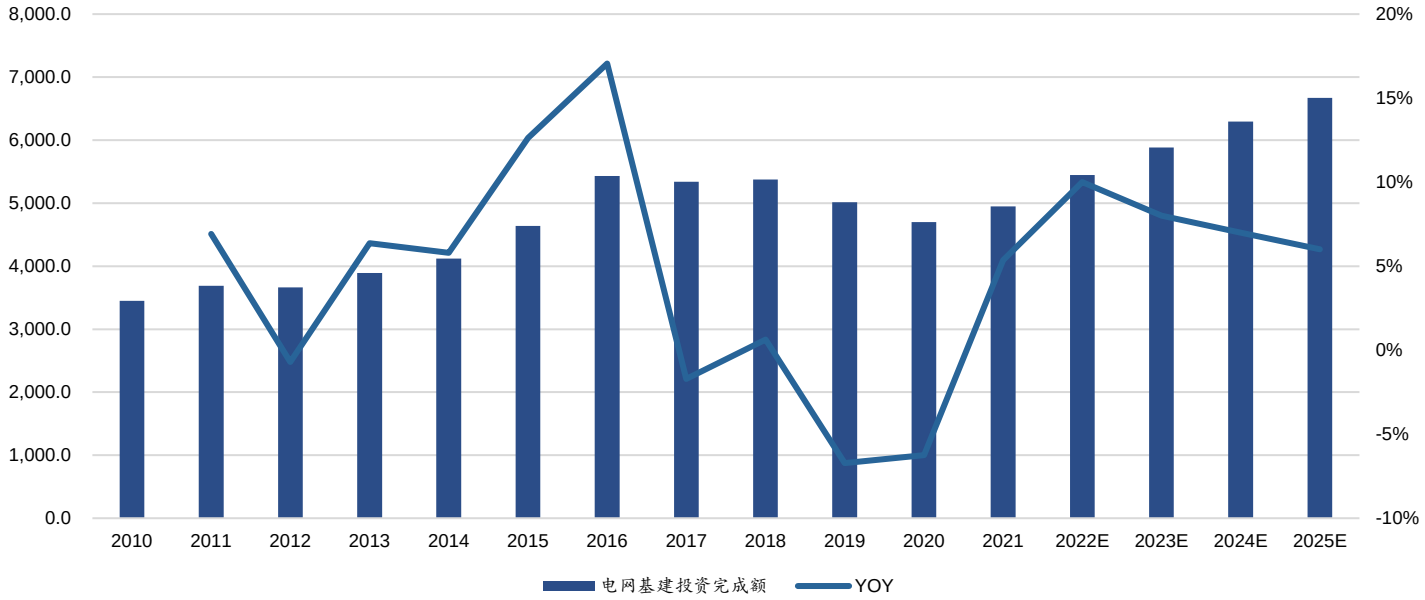
3.4“十四五”电网投资将进入新的成长阶段

外部因素来看，全社会用电量的稳定提升和最大发电/用电负荷的增加要求电网公司加大投资以保证电网的稳定性和安全性。目前我国经济增速放缓，新基建是刺激经济回暖的有效手段，而电网投资具有逆周期调节的作用，所以短期电网投资有望进一步提高。另外，新能源发电占比逐步提升进一步加剧了供电/用电的空间错配问题，因此增加特高压建设要求，”十三五“期间降低了弃风率弃光率，”十四五“电源投资会相应提升，而电网需要适配电源投资额。

内部因素来看，“十四五”期间电力市场化有望进一步推动，结合电力供不应求的局势，电价会继续上涨。这给国网和南网带来了更高的利润，因此提升了电力投资的能力和意愿。

结合电网投资规划的完成情况，我们发现每个规划期内的规划值和完成额基本一致，**目前来看南网和国网投资”十四五“规划 2.9 万亿，其中国网投资总额达到 2.23 万亿，南网 0.67 万亿，我们测算 2022 年电网投资为 5446 亿，2025 年投资额为 6671 亿。**

图 59：电网投资完成额（亿元）以及预测



资料来源：Wind，信达证券研发中心

3.5 “十四五”期间两网投资聚焦特高压和配电网建设

电网建设中，根据电压等级可以分为常规输变电、特高压输变电以及配电网建设。按照中电联统计的电力建设，交流电35kv以上可以认为是输电建设，35kv以下则是配电网建设。具体划分可以分成高压、超高压、特高压三类，特高压一般指交流电1000kv以上和直流输电800kv/1100kv的输电线路，高压和超高压是输电的常规输电线路。

图 60：电压等级分类

	特高压	超高压	高压	中压	低压
交流	1000kV	750kV、500kV、330kV	220kV、110kV、66kV、35kV	10/20kV	380/220V（我国家庭常用电压）
直流	特高压		高压		
	±1100kV、+800kV		+660kV、±500kV、±400kV、±320kV、+200kV、+160kV		

资料来源：电工之家，信达证券研发中心整理

十四五投资规划中，南网重点投资配电网建设，国网投资聚焦特高压和配电网智能化。南网主要负责广东、广西、云南、贵州和海南五省区，也符合西电东送的格局，但相比西北和华北而言远距离输电需求有限，南网更加注重区域电网的生态。因此南网的主要建设重点在配电网，尤其是配电网智能化建设，其目的一是为消纳新能源发电，二是提高用电效率，缓解供需矛盾。十四五南网的规划投资为6700亿，其中配电网投资达到3200亿，占比48%。国网方面，十四五期间的建设重点与南网类似，为配电网建设、智能化建设，但是国网也肩负解决西北/华北/华中的大范围西电东送的责任，所以特高压建设会继续完善。

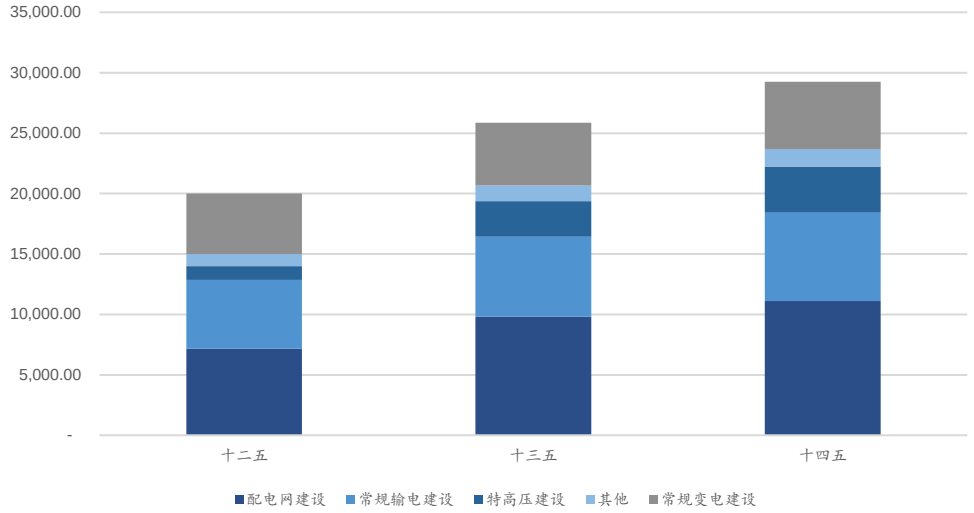
图 61：电力投资十四五规划战略和具体目标/措施

公司	十四五战略目标	具体目标措施
南网	打造更坚强的配电网服务国家新型城镇化战略和乡村振兴战略	1、配电网计划投资额达到 3200 亿元；2、到 2025 年南网五省区全社会最大负荷提升至 2.95 亿千瓦；3、到 2025 年全网客户平均停电时间下降至 5 小时以内
	以数字化促智慧化全力提升用户获得感	1,推进输电线路智能巡视,35 千伏及以上线路实现无人机智能巡检全覆盖；2、推进智能变电站建设,实现配网状态监测、故障快速定位、故障自动隔 离和网络重构自愈；3、提升电能消费比重、推进充电基础设施及车网互动；4、推进多能互补和综合能源服务。
	加快建设新型电力系统服务"双碳"目标实现	1、增加风电、光伏装机规模 1.15 亿千瓦；2、增加抽水蓄能 600 万 kW,推动新能源配套储能 2000 万 kW；3、建设集中开发与分散开发并举、就近消纳为主的电源结构
	更高标准融入和服务区域协调发展大局	
国网	持续完善特高压和超高压骨干网架，提升电网对新能源大规模开发、大范围消纳的支撑能力	2030 年，跨省跨区输电能力将提升到 3.5 亿千瓦
	持续提升利用效率，规划建设西北西南，跨区域、跨流域、跨季节调度	持续提升已建输电通道利用效率，“十四五”规划建设西北、西南到华北、华中、华东 7 回共计 5600 万千瓦特高压直流输电工程，开展跨区域、跨流域、跨季节联合调度，进一步提升资源跨区配置能力
	提升配电网消纳能力，加强互联互通和智能控制，不断强化配电网的资源配置作用	满足国网装机容量超过 1.8 亿千瓦，提高促进高比例分布式能源就地消纳
	积极推动发展，因地制宜建设独立性微电网，促进分布式电源、电动汽车、电能终端、新型储能多元负荷聚合互动，参与电网调峰和优化运行	
	工业生产、交通运输、居民采集等领域，拓展电能替代广度深度，提高终端消费电气化水平	公司替代电量达到 6 千亿千瓦时
	数字技术为电网赋能	着力提高配网智能化、数字化水平，建成了全球最大的“新能源云”平台，目前累计接入新能源场站 200 万个、装机容量 4.8 亿千瓦，开发的“网上国网”应用，注册用户数突破 1.8 亿，能够实现广大客户线上办电、线上交费。
	立足电网实际，通过加快抽水蓄能电站建设、支持新型储能规模化应用、引导电力用户参与削峰填谷和应急响应、积极配合推进火电灵活性改造等，多措并举、协同发力。	力争 2030 年运行装机达到 1 亿千瓦。同时，协同推进储能建设和需求侧响应，通过应用市场化机制，引导用户合理错峰避峰，参与系统调节，力争使 2030 年可调节负荷容量从目前的 3320 万千瓦提升到 7000 万千瓦。

资料来源：信达证券研发中心整理

根据我们测算，十四五期间配电网和特高压分别占总投资额的 38%和 13%。配电网建设投资一直以来都是电网投资的重点，据我们根据国网的工程建设标准，按照输变电建设统计测算得到：十二五期间配电网投资 7169 亿元，十三五期间为 9807 亿元，十四五有望达到 11114 亿元，占总电网投资的 38%；特高压建设投资占比逐年增加，十二五期间投资 1133 亿元，占比仅为 6%，十三五期间大幅增长，达到投资总额的 11%，根据国网规划，十四五期间特高压投资投资比例有略微提升，达到 3800 亿，占比 13%。

图 62：电网投资细分结构测算（亿元）



资料来源：信达证券研发中心

四．新型电力系统建设带来新的投资机遇

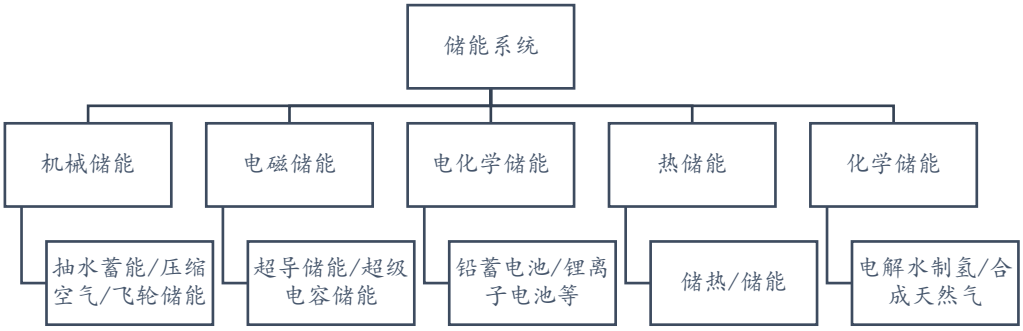
4.1 新型储能建设市场空间广阔

储能的应用包括电源侧、电网侧以及负荷侧，电力系统的三大板块将共同推进储能行业的发展，并且传统电力系统中并没有储能板块，目前正经历从无到有的过程，因此储能将是未来快速成长的赛道。

