

犄角之势下电网思变，总量稳增结构升级

——东吴电新团队

证券分析师：曾朵红、柴嘉辉

执业证号：S0600516080001、S0600521080002

研究助理：谢哲栋

2021年11月22日

- **电网侧：“十四五”期间电网投资总额稳中有增，新型电力系统背景下，电网侧投资结构有望向配网智能化、特高压、抽水蓄能、数字化等方向倾斜。**我们预计2021-2025年电网投资稳定在4700-5000亿元区间，2021年计划投资4730亿元，同比+3%。但“十四五”期间，电网面临着新能源大比例接入、负荷结构变化、电力电子设备大量渗透等问题。针对这些矛盾，我们认为“十四五”电网投资重点将聚焦在网架建设（特高压直流）、配网智能化（尤其是应对分布式电源及新型负荷的智能化方案）、数字化（调度、信通）、抽水蓄能等方向。增速方面，我们预计配网智能化迫切性更强、有望走得更快，布局相关二次设备的领先企业有望受益
- **并网侧：跟随新能源装机量快速增长，挖掘新能源并网配套的一/二次设备机会。**发电侧电源为满足并网要求，需按照装机量一定比例加装储能、无功补偿（主要是SVG）等设备，同时需要配置监控、保护、控制的二次设备。上述设备有望随新能源装机量增长而拥有较高的行业 β 。此外，我们预计“十四五”期间，配电网的“并网侧”同样需要配置相应电力设备以保证分布式电源稳定接入配网
- **用电侧：智能电表进入十年更换“大周期”，有望迎来量价齐升。**2021年是电表替换“新周期”起始之年，招标量及单价均有较大提升，更新需求贯穿整个“十四五”；而且，后续分布式光伏等渗透率提升后，有望带来双向表、物联表等大量新增需求
- **重点推荐：国电南瑞、思源电气，**建议关注：四方股份、金盘科技、炬华科技、新风光、盛弘股份、永福股份、海兴电力、宏力达、智洋创新、杭州柯林、涪陵电力
- **风险提示：电网投资不及预期、宏观经济景气度下滑、政策推进不及预期、大宗商品涨价超预期等**



- 1. 电网投资复盘及展望
- 2. 新型电力系统时代将临
- 3. 电网分环节投资机会
- 4. 电力市场是重要的机制保证
- 5. 电力设备公司梳理
- 6. 盈利预测及投资建议
- 7. 风险提示

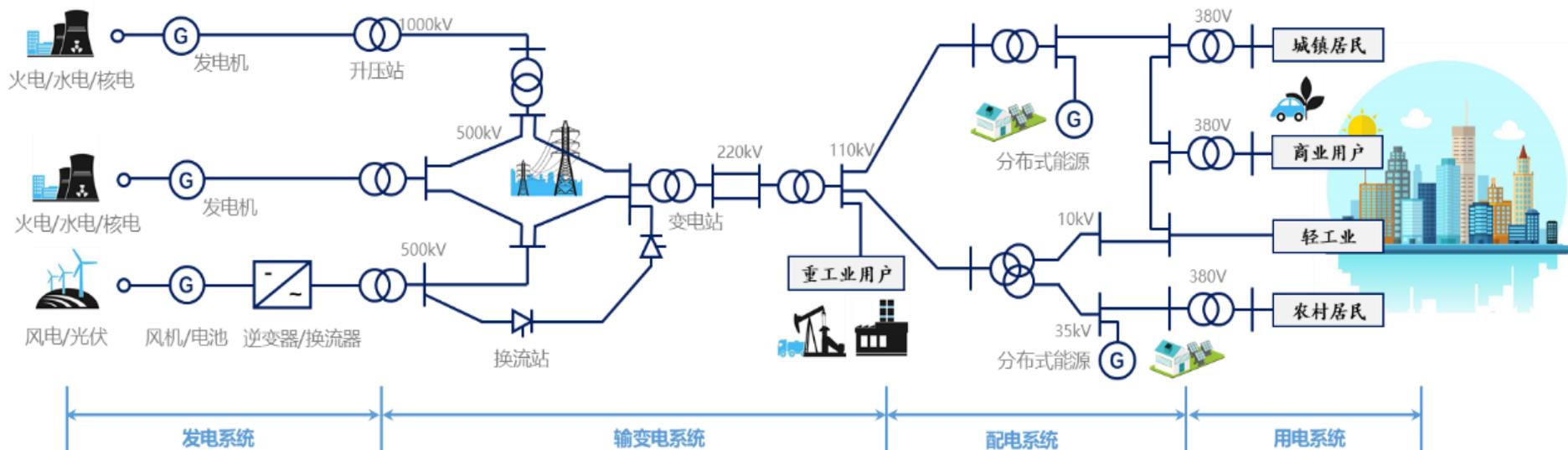
1. 电网投资复盘及展望

- 1.1 电网基本结构：发、输、变、配、用
- 1.2 电网投资总量展望
- 1.3 电网投资结构侧重

1.1 电网基本结构：发、输、变、配、用

- 2002年电改5号文提出“厂网分离”后，电网投资聚焦在输、变、配及用电环节
- 电压等级：特高压（1000kV以上交流/800kV以上直流）—高压（10-750kV）—中压（1-10kV）—低压（1kV以下），输电网多是特高压、高压等级，配电网多为中低压等级

图 电力系统结构及电力设备示意图



发电机：燃煤发电机组、水轮机、汽轮机、风机等

一次设备：变压器、断路器、组合电器、电容器、电抗器、SVG等
二次设备：继电保护、监控系统、调度系统等
线路：电缆、绝缘子、铁塔等

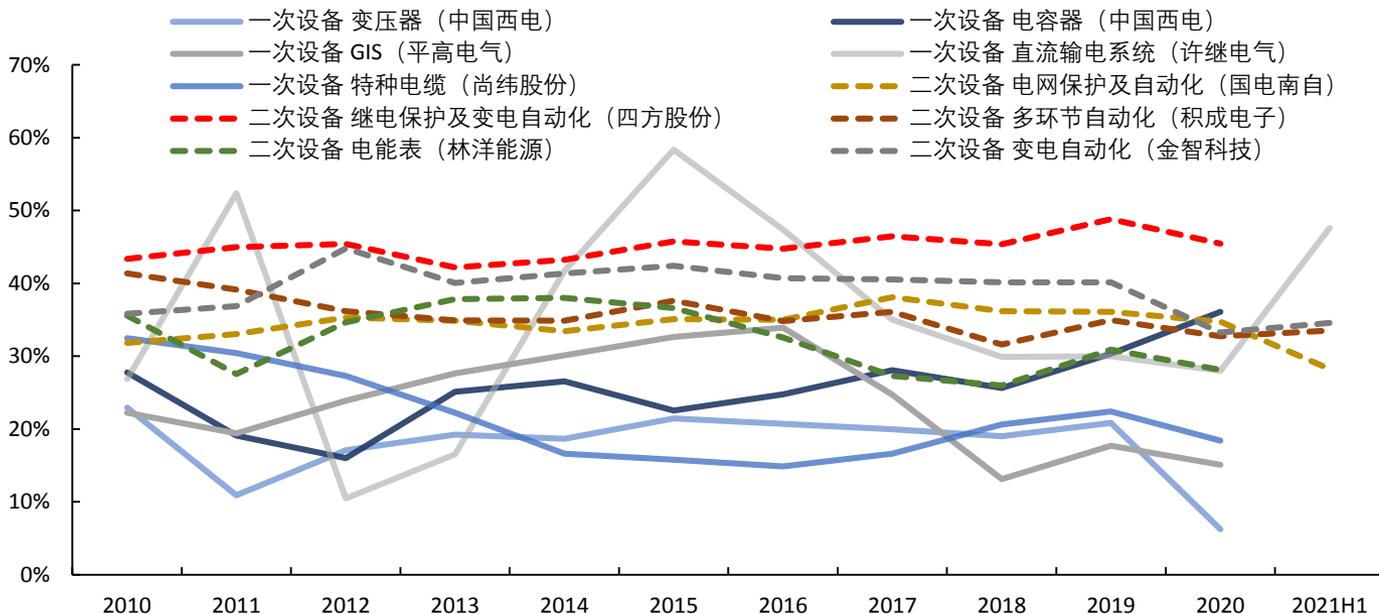
一次设备：配电变压器、环网柜、柱上断路器、SVG等
二次设备：配电主站、配电终端等

用电终端：智能电表、采集器、集中器、充电桩、SVG等

电力设备：一次设备需求趋于平稳，二次设备顺应自动化、数字化升级而保持惯性

- **一次设备通常是以机电设备为主的硬件：直接用于生产、输送和分配电能过程的电气设备**，包括1) **发电类**：发电机；2) **变电类**：变压器；3) **开关类**：断路器、隔离开关、接触器、组合电器、环网柜；4) **补偿类**：电抗器、电容器；5) **线材类**：电缆、GIL等
- **二次设备则是偏软件为主，技术壁垒、盈利能力高于一次设备**：通过信息技术对一次设备进行**监测、控制、调节、保护**以及为工作人员提供运行工况或生产指挥信号所需的电气设备，包括继电保护、监控系统、调度系统、仪器仪表等

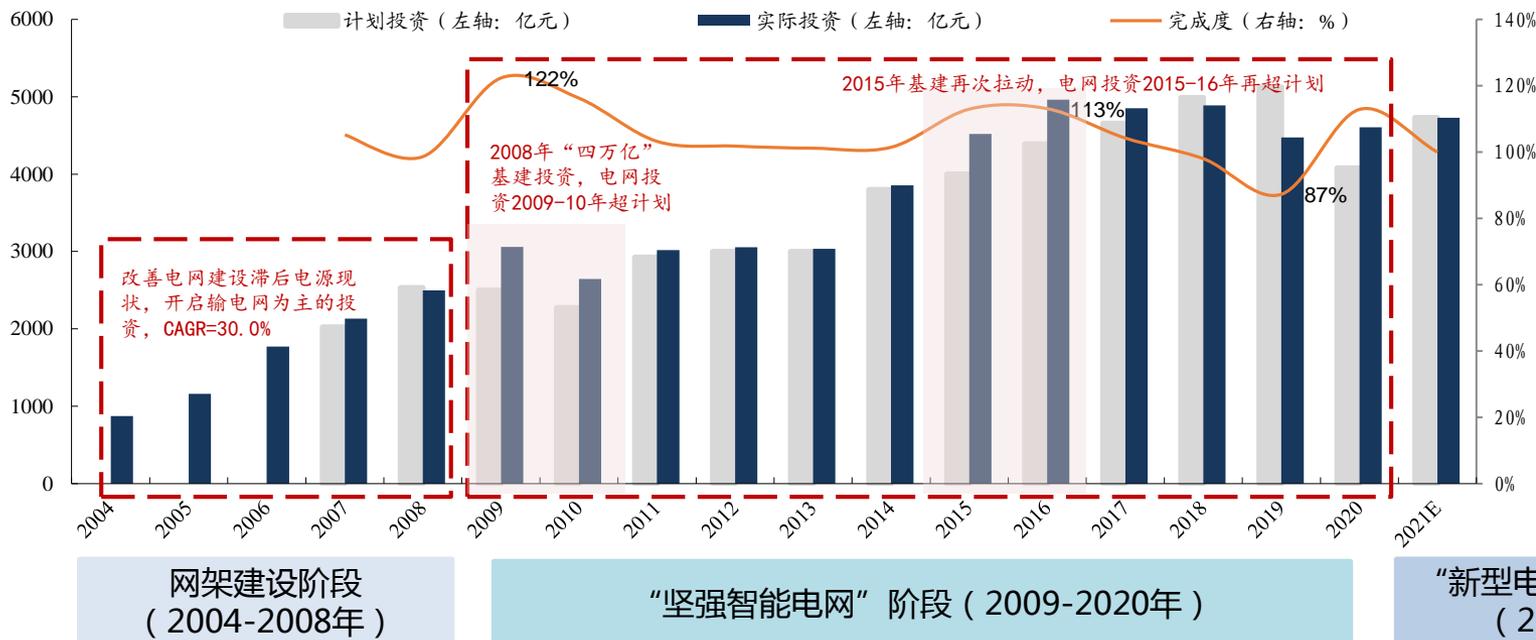
图 二次设备毛利率普遍高于一次设备



电网投资复盘：坚强智能电网基本建成，“十四五”整体投资稳字当先、结构性有所侧重

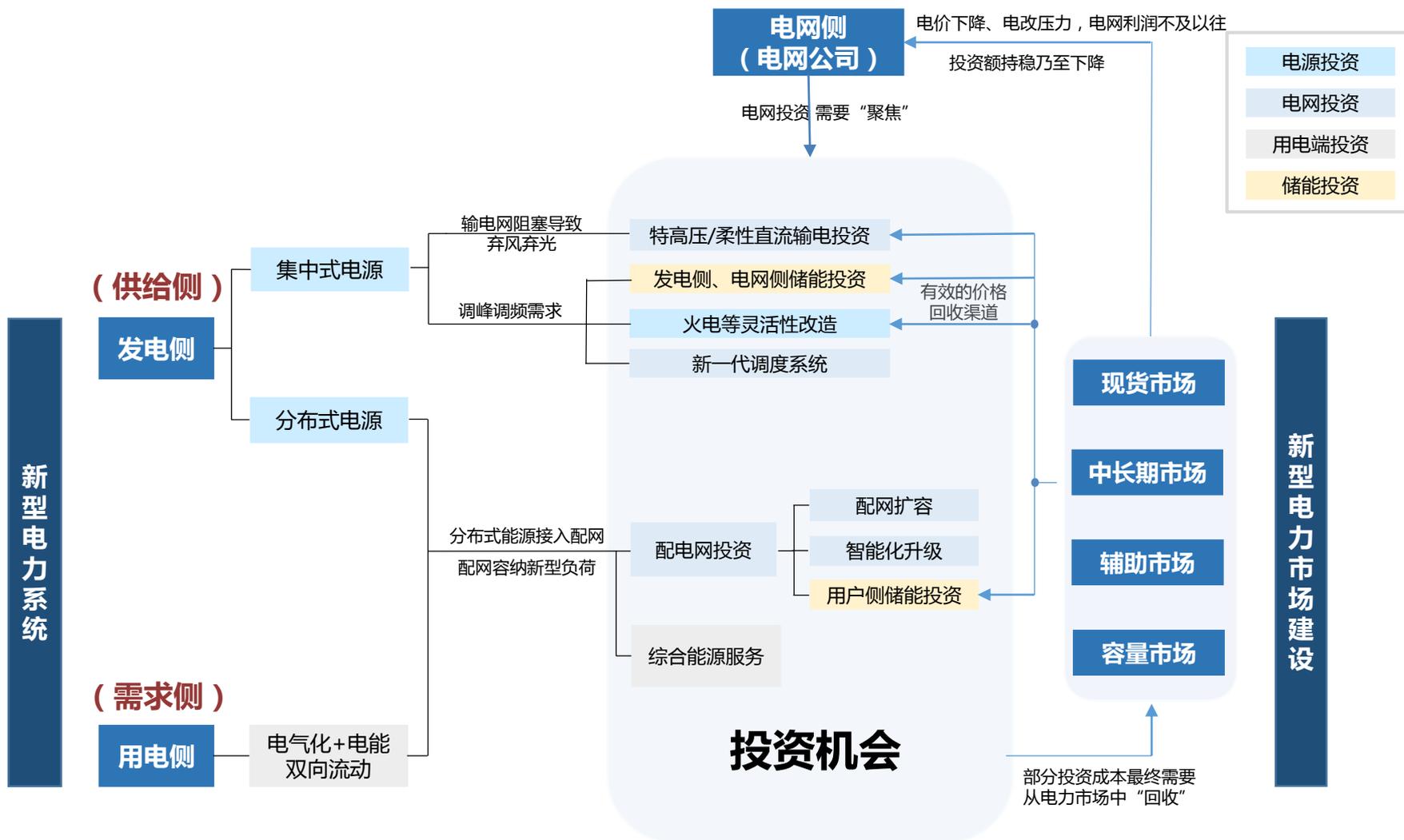
- “十三五”末期“坚强智能电网”已基本建成。国网2009年提出坚强的智能电网建设规划，计划到2020年全面建成“坚强智能电网”，2016-2020年电网投资基本维持4500-5000亿元水平
- 我们预计“十四五”期间年均电网投资仍将高位稳定在4700-5000亿元区间。2021年在新领导上任、十三五收官之年、疫情后恢复基建拉动经济的角度，国网投资有望持续稳增，计划投资4730亿元（同比+3%）。进入“十四五”后，大电网建设接近尾声，新董事长辛保安提出十四五计划投入3500亿美元（按2021.11.21的汇率6.39计，折合2.2万亿元）推进电网转型升级

图 国家电网基本建设投资额完成情况



从供给侧及需求侧看电网投资建设

图 电网投资结构框架



2. 新型电力系统时代将临

2.1 新型电力系统的提出

2.2 新型电力系统“新”在何处

“双碳”背景下，亟待建设新型电力系统

- 2020年碳中和的起点，中国40年碳中和之路始于足下。2020年9月22日，总书记在七十五届联合国大会上提出“中国2030年碳达峰，2060年碳中和”宏伟目标。2021年10月21日《2030年前碳达峰行动方案》强调“2025年非化石能源消费占比达20%，2030年占比达25%”
- “双碳”战略下的“新型电力系统”。总书记在中央财经委员会第九次会议中对碳达峰、碳中和作出重要部署，强调要构建以新能源为主体的新型电力系统，电网主要扮演消纳新能源的角色

图 五大发电集团碳达峰目标：到2025年清洁能源占比均超过40%



图 能源相关政策、国家战略层层推进

2014年6月，习近平总书记中央财经领导小组第六次会议上提出推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命和全方位加强国际合作的“四个革命、一个合作”重大战略思想。

2016年12月，国家发展改革委和国家能源局发布《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》，提出到2030年，一次能源消费中非化石能源占比达到20%左右。

2020年9月，习近平总书记在第七十五届联合国大会上宣布，中国将采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

2021年3月15日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上提出，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，构建以新能源为主体的新型电力系统。

2014

2016

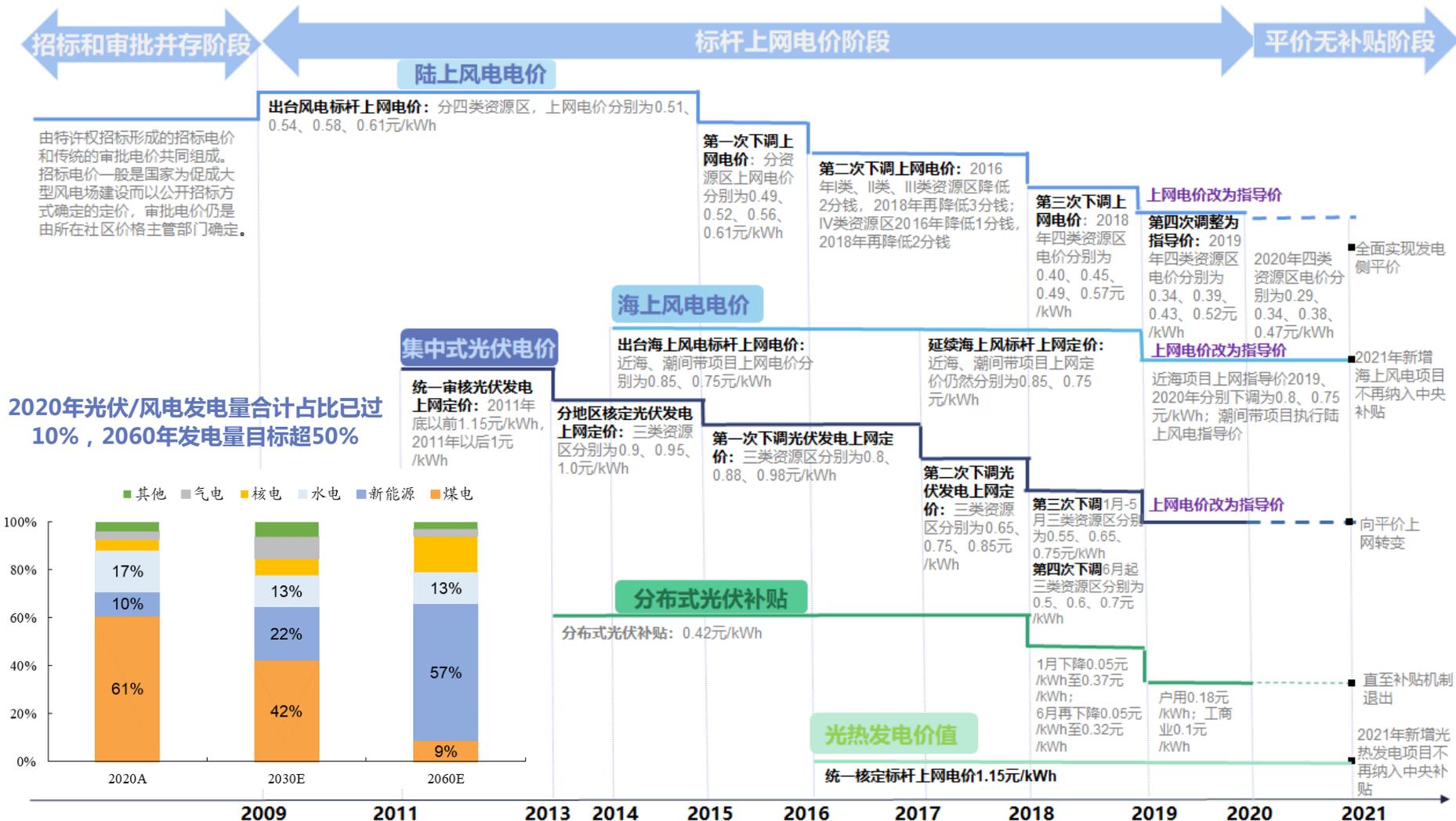
2020

2021

2.2 新型电力系统“新”在何处

清洁能源电源：2021年风电、光伏进入平价时代“元年”，大规模发展“势不可挡”

图 风电、光伏新能源上网电价历程（2009年-2021年）



2.2 新型电力系统“新”在何处

清洁能源电源：“十四五”集中式与分布式双轮驱动

- **集中式电源**：“十四五”期间，国家计划在内蒙古、陕西、青海“三北地区”及西南地区建设清洁能源“大基地”。此外，海上风电项目尤其是远海风电建设继续推进
- **分布式电源**：2021年6月国家组织开展“整县推进”屋顶光伏试点，根据能源局公布，全国共有676个试点县列为开发试点；2021年10月118家政府代表、600多家风电企业提出“风电伙伴行动”，提出“十四五”期间分布式风机总装机规模达到50GW