4.1.1 电化学储能是未来主流储能类型

具体类型来看，储能系统包括机械储能/电磁储能/电化学储能/热储能/化学储能这五大类。抽水蓄能是我国传统的储能项目，其原理是当发电出力过多时，通过将电能转化为机械能再转化为可以储存的水势能，再在供电不足或者用电高峰期逆方向转化为电能，因此抽水蓄能项目需要考虑地理位置，靠近水源。其他储能类型是行业对储能模式的创新，其中电化学储能是市场看好的新型储能项目，一方面是因为电池行业的快速发展，电池行业即将进入 TW 时代，而另一方面，电池的成本经过长时间的积累和科技创新，不断下降，从而推动了电化学储能的发展。

图 63：储能分类



资料来源：前瞻产业研究，信达证券研发中心整理

电力系统对储能的核心诉求是大容量、响应速度快、使用寿命长。容量越大，储能对电力系统的调控范围越高，则电力系统对新能源波动性、间歇性的容忍度越高。我国政策要求风电光伏项目配套储能一般不低于 10%，配套时间一般在 2 小时以上。响应速度影响的是储能的应用范围，比如电化学储能的响应时间达到毫秒级，可以应用于电网调频，而压缩空气储能、抽水蓄能响应时间是分钟级，因此一般无法用于调配服务。使用寿命则涉及到建设储能项目的经济性，使用寿命越长，项目的成本承受能力越高，经济性也与项目的材料有关。

图 64：新型储能类型以及特点

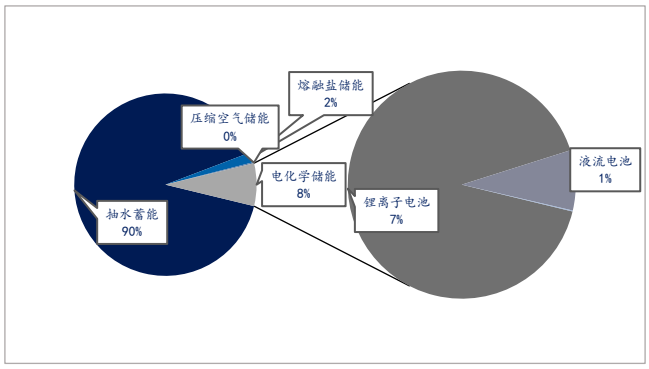
类别	铅炭电池	磷酸铁锂电池	钛酸锂电池	镍钴锰酸锂电池	全钒液流电池	锌溴液流电池	飞轮储能	压缩空气储能	超级电容储能
容量规模	数十kWh至数百MWh	50~30			kWh-百MWh级	kWh-MWh级	10-100kWh;阵列1-100MWh	≥300MWh	5MWh
功率规模	数十kW至数百MW	0.2C~2C			kW-百MW级	kW-MW级	100-3000kW;阵列10-100MW	100MW	>6GW
能量密度/Wh.Kg-1	40-60	>170	>197	<80	20-30	80-100 kWh/m3			7-40
功率密度/W.Kg-1	100-240	>1500	3000	3000	>100	200-600W/m3			2000-30000
响应时间	ms级	毫秒级			<10ms	<10ms	5ms	分钟级	10-6s
循环次数	5000次	6000~12000	>15000	3000~6000	>16000	>10000			5万-100万
寿命	10年	>10年			>15年	>15年	20年	> 30年	10年
充放电效率	85%	>92%	>92%		75-85%	> 60%			98%以上
单位投资成本/元.KWh-1	80-100	1600	4500	2000	2000-3000	1000-1500			>8万
优势	安全性高、技术成熟度高、经济性好、回收率99%以上	转换效率高，能量密度较高			安全性高、寿命长、可靠性高、响应时间短、功率密度高	安全性高、能量密度高、成本低	环境特性好；单机功率大；	系统功率大、效率高、寿命长；安全性和可靠性高	功率高；安全性优；使用温度宽
劣势	能量密度低	锂离子电池的电解液为有机物，存在由热失控引发电池安全事故的隐患。			能量密度低	稳定性低、功率密度低	能量偏少热待机损耗大系统较复杂	设备占地大，系统复杂	能量密度低；成本高

资料来源：中关村储能协会，信达证券研发中心

抽水蓄能/电化学储能是目前的主体储能方式。从储能结构上来看，全球储能和我国储能结构都是以抽水蓄能为主，占比分别为 90%/89.3%。剩下的储能主要是电化学储能，全球装机占比 8%，我国占比 9%，其中电化学储能又以锂离子电池为主。

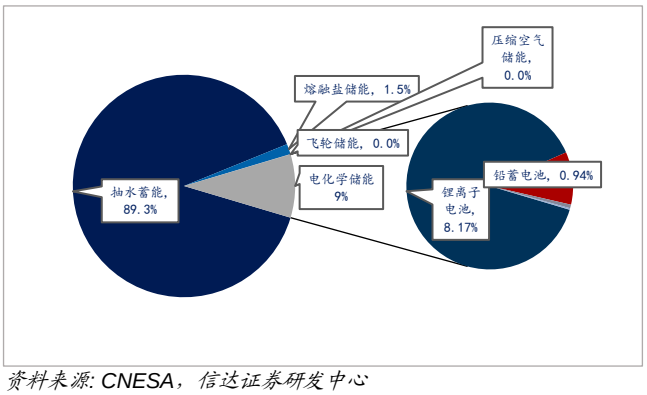
电化学储能应用范围最广、响应速度快，未来随着电池成本逐渐下降，电化学储能将成为主流新增装机类型。首先，抽水蓄能依托水资源的分布，主要受制于地理位置和建设施工的难度，电化学储能没有这些受制因素。第二，电化学是利用锂电池的充放电来进行储/放能，响应速度较快，可以用于调频服务，应用范围更广。第三，电池行业的成本随新能源车的快速发展而逐年降低，2014 年磷酸铁锂动力电池平均价格为 2.8 元/wh，至 2021 年中已经降低到 0.52 元/wh，目前电池价格由于上游锂盐价格暴涨，价格有所回升，2022 年 3 月平均价格为 0.9 元/wh。长远来看，未来随着技术进步以及上游原材料供应紧张局势缓解，电池价格有望回落下降，电化学储能也有望得到商业化应用。

图 65：2020 年全球各类型储能装机占比



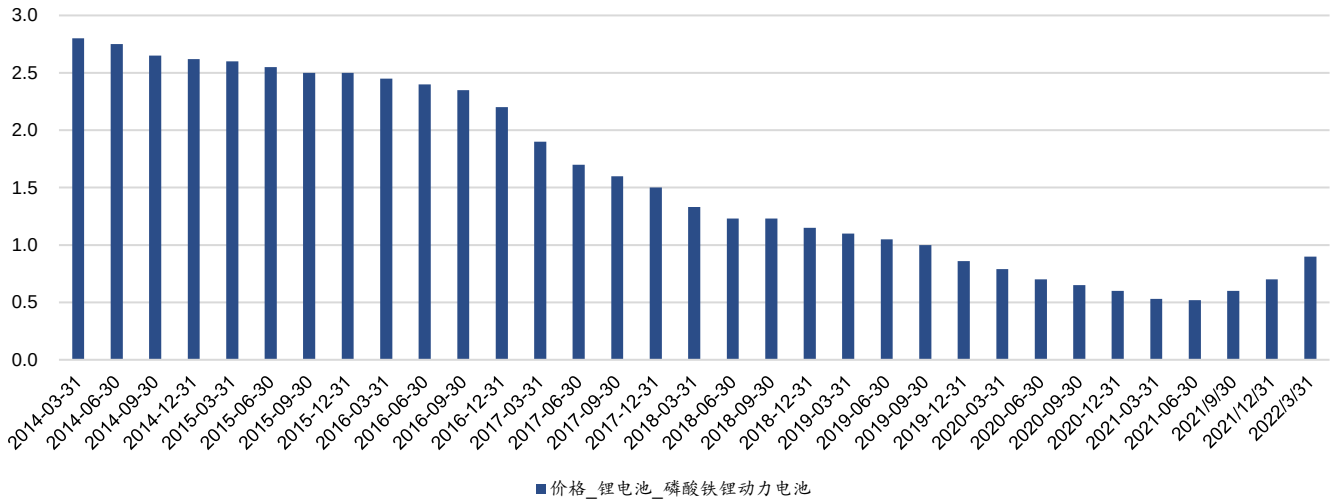
资料来源: CNESA，信达证券研发中心

图 66：2020 年我国各类型储能装机占比



资料来源: CNESA，信达证券研发中心

图 67：磷酸铁锂电池价格走势（元/wh）

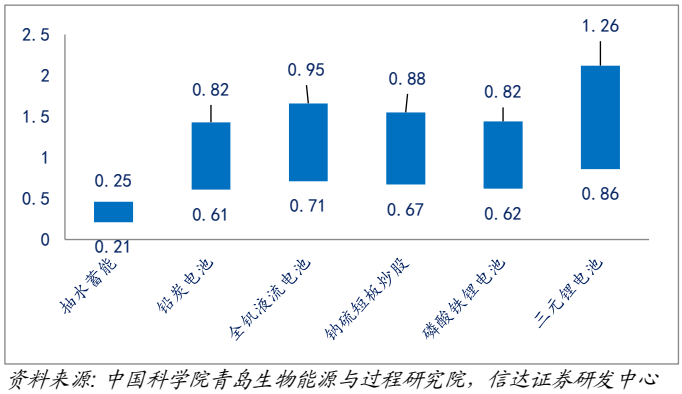


资料来源：起点研究，百川盈孚，信达证券研发中心

电化学储能具有大规模应用的潜力。度电成本过高制约容量型电化学储能大规模商业化应用。度电成本（LCOE）是考虑储能电站全生命周期成本和发电量，平准化计算的成本，抽水蓄能 LCOE 为 0.21-0.25 元/kwh，相比电化学储能低 3 倍左右，而电化学储能中铅炭电池和磷酸铁锂电池度电成本较低，更具成本优势，这也是这两种储能商业化应用的原因。但是要满足容量型储能大规模商业化应用，度电成本需降低约 0.3 元/kwh 以下，现在电化学储能还不能达到目标，这也是储能装机集中在集中式新能源项目配套和电源、电网辅助服务市场的原因。

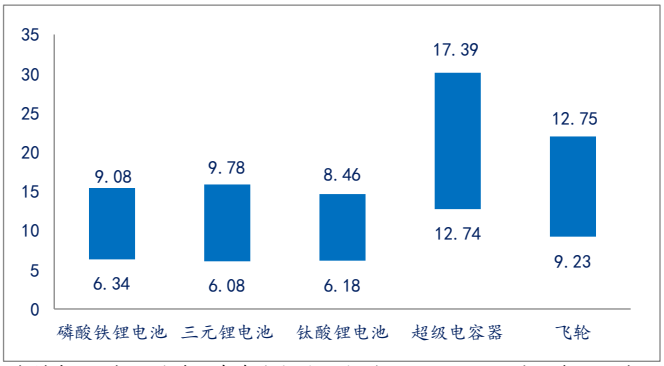
功率型磷酸铁锂储能以安全性、循环次数以及成本优势，目前适合应用于调配服务市场。调配服务中分为一次调配和二次调配，一次调频指机组调速器及负荷特性自发吸收电网高频低幅负荷波动以减少频率变化，时间尺度在秒级至分钟级，火电机组通常的响应时间在 10~30s 之间；二次调频也叫做 AGC 调频，由机组跟随 AGC 指令以平抑区域控制偏差，实现无差调节。火电机组提供二次调频的响应速度比一次调频要慢，响应时间一般需要 1~2min。电化学储能设备与火电机组相结合共同提供调频服务就成为了比较好的组合，可以提高火电机组运行效率，减少机组磨损，提高机组对于电网 AGC 调频指令的调节速率、响应速度和响应精度。而里程成本是功率型调配储能平均到单位调频里程的电站投资成本，即储能电站总投资/储能电站总调频里程。从成本角度，功率型磷酸铁锂电池成本为 6.34-9.08 元，处于较低水平，而且具有较好的循环次数和安全性，因此目前已能够在局部地区的电力辅助服务市场获得较好收益。

图 68：2019 年度电成本（元/kwh）



资料来源：中国科学院青岛生物能源与过程研究院，信达证券研发中心

图 69：2019 年不同储能的 AGC 辅助调频里程成本（元/MW）



资料来源：中国科学院青岛生物能源与过程研究院，信达证券研发中心

图 70：各类电池的性能区别

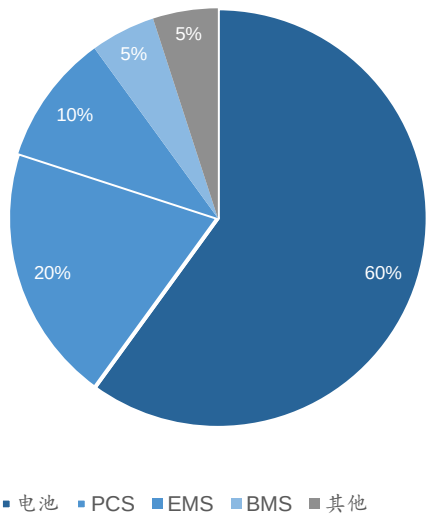
	磷酸铁锂(LFP)	锂镍锰钴氧化物（NMC）	钛酸锂/钛酸盐负极(LTO)
电压(V)	3.3	3.6	2.4
比能(wh/kg)	90-120	150-220	50-80
充电(C 率）	1	0.7-1	1
放电(C 率）	1	1	10
循环寿命(次）	1000-2000	1000-2000	3000-7000
热失控（℃）	270	210	几乎不会
应用	用于高负载电流和耐久性的场景	电车/医疗/工业	UPS/电车（本田飞度 EV/三菱 i-MIEV)
优势	低成本/长寿命/高安全	高容量/高功率/可以快充	最安全的锂电池/寿命长
劣势	容量低	钴价格高	价格高

资料来源：CBEA，信达证券研发中心

4.1.2 储能变流器前景广阔

储能变流器是储能电站建设的核心电力设备。2020 年电化学储能电站成本结构中，电池占比 60%，储能变流器 PCS 占比 20%，能量管理系统 EMS 占比 10%，电池管理系统 BMS 占比5%。储能变流器功能类似于逆变器，可以将储能的直流电转换成交流电上网，也可以将电网的交流电转为直流电给储能电池充电消纳多余电力。EMS 相当于储能系统的“大脑”，负责数据采集、网络监控以及能量调度，是储能系统中智能化建设的体现。

图 71：2020 年储能电站成本构成



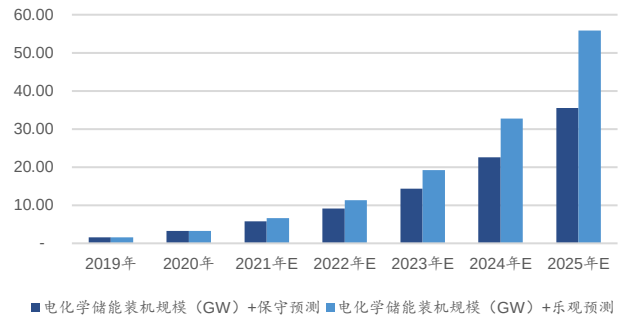
资料来源：阳光电源公报，前瞻产业研究，信达证券研发中心

电化学储能市场 22-25 年 CAGR 乐观估计为 70.5%，25 年有望达到 55.88GW。2020 年我国电化学储能总装机量达到了 3.28GW，新增投运装机量为 1.56GW，同比增长 145%。据 CNESA 全球项目库，21 年保守估计投运装机量为 5.79GW，新增装机 2.52GW，同比增长 49%；21 年乐观估计投运装机量为 6.61GW，新增装机 3.34GW，同比增长 98%。长

远来看，2025 年保守估计 35.52GW 的总装机，乐观预计可以达到 55.88GW 的总装机，乐观估计下 5 年增长幅度为 17 倍，储能前景较为广阔。

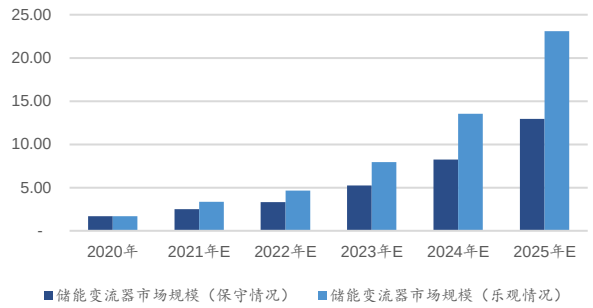
储能变流器作为储能系统的核心部件，乐观预计 22 年 4.66GW，25 年为 23.10GW。储能变流器与逆变器的作用相似，与储能的比例一般为 1：1，以储能新增装机进行预测，保守估计 22 年 3.32GW，25 年 12.95GW，乐观估计下 22 年 4.66GW，25 年为 23.10GW。储能变流器长期处于优质赛道，前景较为广阔。

图 72：电化学储能市场规模（GW）



资料来源: CNESA，信达证券研发中心

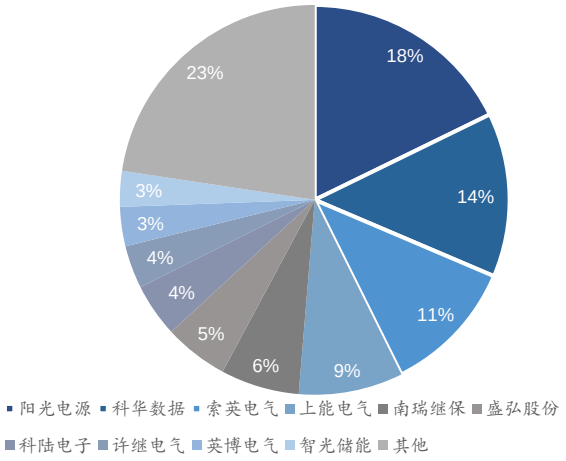
图 73：储能变流器市场规模（GW）



资料来源: CNESA，信达证券研发中心

储能变流器市场广阔，竞争格局较好。储能处于行业发展初期阶段，从量来说，十四五期间乐观情况下具有 13 倍以上的市场空间，目前各公司正处于积极布局阶段。2020 年 TOP3 公司市场份额合计 43%，TOP5 公司市场份额合计 58%。

图 74：2020 年储能变流器竞争格局



资料来源：CNESA，信达证券研发中心

4.2 十四五期间，特高压行业景气延续

4.2.1 政策利好与远距离输电需求增加双轮驱动特高压建设

多项政策助推特高压建设。前文分析到，十三五期间我国为解决发电和用电的空间错配而大规模建立特高压，进而电网投资增加。梳理 2015 年至 2021 年政策，发改委和能源局不断强调建设跨区域输电通道，《2021 年能源工作指导意见》中明确提出要加快多项特高压工程建设，由此可见特高压建设的持续性和紧迫性，特高压行业将在政策加码下快速、可持续发展。

图 75：特高压相关政策梳理

时间	发布	政策名称	主要内容
2022 年 5 月	国务院	《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》	加快推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源消纳体系。
2022 年 5 月	国务院	《扎实稳住经济一揽子政策措施的通知》	加快推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，近期抓紧启动第二批项目，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草用水，按程序核准和开工建设基地项目、煤电项目和特高压输电通道。
2021 年 4 月	国家能源局	《2021 年能源工作指导意见》	要加快多项特高压工程,提升新能源输送能力。在送端,完善西北、东北主网架结构,加快构建川渝特高压交流主网架,支撑跨区直流安全高效运行
2019 年 8 月	发改委	《产业结构调整指导目录(2019 年本)》	鼓励发展 500 千伏(kV)及以上超高压、特高压交直流输电设备及关键部件
2016 年 3 月	发改委	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年(2016-2020 年)规划纲要》	优化建设电网主网架和跨区域输电通道,优化电力需求侧管理,加快智能电网建设,提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力
2015 年 7 月	发改委、能源局	《关于促进智能电网发展的指导意见》	探索新型材料在输变电设备中的应用,推广建设智能变电站,合理部署灵活交流、柔性直流输电等设施,提高动态输电能力和系统运行灵活性
2015 年 5 月	国务院	《关于推进国际产能和装备制造合作的指导意见》	大力开发和实施境外电力项目,提升国际市场竞争力。积极开展境外电网项目投资、建设和运营,带动输变电设备出口

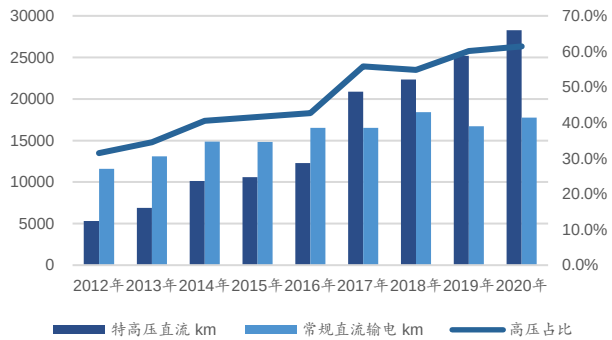
资料来源：信达证券研发中心整理

特高压工程输电长度和变电容量稳步提升，特高压行业发展前景广阔。特高压建设近 10 年进展迅速，2012 年特高压交流公里数仅为 639 公里，变电容量为 1800 万千伏安，2015 年达到了 3113 公里、5700 万千伏安，2020 年达到 13361 公里（约 2012 年的 4 倍）、18000 万千伏安（约 2012 年的 10 倍），但交流输电中主体仍然是常规中高压，2020 年特高压交流电公里数占比为 0.6%，变电容量占比 2.3%。直流输电方面，特高压占比较高，2012 年特高压直流长度为 5314 公里，变电容量为 4360 万千伏安，而 2020 年已经达到 28275 公里（占比为 61.4%），变电容量为 30558 万千伏安（占比 67.2%）。未来随着用电需求的不断提升，西部地区风光项目装机不断增加，特高压建设继续推进和完善，因此特高压行业未来的前景广阔。

图 76：常规交流输电公里数和特高压交流输电公里数情况

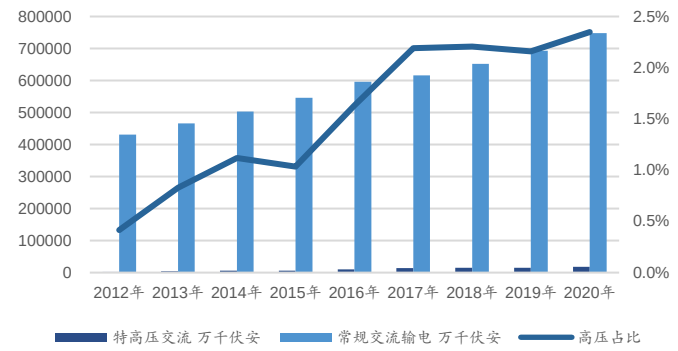
资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 77：常规直流输电公里数和特高压直流输电公里数情况



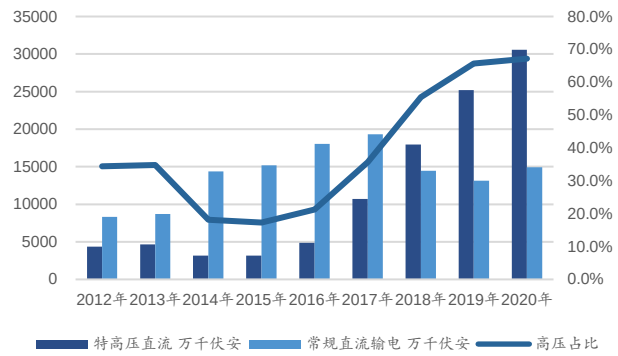
资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 78：常规交流变电容量和特高压变电容量情况