图 大基地集中电源（发电侧）与分布式电源并举（配电侧）



时间	部门	政策
2014/9/1	能源局	《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策通知》
2014/11/5	能源局、国务院扶贫办	《关于印发实施光伏扶贫工程工作方案的通知》
2014/12/24	能源局	《关于推进分布式光伏发电应用示范区建设的通知》
2015/9/1	国家电网	《关于做好分布式电源项目抄表结算工作的通知》
2016/11/7	能源局、发改委	《电力发展“十三五”规划》
2016/12/26	能源局、发改委	《关于印发能源发展“十三五”规划的通知》
2016/12/28	发改委	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》
2018/6/1	发改委、财政部、能源局	《关于2018年光伏发电有关事项的通知》
2019/6/3	能源局	《国家能源局关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》
2020/3/10	能源局	《国家能源局关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》
2021/6/20	能源局	《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》

发电

输变电

配电

用电

集中式电源，在发电侧并网

分布式电源，直接并入配电网

2.2 新型电力系统“新”在何处

新型负荷：刚性消费者到柔性“产销者”

□ 用电侧呈现以下特征：1) 负荷电气化程度提升。经南网测算，工业/建筑/交通终端用能电气化水平从2020年30%/30%/5%提升至2060年50%/75%/50%；2) 随机冲击型用电负荷增多。我国用电需求呈现冬季和夏季“双峰”特性，叠加前述电气化程度提升，峰谷差进一步扩大；3) 电力系统源/荷界限模糊，出现“产销者”。新能源车充电桩、分布式电源等用电侧设备不断普及，除消耗电能以外还可用于发电

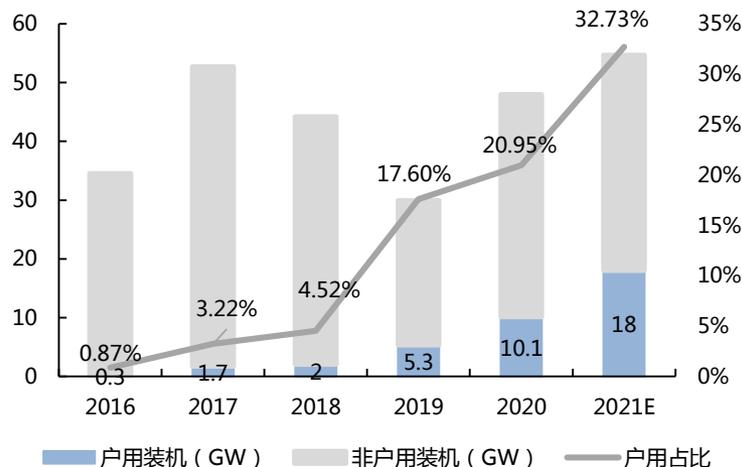
表 新型负荷“尖峰化”：最大负荷与平均负荷之比提升，最大负荷持续时间极短

	2020	2025E	2030E	2060E	“十四五” CAGR (%)
全社会用电量 (万亿千瓦时)	7.4	9.2	10.3	16	24.3
最大负荷 (亿千瓦)	12.4	15.7	17.7	-	26.6
平均负荷 (亿千瓦)	8.5	10.5	11.8	-	-
最大负荷/平均负荷	1.47	1.49	1.51	>1.5	-

图 新能源汽车销量渗透率提升带动充电桩装机增长



图 户用光伏2021年在政策引导下加速渗透



2.2 新型电力系统“新”在何处

总结：“双高+双峰+双随机+一低”

- **双高**：1) 新能源比例高，消纳任务重，“3060”目标下新能源装机量及发电量占比不断提升；2) 电力电子设备占比高，传统的电磁变换装备转为由电力电子装备主导，电网安全稳定、电能质量存在一定挑战
- **双峰**：新型电力系统在夏季、冬季均出现负荷高峰，且峰谷差随终端电气化提升而在扩大
- **双随机**：供给侧（电源）及需求侧（负荷）随机波动、不可控，给电力电量平衡带来压力
- **一低**：传统电网规模越大、转动惯量越大；但新能源电源本身惯量低，而且电网转向高比例变流器的交直流混联电网，系统惯量将进一步下降

图 新能源发电系统通过变流器并网、无旋转设备，惯量较小

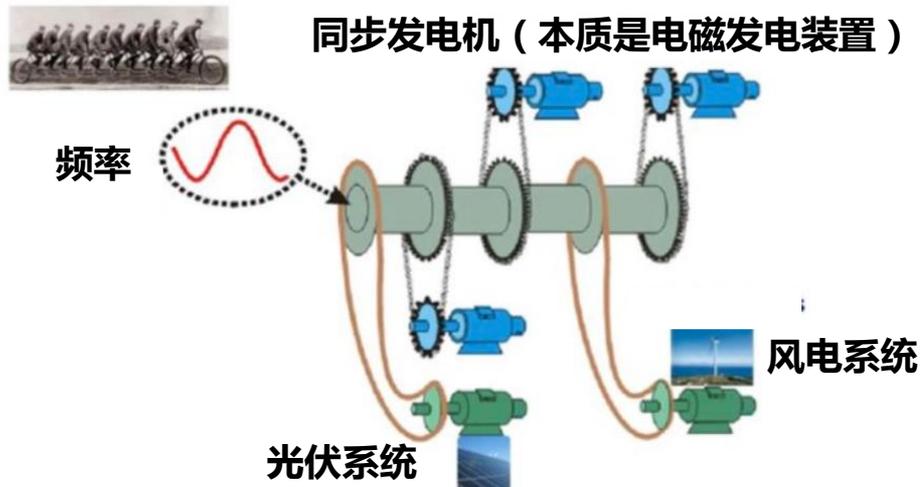
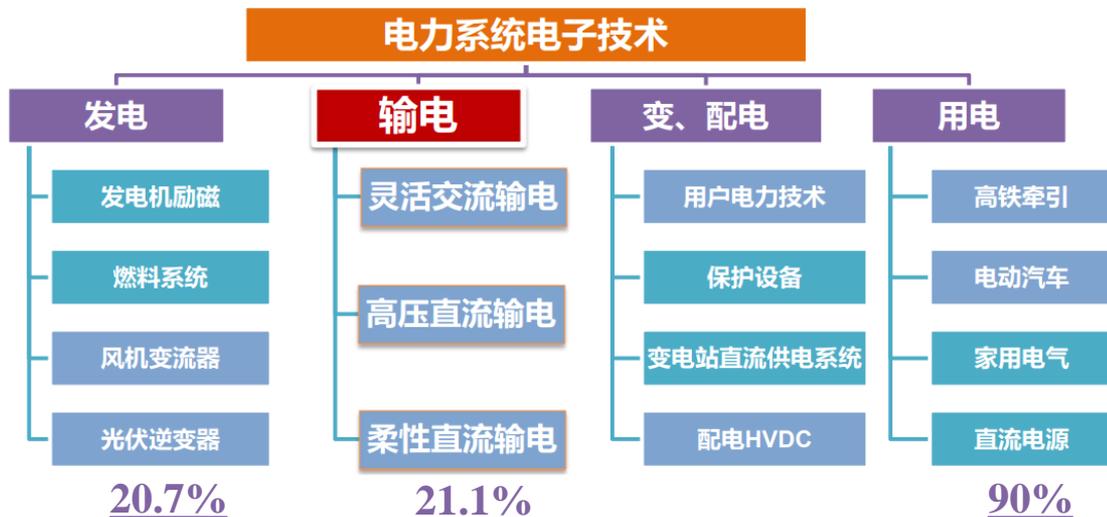


图 新型电力系统在“发-输-变-配-用”环节均含较多电力电子设备（各环节电力电子装置占比均为2020年数据）



3. 电网分环节投资机会

- 3.1 输变电：特高压保障新能源消纳，变电扩容需求随之显现
- 3.2 配用电：自动化改造提量，数字化升级提质
- 3.3 无功补偿：SVG设备需求随风光而起
- 3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海
- 3.5 电网数字化：二次设备充分受益
- 3.6 综合能源服务：业务边界逐步拓展

输电网——延续特高压“高速公路”建设

- ✓ 传统交流远距离输送新能源，存在投资高、容量限制等问题；传统直流也存在换相失败等技术问题
- ✓ 传统特高压输电通常是指1000kV交流或±800kV直流及以上的高压输电线路，输送距离远、容量大、占地少

- ✓ 柔性直流输电是可控性最高、对新能源适应性更好的技术，具有不受距离限制、响应迅速且无需无功补偿（占地面积小）等优点，但暂时造价高，技术有待进步，未来有望成为主流

图 截至2020年国网建成投运“14交12直”26项传统特高压工程

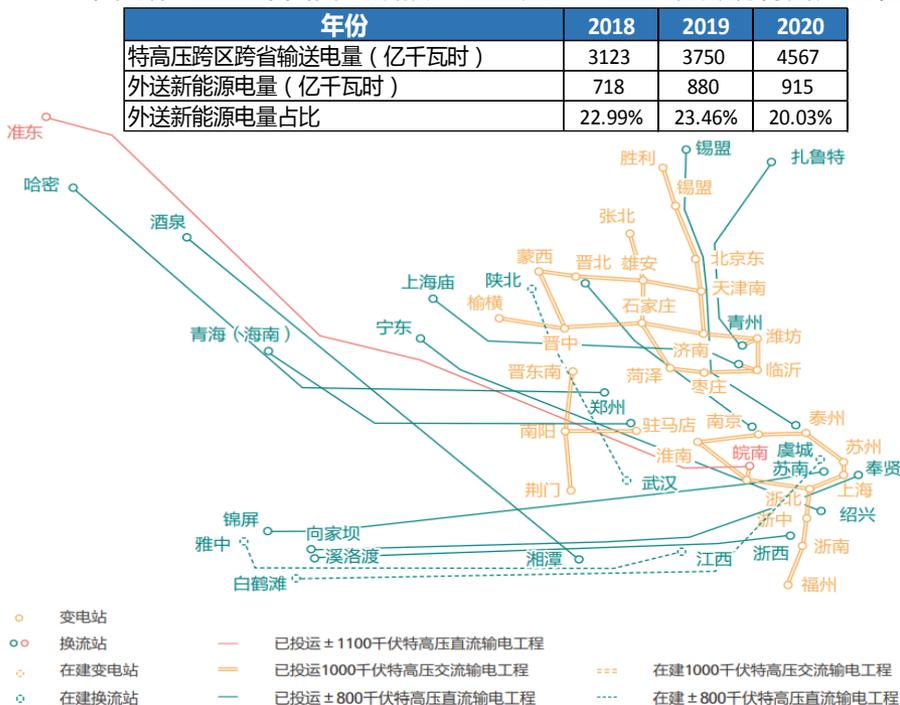


图 2019-2020年部分特高压线路输送可再生能源情况

可再生能源占比		2020年	2019年
可再生能源发电全额消纳 (基本水电为主)	复奉直流	100.0%	100.0%
	锦苏直流	100.0%	100.0%
	楚穗直流	100.0%	100.0%
	普侨直流	100.0%	100.0%
	新东直流	100.0%	100.0%
	宾金直流	100.0%	99.9%
	昆柳龙直流	100.0%	—
	青豫直流	100.0%	—
部分传输可再生能源电量 (含光伏/风电, 与火电打包外送)	昭沂直流	47.5%	36.1%
	天中直流	40.7%	50.2%
	长南荆特高压	29.3%	26.2%
	吉泉直流	18.3%	22.3%
	祁韶直流	27.3%	30.9%
	灵绍直流	17.1%	26.3%
	鲁固直流	17.1%	39.3%
	雁淮直流	13.7%	0.8%
基本不传输可再生能源	锡泰直流	0.3%	0.2%
	淮沪特高压	0.0%	0.0%
	浙福特高压	0.0%	0.0%
	锡盟-山东	0.0%	0.0%
	蒙西-天津南	0.0%	0.0%
榆横至潍坊特高压	0.0%	0.0%	

输电网——延续特高压“高速公路”建设

□ “十四五”开启新一轮特高压建设周期，总投资额过千亿元：2021年3月国网发布“碳达峰、碳中和”行动方案，提出加大跨区输送清洁能源力度，“十四五”规划建成10回特高压线路，我们预计包含：待核准的驻马店-武汉、南昌-武汉，2019-2021年招标完成、开工中的南阳-荆门-长沙、南昌-长沙、荆门-武汉、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江，及2020年提出的3条金上-湖北、陇东-山东和哈密北-重庆

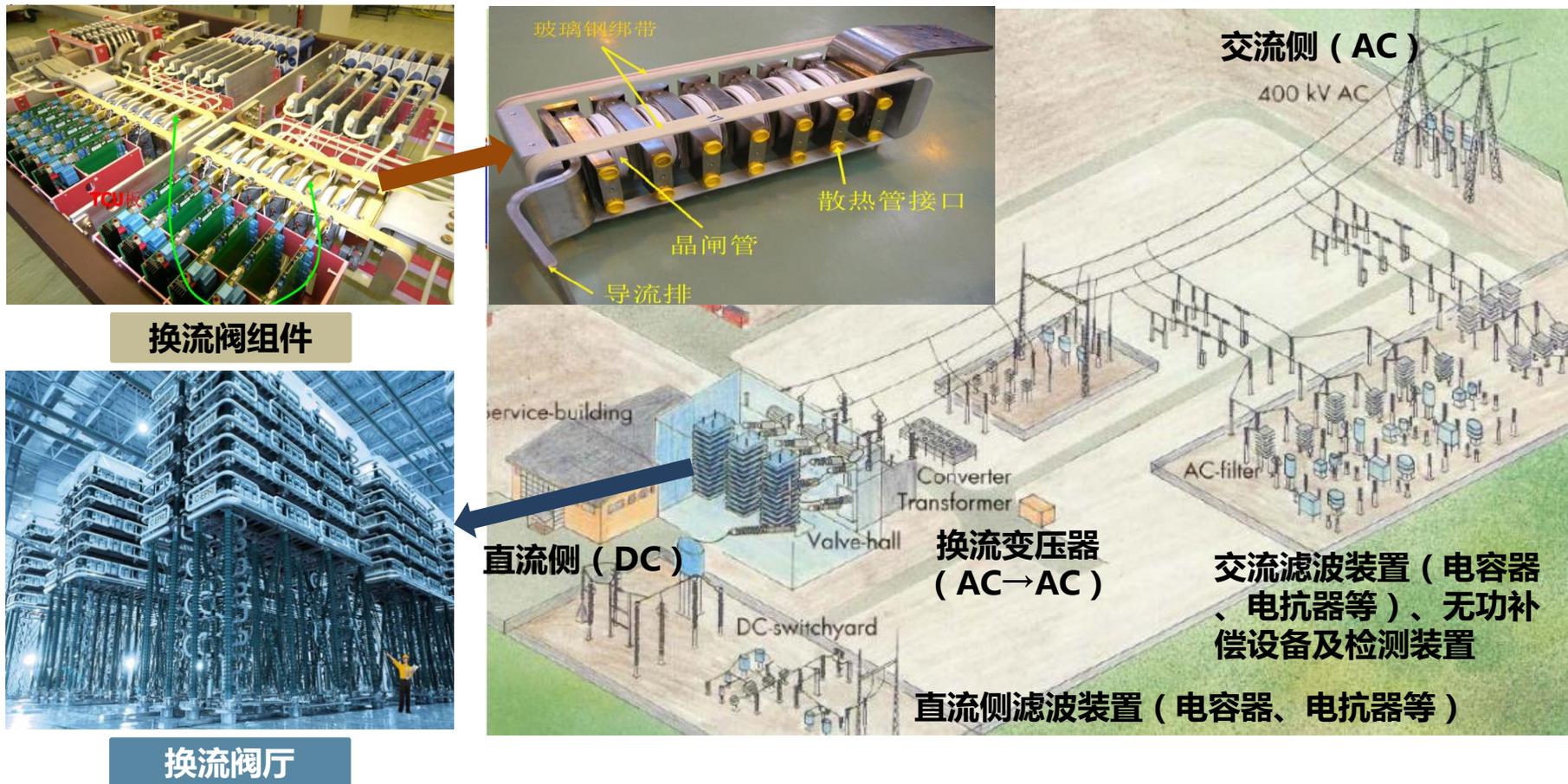
表 2018年9月以来主要特高压线路推进进度（截至2021年11月）

类型	特高压项目简称	项目所属	项目进度	核准时间	投运时间	投资额(亿元)	
交流	张北-雄安	本轮1809	已投产	2018年11月	2020年8月	59	
	驻马店-南阳	本轮1809	已投产	2018年11月	2020年7月	51	
	南阳-荆门-长沙	本轮1809	已核准	2019年12月	预计2022年	104	
	南昌-长沙	本轮1809	已核准	2020年12月	预计2022年	72	
	荆门-武汉	本轮1809	已核准	2020年12月	预计2022年	69	
	驻马店-武汉	本轮1809	待核准	-	-	55	
	南昌-武汉	本轮1809	待核准	-	-	69	
直流	青海-河南	本轮1809	已投产	2018年10月	2020年12月	268	
	雅中-江西	本轮1809	已投产	2019年9月	2021年6月	331	
	陕北-湖北	本轮1809	已投产	2020年2月	2021年8月	185	
	白鹤滩-江苏	本轮1809	已核准	2020年11月	预计2022年	507	
	白鹤滩-浙江	本轮1809	已核准	2021年7月	预计2022年	270	
	合计(已核准5条+待核准2条)						1146
		金上-湖北工程	2020年追加	预可研	-	-	我们预计100-200亿元/条
	陇东-山东工程	2020年追加	预可研	-	-		
	哈密北-重庆工程	2020年追加	预可研	-	-		

输电网——延续特高压“高速公路”建设

□ 特高压项目建设包括线路及换流站建设，根据产业信息网数据、约30%投资集中在换流站里的电气设备。关注几类核心设备：换流阀（整流/逆变作用）、直流控制保护（偏软件，控制换流阀相控角/电压&保护）、换流变压器（交流电压变换）、组合电器GIS（开关保护）等

图 特高压直流换流站结构示意图（重点设备集中在换流阀厅）



3.1 输变电：特高压保障新能源消纳，变电扩容需求随之显现

输电网——延续特高压“高速公路”建设

- 建设中的“三交二直”特高压设备招标规模方面，我们估计主设备合计约225亿元（直流187亿元+交流38亿元），剩下待核准的“两交三直”同样具备百亿元核心设备增量
- 盈利能力相对较好，2015-2020年流阀、直流控保、换流变压器等主设备毛利率在27%+

图 特高压设备毛利率水平

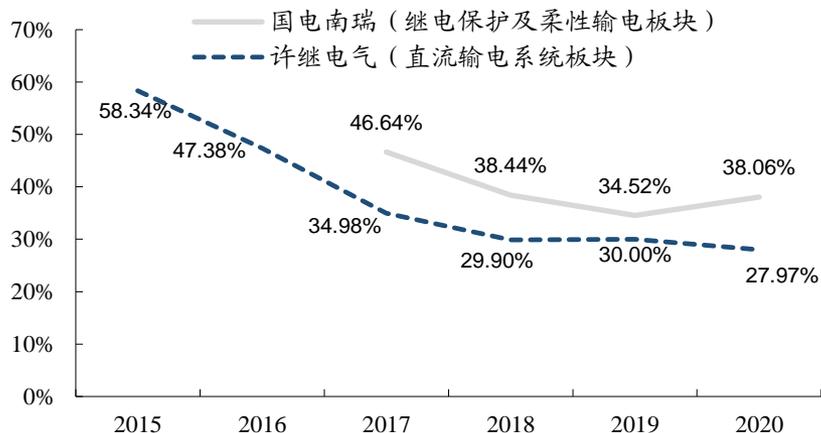


表 特高压直流线路设备需求测算

特高压直流两条线主设备测算								
产品	数量 (台/套)	单价 (亿元)	总金额 (亿元)	占比	白鹤滩-浙江			
					产品	数量 (台/套)	单价 (亿元)	单线金额 (亿元)
换流阀	20	1.6	32	13%	换流阀	8	1.6	12.8
换流变压器	113	0.5	14	6%	换流变压器	56	0.5	28
直流保护系统	12	1.7	20.4	8%	直流保护系统	4	1.7	6.8
电抗器	516	0.1	51.6	21%	电抗器	272	不同电压等级有差异	
GIS	86	0.8	68.8	28%	白鹤滩-江苏			
断路器	198	0.1	19.8	8%	产品	数量 (台/套)	单价 (亿元)	单线金额 (亿元)
电容器	293	0.06	17.58	7%	换流阀	12	1.6	19.2
开关柜	776	0.01	7.76	3%	换流变压器	57	0.5	28.5
隔离开关和接地开关	510	0.005	2.55	1%	直流保护系统	8	1.7	13.6
避雷器	1057	0.01	10.57	4%	电抗器	244	不同电压等级有差异	
合计金额	245亿元 (直流主设备约187亿元)							

表 特高压三条交流线路设备需求测算

特高压交流三条线主设备测算				
产品	数量 (台/套)	单价 (亿元)	总金额 (亿元)	占比
GIS (1000kV)	38	0.8	30.4	62%
断路器	24	0.1	2.4	5%
电抗器 (1000kV)	49	0.1	4.9	10%
电容器	12	0.06	0.72	1%
开关柜	7	0.01	0.07	0%
隔离开关和接地开关	54	0.005	0.27	1%
避雷器	176	0.01	1.76	4%
变压器 (1000kV)	21	0.4	8.4	17%
合计金额	49亿元 (交流主设备38亿元)			

3.1 输变电：特高压保障新能源消纳，变电扩容需求随之显现

输电网——延续特高压“高速公路”建设

□ 特高压核心设备格局集中、供应商中标量份额稳定。换流阀、换流变、直流控保、GIS等多产品中标量CR3（2010-2021年历史累计）在50%以上，参与者均具备国网背景。国电南瑞聚焦特高压直流项目，换流阀及直流控保历史中标量（2010-2021年历史累计）份额分别46%/70%，许继电气、中国西电、平高电气特高压中标量份额同样居前，有各自的优势产品

表 特高压直流/交流线路中标份额情况（2010-2021年历史累计口径，已计入最新的两条直流+三条交流线路）

类型	公司	换流阀	换流变压器	直流保护系统	GIS	断路器	电抗器	电容器	开关柜	隔离开关和接地开关	避雷器	互感器
直流	国电南瑞	45.69%		70.45%		6.98%						17.98%
	平高电气				42.86%				6.52%	32.43%	26.92%	
	许继电气	26.72%		29.55%					6.52%			8.99%
	中国西电	18.97%	23.90%		22.86%	16.28%	2.67%	12.71%		14.86%	23.08%	4.49%
	保变电气		23.07%									
	特变电工		28.06%				4.00%					6.74%
	思源电气							11.02%				5.62%
	四方股份					25.58%						
	长高集团									21.62%		3.37%
类型	公司	变压器	GIS	电抗器	电容器	开关柜	隔离开关和接地开关	避雷器	互感器	断路器		
交流	平高电气		31.18%				10.74%	27.77%				
	中国西电	11.24%	14.00%	16.01%	13.21%	14.06%	25.62%	9.11%	19.33%	58.65%		
	保变电气	10.44%		5.49%								
	特变电工	36.55%		8.62%					5.36%			
	思源电气				24.53%				7.31%			
	长高集团						19.42%					