资料来源：中电联，信达证券研发中心

图 79：常规直流变电容量和特高压直流变电容量情况



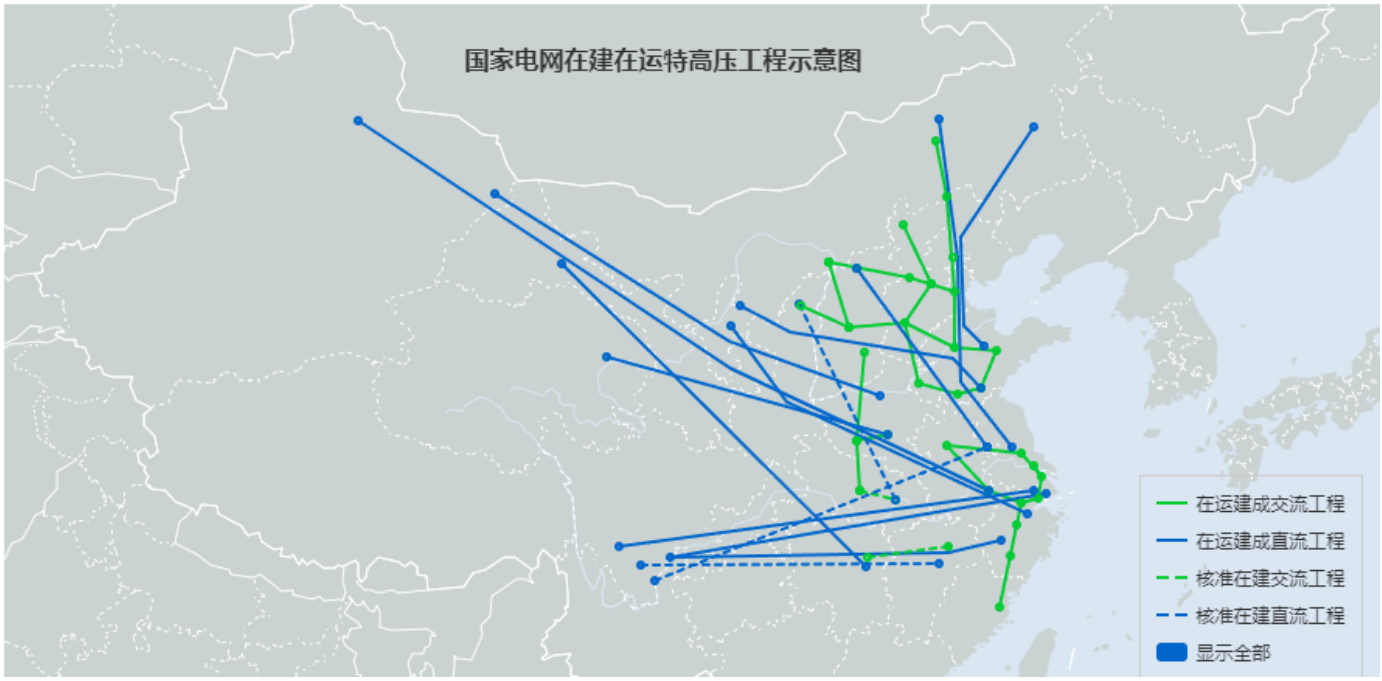
资料来源：中电联，信达证券研发中心

4.2.2 特高压直流建设未来有望更进一步

直流输电适合长距离运输，因此特高压直流比例高。我国配电网主体为交流电，而直流输电接入配电网还需要将直流变为交流，过程复杂增加成本，导致常规直流输电线路建设较少。直流输电在点对点长距离传输、海底电缆、大电网联结等领域具有优势，以上场景均需要特高压直流，所以特高压直流的比例较高。根据国网公布的在运以及在建特高压工程示意图，直流特高压工程整体路程较长，西电东送的工程几乎都是直流特高压贡献；交流特高压工程主要整合三华和南方用电生态，形成区域联通。

西部地区特高压布局空间仍然较大，预计未来直流特高压会进一步开发建设。从地域布局来看，东部用电测布局的交流特高压较为紧密，而西部可利用空间仍然较大，西部风光能源资源也较多。根据直流特高压适合远距离运输的特性，未来直流特高压会进一步开发建设，继续完善西电东送工程。

图 80：国家电网特高压布局



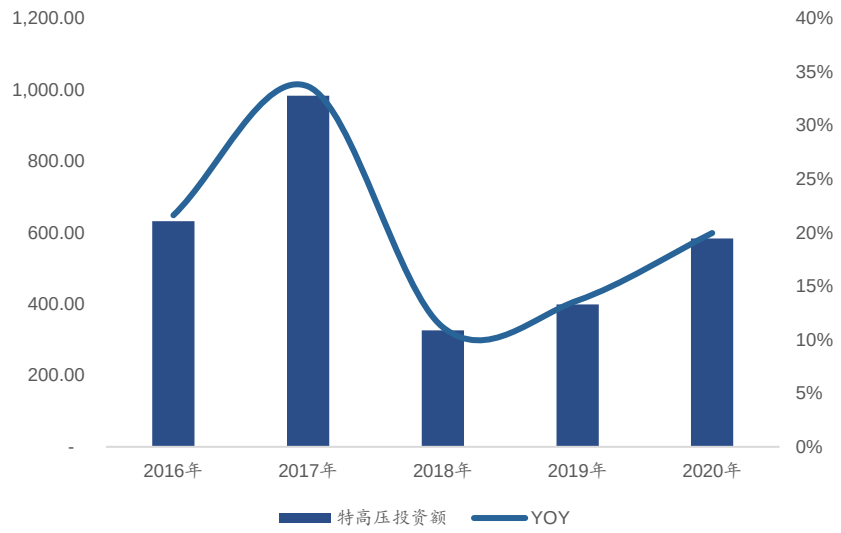
资料来源：国网官网，信达证券研发中心

4.2.3 近两年特高压建设电力设备需求旺盛

特高压投资期限结构呈现初期投资高，而后逐步回落的态势。从建设周期来看，直流特高压建设周期大约是 2-3 年，交流特高压 1-2 年。在一个规划周期内，为完成特高压建设固化目标，第 1-2 年就要开工近半工程，否则目标较难实现，因此前期投资较为集中。十四五

期间规划 38 条特高压建设，其中 2022 年开工的特高压工程为 13 条，接近 1/3。根据我们测算，十三五期间 2016-2017 年投资总额 1614 亿，占十三五期间总投资额的 55%。

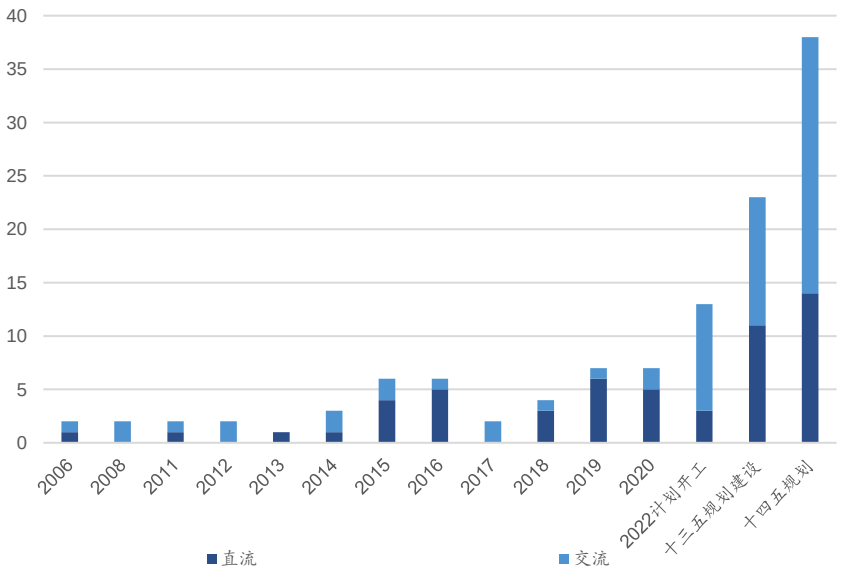
图 81：2016-2020 年特高压投资额（亿元）



资料来源：中电联，信达证券研发中心测算

2022 年特高压行业景气延续，电力设备需求旺盛。从特高压开工数量来看，十三五期间特高压开工建设数明显提升，期间规划三批特高压建设，第一批涉及“五交八直”，第二批涉及“四交两直”，第三批涉及“三交一直”，合计 23 条特高压输电建设。根据国网规划，十四五期间特高压建设为 24 交 14 直，其中 2022 年将开工“10 交 3 直”共 13 条特高压线路。除特高压新建项目以外，随着新型技术进步和需求变化，对已有特高压项目的升级扩建也在快速推进，2020 年已核准的扩建工程就有 13 个。2022 年从开工数量上看，我们认为特高压将延续 2019-2020 的景气程度，刺激上游特高压电力设备需求增长。

图 82：特高压开工数量统计



资料来源：前瞻产业研究，信达证券研发中心整理

图 83：2020 年国网扩建工程一览

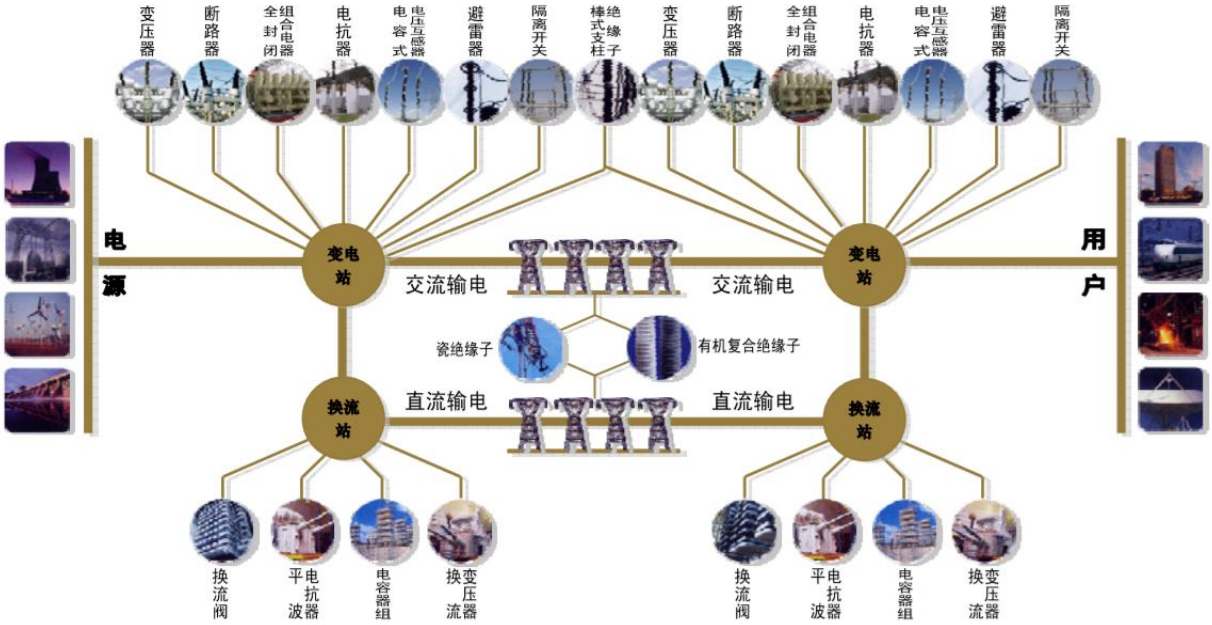
项目状态	项目名称	项目进度
扩建工程	芜湖特高压变电站扩建工程	国网安徽电力负责可研及前期工作,2020 年 3 月获得核准。
扩建工程	山西晋北特高压变电站扩建工程	国网山西电力负责可研及前期工作,2020 年 6 月获得核准。
扩建工程	山西晋中特高压变电站扩建工程	国网山西电力负责可研及前期工作,2020 年 6 月获得核准。
扩建工程	内蒙古汇能长滩电厂送出工程	国网蒙东电力负责可研及前期工作,2020 年 6 月获得核准。
扩建工程	内蒙古准格尔酸刺沟电厂二期送出工程	国网蒙东电力负责可研及前期工作,2020 年 8 月获得核准。
扩建工程	北京东特高压变电站扩建工程	国网冀北电力负责可研及前期工作,2020 年 12 月获得核准。
扩建工程	拉萨换流站调相机扩建工程	国网西藏电力负责可研及前期工作,2020 年 5 月获得可研批复。
扩建工程	山西“西电东送”通道调整等一批工程	国网华北分部牵头,国网山西、冀北、河北电力配合,力争 2020 年 6 月全部获得核准。
扩建工程	芜湖三~迴峰山 500 千伏双回线增容改造工程	国网华东分部牵头,国网江苏、安徽电力配合,2020 年 6 月获得核准。
扩建工程	闽粤联网工程	国网福建电力牵头,2020 年 5 月完成合资公司成立事宜:国网发展部牵头,华东分部、国网福建电力配合,2020 年 8 月获得核准。
扩建工程	巴林~奈曼~阜新 500 千伏交流输变电工程	国网东北分部牵头,国网江宁蒙东电力配合,力争 2020 年 10 月获得核准。
扩建工程	川藏铁路昌都至林芝段施工供电工程	国网西藏电力负责,2020 年 6 月完成可研,11 月获得可研批复。
扩建工程	郭隆~武胜 750 千伏Ⅲ回线路工程	国网西北分部牵头国网甘肃、青海电力配合,力争 2020 年 12 月获得核准。

资料来源：国际能源网，信达证券研发中心

4.2.4 特高压电力设备市场广阔

特高压行业所需的电力设备主要分为一次设备和二次设备。特高压的一次设备布局在全线路中，产品包括开关、变压器、电抗器、电容器、互感器、绝缘子、避雷器、直流输电换流阀及电线电缆等，是电力输出的硬件设备。二次设备主要在变电站中，产品具体分为继电保护、安全自动控制、系统通讯、调度自动化、DCS 自动控制系统等。

图 84：电网主要一次设备示意图



资料来源：中国西电招股说明书，信达证券研发中心整理

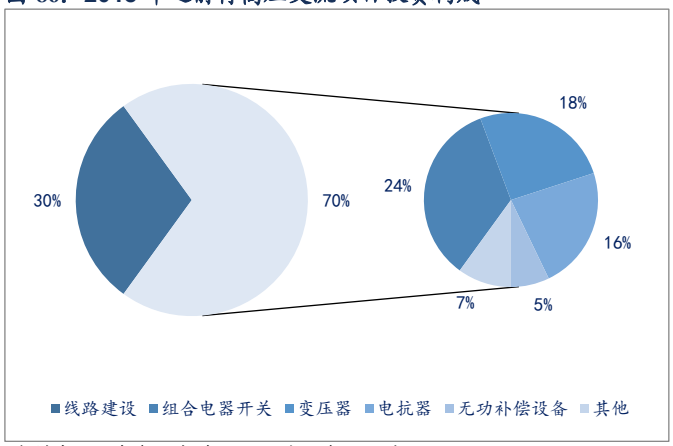
图 85：一次设备与二次设备

输配电设备	细分产品
一次设备	一次设备是供电系统的主体，是用电负荷的载体，高电压或大电流是一次设备的主要特点。产品包括开关、变压器、电抗器、电容器、互感器、绝缘子、避雷器、直流输电换流阀及电线电缆等，是电力输出的硬件设备。
二次设备	二次设备承担电力设备控制以及电网自动控制、保护和调度功能，通过自动化技术实现人与一次系统的联系监视、控制，使一次系统能安全经济地运行，使店里控制设备、电力输送设备的软件设备。产品具体分为继电保护、安全自动控制、系统通讯、调度自动化、DCS 自动控制系统等。

资料来源：前瞻产业研究，信达证券研发中心整理

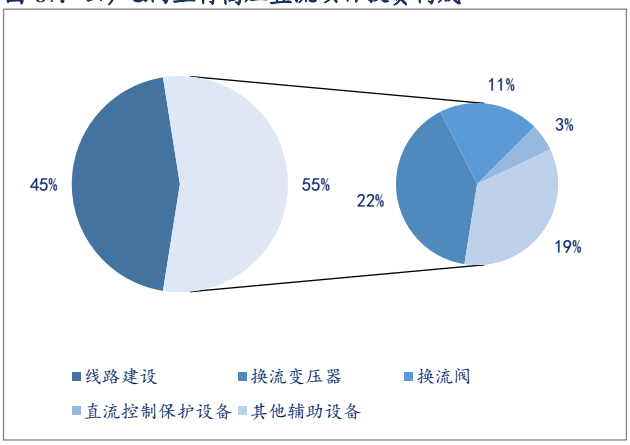
特高压设备核心设备为一次设备，其中交流输电工程核心设备为组合电器开关、变压器、电抗器和无功补偿设备，直流输电工程的核心设备为换流变压器和换流阀。特高压建设属于主网建设，主要设备为一次设备，其中变电站/换流站投资占比较高，以早期完整的特高压投资来看，交流项目中变电站投资占比为 70%（2018 年之前），直流项目中换流站投资占比 55%（以云广&向上为例）。具体而言，交流项目中的核心设备是组合电器开关 GIS、变压器、电抗器、无功补偿器占比较高，合计占比为 63%；直流项目中的核心设备时换流变压器、换流阀、直流控制保护设备，其合计占比为 36%。

图 86：2018 年之前特高压交流项目投资构成



资料来源：前瞻经济学人，信达证券研发中心

图 87：云广&向上特高压直流项目投资构成



资料来源：前瞻经济学人，信达证券研发中心

下面我们对特高压项目的核心设备进行介绍：

直流特高压核心设备：

1）**换流变压器：**直流输电的主变压器叫做换流变压器，其与交流电中的变压器相对应，具有类似的功能。除了变压功能，换流变压器还起着交流电网和直流线路的连接作用和协调作用，将电能由直流系统转到交流系统。换流变压器是交流、直流输电系统中换流、逆变两端接口的核心装备。**换流变压器与普通变压器也有结构上的区别**，主要是换流变压器不仅承受了交流电压，还需要承受直流电压。具体来看，第一，交流电压潮流变化会对直流电压造成跃迁现象，因此绝缘设计上换流变压器需要解决这个问题；第二，交流网侧线圈可能会因为交直流线路的耦合、接地极电位的升高等产生直流偏磁现象，造成换流变压器的损坏和噪声，因此设计上需要考虑；第三，换流变压器的负载电流中高次谐波分量可能引起损耗和温升，结构上也需要做出调整；第四，为了补偿换流变压器交流测电压的变化，换流变压器运行时需要有载调压。

图 88：换流变压器示意图

资料来源：特变电工官网，信达证券研发中心整理

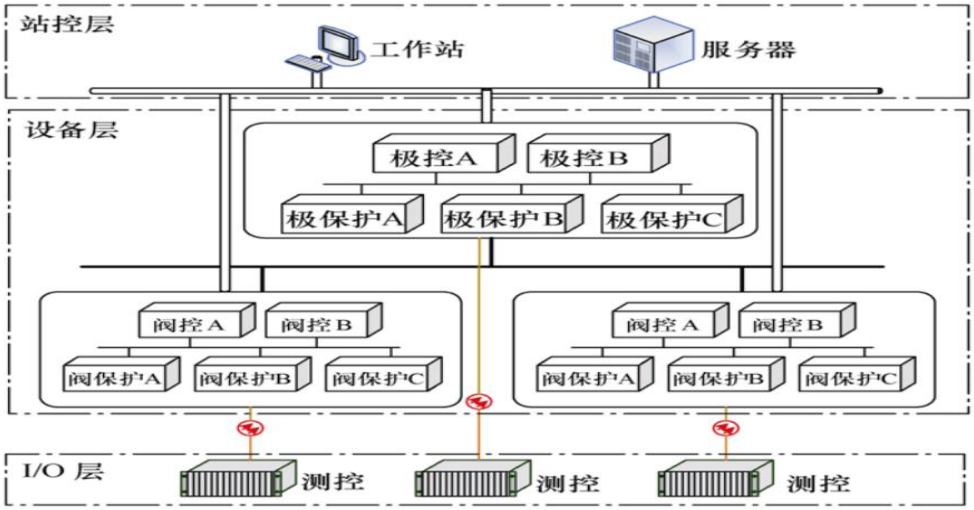
2）**换流阀：**换流阀由晶闸管、阻尼电容、均压电容、阻尼电阻、均压电阻、饱和电抗器、晶闸管控制单元等零部件组成。其在直流输电工程中的作用是整流（AC-DC）、逆变（DC-AC）和开关。换流阀的工作原理是通过疏通最高交流电压和最低电压形成回路，从而将交流电变为直流电；通过改变换流阀的触发角可以实现将交流电变直流电。

图 89：换流阀示意图

资料来源：国务院国有资产监督管理委员会官网，信达证券研发中心

3）直流控制保护系统：相当于特高压保护系统的控制中枢，系统自上而下分为站控层、设备层和现场 I/O 层，分别实现厂站级数据监视与控制、控制保护功能、现场信号采集和传递等功能。

图 90：电抗器示意图



资料来源：《±800KV 特高压直流输电用 6 英寸大功率晶闸管换流阀》，信达证券研发中心

4）高压直流断路器：用于直流故障的快速切除，因为特高压直流输电中，一旦发生故障，换流器和直流侧储能元件将快速放电，从而导致电子元件损坏，威胁电力系统安全。

交流特高压核心设备：

1）组合电器开关：其也叫气体绝缘金属封闭开关设备（GIS），由断路器、隔离开关、接地开关、互感器、避雷器、母线、连接件和出线终端等组成，这些设备或部件全部封闭在金属接地的外壳中，在其内部充有一定压力的 SF6 绝缘气体。GIS 与敞开式隔离开关相对应，敞开式方案的产品包括断路器，隔离开关、互感器和避雷器，其均裸露在空气中。GIS 具有更高的安全性和便捷性，在智能化建设中起到关键的作用。

图 91：GIS 示意图

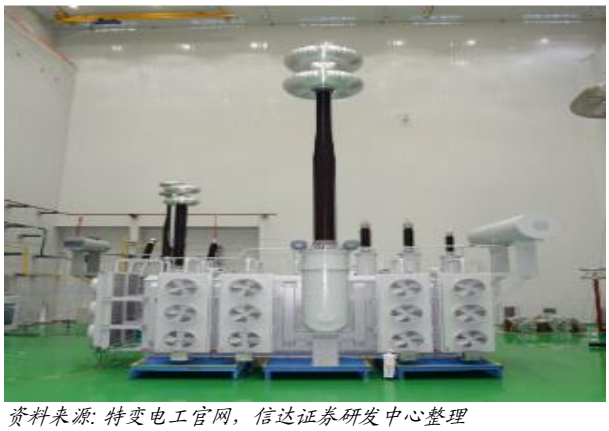
资料来源：长高集团官网，信达证券研发中心

图 92：敞开式隔离开关示意图

资料来源：长高集团官网，信达证券研发中心

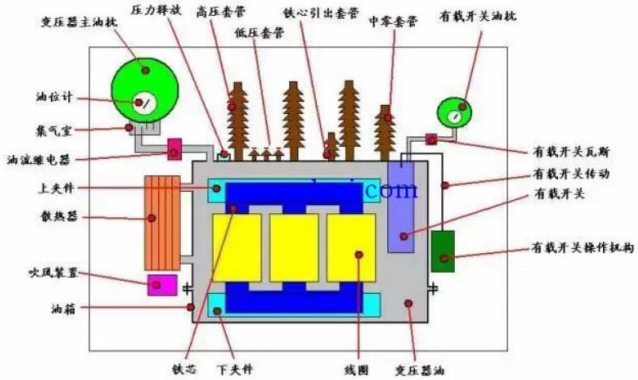
2）变压器：利用电磁感应的原理来改变交流电压的装置，主要构件是初级线圈、次级线圈和铁芯（磁芯），其主要功能为电压变换、电流变换、阻抗变换、隔离等。其作用机理电磁感应，是在发电机中，不管是线圈运动通过磁场或磁场运动通过固定线圈，均能在线圈中感应电势，而通过改变缠绕线圈匝数可以改变其转换电压，一般是用于高压转低压。变压器的作用非常多，在特高压中可以改善长输电线路的电压分布、平衡无功功率等。

图 93：变压器实物图



资料来源：特变电工官网，信达证券研发中心整理

图 94：变压器结构示意图



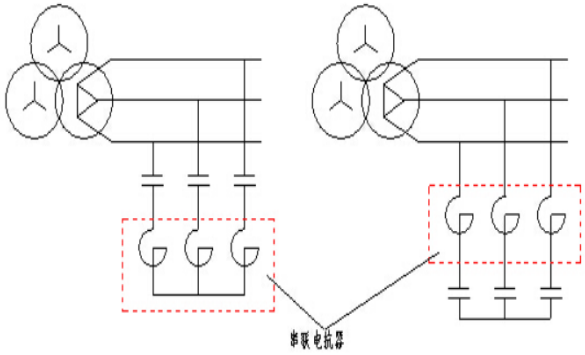
资料来源：电工之家，信达证券研发中心

3）电抗器（电感器）：电感器是能够把电能转化为磁能而存储起来的元件。电感器的结构类似于变压器，但只有一个绕组，它只阻碍电流的变化。输电线路电压等级越高，线路分布电容越大；线路越长，分布电容电流越大。因此长距离的特高压输电线路充电无功功率较大。当线路充电功率过大时，其线路电压会显著抬升，影响电网安全稳定运行。为保证线路电压维持在合理的范围内，一般需要在线路两端并联电抗器。