3.1 输变电：特高压保障新能源消纳，变电扩容需求随之显现

输电网——柔性直流试点阶段，静待性价比优势显现

- **需求侧**：网架建设薄弱区域的新能源开发，如海上风电；其他用途如电网互联、岛屿供电等
- **供给侧**：基于全控型IGBT（或GTO、IGCT）功率器件分别独立控制有功/无功功率。截至2021年柔直线路建设投资额仍大幅高于传统特高压直流线路，需要大容量、抗强磁干扰IGBT的国产化及成本快速下降
- **催化剂**：技术进步使得IGBT等器件成本降低、海上风电建设超预期
- **标的**：国电南瑞、四方股份（具备柔直换流阀、柔直控制保护等核心产品，且具备IGBT自主研发能力，自供程度不断提升），此外许继电气、思源电气均有布局柔直

图 柔性直流输电示意图

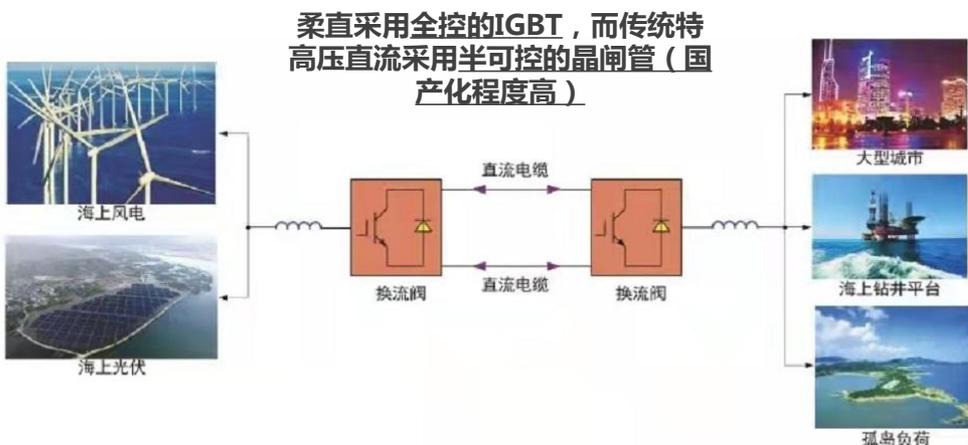


表 柔性直流输电项目建设情况（截至2021年）

工程名称	额定电压	额定容量	作用
上海南汇	±30kV	20MW	风电并网
南澳三端	±160kV	200/100/50MW	风电并网
舟山5端	±200kV	400/200/200/100/100MW	岛屿互联
福建厦门	±320kV	1000MW	城市供电
云南罗平	±350kV	1000MW	电网互联
渝鄂互联	±420kV	4*1250MW	电网互联
乌东德3端混合	±800kV	8000/5000/3000MW	水电送出
白鹤滩4端级联	±800kV	8000/2667/2667/2667MW	水电送出
张北柔直	±500kV	3000MW	多种可再生能源送出

变电站——输电线路扩容带来变电站增量需求

- 变电设备招标：特高压建设及分布式能源渗透等都会带来一定新增配套需求：
 - ✓ 变压器2021年前四批招标量（容量）同比+7%，同比2019年仍较为低迷。但中长期看，变压器扩容需求依旧存在：如农网变压器等一次设备容量不足，若电网不提前规划变压器等设备扩容、将制约整县推进政策下分布式光伏大比例渗透
 - ✓ 组合电器（GIS）凭借可靠性高、维护少、占地小等优势替代传统敞开式开关，招标量延续高增，2020年招标量同比+78%、2021年前四批招标量同比+101%高增
 - ✓ 二次设备（保护&监控）相对增速更快，2021年前四批招标量分别同比+22%/+102%
- 部分变电站建设采用“预制化、模块化”。即在工厂里预制变电站标准化模块，现场装配、快速竣工。电网侧受制于传统变电站建设标准固化，始终未大规模铺开；发电侧升压站业主方有采购模块化变电站意愿，以快速完工并网。从事相关业务的有思源电气、许继电气等

表 2017-2021年变电一二次设备招标情况（按数量：个/kVA）

产品		2017	2018	2018同比	2019	2019同比	2020	2020同比	2021前四批	2021前四批同比
一次设备	变压器（容量MVA）	175866	244991	39.31%	186081	-24.05%	137663	-26.02%	136711	6.95%
	GIS（组合电器）	7534	7461	-0.97%	4217	-43.48%	7505	77.96%	12642	101.22%
	电抗器	1085	1379	27.10%	1374	-0.36%	795	-42.14%	1000	50.38%
	互感器	21551	24678	14.51%	9903	-59.87%	6746	-31.88%	11144	81.00%
	电容器	16317	20552	25.95%	6607	-67.85%	2025	-69.35%	1821	-6.90%
	断路器	5454	6583	20.70%	1695	-74.25%	1528	-9.85%	1784	40.14%
	隔离开关	13681	17446	27.52%	4785	-72.57%	3279	-31.47%	6511	120.56%
	消弧线圈	2813	3402	20.94%	604	-82.25%	425	-29.64%	863	129.52%
开关柜	40060	38359	-4.25%	6350	-83.45%	14114	122.27%	34648	162.95%	
二次设备	保护类设备	14493	19165	32.24%	25141	31.18%	16588	-34.02%	17566	21.94%
	变电监控类设备	1826	1813	-0.71%	1721	-5.07%	701	-59.27%	1234	101.63%

3.1 输变电：特高压保障新能源消纳，变电扩容需求随之显现

变电站——输电线路扩容带来变电站增量需求

□ 变电设备招标：格局相对输电环节更分散，但第一梯队玩家相对固定：

- ✓ 枢纽变电站的设备可靠与否影响的供电半径较大，故标准相对更高，供应商相对集中；电压等级越低的变电站，产品标准相对更低，故供应商分散程度越高
- ✓ 第一梯队中，思源电气、中国西电、平高电气优势领域在于开关类&线圈类的一次设备，而国电南瑞（含南瑞继保）、四方股份等优势在监控、保护等二次设备，部分公司一二次设备均有布局

表 变电环节一次设备中标量市占率（仅统计国网2021年前四批招标，第五批尚未公布中标结果）

一次设备									
公司	变压器	电抗器	互感器	电容器	组合电器	断路器	隔离开关	消弧线圈	开关柜
中国西电	11.47%	2.26%	12.53%	16.05%	7.49%	10.01%	8.87%		2.34%
思源电气		2.89%	16.96%	17.19%	10.06%	27.23%	15.83%	15.53%	
平高电气			7.17%		12.91%	11.45%	15.31%		
特变电工	15.87%	3.40%	4.18%						
许继电气		15.09%						34.82%	
正泰电气	0.71%				1.07%				
保变电气	4.32%								

表 变电环节二次设备中标量市占率（仅统计国网2021年前四批招标，第五批尚未公布中标结果）

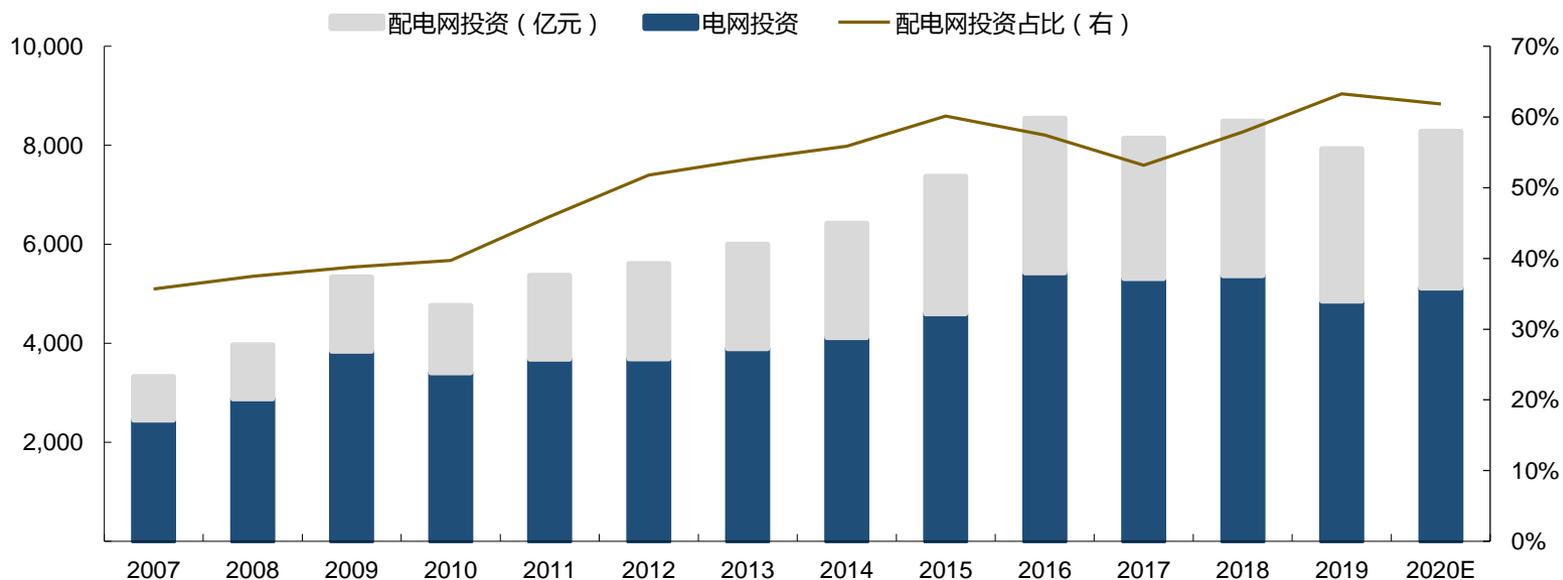
二次设备									
公司	国电南瑞	南瑞继保	思源电气	许继电气	四方股份	长园深瑞	国电南自	金智科技	积成电子
保护类设备	24.72%	24.16%	0.26%	12.93%	18.20%	9.20%	6.64%	0.30%	0.23%
变电监控类设备	18.83%	20.83%	3.42%	11.70%	18.69%	7.85%	10.98%	1.57%	5.56%

3.2 配用电：自动化改造提量，数字化升级提质

配电网：投资继续保持重要地位，结构上数字化、智能化是亮点

□ 配网建设主要涉及城市配网、农网改造、分布式微网等。复盘配网历史投资，2015年能源局提出2016-2020年配网累计投资不低于1.7万亿元，成效方面截至2020年配网自动化率已高达90%。我们预计“十四五”配网投资在1.1-1.3万亿元，占国网投资额的50%-60%，投资结构上除常规的配网扩容及自动化改造外，我们认为“十四五”有望向配网智能化、微网等方向倾斜（偏二次设备）

图 电网投资结构中，配电网投资占半数以上

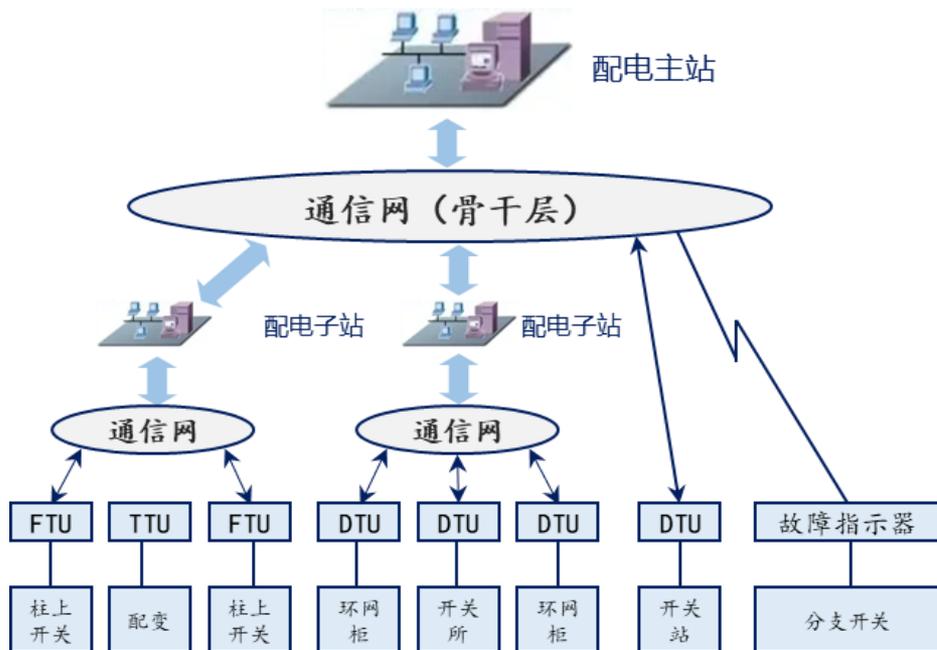


配网自动化继续向前迈步

配网自动化改造：一/二次设备扩容+存量替换

- ✓ 一次：变压器类（配电变压器）、开关类（隔离开关、柱上断路器、环网柜等）。因配网电压等级更低、产品壁垒更低，格局相对变电环节更为分散
- ✓ 二次：配电主站、配电子站、DTU/FTU/TTU等终端设备。二次设备是自动化改造的“魂”，帮助一次设备实现数据获取、远程运维及控制，技术壁垒更高、格局也比一次集中，二次主要供应商有国电南瑞、四方股份、许继电气

图 配电网网络拓扑结构及各产品对应供应商



- **配电主站**：国电南瑞、许继电气、四方股份等
- **通信网络**：中兴通讯、许继电气、南瑞集团等
- **配电子站**：国电南瑞、许继电气、四方股份等
- **环网柜**：国电南瑞、许继电气、双杰电气等
- **柱上开关**：国电南瑞、许继电气、北京科锐等
- **变压器**：许继电气、长园集团、置信电气等

3.2 配用电：自动化改造提量，数字化升级提质

- ✓ **一二次融合设备**：设计之初即集成一次&二次设备，可实现对设备或线路故障研判、定位与隔离，减少电网公司巡线、检修成本。产品包括智能柱上开关、智能环网柜等。需求侧电网公司对供电可靠性要求有增无减，供给侧方面国网2016年即提出《配电设备一二次融合技术方案》，随标准及各家技术方案完善，一二次融合的销量渗透率有望不断提升（2021年仍处于导入期，较发达的一线城市先行试用，不同省市电网客户定制化程度不一）。建议关注一二次融合设备领先企业**宏力达**

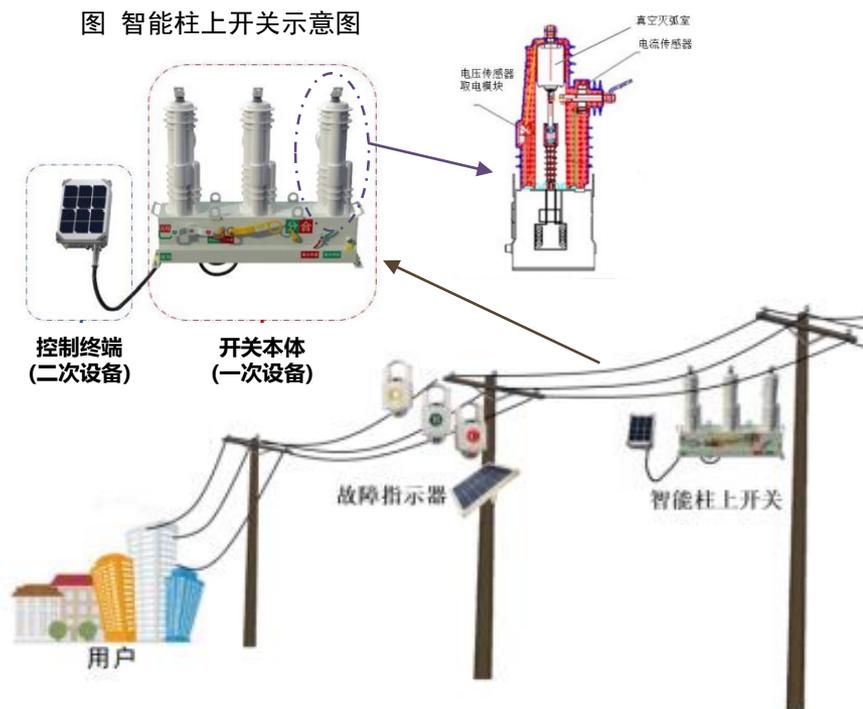
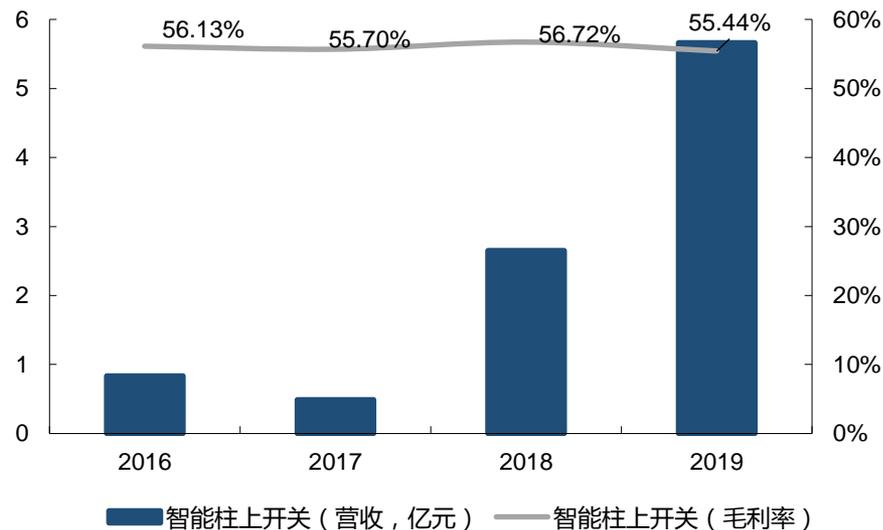


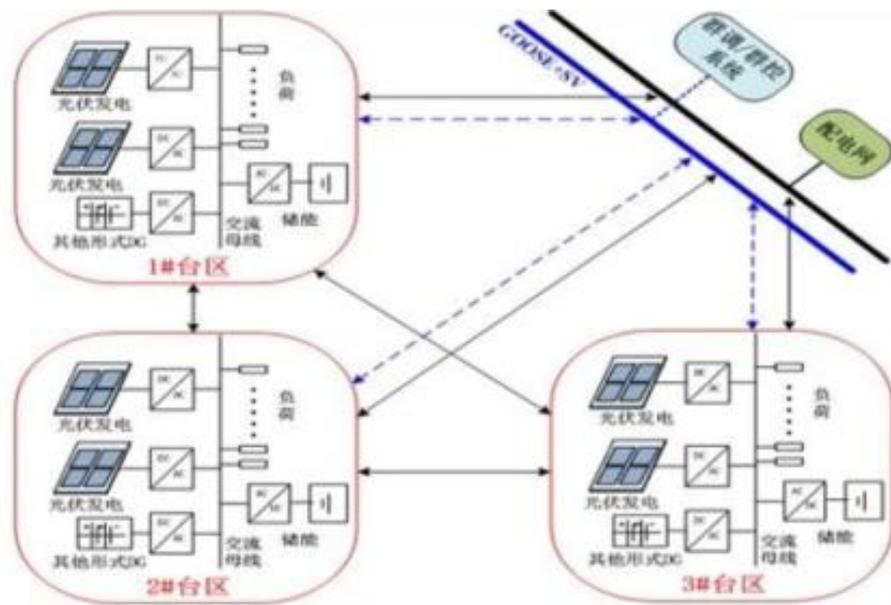
图 宏力达一二次融合设备（智能柱上开关）营收及毛利率情况



配网数字化、智能化改造：走向自治时代

- 分布式带来可控性、安全性方面的问题，微电网、直流配电网等多形式配电网蓄势待发。分布式电源的大比例接入，使得配网由传统负荷侧单向网络→源荷功率双向流动的多源网络，常规配网形态面临安全性等方面挑战
- 微电网：“麻雀虽小，五脏俱全”——将分布式光伏/风电、负荷、储能装置等装置有机整合成小型发配电系统。1) 从微电网角度来看，可离网也可并网运行，利于就近消纳电力、余电上网，将分布式电源对电网的冲击“内部消化”；2) 从主干网角度来看（电网公司），随“整县推进”等分布式电源政策推进，微网作为可控单元可有效减少风光间歇性电源对大电网的冲击
- 商业模式偏EPC+运维，客户多以工业园区为主，建议关注：智光电气、金智科技

图 大电网与配电侧微网协同控制模式



配网数字化、智能化改造：走向自治时代

- ❑ **虚拟电厂：“化整为零，聚沙成塔”**——以分布式电源、储能、负荷、数字化管理系统为主，本质是分布式电力管理系统，作为“特殊电厂”参与电力系统辅助服务市场
- ❑ **云计算业态与虚拟电厂之间的类别——**
 - ✓ **IaaS（设备层）**：云计算底层以IDC及通讯设备为主，通常以租借形式使用资源；虚拟电厂底层为分布式电站、储能、负荷，资源相对非标；且上述资源的所有权分散，国企、民企、居民均有参与，整合资源难度较高
 - ✓ **PaaS/SaaS（平台层/应用层）**：1) 虚拟电厂功能相对云计算更单一（电力应用为主，如参与调峰调频、需求侧响应），以保障电网安全性为第一要义。2) 云计算可在PaaS平台上由第三方开发SaaS软件，而虚拟电厂单一应用（提供辅助服务）决定了PaaS和SaaS层的统一。有竞争力的平台商需要具备整合顶层软件及底层硬件资源的能力
- ❑ **虚拟电厂市场规模相对广阔**：据国电投《我国虚拟电厂的建设发展与展望》数据，以往电力系统的削峰填谷多依靠火电厂，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿元电厂和配套电网；而通过虚拟电厂实现，建设、运营、激励等环节投资仅需400-570亿元
- ❑ **行业仍处于发展萌芽期，还缺少几个催化剂**：分布式发电系统及储能的快速渗透，电力市场交易政策不断完善（比如虚拟电厂进入辅助市场获利，且收益率具备吸引力）
- ❑ **建议关注：恒实科技**（资源聚合商，全面参与国网冀北公司虚拟电厂建设）

图 云计算及虚拟电厂在一些特点上较为相似

云计算

地理上分散的算力资源、存储资源，通过虚拟化、分布式数据存储等技术，使得对外表现为一台“虚拟机”

虚拟电厂

地理上分散的电源、负荷及储能资产通过数字化、信息化手段，对外表现为一个“虚拟电厂平台”