图 95：串联电抗器示意图

资料来源：思源电气官网，信达证券研发中心整理

图 96：串联电抗器结构示意图



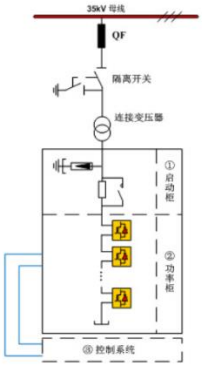
资料来源:思源电气官网，信达证券研发中心

5）**无功补偿设备：**其作用是补偿电路中的无功功率，传统的直流输电并网时会消耗电路中的无功功率，导致电压、电频不稳定，严重时会使电网崩溃。随着直流特高压的大幅度建造，交流侧无功补偿的需求越来越大，无功补偿设备的需求不断增加。

图 97：SVG（动态无功补偿设备）示意图

资料来源：思源电气官网，信达证券研发中心整理

图 98：SVG 结构示意图

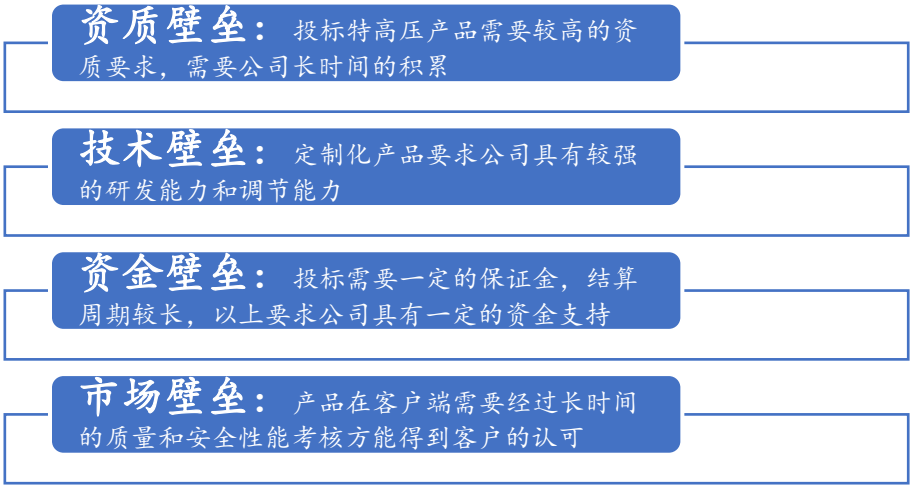


资料来源:思源电气官网，信达证券研发中心

4.2.5 四大壁垒构筑特高压核心设备护城河

特高压行业设备竞争格局稳定。电力设备的竞争格局具有明显的金字塔结构，越是高压的电力设备，竞争者越少，竞争格局越加稳定。**特高压电力设备具有四大壁垒：资质壁垒、技术壁垒、资金壁垒和市场壁垒**。以高压开关为例，**资质壁垒方面**，国家电网针对投标者设置资质要求，800KV 以上的隔离开关要求生产过 550KV 隔离开关且具有成熟运行业绩，而投标 550kv 的隔离开关要求公司生产过三组或同等电压等级、同类的隔离开关，并且稳定运行一年以上，所以想要生产并投标特高压电力设备，需要长时间积累资质。**技术壁垒方面**，高压开关行业的产品是定制供货，必须根据客户的技术要求进行个性化参数设计，需要较高的加工精度，要求企业具备较强的研发和工艺设计能力，同时企业的生产系统要依据市场行情及合同的变化情况，及时调整产出。**资金壁垒方面**，行业一般结算方式为分期付款，合同结算周期较长，导致行业的应收账款普遍较高，同时需要缴纳一定比例的保证金，要求企业必须拥有较高的营运资金，以保证生产的正常运转。**市场壁垒方面**，高压开关对电力系统至关重要，需要良好的产品质量和可靠性来赢得市场的认可。

图 99：特高压设备四大壁垒

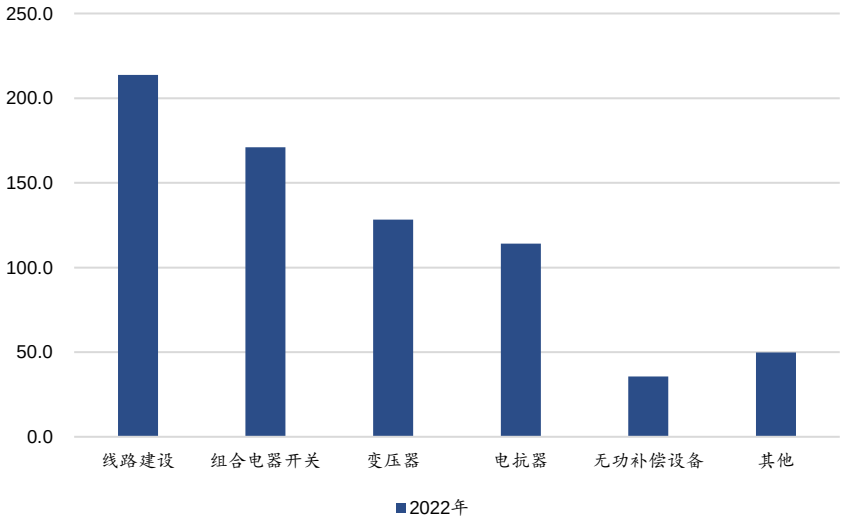


资料来源：信达证券研发中心

特高压交流项目投资方面，根据我们测算，2022 年 GIS 市场空间为 171 亿，变压器市场空间为 128 亿，电抗器市场空间为 114 亿。我们通过前文分析的特高压投资结构、十三五

的投资额前高后低的走势以及十四五规划情况，得到十四五期间的特高压投资总额分布，2022 年有望达到 1140 亿元。十三五期间，我国建设投资 12 交 11 直，特高压交流占比约 1/2，而十四五期间规划建设 24 交 14 直，我们按照交流：直流为 5：3 的比例测算，得到 2022 年特高压交流投资额为 712.5 亿，各个电力设备按照历史的投资占比测算，其中 2022 年 GIS 的市场空间为 171 亿（占比 24%），变压器市场空间为 128 亿（占比 18%），电抗器市场空间为 114 亿（占比 16%）。

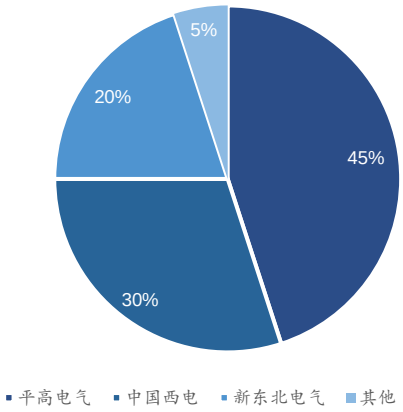
图 100：2022 年特高压交流设备市场空间预测（亿元）



资料来源：信达证券研发中心

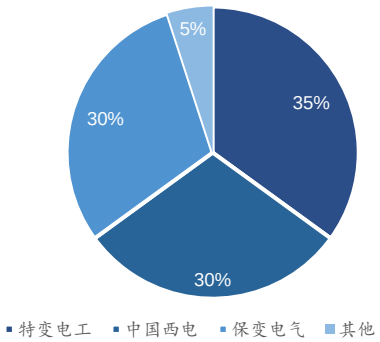
特高压交流核心设备市场份额高度集中，竞争格局较为稳定。根据智研咨询数据，2020 年特高压设备 GIS 市场份额中，平高电气、中国西电、新东北电气占比分别为 45%、30%、20%，合计占比为 95%。特高压交流电变压器市场由特变电工、中国西电、保变电气三者占据，分别为 35%、30%、30%。电抗器中，中国西电、特变电工两家公司占比为 90%。由此可见，特高压交流输电的核心设备市场高度集中，TOP3 的企业合计超过 90%以上的市场份额。

图 101：2020 年特高压设备 GIS 市场份额



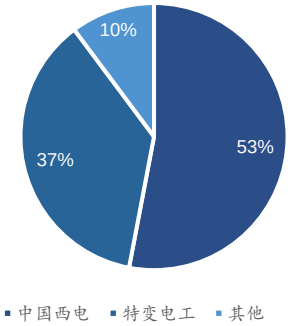
资料来源：公司年报，智研咨询，信达证券研发中心

图 102：2020 年特高压设备变压器市场份额



资料来源：公司年报，智研咨询，信达证券研发中心

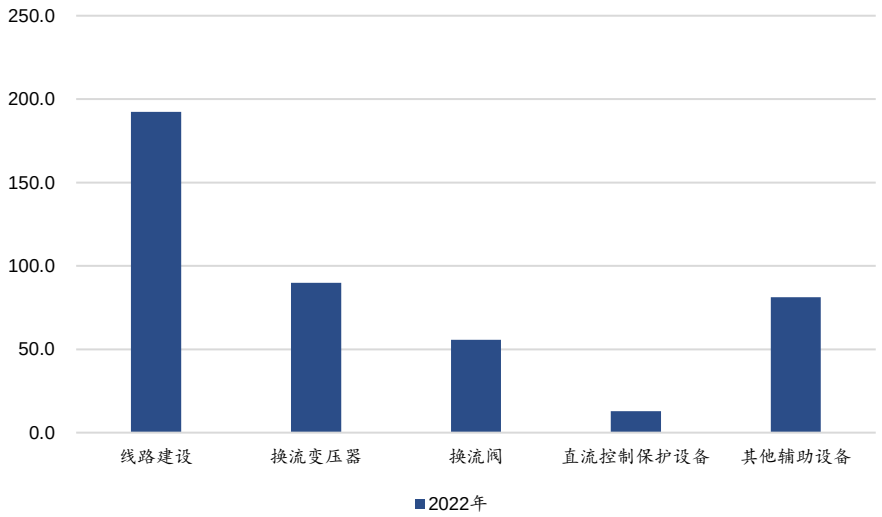
图 103：2020 年特高压设备电抗器市场份额



资料来源：公司年报，智研咨询，信达证券研发中心

特高压直流核心设备方面，我们测算 2022 年换流变压器市场空间为 94 亿，电抗器市场空间为 47 亿。我们以特高压交流的自上而下的测算逻辑来测算特高压直流的投资额，特高压直流占比假设为 3/8，可以计算得到 2022 年为 431.8 亿，然后根据特高压直流的投资结构，换流变压器、电抗器和直流控制保护设备的投资占比分别为 21%、13%和 3%。我们测算得到换流变压器、电抗器和支流控制保护设备的市场空间分别为 89.8、55.6、12.8 亿元。

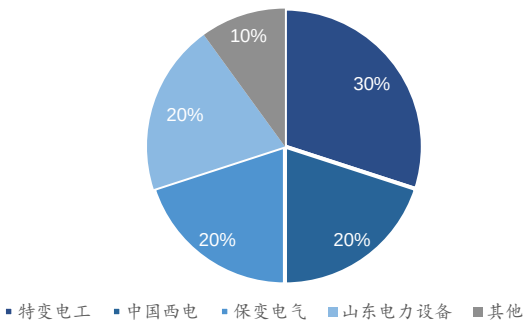
图 104：2022 年特高压直流设备市场空间预测



资料来源：信达证券研发中心

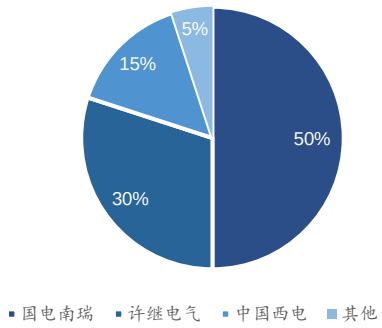
换流变压器和换流阀的市场份额也高度集中。根据智研咨询的数据，换流变压器的市场份额主要由特变电工、中国西电、保变电气、山东电力设备占据，2020 年占比分别为 30%、20%、20%。换流阀的市场份额主要由国电南瑞、许继电气、中国西电三者占据，2020 年占比分别为 50%、30%、15%。

图 105：2020 年换流变压器市场份额



资料来源：公司年报，智研咨询，信达证券研发中心

图 106：2020 年换流阀市场份额



资料来源：公司年报，智研咨询，信达证券研发中心

4.2.6 柔性直流输电适合新型电力系统，未来大有前景

柔性直流输电技术是构建未来智能化输电网络的关键技术。柔性直流输电指的是基于电压源换流器 VSC 的高压直流输电技术，是相比于传统特高压输电技术的新一代技术。他结合了电力电子、电力系统、通信原理和自动控制等先进技术，有较好的可控性和适应性，在可再生能源并网、多端直流网络构建、弱系统联网、孤岛供电等场合具有显著的优势。柔性直流输电方式输出电压电流谐波含量低，不必专门配置滤波器，大大节省占地面积，不存在换相失败风险，有功无功可实现快速解耦控制。柔性直流输电是构建适应新型电力系统的智能化输电网络的关键技术。

柔直核心设备研究升级正当时，未来有望国产化大量应用。柔性直流输电的核心设备包括电压源换流器、柔直换流阀、高压直流断路器、柔直变压器等。电压源换流器的核心配件是 IGBT，而近年我国 IGBT 发展迅速，2017 年我国中车时代电气生产出世界上功率等级最高的 4500V/3600A 压接型 IGBT，为电压源换流器的发展提供强力支撑。柔直换流阀方面，我国西电集团研发出 800KV/5000MW 的特高压柔性直流输电换流阀，也用于了 800KV 的柔直项目，处于世界领先水平。高压直流断路器方面，目前国网智能电网研究院研发出 200KV 的断路器，思源电气和南网联合研发出 160KV 的机械式高压直流断路器等等。柔直变压器方面，中国西电自主研发的张北工程变柔直变压器通过了试验并应用，保定天威保变电气公司研发的 800KV 柔性直流变压器通过试验。随着这些核心设备的突破，柔性直流输电工程将得到长足发展。

目前我国柔性直流输电处于世界领先水平，已经进入特高压新时代。我国柔性直流输电的发展已经经过了 10 年的时间，最开始的项目是中海油文昌柔性直流工程，直流电压为 10KV，而 2020 年的昆柳龙直流工程系统电压已经达到了 800KV，以我们前面梳理的电力系统发展来看，相当于从新中国成立初期发展到了 21 世纪初，可见柔性直流输电技术的发展速度。当然目前还有降低损耗、降低成本等方向的改进空间，随着柔性直流输电技术逐步完善，未来将开启一个新的输配电时代。

图 107：柔性直流输电项目汇总

工程名称	容量/MW	直流电压/kV	投入年份
中海油文昌柔性直流工程一期/二期	4/8	±10	2011/2012
上海南汇风电柔性直流工程	18	±30	2011
南澳多端柔性直流输电工程	200/100/50	±160	2013
舟山多端柔性直流输电工程	400	±200	2014
厦门柔性直流输电工程	1000	±320	2015
鲁西背靠背异步联网工程	1000	±350	2016
渝鄂直流背靠背联网工程	1250x4	±420	2019
张北柔性直流输电工程	3000	±500	2020
乌东德特高压混合多端直流输电工程	5000/3000	±800	2020
如东海上风电直流送出工程	1100	±400	2021
广东背靠背柔性直流输电工程	1500x4	±300	2022

资料来源：《柔性直流输电发展现状及应用前景》，信达证券研发中心

4.3 配电网二次设备智能化势在必行

4.3.1 配电网智能化改革全面

配电网电压等级一般为 110KV 以下，分为高/中/低压配电网。配电网以地区发电站或输电网作为电源，将电能配送给用电用户。按照电压等级来划分，35KV-110KV 为高压配电网，主要设备为变电站、高压电缆等衔接输电与配电的电力设备；6KV-10KV 为中压配电网，主要设备为柱上开关、配电室等人为操作性更强的电力设备；220-380V 为低压配电网，直接接入用户侧，开关柜、配电箱、电表为主要电力设备。

图 108：配电网分类

分类	电压等级	定义	功能	特点	主要设备
高压配电网	35KV-110KV	由高压配电线路和相应等级的配电变电所组成的向用户提供电能的配电网	从上一级电源接受电能后,可以直接向高压用户供电,也可以通过变压器为下一级中压配电网提供电源	容量大、负荷重、负荷节点少、供电可靠性要求高等	变电站、架空线、高压电缆、母线开关
中压配电网	6KV-10KV	由中压配电线路和配电变电所组成的向用户提供电能的配电网	从输电网或高压配电网接受电能,向中压用户供电,或向用户用电小区负荷中心的配电变电所供电,再经过降压后向下一级低压配电网提供电源	供电面广、容量大、配电点多等	铝芯导线、铜芯电缆、柱上变压器、配电室、箱式变电站、柱上开关、开关站、环_网室(箱)
低压配电网	220/380V	由低压配电线路及其附属电气设备组成的向用户提供电能的配电网	以中压配电网的低压配电变压器为电源,将电能通过低压配电线路直接送给用户	供电距离较近,低压电源点较多,供电容黄不大人得分布面广	铝芯绝缘导线、铜芯电缆、低压开关柜、纸压电缆分支箱、综合配电箱、电表

资料来源：华经情报网，信达证券研发中心

配电网智能化建设涉及领域全面。智能化改进的方向可以划分为三大类：输配电过程、电能质量提升、居民用电智能化。其中输配电过程中智能化的过程包括智能变电站和数字变电站的构建，智能环网柜以及一二次融合智能柱上开关；电能质量提升中包括静态开关设备、无功补偿和滤波器等需求；居民用电智能化目前主要是智能电表对传统电表的替代，

未来还将有需求侧响应以及电力营销系统的构建。此外，还有信息化设备以及智能化机器人，这两方面将贯穿这三大板块的方方面面，由此可见，智能化改造具有普遍性，覆盖领域全面。

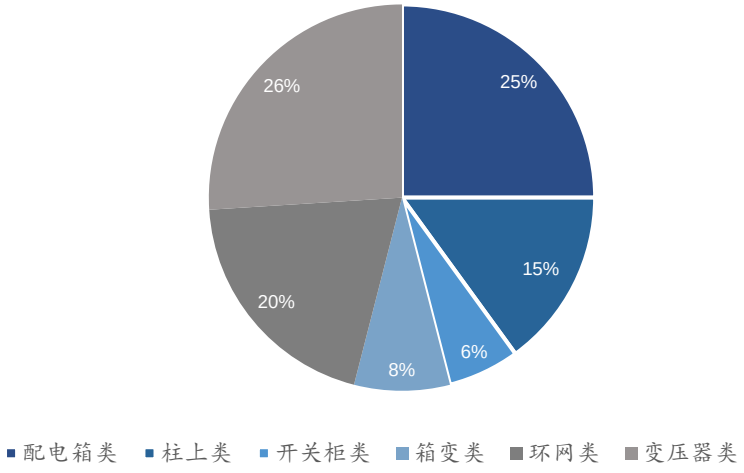
图 109：智能化改进的电力设备

资料来源：信达证券研发中心整理

4.3.2 配电网二次设备竞争格局良好

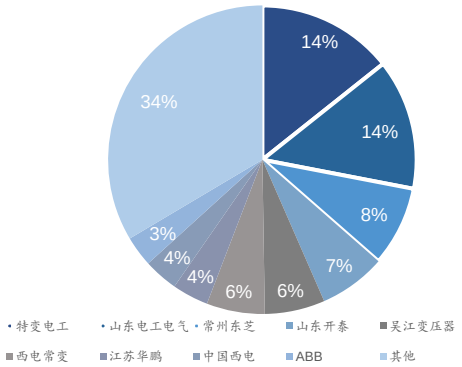
配电网一次设备投资额主要为变电压设备和配电箱类，但由于配电网电压较低，一次设备竞争较为激烈，市场集中度低。2020 年国网配电网一次投资中，比例较高的是变压器类和配电箱类，分别占比 26%和 25%，开关柜类设备占比 6%。我们在特高压部分中提到，电力设备的壁垒与电压等级有关，而配电网电压等级偏低，因此配电网中的一次设备竞争较为激烈。电网变压器作为变电站的核心设备，2021 年市场份额中特变电工占比最高为 14.3%，TOP5 占比 49.7%，TOP9 占比 66.4%；开关柜的 2021 年市场份额中，山东泰开占比 6.8%，处于行业第一，TOP5 占比 30%，TOP9 占比 43%，市场集中度较低。

图 110：2020 年配电网一次设备投资结构



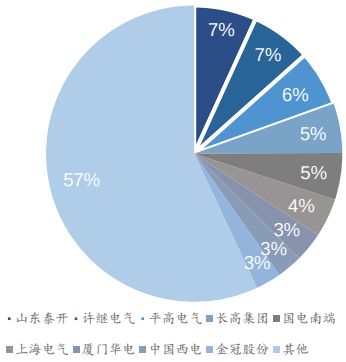
资料来源：电能革新，华经产业研究，信达证券研发中心

图 111：2021 年电网变压器设备招标市场份额



资料来源：国网电子商务平台，华经产业研究，信达证券研发中心

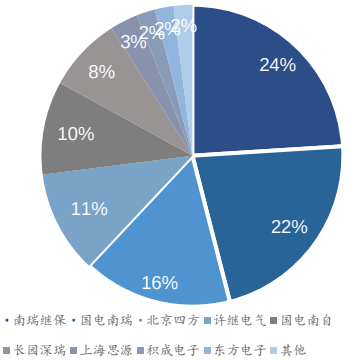
图 112：2021 年国家电网开关柜设备招标份额



资料来源：国网电子商务平台，华经产业研究，信达证券研发中心

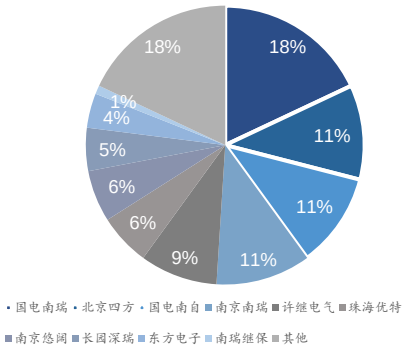
二次核心电力设备壁垒较高，竞争格局较好，头部企业优势明显。二次设备智能化要求制造企业具有检查、测量、控制、保护、调节功能，也是人机交互，自动化控制的核心，因此对企业的技术能力、数据获取能力要求更高，壁垒更高。2021 年国网保护类设备招标中，南瑞继保以及国电南瑞具有头部企业优势，分别占比 24%和 22%，TOP5 占比 83%；2021 年监控类设备招标中，国电南瑞、北京四方占比分别为 18%、11%，TOP5 占比 60%，市场集中度较高。

图 113：2021 年国家电网保护类设备招标份额



资料来源：国家电网，华经产业研究，信达证券研发中心

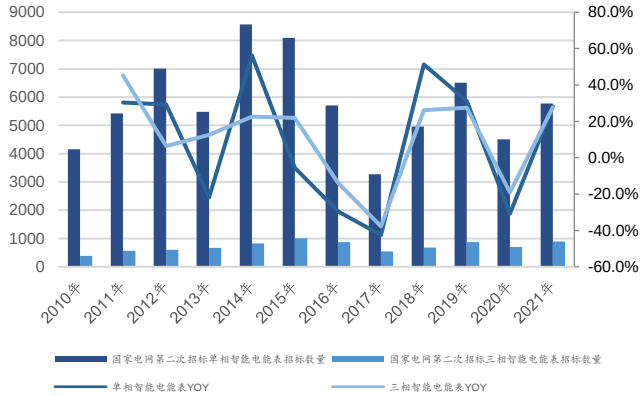
图 114：2021 年国家电网监控类设备招标份额



资料来源：国家电网，华经产业研究，信达证券研发中心

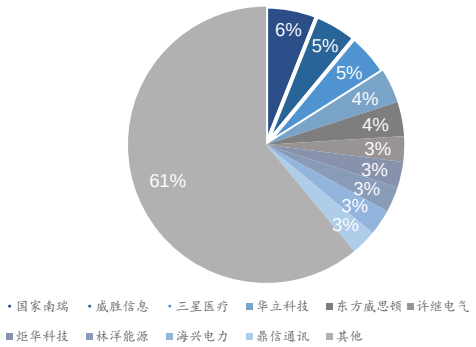
智能电表虽然为智能化改革重点方向，但是不属于核心二次设备，目前需求侧响应以及居民用户参与电力市场的机制并没有完善，智能电表的应用较为有限。从招标数量来看，每年招标数量变化较大，但以国网的五年规划来看，数量变化不多，十二五期间招标总数为 3674.91 万只，十三五期间为 3667.52 万只。从竞争格局来看，智能电表行业集中度分散，竞争较为激烈，2021 年国电南瑞份额第一（6%），TOP5 占比 24%。