3.2 配用电：自动化改造提量，数字化升级提质

用电端：智能电表“卷土重来”，将迎量价齐升

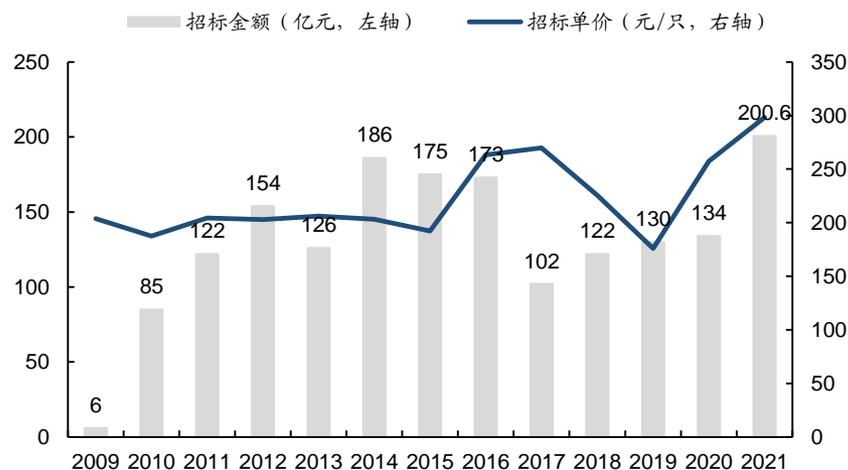
□ 自2009年国网提出“坚强智能电网”，电表替换经历了三个阶段：

- ✓ 2011年-2015年：智能电网大规模建设，电表招标量增速保持高位
- ✓ 2016-2018年：2016年电表覆盖率96%、2017-2018年覆盖率超99%，基本渗透完成，故增量及存量替换需求均相对小、行业进入调整期
- ✓ 2019年-：电表替换期已到，新一代智能电表开始迭代，国网电表招标量回暖。其中2020年招标量因疫情因素、智能电表新国标出台而有所下滑，2021年起我们预计智能电表行业进入新一轮十年替换周期：2021年起量、2022-2023年达到招标高峰，后续替换持续性较强

图 2009-2021年智能电表招标量情况



图 2009-2021年智能电表招标金额及单价



3.2 配用电：自动化改造提量，数字化升级提质

用电端：智能电表“卷土重来”

□ 2021年新一代智能电表持续渗透，新一轮替换大周期有望迎来量价齐升：

1) 量：电表迭代周期到、招标开始起量，2021年招标量同比+29%，招标总金额约201亿元、同比增长约50%；

2) 价：新一代智能电表提出“多芯、模块化”等理念，是对上一代的全面升级，我们预计价值量同比大幅提升50-100%

□ 格局分散且稳定，每批次电表中标企业有40+家。主要电表企业国电南瑞、炬华科技、海兴电力等订单有望随电表替代需求增长而有较快增长

图 智能电表行业中标量市占率：集中度较低（2级单相智能电表为例）

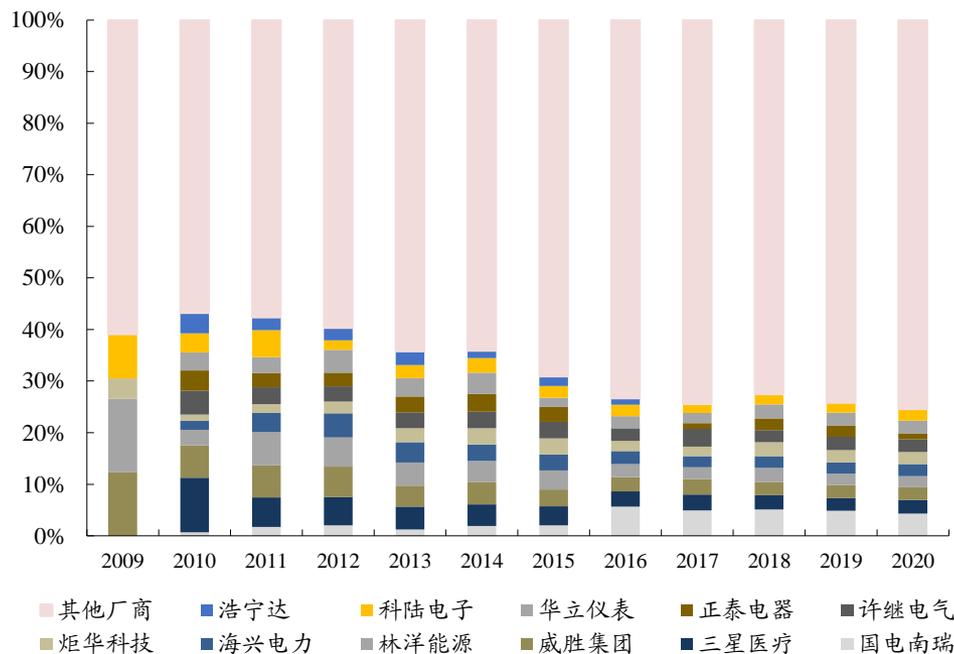


图 2015年-2021年智能电表招标结果

	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年		2020年		2021年	
招标数量（只）	汇总	汇总	汇总	汇总	汇总	yoy	汇总	yoy	汇总	yoy
2级单相智能	80,917,396	57,033,761	32,366,998	46,766,457	65,103,831	39.2%	45,030,333	-30.8%	58,067,856	29.0%
其中：单相物联表							16,516			
1级三相智能	9,052,825	7,730,466	4,874,327	6,404,362	7,863,110	22.8%	6,287,785	-20.0%	8,279,008	31.7%
0.5S级三相智能	957,051	918,989	519,705	892,862	926,265	3.7%	724,028	-21.8%	860,680	18.9%
0.2S级三相智能	70,510	41,912	17,989	23,826	14,758	-38.1%	23,905	62.0%	27,493	15.0%
智能电表合计（只）	90,997,782	65,725,128	37,779,019	54,087,507	73,907,964	36.6%	52,082,567	-29.5%	67,235,037	29.1%
智能电表合计YoY	-0.6%	-27.8%	-42.5%	43.2%	36.6%		-29.5%		29.1%	

3.3 无功补偿：SVG设备需求因风光而起

- 新能源并网：随新能源装机同比例增长的高 β 应用。**1) SVG为风光并网升压站主流应用产品，下游客户多为新能源电站成套设备商或EPC总包。SVG通过不断降本、价格已经接近SVC，具备较好经济性。2) SVC、同步调相机因响应电网调度的速度较慢而逐步退出市场。3) 储能尽管具备无功调节能力，但暂无法替代SVG：发电侧储能暂不具备经济性，且电网暂不允许储能替代SVG无功补偿的角色
- 用电侧电能质量优化：赚“辛苦钱”。**该环节无功补偿设备市场稳定、下游较分散（楼宇、工厂、医院等对电能质量敏感的场景），通过“堆人头拓展散单项目”来保证销量增长

表 常见无功补偿装置特性比较

名称	响应速度	优点	缺点	开始规模应用时间
同步调相机	较慢	可增加系统惯量、实现连续调节、补偿容量大	噪声大、损耗大、运维复杂	20世纪60年代
SVC(静止无功补偿器) 电力电子器件：晶闸管	较慢	可分相调节、可无级补偿、无涌流、级数足够细化、基本可以实现无级调节（主要用在中高压配电系统中）	会产生大量谐波、结构及运维复杂	20世纪90年代
SVG(动态无功补偿器) 电力电子器件：IGBT	快	技术成熟，输出无功受系统电压影响小、连续平滑调节、占地更小	价格高，但不断接近SVC，处于推广中	21世纪初
储能	快	连续平滑调节、受系统状态影响小、兼具有无功调节功能	需聚合控制、成本高	21世纪初

用途

发电侧：风光并网

输变电侧：降低线损、改善输配电质量

用电侧：改善用电质量

3.3 无功补偿：SVG设备需求因风光而起

- **高压SVG行业规模接近百亿元，增长与风光装机保持同步。**根据新风光招股书数据，高压SVG市场2019年约41亿元：1) **新能源应用**我们预计销售额规模占比超50%。SVG产品成熟度较高，标准化程度高、也有按需非标定制需求。行业规范通常按新能源装机容量一定比例配无功装置，故2021-2025年SVG规模随风光装机量基本同比例增长；2) **其他应用**：随终端电气化程度提升，冶金、炼钢等领域具备动态无功补偿的增量需求
- **盈利能力方面，高毛利或较难维持。**行业经过前期几轮洗牌，2020年起价格竞争再度显现，且产品方面较难拉开显著差距，而且现有玩家或面临“电力电子系”同行带来的竞争，我们预计全行业毛利率或有下滑趋势
- **格局方面，SVG头部供应商有思源电气、新风光（弹性标的），**2020年无功补偿业务营收体量分别为10.9亿元(占主营15%) /5.6亿元(占主营66%)

图 高压SVG市场规模情况（含新能源+非新能源应用）

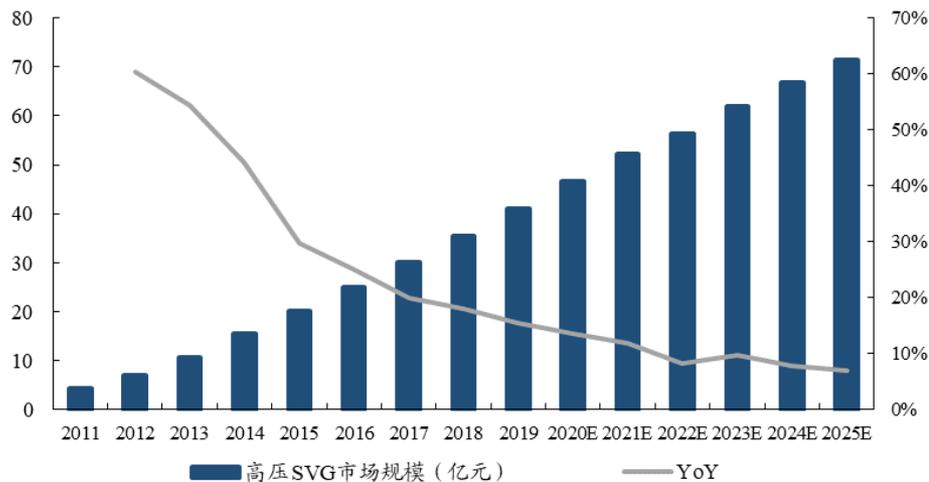
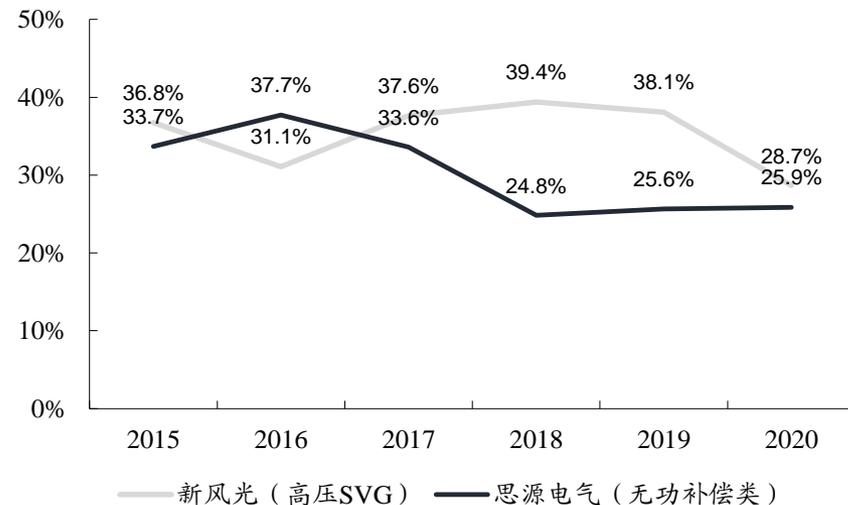


图 核心公司SVG产品毛利率变化情况



3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

储能全面应用于电力系统的各个环节

□ 储能是电力系统中的关键一环，应用于“发/输/配/用”任意一个环节。电力即发即用，无法直接存储，配置储能则可平滑电力波动、减少资源浪费。按应用场景可分发电侧、电网侧、用户侧、辅助服务等多种用途。不同用途的电力系统对应储能的应用类型和放电需求也有差异

图 不同储能技术的功率与能量密度情况

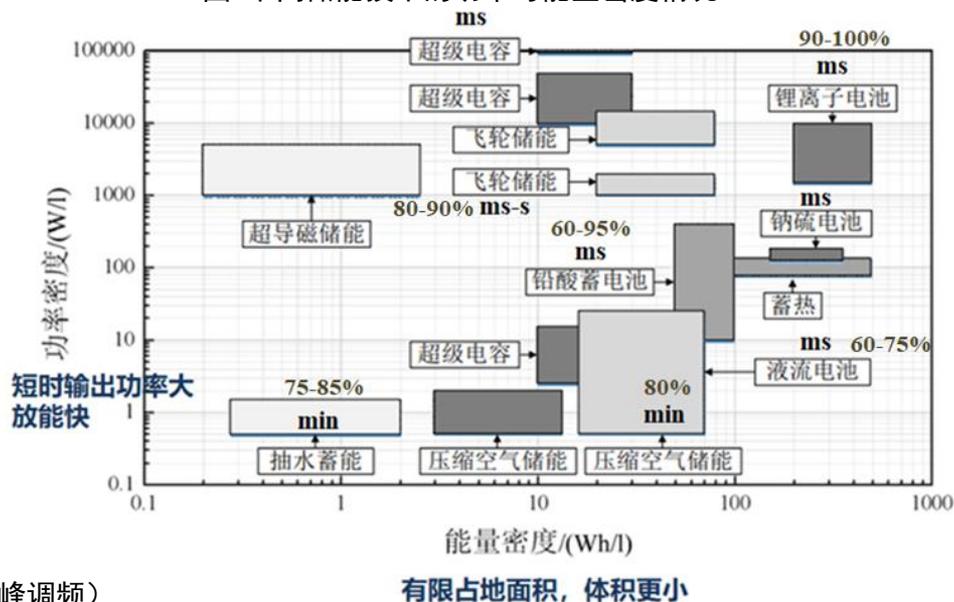


表 储能应用场景及技术特征（电网侧储能主要作用是调峰调频）

应用场景	主要用途	应用类型	放电时长	运行频率（次/年）	响应时间
用户侧	电力自发自用	能量型	8h	300	小时级
	峰谷价差套利	能量型	1h	200	分钟级
	提升电能质量	功率型	10min	100	毫秒级
	提升供电可靠性	能量型	1h	100	秒级
发电侧	可再生能源并网消纳	能源/功率型	5min	4000	秒级
	减少弃光弃风	能量型	8h	300	小时级
电网侧	调峰调频	功率型	15min	4000	秒级
	备用容量	能量型	4h	200	小时级
	延缓输配电设备扩容	能量型	3h	10	分钟级
	无功支持（仍以SVG为主）	功率型	<1min	1000	秒级
辅助服务	辅助动态运行	功率型	2h	1000	分钟级

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

2021年政策频繁出台，为储能系统铺开保驾护航

□ 发电侧、用电侧：

- ✓ **量：**发电侧鼓励/强制风电、光伏电站并网配储能（自建、租赁等）；用电侧设定峰谷电价价差为4:1或3:1以上，据我们2021.8.11发布的储能报告《聚势前行，如日方升，开启万亿蓝海篇章》测算，峰谷价差在0.7元/度以上的地区，用户侧已具备配储经济性
- ✓ **价：**尽管储能多为配储方的“成本项”，随储能的“容量电价”（意味着建完后“躺着赚钱”）、拉大峰谷价差等政策逐步推行，配储的经济性有望更为凸显
- ✓ **电网侧：**1) 抽水蓄能电站“量的规划+价的机制”明确；2) 鼓励新型储能发展（成本仍有待下降，新型储能投资回收机制相关政策酝酿中）

表 储能相关政策在2021年密集发布（列示部分政策）

日期	政策
2021年3月	《关于推动电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》
2021年4月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》
2021年5月	发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》
2021年7月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》
2021年7月	发改委《关于进一步完善分时电价机制的通知》

图 超20个省份发布强制或鼓励新能源配储政策，消纳压力大的地区配储比高

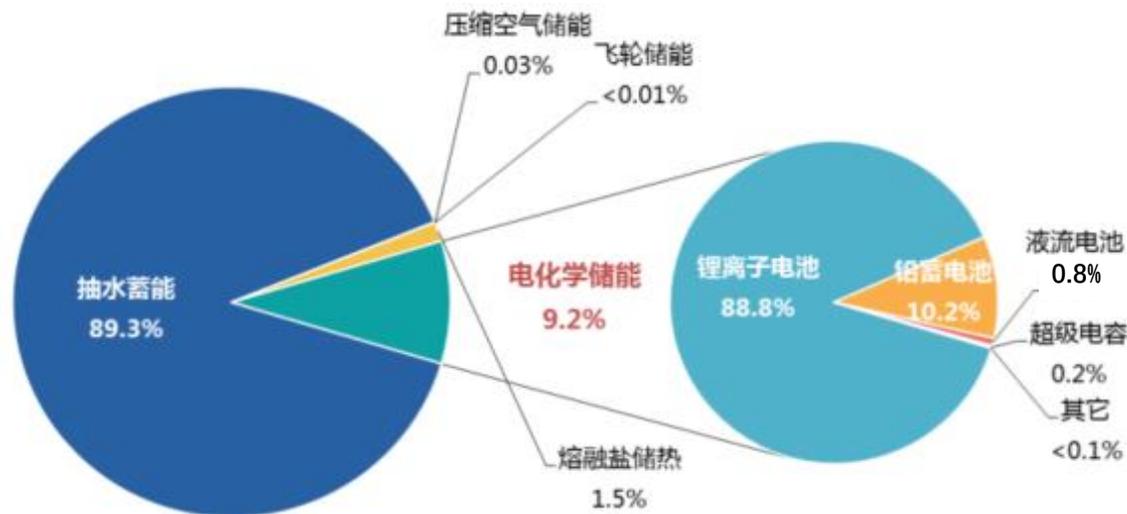
列举部分地区		配储比例（储能容量/新能源装机容量）		
		10%+	15%+	20%+
配储时间	1小时	江西		内蒙古30%
	2小时+	青海、宁夏、陕西、山东、河南(I类区域)	河南(II类区域)	河南(三类区域)
	未定	新疆、贵州、河北、山东、海南、湖北、湖南(光伏)	山西	安徽、湖南(风电)

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

电网侧储能：抽水蓄能为主力，定价清晰化激发内生需求

- 抽水蓄能电站被称为电力系统的稳定器、调节器，应用广泛。用电低谷时抽水蓄水、高峰时放水推动发动机发电，功能定位是为系统提供削峰填谷、调频调相、事故备用、黑启动等辅助服务。我国是全球抽水蓄能电站在运、在建规模最大的国家——截至2020年装机量为32.49GW，其中国网在运抽水蓄能电站22座（共21GW）
- 十年四倍，电网“十四五”抽蓄装机目标明确。2021年9月，能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，提出到2025年我国抽水蓄能装机将达到62GW以上（相比2020年底翻倍），2030年继续翻番到120GW。根据2021年已签的抽水蓄能电站约5-6元/W的建设成本，“十四五”期间建设的30GW对应年均300-360亿元市场规模

图 抽水蓄能仍占国内储能方式的主导地位（2020A）



电网侧储能：抽水蓄能为主力，定价清晰化激发内生需求

- 前期未进行市场化定价、由电网“垫付”建设成本，致使“十三五”抽水蓄能建设进度不及电网公司预期。2015年“电改”前，输配电（电力传输）+辅助服务（电网维稳）均归于电网公司的运营成本，通过电力销售来统一回收成本；“电改”后，辅助服务与输配电服务划清界限，抽蓄等辅助服务不计入输配电价，也无法在电力辅助服务市场“赚回本”，从而导致抽水蓄能电站建设成本传导受阻
- 新的抽水蓄能电价定价机制初步建立，盈利模式逐渐清晰。2021年5月《意见》的推出，标志着其价格传导机制清晰化。意味着电网公司代表整个电力系统向抽蓄方提前支付容量电费，再通过容量电费形式从终端用户回收
- 抽蓄电站主方向无电力设备板块相关标的，可以参考电站二次设备（占总建设成本比例较小）供应商：国电南瑞

表 抽水蓄能辅助服务定价相关政策

日期	政策	相关内容及解读
2019年5月	能源局：《输配电定价成本监审办法》	抽水蓄能电站、电储能设施 不计入输配电定价成本 ，导致抽水蓄能电站难以获得合理收益
2020年1月	发改委：《省级电网输配电价定价办法》	抽水蓄能电站 不得纳入可计提收益的固定资产范围
2021年5月	发改委：《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	明确“以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收” ，该措施畅通了电价疏导渠道；同时 推动抽水蓄能电站进入电力市场，定价更市场化

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

电网侧储能：调峰调频应用为核心

- 调峰：市场逐渐扩大，储能替代市场广阔。储能并网后，可接收电网下发的调峰调频调度指令，充放电以平衡电力电量的供需，及调整电能质量。调峰方面，2021年常用的调峰机组有燃气轮机机组和抽水蓄能机组。国内调峰费用快速增长，根据国家能源局数据，2019上半年国内调峰费用45.25亿元，同环比+125%/+66%，占全部补偿费用的35%，占总电费的比重为4%。2021年调峰调频中95%是火电机组进行的，储能（抽水蓄能+电化学）替代市场广阔

图 中国电网侧新增储能装机量及分应用装机占比

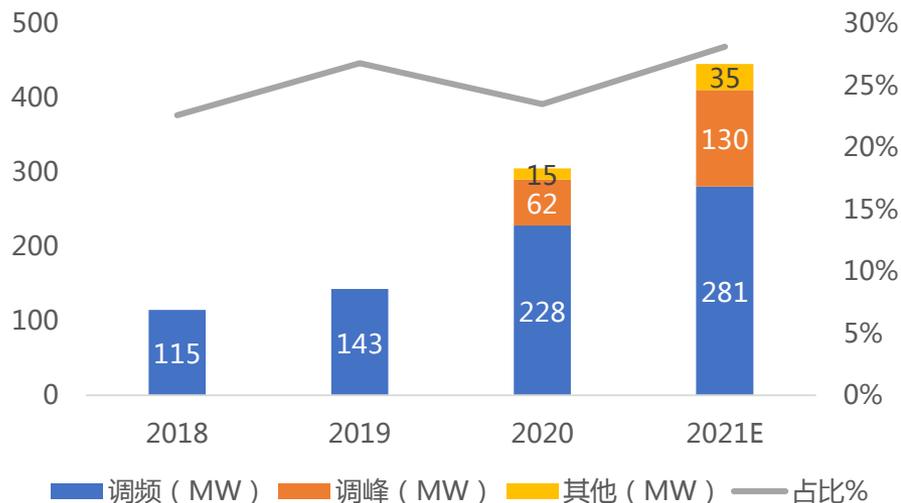
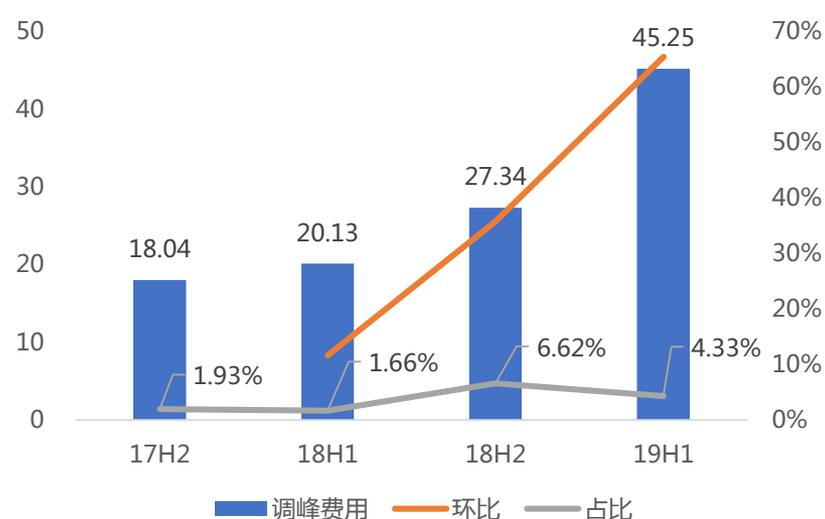