图 115：国家电网智能电表招标数量（万只）以及同比



资料来源：国家电网，华经产业研究等，信达证券研发中心

图 116：2021 年第一批智能电表中标情况



资料来源：华经产业研究，信达证券研发中心

五．相关公司

5.1 储能方面，建议关注宁德时代、阳光电源、鹏辉能源、科士达、万里扬

5.1.1 宁德时代：全球电池龙头企业，储能业务有望快速增长。

宁德时代全面布局储能电池，大规模建设电池项目。公司 2021 年产能已经达到 170.39Gwh，已披露在建产能 140Gwh，产能的快速提升将使规模效应更加明显。另外，公司积极加强正极、锂矿、镍资源、负极等全领域布局。电池产业链的深度布局将为储能业务打下坚实基础，2021 年公司储能业务收入 136.24 亿，同比增加 601.01%，毛利率为 28.52%。未来随着储能产业的快速发展，公司储能业务有望快速增长，提升公司的整体盈利能力。

5.1.2 阳光电源：逆变器与储能变流器龙头企业，受益于光伏与储能行业的快速发展

公司 2021 年全球光伏逆变器发货量 47GW（国内 18GW，海外 29GW），出货量稳居全球第一（占比 30%）。储能方面，公司 1500V 全场景储能系统解决方案降本增效显著，2021 年营业收入 31.38 亿，同比增长 168.51%。

公司作为逆变器和储能变流器的全球龙头企业，销售地遍及欧美、日本、澳洲等世界各地，并且拥有诸多国家级荣誉，具有品牌优势；公司推进行业标准的制定和优化，组织起草多项国家标准，并且公司产品通过 UL、CE 等多项国际权威认证，因此公司具有行业的领先研发实力；公司目前已经有印度、泰国的生产基地，也有 20 多个海外分子公司，产品可以深入渗透海外各国，具有全球渠道以及服务网络的优势。光伏逆变器和储能变流器是光伏和储能的核心设备，因此将深度受益于新能源发电和储能行业的快速发展。

5.1.3 鹏辉能源：布局储能电池赛道，未来成长可期

公司全面布局储能电池领域，2021 年储能收入为 17.65 亿，同比翻倍增长。大型储能电池方面，公司与天合光能深度战略合作，成为阳光电源优秀供应商；家储电池产品成为三晶电气、古瑞瓦特等头部客户首选供应商；通讯储能方面，公司与中国移动合作，锁定 2022 年大额订单；便携储能方面，公司成为国内行业领先品牌正浩科技 Ecoflow 的主力供应商。

核心竞争力方面，公司拥有博士后科研工作站，并且与中山大学等知名高校长期合作，研发能力处于行业领先地位；公司电池产品通过 UL、CE 等多项国际标准，具有健全的产品体系和优秀的产品质量；公司具有广州、珠海、河南等多个生产基地，具有较强的生产能力，可以满足下游需求的变化。

5.1.4 科士达：储能变流器先行者，携手宁德时代切入海外市场

公司是最早进入光伏逆变器行业的企业之一，2013 年进入储能行业，目前已经形成了一系列的光伏逆变器以及储能变流器产品。2021 年公司的户用储能一体机方案因其使用的便捷性以及免调试功能，已经取得了澳大利亚、意大利、德国等国家的认证，有望拓宽海外储能市场。

公司与宁德时代成立的合资公司时代科士达，2021 年收购了宁德时代持有的时代科士达的 31%的股份（之后总计持股 80%），未来公司将重点发展储能业务。宁德时代作为行业龙

头具有客户资源优势，时代科士达将随宁德时代切入海外储能市场，带动公司储能业务快速成长。

5.1.5 万里扬：抓住时代契机，切入储能赛道

公司的主营业务为汽车变速器及配件，2022 年 1 月公司以 1.1 亿收购万里扬能源公司 51%的股份，从而切入储能行业。万里扬能源公司主要从事储能电站的投资与运营，以及电力市场现货交易等业务，近几年万里扬能源已经在广东、甘肃等地方投运 4 个发电侧储能电站，合计装机 40MW，目前签订了约 1000MW 的拟投资建设协议（广东肇庆 100MW，浙江义乌 300MW，浙江海盐 300MW，浙江江山 300MW）。未来储能将在电力系统中发挥重要作用，公司收购万里扬能源切入储能赛道，将受益于行业的成长，带动公司的新的业绩增长点。

5.2 特高压方面，建议关注思源电气、平高电气、特变电工、中国西电

5.2.1 思源电气：输配电设备全面覆盖，海外 EPC+储能成长可期

公司成立至今近 30 年，产品覆盖一次设备、二次设备、电力电子设备以及 EPC 工程。特高压方面，公司的 500KV 组合电器、高压开关是业绩的主要贡献板块，750KV 断路器、1000KV 电力电容器成套设备等处于行业领先地位，正在发展研究的 SVG 有望随着新能源发电占比的提高带动业绩成长。配电网方面，公司具有动态无功补偿、在线监测系统、变电站自动化及继电保护等符合目前电力系统改造的二次设备。EPC 工程方面，公司 2021 年有 8 个 EPC 项目获得完工，目前仍有 31 个项目处于执行阶段。

公司海外 EPC 和储能布局多年，有望进入成长快车道。作为电力设备企业，拓宽海外市场是提高公司成长性的有效方式，公司经过长期的海外布局，2021 年海外业务订单有阶段性进展（新增订单 22.5 亿，同比增长 50%）。电力设备与 EPC 项目具有资质壁垒，去年海外项目订单的大量增加，说明公司产品得到了海外客户的认可，未来成长可期。储能方面，公司正研发探索功率型储能元件的应用，功率型储能元件承担微电网中功率波动频率高以及幅度较大的功率，其功率密度大、响应速度快、循环次数多。公司将深度受益新型电力系统的变革的各个环节。

5.2.2 平高电气：特高压先进技术引领者，“稳长补短”不断优化产业结构

公司为国家认定的高新技术企业，建立了交直流、全系列、全电压等级开关设备科技研发体系。主要产品包括 40.5～1100KV 组合电器、断路器、隔离开关等，其中 550kV SF6 断路器获得我国超高压开关领域唯一质量金奖，800KV 和 1100KV 的组合电器性能达到国际领先水平。目前，公司高压电器业务持续高质量创新发展，新一代 252、800、1100 千伏 GIS 实现产业化，完成 252 千伏 GIL 产线建设，成为国内唯一拥有 40.5-1100 千伏 GIL 产品设计、生产、维护能力的厂家。

公司稳固特高压优势的同时补充配电网发展，产业发展不断优化。配电网业务方面，公司制定改革发展与资源整合方案，深化资源协同，持续推进真空灭弧室、固封极柱等内部配套，249 间隔新一代模块化开关柜在 7 个地市落地。新兴业务方面，公司完成 4 种电极蒸汽锅炉设计转化，30 兆瓦电极锅炉产品入选工信部“能效之星”装备产品目录。

5.2.3 特变电工：变压器行业龙头企业，“煤电硅”体系多点开花

公司的变压器产业目前在超、特高压交直流输变电，大型水电及核电等关键输变电设备研制方面已达到世界领先水平。2021 年，公司的特高压设备取得了多项突破，完成了新能效变压器系列产品节能认证，成功研制了国家“卡脖子”工程±800kV 换流变压器阀侧出线装置，成功研制了 1000kV 电容式电压互感器。这些技术的突破一方面带来了公司新的产品，提升了盈利能力，一方面巩固了公司变压器行业的龙头地位，提升竞争力。

公司积极开拓煤炭开采销售、风电光伏 EPC 和运营、多晶硅业务，丰富收入结构。煤炭方面，公司 2021 年煤炭收入 94.22 亿，同比增长 73.58%，公司煤炭矿区位于新疆准东经济技术开发区，是国家确定的第十四个大型煤炭基地的重要组成部分，也是我国最大的整装煤田。新能源业务方面，公司新能源产业收入 199.69 亿，同比增长 57.39%，2022 年公司将加快新疆多晶硅产线技改及内蒙古 10 万吨高纯多晶硅项目、准东 20 万吨多晶硅项目的建设、投达产。

5.2.4 中国西电：特高压设备全面覆盖，积极转型综合能源公司

公司特高压设备覆盖全面，具有较强研发能力。公司 2021 年实现了白鹤滩-浙江直流特高压项目换流阀、电容器、避雷器等 6 大品类全覆盖，承揽了陕西红墩界 2×660 兆瓦火电项目所有一次设备。研发能力方面，2021 年期间，公司的±800 千伏换流变压器阀侧套管和穿墙套管在现场带电运行稳定，通过国家级鉴定；公司成功研制我国首支±800 千伏柔直穿墙套管、世界首台 500 千伏 90 千安经济型高压交流限流器，打破国外垄断。

公司积极布局综合能源业务，绘制未来蓝图。公司在持续做强做优输配电装备主业的基础上，沿着发输配用产业链条，由输配电环节向发电和用电环节延伸。储能方面，公司储能调配产业，目前 IGCT 新型电力电子器件在储能领域实现应用；新能源 EPC 方面，公司签订了马来西亚水电项目、俄罗斯核电 190 千安发断项目，取得厄瓜多尔基建项目、巴基斯坦水电站项目等。

5.3 配电网智能化方面，建议关注国电南瑞、许继电气

5.3.1 国电南瑞：二次设备龙头，深度受益电网智能化

公司电网自动化、信息通信等核心产业势头强劲。2021 年电网自动化及工业控制业务实现营收 238.59 亿元，YOY10.82%。具体来看，公司推出新一代调度技术支持系统、新一代集控站等适应智能化改革方向的产品，并且在 IGBT 产业发展取得重要进展，形成梯次衔接的技术储备与产品系列，3300VIGBT 在厦门柔直挂网运行，1700VIGBT 在湖南梅岗风电场示范运行。

公司全面参与电网公司新型电力系统建设。公司参与雅中-江西、南昌-长沙、陕北-湖北等特高压工程实施，提供稳控系统、换流阀等设备；为河北丰宁、吉林敦化、安徽绩溪等抽蓄电站供应调速、保护、监控等二次设备和系统平台；为冬奥会提供电力运行保障指挥平台、冬奥组委电力运行中心（EOC）系统。作为二次设备龙头企业，公司在智能化技术上处于行业领先地位，将深度受益十四五的电网智能化改革。

5.3.2 许继电气：双重受益于配网智能化以及特高压直流

公司主营智能配变电业务，积极发展特高压直流业务，双重受益配网智能化以及特高压建设。2021 年公司总体营收 119.91 亿，其中智能配电业务营收 44.06 亿；智能电表营收 25.34 亿；智能中低压供电业务营收 22.56 亿，这三者占总营收的 76.7% 。特高压直流方面，公司积累了丰富的直流输电技术和工程实践经验，海上风电柔性直流换流阀、直流耗能成套装置在如东工程顺利投运。十四五期间配网智能化、特高压建设都是重要的改革方向，公司成熟的产品体系以及丰富的项目经验将使公司搭上行业发展快车道。

公司具有较强的研发能力，奠定未来成长基础。2021 年自主开发的分布式调相机保护、大型抽蓄机组保护等实现了首台套应用，为国内首个 100%可再生能源示范工程提供源网荷储整体解决方案；已经完成控环网柜、能源控制器、SVG 系列产品开发；集控站监控系统首批通过入网检测，承担河南、江苏、四川等 5 个试点工程。

六．风险因素

宏观经济下行，疫情反复影响新能源建设进度，原材料上涨带来成本上升。

研究团队简介

武浩，新能源与电力设备行业首席分析师，中央财经大学金融硕士，曾任东兴证券基金业务部研究员，2020 年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。

张鹏，新能源与电力设备行业分析师，中南大学电池专业硕士，曾任财信证券资管投资部投资经理助理，2022 年加入信达证券研发中心，负责电力设备新能源行业研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	章嘉婕	13693249509	zhangjiajie@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	许锦川	13699765009	xujinchuan@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师,以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	**买入：**股价相对强于基准 20%以上；	**看好：**行业指数超越基准；
	增持：股价相对强于基准 5%～20%；	**中性：**行业指数与基准基本持平；
	持有：股价相对基准波动在±5%之间；	**看淡：**行业指数弱于基准。
	卖出：股价相对弱于基准 5%以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。