图 国内调峰费用（亿元）及占总电费的比重



3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

电网侧储能：调峰调频应用为核心

- 调频一般由火电厂来负责，独立运营商来负责投资和运营，双方按照商定的比例对调频收益进行分成。传统调频控制偏差较大，而储能调频效果优于火电。国内调频费用保持基本稳定，根据国家能源局数据，2019上半年调频费用23.37亿元，同环比-7%/+9%，占全部补偿费用的18%，占总电费的比重为2%
- 容量补偿+里程补偿，多地提升调频参与空间。国内多地采用容量补偿和里程补偿相结合的AGC调频服务补偿方式，并根据储能调节速率和调节精度等性能表现，在申报价格基础上调整调频里程价格。2021年储能参与火电调频，一般由独立运营商来负责投资和运营

图 各省市陆续出台政策调整AGC调频补偿价格

地区	补偿方式	补偿价格	准入门槛	时间
四川	调频里程	0.1-100元/MWh	充电/放电功率在10MW以上，持续时间4小时以上的储能装置	2020.12
云南	容量补偿+里程补偿	容量补偿5元/MW； 里程报价3-8元/MW	容量为30MW及以上风电场、10kV以上并网的集中式光伏电站； 允许第三方储能装置和储能电站与发电厂联合提供调频服务	2020.09
浙江	容量补偿+里程补偿	调频容量0-10元/MWh， 调频里程 0-15元/MW	/	2020.07
蒙西	调频里程+调频容量	调频里程2-12元/MWh	/	2020.12
山西	投运时间+调频里程	5-10元/MWh	独立储能调节容量不小于40MWh，最大充放电功率不小于20MW	2020.12
广东	容量补偿+里程补偿	调频里程报价5.5-15元/MWh	容量为2MW/0.5小时及以上的电化学储能电站	2020.09
山东	调频里程	调频里程报价上限6元/MWh	参与AGC调频辅助服务的储能设施不再参与有偿调峰交易竞价	2020.12
江苏	根据调频性能、调频容量及投运率确定基本补偿费用和调用费用	调频里程报价0.1-1.2元/MWh 基本服务补偿标准：2元/MW	充电/放电功率10MW以上、持续时间2小时以上的储能电站可直接注册；鼓励汇集单站容量达到充电/放电功率5MW以上，汇集总容量达到充电/放电功率10MW/20MWh以上的储能电站注册	2020.07

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

电网侧储能：全球调峰调频服务储能需求2021-2025年累计超33GWh

- 考虑到储能调峰调频的政策支持，我们根据国家能源局披露的社会用电量和最大负荷测算出调峰调频的需求：

图 调峰调频需求市场空间情况（配储时间=2小时）

调峰		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
国内	社会用电量（亿kwh）	75110	78866	82809	86949	91297	95862	122346
	同比	4.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	调峰占比	1.5%	2.0%	2.4%	2.9%	3.1%	3.5%	3.8%
	调峰需求（亿kwh）	1127	1577	1987	2478	2830	3355	4649
	电化学储能渗透率	1.6%	2.6%	3.6%	4.8%	5.8%	6.5%	7.0%
	储能需求（GWh）	0.17	0.41	0.72	1.19	1.64	2.18	3.25
	储能需求（GW）	0.09	0.21	0.36	0.59	0.82	1.09	1.63
全球	储能需求（GWh）	0.26	0.82	1.43	2.38	3.28	4.36	6.51
	储能需求（GW）	0.13	0.41	0.72	1.19	1.64	2.18	3.25
调频		2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
国内	最大负荷（亿kw）	10.8	17.9	20.6	23.6	27.2	32.6	91.8
	同比		66.2%	15.0%	15.0%	15.0%	20.0%	25.0%
	调频占比	2.9%	3.0%	2.4%	2.9%	3.1%	3.5%	3.8%
	调频需求（亿kw）	0.3	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	3.5
	电化学储能渗透率	0.4%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%	1.5%
	储能需求（GWh）	0.25	0.75	0.79	1.21	1.69	2.51	10.46
	储能需求（GW）	0.12	0.38	0.39	0.61	0.84	1.26	5.23
全球	储能需求（GWh）	0.75	2.25	2.37	3.64	5.06	7.54	31.39
	储能需求（GW）	0.37	1.13	1.18	1.82	2.53	3.77	15.69

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

新型储能：电化学星辰大海，成本有待进一步下降

- 根据储能系统成本和等效容量保持率 $\xi = \frac{\int_1^n [1 - (N-1) \frac{1-\varepsilon}{n}] dN}{n}$ ，我们对计算抽水蓄能、磷酸铁锂、三元和铅蓄电池储能的度电成本分别为0.27/0.59/0.78/0.94元/kWh，2021年来看抽水蓄能仍有明显优势，磷酸铁锂2021年在服务费0.7元/kWh以上的收益率可观，若成本下降到0.3元/kWh以内，与抽水蓄能接近，或将大量参与电网调峰调频

表 储能全生命周期的度电成本测算

1MWh储能项目	抽水蓄能	磷酸铁锂	三元电池	铅蓄电池
DoD放电深度	100%	90%	90%	70%
η 系统效率	76%	88%	90%	80%
ε 系统终止时容量	100%	70%	70%	70%
N循环次数	16000	5000+	3000~3700	2500~3500
n中值	16000	5000	4000	3000
年充放次数	365	365	365	365
使用寿命（年）	43.84	13.70	10.96	8.22
ξ 等效容量保持率	85%	85%	85%	85%
总处理电量（MWh）	10,335	3,365	2,753	1,428
储能系统单价（元/Wh）	1.2-1.7	1.5-1.85	1.65-2.13	0.95-1.25
储能系统单价（元/Wh）	1.45	1.50	1.70	1.10
储能系统成本（百万元）	1.45	1.50	1.70	1.10
全生命周期成本（百万元）	2.79	1.99	2.16	1.34
度电成本（元/kWh）	0.270	0.590	0.784	0.936

3.4 储能：政策加码+技术迭代，驶向星辰大海

储能格局：参与者众多，格局尚未成型

- 储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统。电芯是储能系统的核心，成本占比约60%-70%；电池管理系统（BMS）主要负责电池的监测、评估、保护及均衡等；能量管理系统（EMS）负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器（PCS）可以控制储能电池组的充/放电过程，进行交/直流的变换
- 市场处于早期阶段，格局扑朔迷离。1) 发电企业出于满足并网要求（新能源）及参与辅助服务市场获取收益（火电）目的，投资建设或租赁储能系统；2) 电网公司本身承担维持电网稳定责任，具备储能建设诉求（电网明确采取抽水蓄能路线）；3) 第三方可直接建设储能系统参与辅助服务市场，也可以将系统租赁给发电企业或电网以获取租赁费。第三方包括设备集成商、总包商等，以及宁德时代、比亚迪等电芯供应商，阳光电源、盛弘电气、科士达等电力电子设备供应商等等。上述企业各自在发电/电网/用电侧具备优势

图 储能系统成本拆分（2020A）

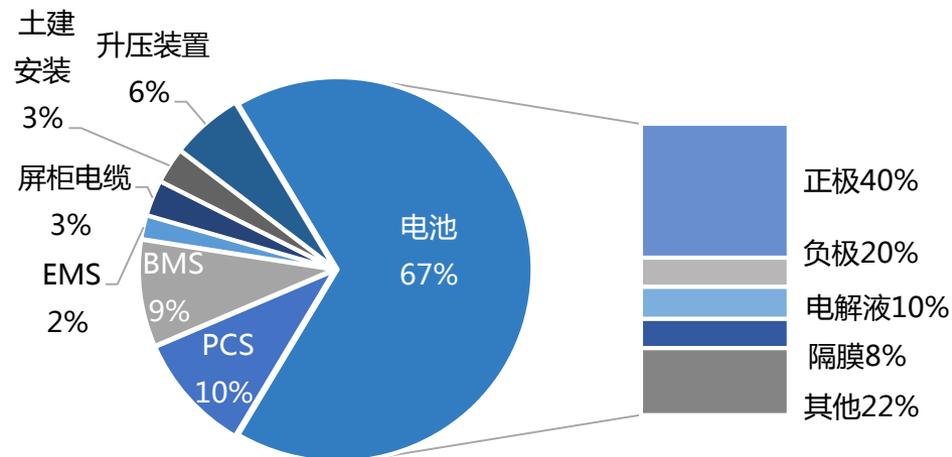
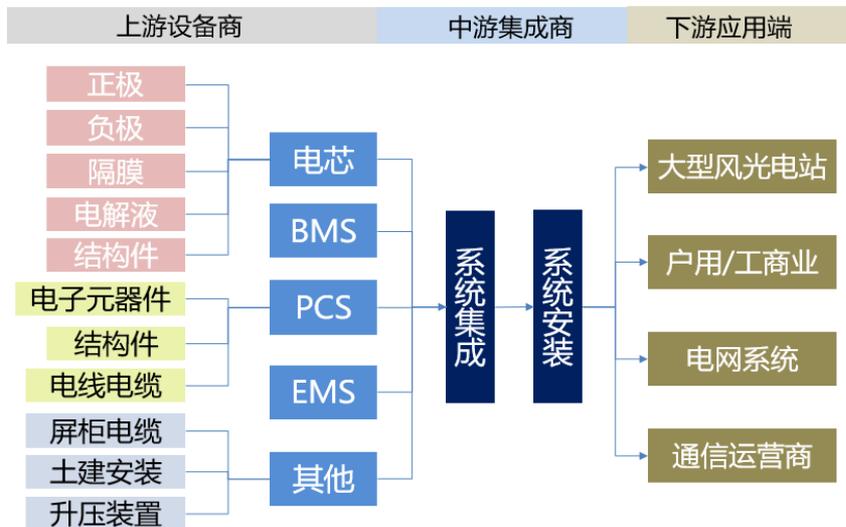


图 储能系统产业链



3.5 电网数字化：二次设备充分受益

- 数字化、智能化历史投资额近4000亿元，集中在变配用环节。2009-2020年智能电网整体投资3841亿元，初步实现“坚强智能电网”。2020年国家提出的“数字新基建”十大重点任务中包括“电力物联网”，而且随新能源、充电桩等建设带来对电网的冲击，从政策和内生需求两个角度出发，都预示电网数字化、智能化方向不改
- 投资结构方面，以19年国网提出的“泛在电力物联网”架构来看，未来数字化、智能化的投资主要在感知层（智能电表、智能开关、传感器等终端）、网络层（智能网关等）、平台层（数据中台/业务中台）、应用层（各类业务APP），面向的终端应用归纳为：1）“电力生产（即发/输/变/配/用/调度）”；2）“电网公司内部管理”（信息通信+调度），受益产品以二次设备为主

图 2009-2020年智能电网各环节投资额（亿元）

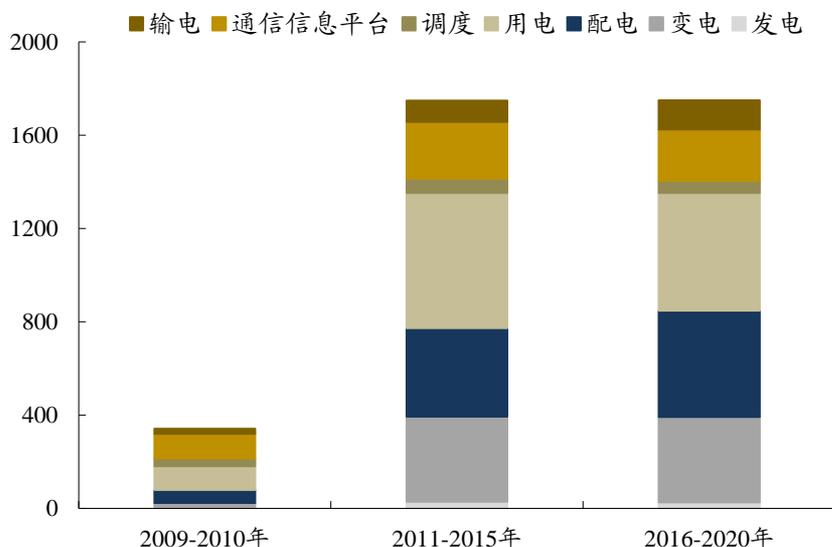
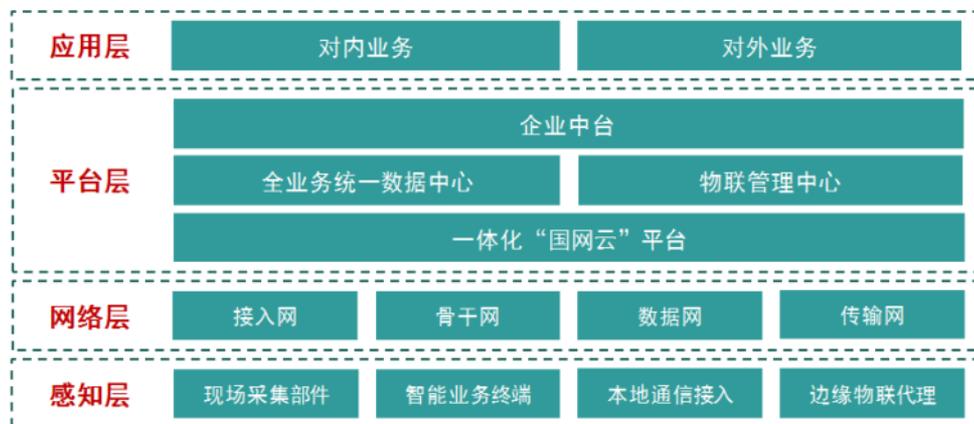


图 泛在电力物联网系统架构

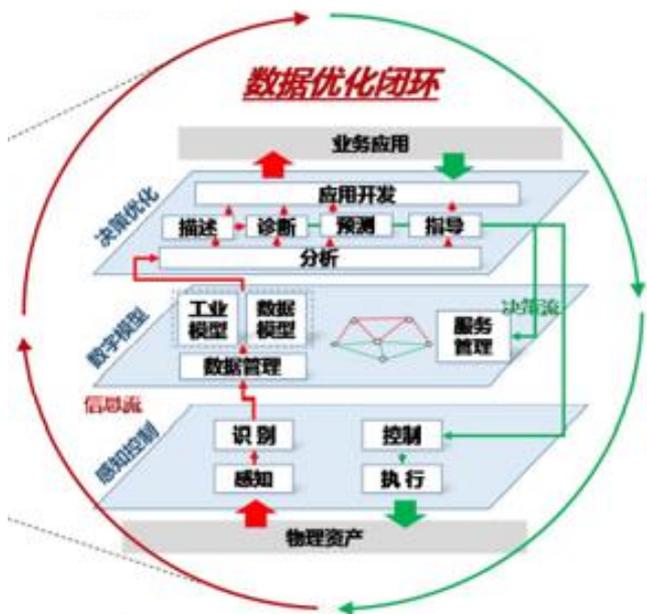


3.5 电网数字化：二次设备充分受益

- 数据获取、互联及分析：**电力行业数据包括发电量数据、电网运行数据（如潮流）、设备运行数据（如电压电流）、用电数据（如电量电价）等。行业数据异构性不明显，常规数据偏多，可通过电参量传感器、智能电表等获取上述数据，**复杂设备的运维会需要厂商对设备本身有足够深的理解。**电力数据分析方面，部分场景时延要求在10ms内，边缘计算将远端云计算下沉到终端附近进行，减少终端和算力距离以降低时延
- 相关参与主体较分散、产品“小而美”，通常具备国网相关背景，**产品软件属性较强，故毛利率水平高。建议关注输/变/配细分领域设备感知、监测、运维企业：智洋创新、宏力达、杭州柯林、亿嘉和，重点跟踪其省外拓展能力

图 杭州柯林相关产品在电力系统各环节的应用

图 数据获取、互联、分析、反馈的闭环链条

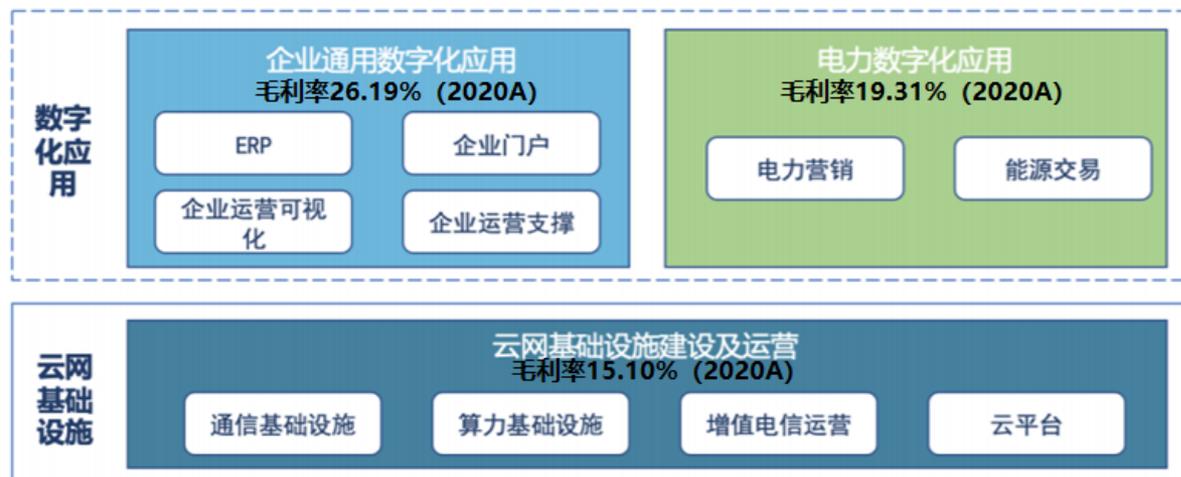


3.5 电网数字化：二次设备充分受益

信息通信：电力市场信息化+管理信息化建设继续升级

- “数据中台+技术中台”构建电网数字化平台：1) 数据中台：边缘层汇入数据中台的电力数据+ERP等管理系统里的运营数据，构成“数据资产”。部署在平台上层的APP基于这些数据帮助企业优化业务；2) 技术中台：具备各种专业化组件，为开发者营造开发环境的专用技术

图 国网信通三大数字化业务板块



- 招标情况看，信息化软硬件及服务呈现国电南瑞(含南瑞集团)+国网信通(含信产集团)双寡头格局。国电南瑞侧重电力生产信息化和外部业务(调度、综合能源服务等)，国网信通侧重管理信息化(ERP、营销系统、供应链系统等)，两者共占到8成以上比重

- 因电力数据存在极强敏感性及安全性，故我们认为数字化平台搭建最终由电网系公司“内部消化”，关注国网数字化建设“排头兵”：国网信通、国电南瑞

图 国家电网信息化服务中标情况（按中标包数，2020A）

公司	招标标的物	国网信通	国电南瑞	南瑞集团	国网信产集团	智芯微电子
信息化硬件	服务器、网络交换机、路由器、光模块等	26.73%	24.10%		1.46%	17.52%
信息化软件	Linux系统、数据库软件等			74.27%	25.44%	
信息化服务	—	34.90%	21.79%	9.54%	13.39%	

电力调度：新一代系统迭代期已到

- 电网作为市场支撑主体之一，在特高压电力通道保障，以及安全调度上有望更进一步。调度自动化系统通过监控电网运行及主动调节电源及负荷来维持电力电量平衡。以往电源侧多以火电为主、调度方便，现国家积极提倡新能源消纳，电网调度部门不得不接纳大比例随机性、控制难的电源，旧有调度系统面临压力。1) 短期可通过负荷侧“切负荷”缓解——通过精确计算出切负荷总量和各区域需切负荷量，准确地选切10kV、380V可中断负荷，避免工厂和居民区停电，国电南瑞在该项业务具备先发优势。2) 中长期看，现货及辅助市场的完善将促使调度系统全面升级，调度灵活性需再上一台阶
- 新能源大比例接入对电网的冲击，催生调度升级需求，新一代系统（第六代）2020年启动、省调以上先行；2021年继续试点，开启迭代周期

图 “统一调度、分级管理”，调度系统分为国调到县调的5个层级

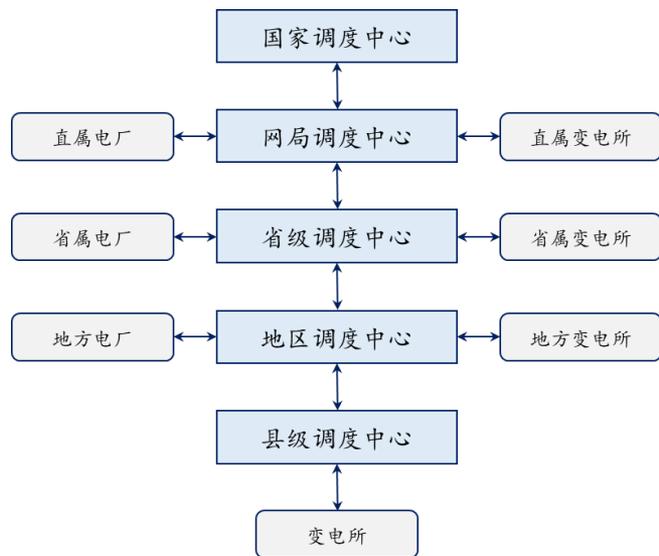
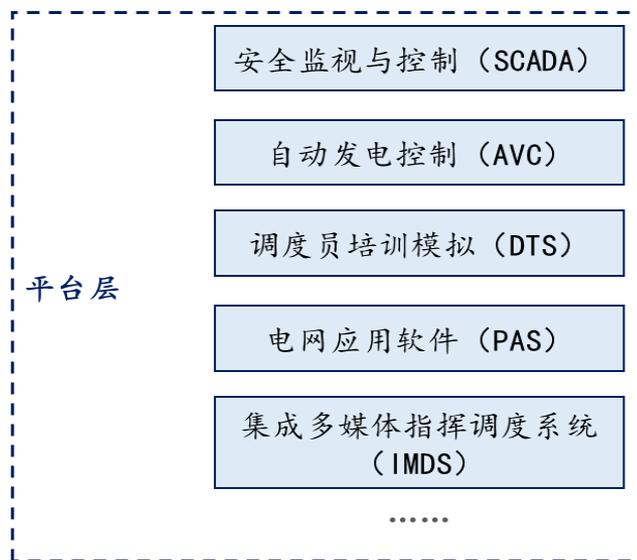


图 调度系统的基本功能



3.5 电网数字化：二次设备充分受益

电力调度：新一代系统迭代期已到

- 据国网招标平台数据推算，2021-2025年市场空间合计200亿元左右
- 新系统2020年启动，2021年起将在重点省市进行试点，我们预计试点持续1-2年、2-3年后省级以上电网全面铺开，随后是地县调升级。新一代调度系统有望复制D5000国网主导的形式，**国电南瑞**仍有望继续保持龙头地位，调度有望迎来新一轮高景气周期

图 新一代调度系统的架构发生变化

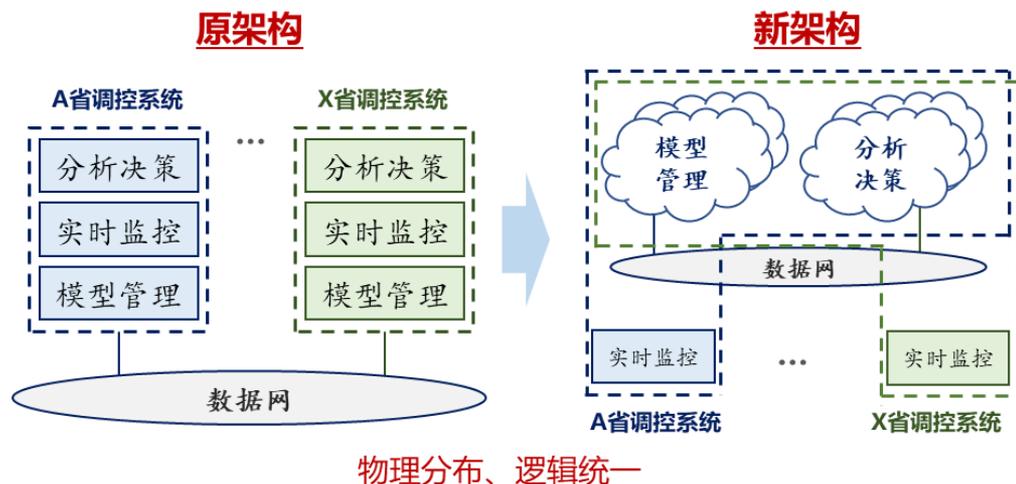
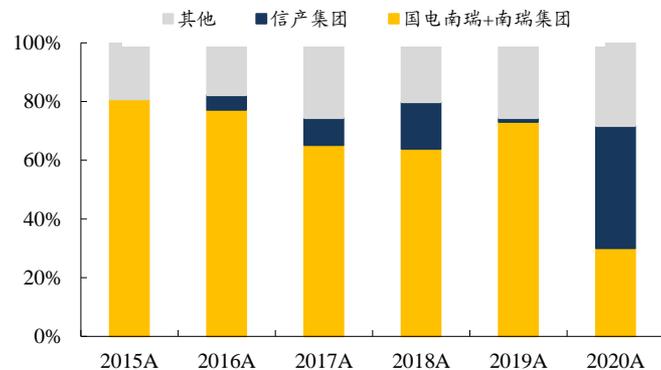


表 调度市场空间200亿元左右，分5年确认

层级	套数	单价假设	市场规模(亿元)	备注
国调	1	8000万元-1亿元	1.0	
网调	7		6.3	国网6+南网总调
省调	35		28.0	国网27+南网7+蒙西省调
地调	420	1000-2000万元	63.0	国网360+南网60
县调	1889	500万元左右	94.5	363个县级市+1355个县+171个自治县、旗等
合计			192.8	

图 国电南瑞在调度控制系统&调度控制云招标量份额具备明显优势



3.6 综合能源服务：业务边界逐步拓展

- 随终端电气化程度提升，用能能耗逐步走高，而电网公司顺势而为提出“综合能源服务”，提供个性化用能规划。综合即指供应综合能源（电/气/冷/热等集中式或分布式能源）+综合服务（全产业链能源服务，包含咨询/规划设计/投融资/建设/运维/改造等）——企业逐步由单一能源模式扩大至多能源“总包”，并提供节能、运维等定制化服务

图 综合能源服务体系一览



3.6 综合能源服务：业务边界逐步拓展

- **盈利模式：能源供应收益**（销售冷热电气），**工程建设/运维收益**（节能改造、需求侧管理、能效诊断等）等
- **EMC模式历史悠久，为行业主导的商业模式：**
 - ✓ **初期**工程改造资金由服务商承担，或者和用户共担
 - ✓ **项目投入后**，根据**节能效益分享型、能源费用托管型、节能量保证型、融资租赁型**四种盈利方式获得投资回报
 - ✓ **项目合同结束**，节能项目资产无偿或有偿转让用户
- **其他商业模式如EPC、BOT、BOO、BT、PPP等**

图 综合能源服务投资建设模式分类（以EMC为主）

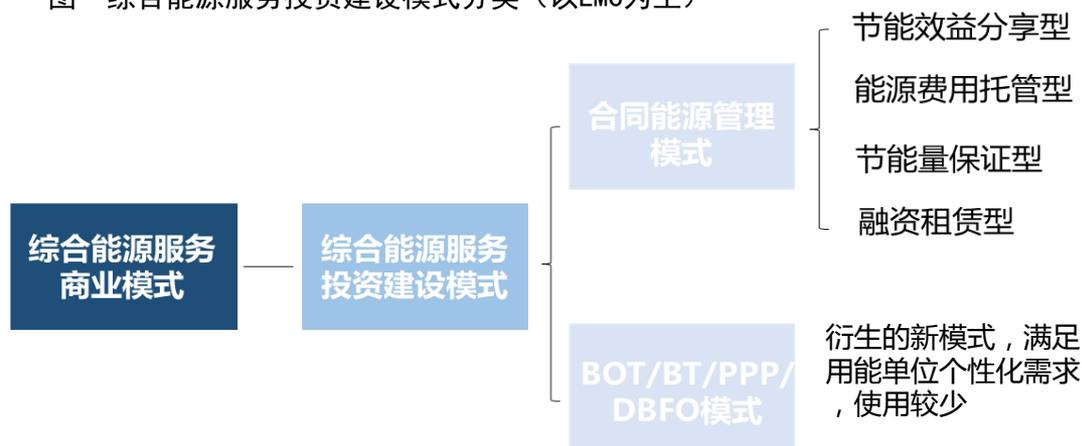


表 综合能源服务投资建设模式对比

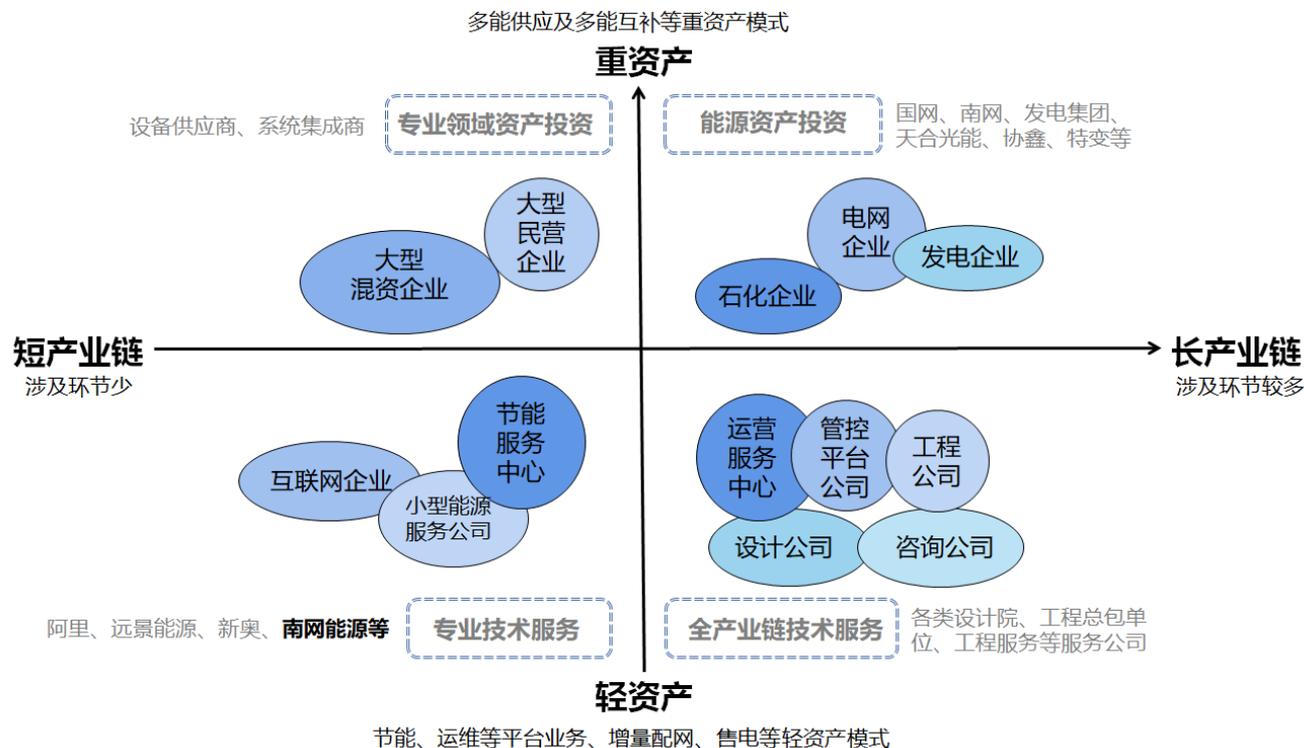
模式	解释	设备最终归属	特点	适用领域	实例
EMC	合同能源管理	客户	客户零风险、零投资、多收益	公共事业部门、工业	广东大厦节能改造项目（能网能源）
BOT	建设-运营-移交	政府	市场和政府相结合	基础能源设施项目	青岛胶东国际机场（新奥集团）
BOO	建设-拥有-经营	IESP	全自主经营	公共事业部门、工业	广州大学城分布式能源站（华电）
BT	建设-移交	政府	IESP只投资建设不经营	基础能源设施项目	较少
PPP	政府和社会资本都参与	IESP或政府	政府企业全程参与	公共能源服务	较少

3.6 综合能源服务：业务边界逐步拓展

- 国网所属研究机构预测，2020-2025年中国综合能源服务产业为快速成长期，规模从0.5-0.6万亿元增长至0.8-1.2万亿元(CAGR=10%-20%)
- 综合能源服务“大而全、链条长”，细分市场“多而散”。能源类型涵盖传统能源、新能源，服务类型从规划设计到后期运维；此外，用能端（工业园区、商业建筑等）在种类、空间上极为分散。故产业链条较长、细分领域较多，暂无玩家实现垂直一体化，而是专注于单个或多个环节

- 综合能源服务技术壁垒相对不高，具备强融资力、品牌力、资源整合能力的“国家队”相对民企更容易脱颖而出。综能业务多以集成为主，产品服务多同质化，头部玩家竞争优势体现在1) 融资能力（低融资成本利于多个项目的建设和交付）；2) 品牌力（或“关系营销”、或累积足够多的示范工程）；3) 资源整合能力（整合上下游设备制造商/互联网/金融公司等生态资源，一揽子解决方案能力

图 综合能源服务企业“四大阵营”



4. 电力市场是重要的机制保证

4 “市场化”号角声响，电力改革再出发

2015年3月，国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（简称“电改9号文”），奠定我国由“计划电”向“计划电+市场电”双轨运行机制过渡——

□ 计划电：上网电价（不同电源）+输配电价+政府基金代缴=销售电价（不同用户）

✓ 计划电长期存在，电网为“经销商”。上网电价（发电）及销售电价（用电）由发改委核定，电量根据历史用电情况、未来规划等预测得到，由电网统一采购及销售

图 各类新能源上网电价情况（见P8）

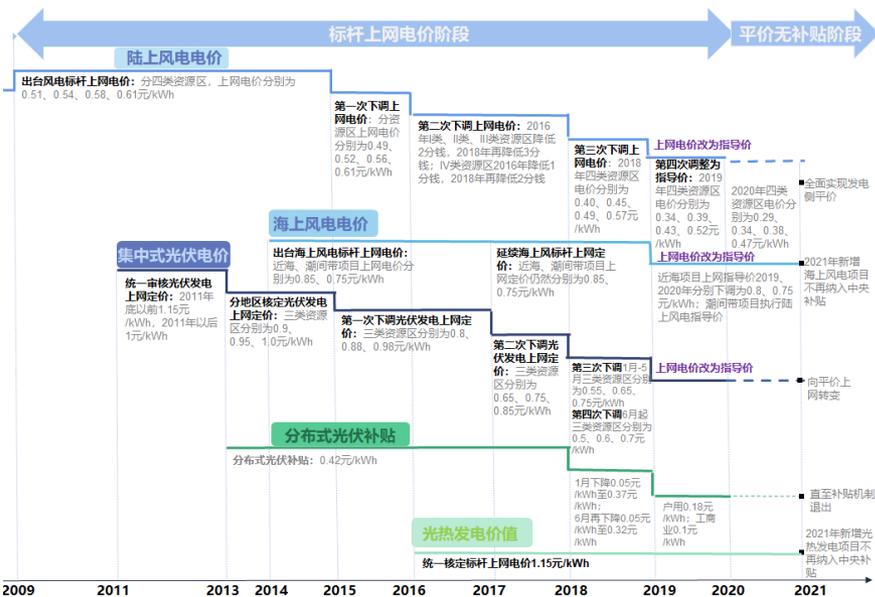


图 居民、大工业、工商业销售电价情况（以江苏省为例，2021. 1. 1执行）

用电分类		电度电价（元/千瓦时）					
		<1kV	1-10kV	20-35kV	35-110kV	110kV	>220kV
居民	阶梯电价	年用电量≤2760度	0.5283	0.5183			
		2760度<年用电量≤4800度	0.5783	0.5683			
		年用电量>4800度	0.8283	0.8183			
	其他居民生活用电	0.5483	0.5383				
一般工商业及其他		0.6664	0.6414	0.6314	0.6164		
大工业			0.6068	0.5968	0.5818	0.5568	
农业生产		0.5090	0.4990	0.4930	0.4840		

※价格含税，白色区域表示该类别用户没有此类电价

4 “市场化”号角声响，电力改革再出发

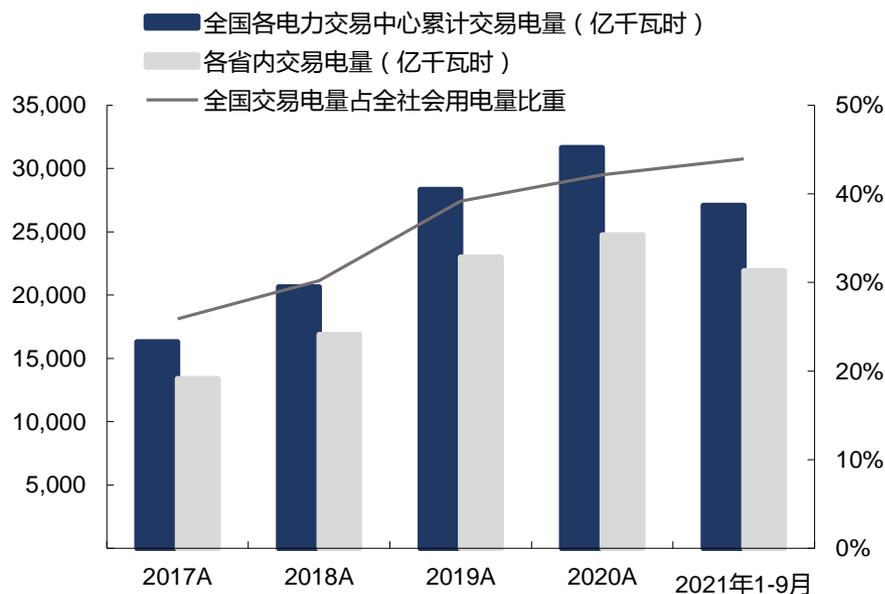
□ 市场电（从2015年电改至今）：发电厂报价+输配电价+政府基金代缴=用电侧报价

- ✓ 交易双方商定、但彼此不一定认识，电网为“快递员”。发电侧与用电侧直接交易确定电量及双边电价，电网提供结算平台、仅收取输配电价这一“过路费”。电力市场结构方面，包括中长期合约市场、日前/日内现货市场、辅助服务市场，交易方式有双边协商、集中竞价及挂牌交易
- ✓ 市场电交易量占比超4成，基本以中长期交易、省内交易为主。根据中电联数据，2021年1-9月全社会用电量61651亿千瓦时，全国各交易中心累计完成市场交易电量27092亿千瓦时，占用电量的44%(中长期交易占市场化电量比重为81%)。省内交易占总交易电量维持80%左右（2017-2021年1-9月），区域性或类区域的市场主体并未出现

图 大工业用户输配电价情况（由发改委核准）

电网区域		输配电价—大工业用电（元/千瓦时）					
		<1kV	1-10kV	35kV	110kV	220kV	
国网	华北	北京	0.2042	0.1837	0.1594	0.1579	
		天津	0.3518	0.2243	0.1899	0.1753	0.1600
		山西	0.1136	0.0836	0.0586	0.0386	
	华东	上海	0.2484	0.2290	0.1797	0.1519	0.1519
		江苏	0.1764	0.1664	0.1514	0.1264	
		浙江	0.1772	0.1472	0.1272	0.1102	
	华中	湖南	0.1963	0.1673	0.1393	0.1153	
		江西	0.1735	0.1585	0.1435	0.1335	
		重庆	0.1838	0.1555	0.1332	0.1132	
	东北	吉林	0.1685	0.1535	0.1385	0.1235	
		黑龙江	0.1680	0.1468	0.1342	0.1092	
		蒙东	0.1734	0.1664	0.1270	0.1040	
西北	陕西	0.1054	0.0854	0.0654	0.0604		
	甘肃	0.0978	0.0838	0.0718	0.0608		
	新疆	0.1305	0.1223	0.1105	0.0938		
南网	云南	0.1459	0.1229	0.0791	0.0611		
	海南	0.1867	0.1332	0.1315	0.1217		
	广东	0.1074	0.0386	0.0386	0.0212		

图 我国电力市场交易电量占售电量比重(2017-2021年1-9月)



4 “市场化”号角声响，电力改革再出发

市场化号角声响：从2015年“电改9号文”到2021年10月的《通知》

□ 催化剂：“双碳”战略下新能源比例快速提升+煤炭紧缺、价格飙升致使各地限电频出

✓ 上网电价：1) 火电大比例市场化定价，政策实施首日江苏、山东交易电价顶格上浮；2) 新能源大部分保障性收购，价格为当地燃煤发电基准价；部分电量自愿进入电力市场、由市场定价，如绿电交易

✓ 销售电价：1) 工商业大比例进入电力市场进行购电、居民保留计划电，享受“交叉补贴红利”；2) 峰谷电价细化、尖峰电价

图 2021年9月限电带来火电上网电价迈向大比例市场化进程



图 2021年以来上网电价和销售电价政策由以往“管住两头”往市场化定价发展

上网电价+输配电价=销售电价		
电价类型		当前政策
上网电价	新能源发电	2021.6《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》 保障性并网项目（计划电） ：2021年新核准备案的光伏项目上网电价， 按当地燃煤发电基准价执行 市场电 ：新建项目 可自愿市场化交易形成上网电价 。由于强调“自愿”，基于投资回报角度出发，市场化交易电价我们预计不低于基准燃煤电价。此外，近期的 绿电交易 是新能源进入电力市场的一大措施
	火电	市场电 ：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》基准价+上下浮动，根据燃煤成本 浮动可达±20% （此前上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%）， 高耗能企业 市场交易电价 不设限 。此外， 发电侧所有火电进入电力市场（目前超70%市场化交易），用电侧取消工商业目录电价，居民与农业外的用电单位均进入电力市场（目前约44%工商业用电单位进行市场化交易）
销售电价	分时电价（针对所有用户）	2021.7《关于进一步完善分时电价机制的通知》 科学划分峰谷时段、合理确定峰谷电价价差、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制 上年或当年预计最大系统峰谷差超过40%的区域，峰谷电价价差原则上不低于 4:1 ，其他地方原则上不低于 3:1 ；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%
	工商业用户	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》 各地要有序 推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电 ，取消工商业目录销售电价

市场化号角声响：从2015年“电改9号文”到2021年10月的《通知》

✓ 输配电价

- 改革前“管住两头”。输配电价=销售电价-上网电价——“被动算出”输配电价
- 改革后“管住中间”，合理方式核定输配电价。平均输配电价=输配电准许总收入÷售电量，重点是核定输配电成本；之后根据用电单位类别，测算具体的分类输配电价。如电压等级越高、用户是居民端，则分类输配电价水平越低
- 输配电价核准机制方面，分为电量电价（按输送比例将输配成本分摊到每度电中）、容量电价（按各用户对电网使用的容量，对输配成本予以分摊），两部制电价

图 改革后输配电价“准许收入”核定过程



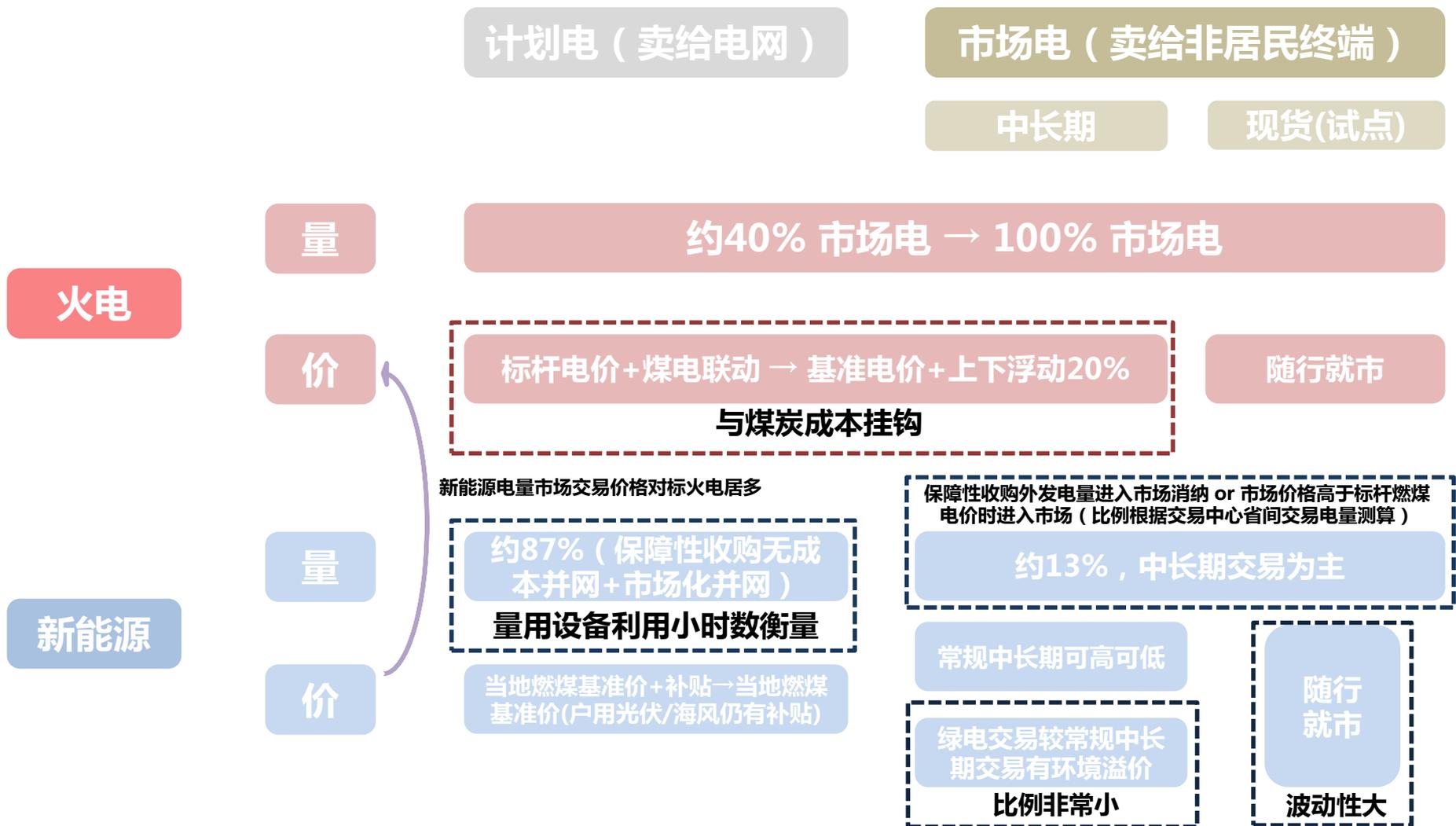
图 2021年以来抽水蓄能及新型储能通过输配电价回收成本

上网电价+输配电价=销售电价		
电价类型		当前政策
输配电价	抽水蓄能	2021.5《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确以竞争性方式形成电量电价， 将容量电价纳入输配电价回收 ，该措施畅通了电价疏导渠道
	新型储能	2021.7《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出“研究将电网替代性 储能设施成本收益纳入输配电价回收 ”

4 “市场化”号角声响，电力改革再出发

火电及新能源计划电&市场电现状梳理

图 现行火电&新能源发电量价关系梳理（不考虑辅助服务市场）



5. 电力设备公司梳理

国电南瑞：新型电力系统核心支撑

- 国电南瑞是国网“能源互联网”战略的核心支撑，新型电力系统的核心支撑
- 尽管公司业务构成复杂，但有望充分受益于国网投资的结构性的变化，其中：信息通信、特高压、无功补偿、核心器件（IGBT）等业务将显著受益于新型电力系统建设，这几大板块未来3-5年复合增速我们估计在20-30%区间；主业方面，电网自动化板块中配网、调度、智能电表有望受益于电网投资的结构性的调整，增长区间有望有所提升
- **盈利预测**：我们预计2021-23年归母净利润分别为58.7亿元/69.4亿元/81.7亿元、同比增速分别+21%/+18%/+18%
- **风险提示**：电网投资不及预期，政策推进不及预期，竞争加剧

表 国电南瑞分业务景气度判断

业务板块	业务	景气度判断（3-5年）
电网自动化及工业控制	电网安全稳定分析控制	高（我们预计GR>30%），电源、负荷特性变化，带来电网安全稳定要求提升
	电网调度自动化	高（我们预计GR>30%），新一代调度系统开始迭代
	电力市场	高（我们预计GR>30%），持续支持电力现货市场建设
	用电自动化	较高（我们预计GR=20-30%），支撑智能电表、新能源充电设施
	变电保护及自动化	中（我们预计GR=5-10%），跟随变电站建设规模
	配电自动化	中（我们预计GR=5-10%），跟随配网建设规模
电力自动化信息通信	轨交&工控	中（我们预计GR=5-10%）
	电网生产管理、调度管理	高（我们预计GR>30%），国网能源互联网战略持续推进，电力物联网有望成为投资重点，南瑞是能源互联网战略的重要支撑单位，将全面参与电力物联网建设，有望持续高增长。
	信息安全	
	信通产品&系统集成	
数据库及大数据应用		
继电保护&柔性直流	IGBT	高（量产后有望快速增长），突破电网关键技术、进口替代
	特高压&柔直	较高（我们预计GR=20-30%），“十四五”推进特高压主干网建设
	继电保护	中（我们预计GR=5-10%），跟随输变电建设规模
其他	发电水利环保、EPC、综合能源服务、融资租赁等	中（我们预计GR=5-10%）

5.1 主线一：电力设备优质龙头

思源电气：电力设备优质民企，新能源SVG龙头

- 产品布局进入收获期，我们预计2021年产能提升后订单增长提速。**1) 开关类GIS等优势产品市场地位巩固、盈利能力大幅改善；2) 变压器2021年订单饱满、但产能不足，2021H2常州工厂投产后接单、交付增速有望再提速；3) 二次设备销售额份额持续提升，2021年超高压领域思源有望获国网准入；4) 无功补偿类SVG设备销售额市占率行业领先，受益高比例新能源并网接入，成长性突出。5) 产能方面，公司如皋工厂、常州工厂将分别于2021H1/H2投产，投产后公司的产能（尤其GIS、变压器）将快速提升，接单、交付能力进一步增长
- 海外2020年受到疫情影响，2021年有望逐步恢复、长期看好。**因公司电力设备自供比例高，海外EPC利润率较好。我们预计海外业务营收占比将逐步提升到30%以上（2020年海外营收约占16%）
- 盈利预测：**我们预计公司2021-23年归母净利润分别为12.2亿元/15.3亿元/18.3亿元，同比+31%/+25%/+20%
- 风险提示：**电网投资不及预期，海外拓展不及预期，汇率波动加剧，竞争加剧

图 思源电气新增订单持续快速增长

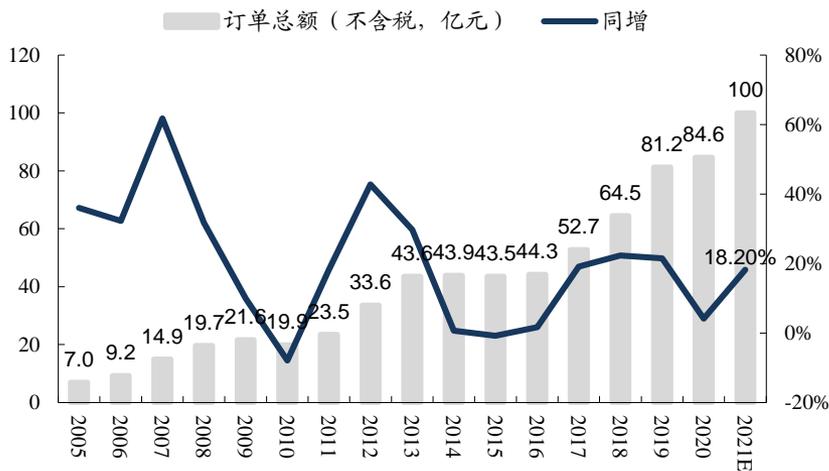


表 思源电气半年度业务拆分

	2019H1	2019H2	2020H1	2020H2	2021H1
开关类产品 (GIS、隔离开关、断路器等)					
收入 (亿元)	9.93	17.34	13.87	19.92	18.37
毛利率 (%)	29.2%	31.9%	36.0%	26.5%	32.1%
线圈类产品 (消弧线圈、高压互感器、电抗器、变压器等)					
收入 (亿元)	5.43	8.28	6.43	8.07	8.19
毛利率 (%)	0.32	36.6%	37.4%	27.8%	32.7%
无功补偿类 (电力电容、SVG、整流器、充电桩等)					
收入 (亿元)	2.77	6.36	3.87	7.02	4.77
毛利率 (%)	0.19	28.3%	32.6%	22.1%	31.4%
智能设备类					
收入 (亿元)	2.55	2.84	2.84	5.09	3.11
毛利率 (%)	0.44	38.4%	40.5%	38.2%	39.4%
总包EPC					
收入 (亿元)	2.59	5.06	1.83	3.63	2.92
毛利率 (%)	0.13	9.1%	13.0%	6.7%	14.9%

四方股份：二次设备领先企业，布局储能+无功补偿

- 二次设备布局齐全，业务结构契合新型电力系统建设方向。2020年公司业务构成包括输变电二次设备（监控、保护等，占营收50%）、发电与企业电力系统（含部分新能源并网项目，占23%）、配用电（占17%）、电力电子（主要应用在新能源&储能领域，占9%），基本都是电网投资未来有望倾斜的方向
- 新能源业务β高，公司全套解决方案齐全：1) 新能源业务是面向风电、光伏的二次设备整体解决方案，2021年上半年收入3.2亿元、同比+128%，在手订单同样大幅增长；2) 储能业务积累深厚，产品涵盖储能变流器PCS、能量管理系统EMS等；电力电子方面布局SVG等产品
- 盈利预测(Wind一致预期)：2021-23年归母净利润为4.9亿元/6.9亿元/8.9亿元，同比+42%/+41%/+30%
- 风险提示：电网投资不及预期，政策推进不及预期，竞争加剧

图 变电保护格局（按招标量，2020A）

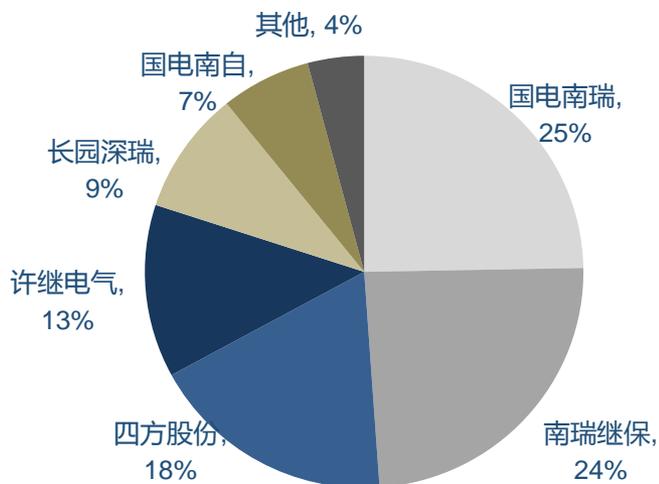
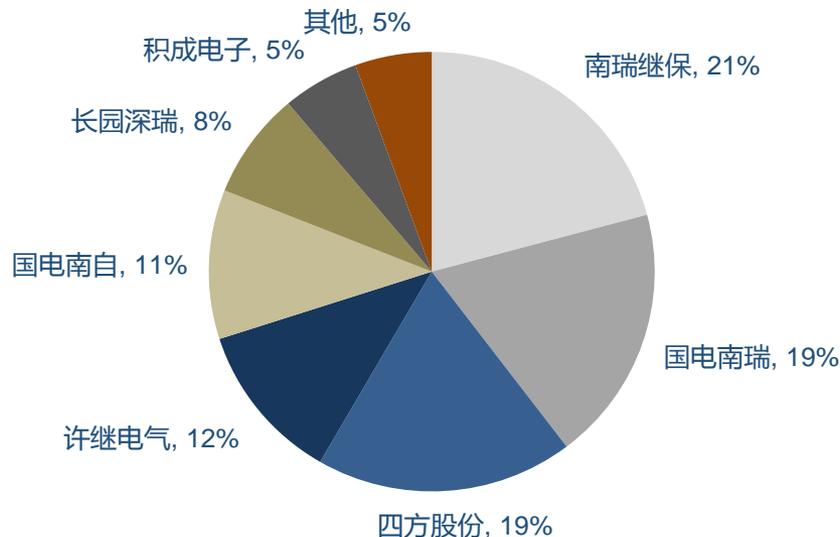


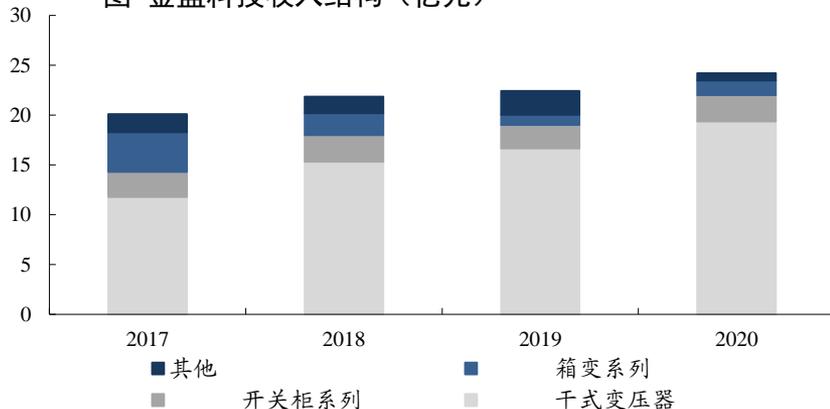
图 变电站监控格局（按招标量，2020A）



金盘科技：风电干变全球龙头，轨交、节能、抽蓄等齐发力

- **新能源：风电干变渗透率稳步提升，壁垒高、龙头格局稳固。** 公司为全球风电干式变压器龙头，产品用于风机塔内，凭借安全性、综合成本低等优势，及顺应海风发展、风机大型化而替代油式变压器。根据招股书，每GW风电新增装机配套干变0.78亿元、2020年全球风电干变市场近30亿元。产品对可靠性要求高、认证周期长，进入壁垒高，干式供应商数量不多、格局稳定。公司客户涵盖海外风电巨头（主要）GE、维斯塔斯、西门子歌美飒，及国内三一、金风、远景等，在手订单充沛
- **抽水蓄能方面，公司提供输入输出变压器、励磁变压器、厂用变压器等产品**
- **轨交、节能、光伏等领域均有布局。** 1) 轨交受益于国产自主可控，每年需求稳步提升，公司产品线齐全、销售额市占率靠前；2) 节能市场相对较小且分散，业务边际贡献相对小；3) 光伏领域干变优势不显著，公司通过开展EPC业务推自家干变（也会集成外采的油变），项目涵盖集中式及分布式电站
- **三大工厂产能充足，数字化赋能提质增效。** 前期产能利用率接近100%，公司IPO加码产能布局，扩产进展顺利
- **风险提示：新能源电站建设不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧**

图 金盘科技收入结构（亿元）



新风光：无功补偿最纯标的，布局储能业务

- 高压SVG跟随集中式能源新增并网增长，新风光是行业领先企业，且份额提升。根据智研咨询数据，2020年高压SVG市场空间47亿元（下游行业以新能源为主），SVG行业规模随装机量同比提升，景气高。格局方面，2020年思源/新风光分别占据龙一/龙二地位
- 储能方面有初步的业务布局，供储能变流器等装置给下游集成商。截至2021年该业务基数小、尚未具备一定体量
- 风险提示：新能源电站建设不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧

图 新风光SVG营收占比较高，业绩弹性较强（亿元）

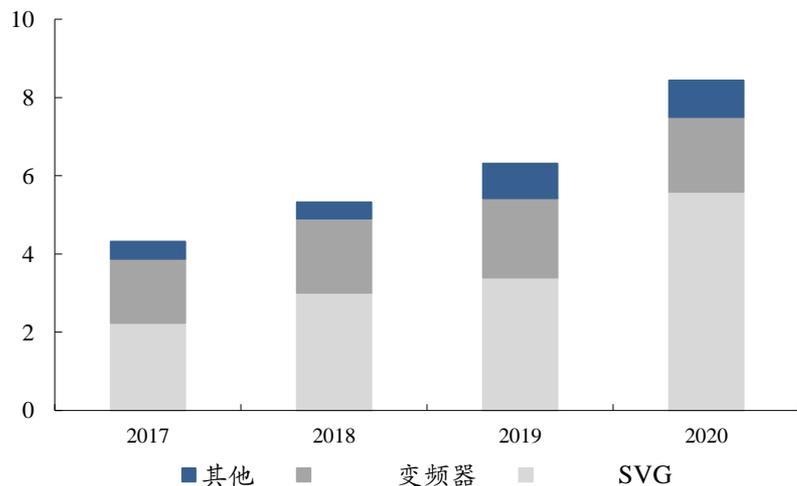
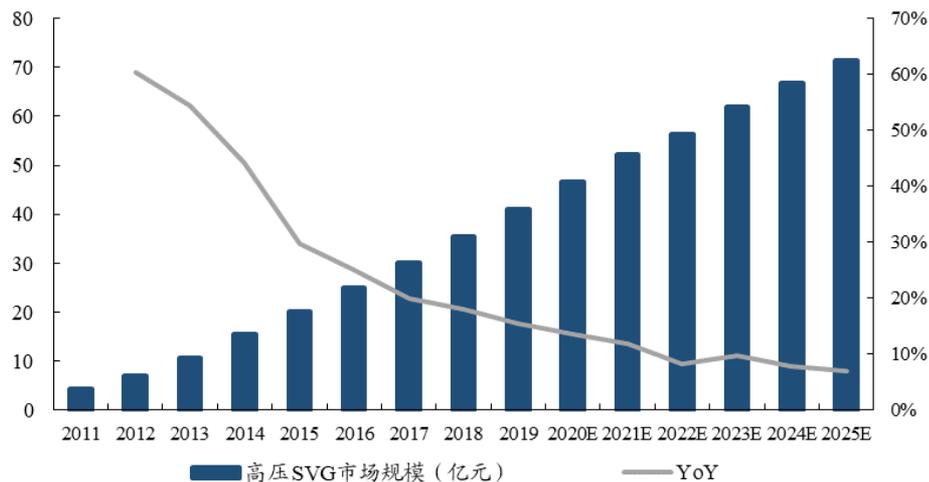


图 高压SVG市场规模情况



盛弘股份：储能PCS弹性标的，背靠电力电子技术“四翼齐飞”

- **储能政策“组合拳”催化下，业务迎来高速增长期。** 储能PCS和光伏逆变器2020年占总营收16%。PCS软硬件壁垒相对不高，产品可靠性相同条件下，下游EPC、设备商、集成商等对成本要求高，故价格竞争激烈。公司储能下游应用集中在工商业侧，海外业务占比更高（海外渠道壁垒高，毛利率也更高）。在2021年系列政策催化下，储能业务订单较旺盛，且贵州新厂房产能充足。
- **其他三大业务：**1) **电能质量**提供现金流支撑，其下游应用分散、市场规模相对小，且需要投较多销售费用，后期保持稳健增长；2) **充电桩**进入较早，下游含国网、南网、特锐德等头部企业。但需求端运营商产能过剩、低价竞争激烈，导致资本开支放缓。供给端壁垒相对较低、全产业链薄利，短期承压；3) **电池检测业务**基数小、受益于CATL、亿纬锂能等头部客户持续扩产而高增
- **盈利预测(Wind一致预期)：**2021-23年归母净利润1.6亿元/2.2亿元/3.2亿元，同比+46%/+45%/+42%
- **风险提示：**新能源电站建设不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧

图 盛弘股份收入结构拆分（亿元）

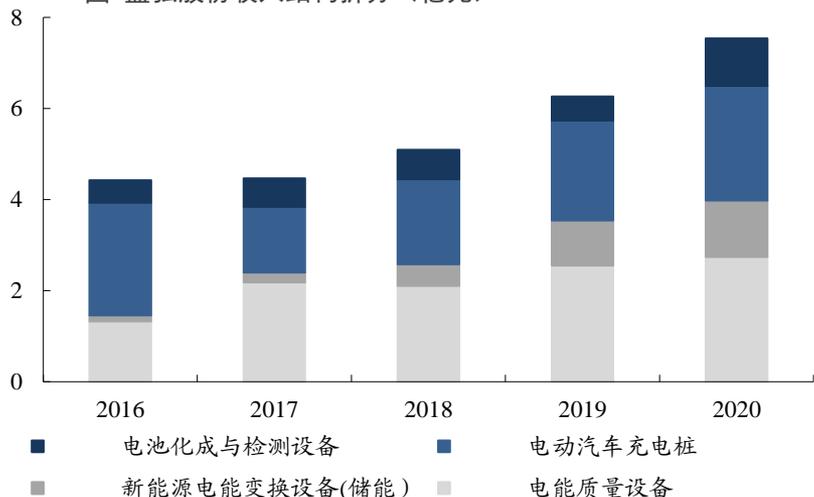
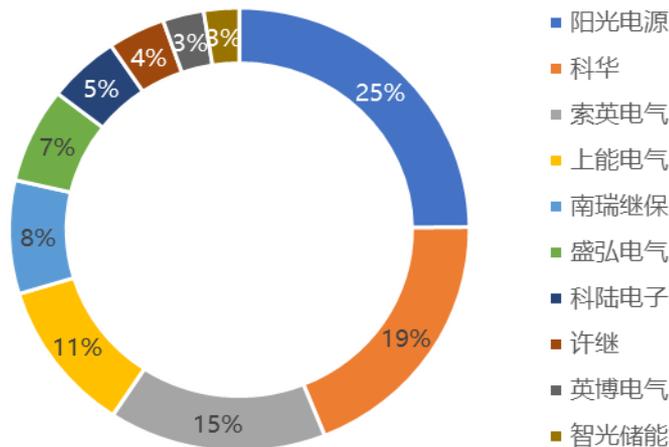


图 2020年中国储能逆变器竞争格局（按出货量）



5.3 主线三：储能设备及集成

永福股份：储能EPC携手宁德驶向星辰大海

- 公司为民营甲级设计院中资质全面的龙头企业。2020年营收9.8亿元，EPC业务占总营收的80%+，第二大业务电力工程勘察设计为高毛利业务
- EPC前期工程加速推进，海风、储能贡献业绩弹性。公司EPC业务覆盖“源-网-荷-储”全环节，发电侧&电网侧工程项目积累深厚。1) 后疫情时代下，前期积压项目收入确认提速（尤其海外项目逐渐恢复）；2) 海上风电勘察设计储备多，2021年海风项目密集抢装短期贡献较大业绩弹性；3) 储能EPC方面，截至2020年已积累较多储能项目经验，且2021年2月CATL与公司成立合资公司时代永福，携手龙头共拓储能
- 高毛利勘察业务有望稳步提升，智慧能源/运维等数字化业务处于前期阶段
- 盈利预测（Wind一致预期）：2021-23年归母净利润1.0亿元/1.9亿元/2.9亿元，同比+106%/+80%/+55%
- 风险提示：新能源电站建设不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧

图 永福股份收入结构以EPC、电力工程勘察设计为主（亿元）

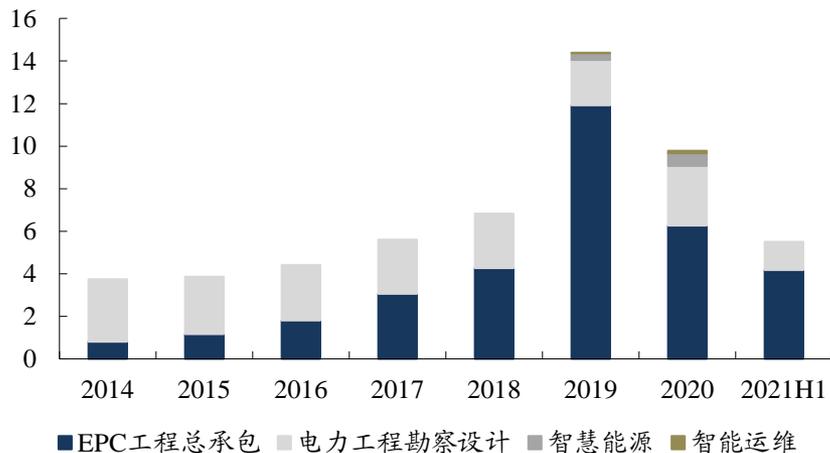
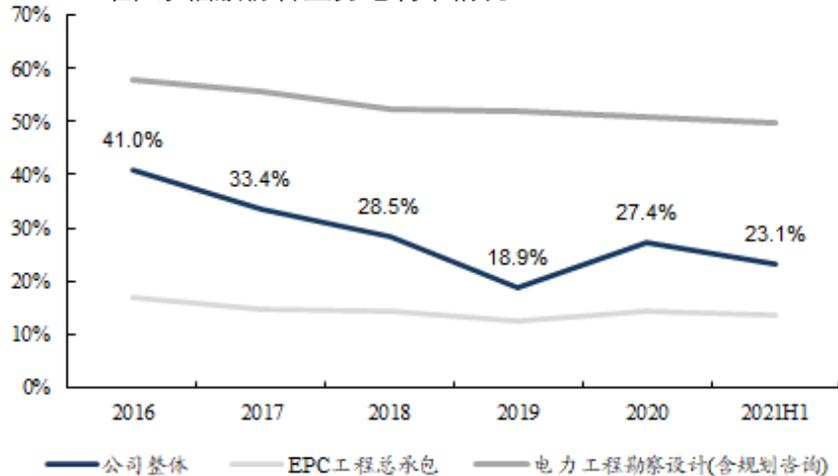


图 永福股份各业务毛利率情况



炬华科技：电表头部企业，低估值、周期有望反转

- ❑ 炬华科技是国内领先的能源物联网设备企业，以物联网系统带动智能电表、智能水表、智能电气、物联网传感器等业务，其中80%以上的收入来自电能表及采集设备，为国内智能电表最纯标的
- ❑ 智能电表处于下一个十年替换周期“起始年”，2021年国网新一代电表起量，我们预计2022-2023年招标量有望进一步增长。2021年炬华订单收获较多、叠加行业因缺芯交付紧张、订单向炬华等头部企业集中
- ❑ 中期看，配用电改造+新一代智能电表迭代支撑电表业务成长；长期看，表计企业在综合能效管理具备优势，炬华子公司纳宇电气在能源物联网平台，以及通讯设备、计量设备等方面具备比较好的基础，布局中长期，短期内不会产生明显业绩贡献
- ❑ 盈利预测（Wind一致预期）：2021-23年归母净利润3.1亿元/4.1亿元/5.2亿元，同比+6%/+30%/+27%
- ❑ 风险提示：电表招标不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧

图 2009-2021年智能电表招标量情况



海兴电力：全球领先的能源计量整体解决方案商

- 聚焦配用电，业务结构较全面，海内外均有布局。公司2020年主营业务构成包括智能用电产品（59%）、智能配电产品（10%）等，加快布局分布式能源、微电网、储能、充电桩等新业务
- 智能用电及配电起步最早、营收占比最大，拥有行业领先的配用电自动化核心技术，新表储备完善，业务涵盖中国及海外多个国家
- 系统解决方案在行业内率先完成能源物联网平台+解决方案的产品搭建，系统产品收入占比快速提升。国内市场空间较大，并且海外更青睐整体方案设计，未来回报我们预计将继续增长；运维与服务业务因海外疫情开展困难、2020年同比下滑约35%，未来将发挥海外销售团队本土化优势，减缓疫情冲击
- 风险提示：电表招标不及预期，原材料涨价超预期，竞争加剧

图 海兴电力收入结构（亿元）

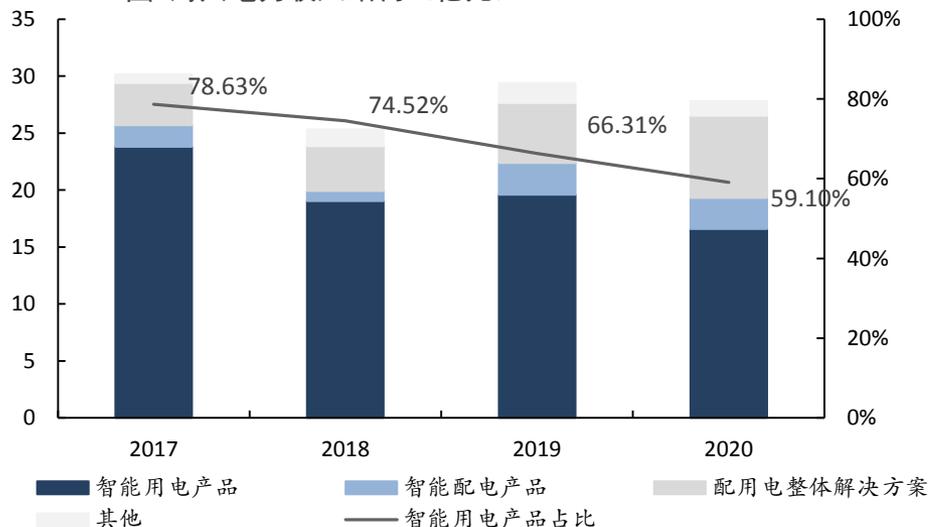
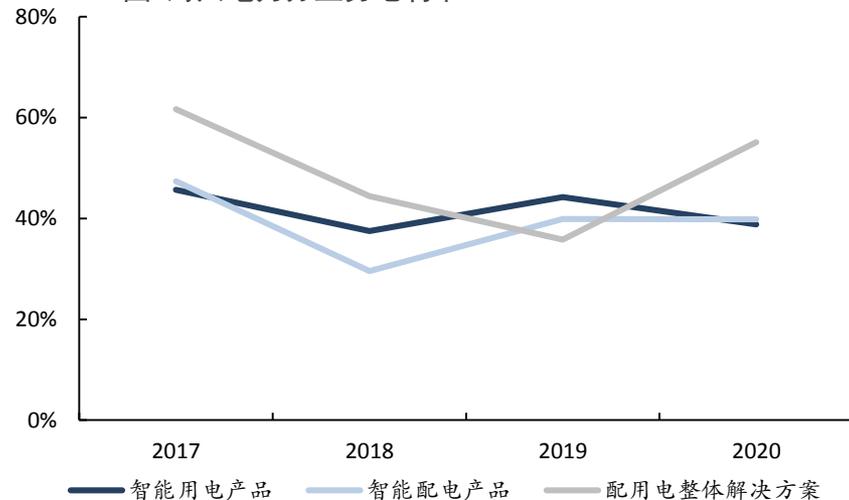
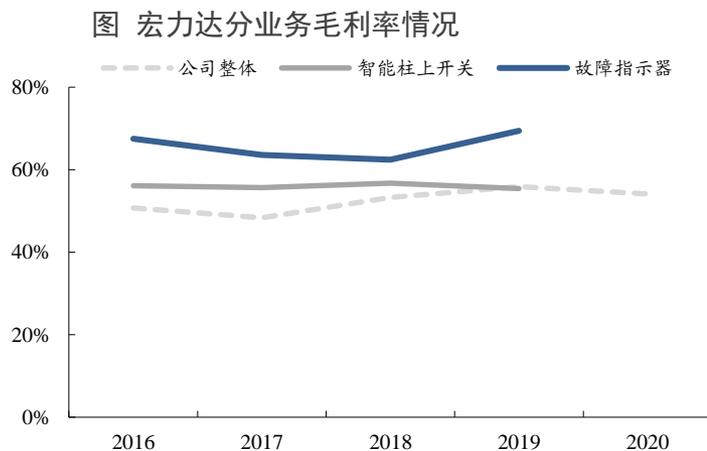
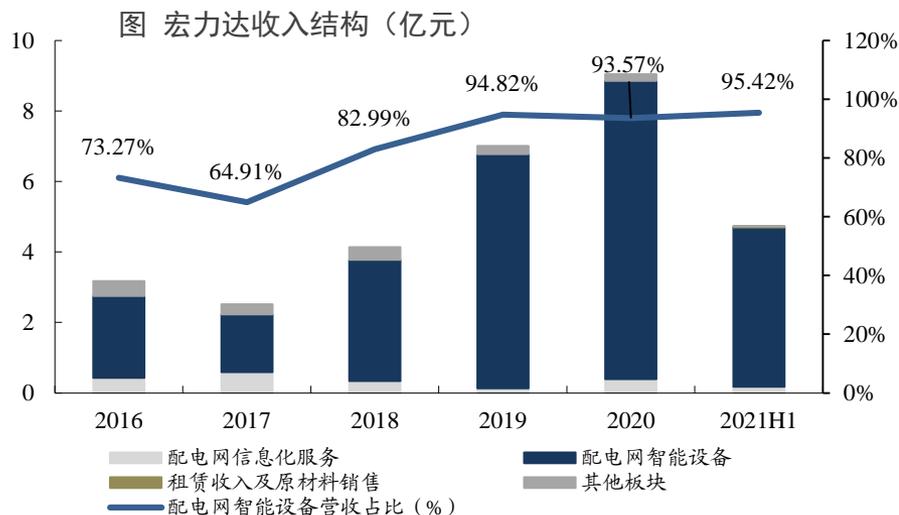


图 海兴电力分业务毛利率



宏力达：配网智能化开关领先企业

- ▣ **主营配电网智能设备，聚焦一二次融合产品。**公司产品及服务主要聚焦配电网领域，公司主要通过类经销模式参与国网融资租赁（非集采模式），提供配电网一二次融合设备（智能柱上断路器、智能环网柜等）
- ▣ **可靠性+经济性促进一二次融合开关替代传统一二次成套，软件+传感器等“二次”属性带来高利润。**1) 新型电力系统背景下，配网智能化升级大势所趋。用于线路检测的一二次融合设备渗透率持续提升，有望替代传统一二次成套设备；2) 公司聚焦于高附加值核心环节，一二次融合设备的软件与传感器为核心竞争力，产品可靠性高于同行。注重“二次”能力使得产品具备较高毛利率
- ▣ **立足浙江省基本盘，着力拓展省外业务，江苏、山东、河南、湖北等多省实现突破**
- ▣ **盈利预测(Wind一致预期)：**2021-23年公司归母净利润4.1亿元/5.3亿元/6.8亿元，同比+28%/+31%/+29%
- ▣ **风险提示：**电网投资不及预期，省外拓展不及预期，竞争加剧



杭州柯林：立足智能电网，聚焦电力物联网建设

- 立足电力物联网建设，核心智能监控产品高溢价。**公司产品覆盖“输、变、配”全链路及“高压、超高压、特高压”全电压等级，2018-2021H1电气设备健康状态智能感知与诊断预警装置营收占比稳居公司营收的85%+。软件属性+定制服务为产品带来的高溢价，核心产品毛利率基本维持在70%高位
- “两网建设”释放智能运检空间，省外拓展迎订单突破。**依托浙江项目经验（2021H1浙江占营收81%）、加速省外市场渠道建设。1) **国网方面**，截至2021H1已开拓北京/上海/江苏/湖北/安徽/山东等区域，且核心输变电产品纳入国家电网电子商务平台的参考品牌，有望提高国网范围内的客户开发效率。2) **南网方面**相关市场开发也有一定进展，营收占比逐步提升
- 盈利预测(Wind一致预期)：**2021-23年公司归母净利润1.4亿元/2.0亿元/2.6亿元，同比+31%/+41%/+36%
- 风险提示：**电网投资不及预期，省外拓展不及预期，竞争加剧

图 杭州柯林收入结构 (亿元)

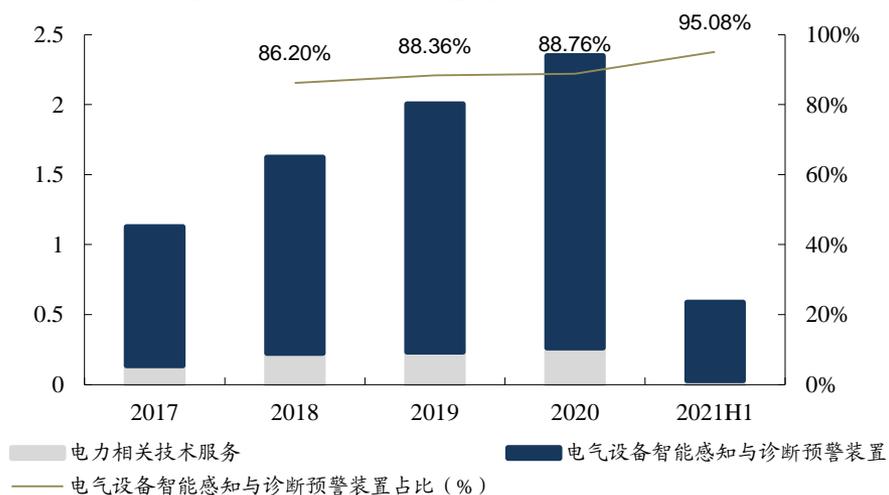
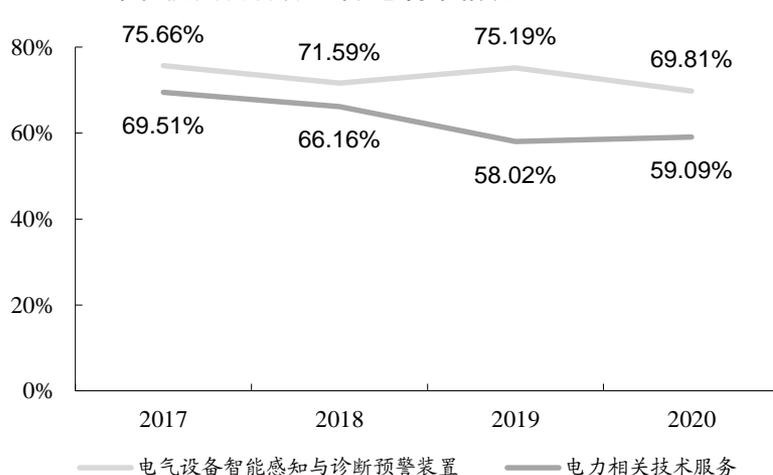


图 杭州柯林分业务毛利率情况



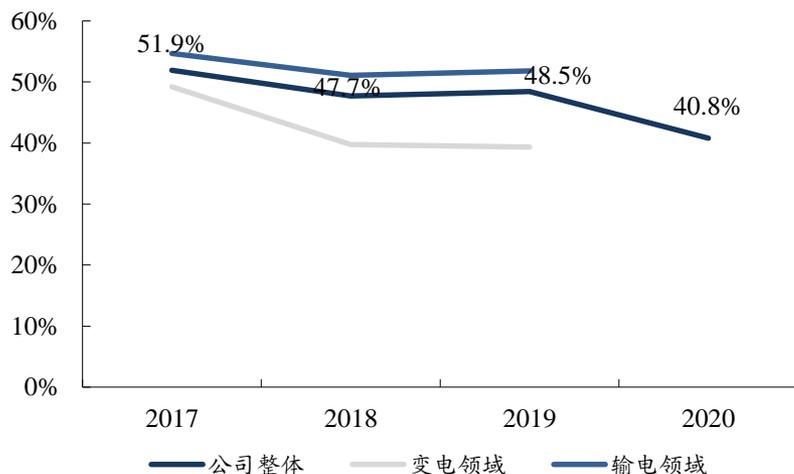
智洋创新：电网可视化运维

- 公司为电网可视化智能运维领域先行者。主要业务板块包括输电、变电领域。其中输电领域业务主要为输电线路智能运维分析管理系统，产品软件属性更强。2020年输电/变电业务分别实现营收4.16亿元/0.81亿元，占总营收83%/16%
- 运维AI算法数据源丰富铸就技术高壁垒。公司2019年与华为合作推出了电力场景AI应用联合解决方案，依托于和国家电网的长期合作，现场应用场景数据图片丰富为AI算法提供丰富的训练集，运维场景数据源铸就竞争优势
- 盈利预测(Wind一致预期)：2021-23年公司归母净利润1.3亿元/1.8亿元/2.5亿元，同比+41%/+40%/+38%
- 风险提示：电网投资不及预期，省外拓展不及预期，竞争加剧

图 智洋创新业务涵输电领域&变电领域可视化运维（亿元）



图 智洋创新分业务毛利率情况



5.6 主线六：综合能源服务

涪陵电力：国网节能业务直接受益者

- 公司是国网唯一配网节能平台，多次收购资产后业务“纯度”提升、业绩弹性大。公司采用EMC模式为用户提供配网侧节能服务，本质是工程承揽发包方，资产不重。2016年公司以3.74亿元收购国网综能公司山东等地配网节能业务，后续2020年末定增收购国网下属9家省综能公司配电网节能项目资产，并签订业绩承诺补偿协议：收购标的在2020-22年净利润规模不低于1.39亿元/1.58亿元/1.44亿元，保证收购后业绩稳定性。截至2021H1公司节能业务覆盖20+省份，特许经营权优势下充分受益于国网各区域配网建设需求。
- 传统售电业务保持稳定。稳定的现金流业务，在涪陵地区电力销售具备优势地位
- 盈利预测(Wind一致预期)：2021-23年公司归母净利润5.8/6.4/6.9亿元，同比+45%/+10%/+8%
- 风险提示：电网投资不及预期，竞争加剧

图 涪陵电力收入结构：售电+节能（亿元）

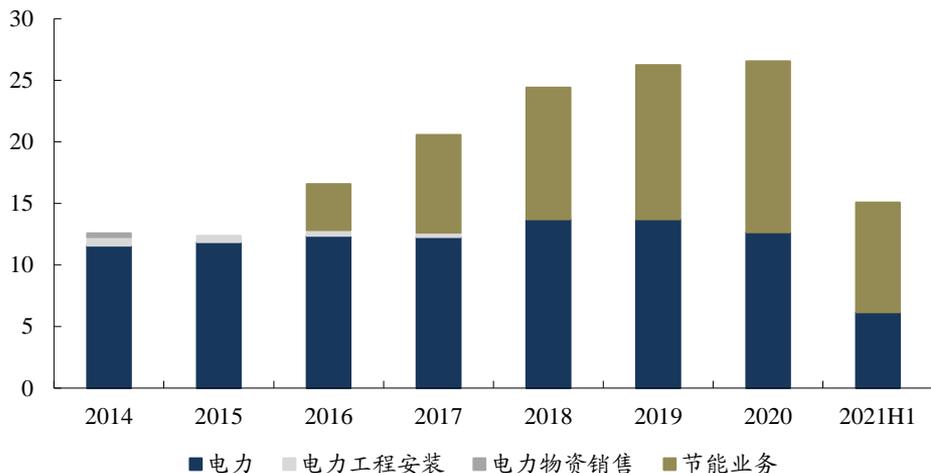
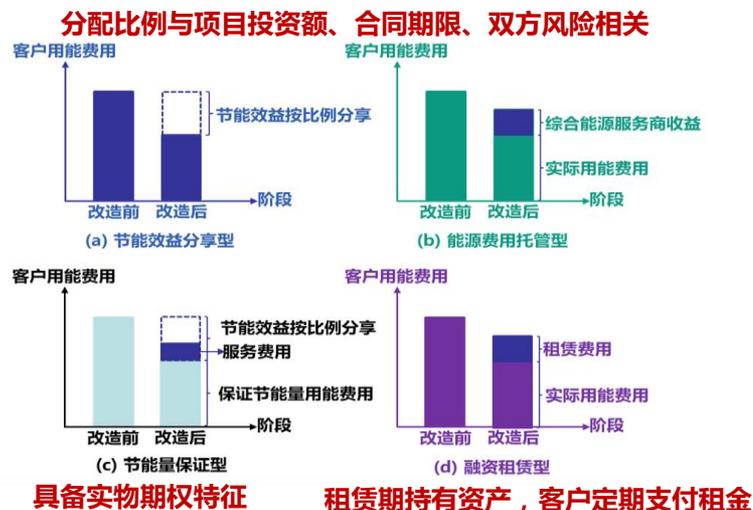


图 EMC四类盈利模式



6.盈利预测及投资建议

6 盈利预测及投资建议

- 大方向：关注电网整体投资（总量）+重点投资方向（结构），重点跟踪每年年初国网规划
- 跟踪：每批设备招投标情况及重点公司订单

表 各公司盈利预测及估值（截至2021年11月22日）

名称	证券代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	总股本 (亿股)	归母净利润 (亿元)				PE				评级
					2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E	
国电南瑞	600406.SH	40.12	2,225	55.45	48.52	58.72	69.43	81.68	38	38	32	27	买入
思源电气	002028.SZ	50.39	386	7.66	9.33	12.21	15.28	18.27	41	31	25	21	买入
四方股份	601126.SH	21.35	174	8.13	3.44	4.90	6.90	8.93	50	35	25	19	未评级
金盘科技	688676.SH	34.74	148	4.26	2.32	2.60	3.80	5.20	64	57	39	28	未评级
炬华科技	300360.SZ	12.65	64	5.04	2.93	3.12	4.07	5.16	22	20	16	12	未评级
新风光	688663.SH	64.19	90	1.40	1.07	—	—	—	84	—	—	—	未评级
盛弘股份	300693.SZ	47.63	98	2.05	1.06	1.55	2.24	3.17	92	63	44	31	未评级
永福股份	300712.SZ	62.31	113	1.82	0.51	1.05	1.88	2.92	223	108	60	39	未评级
海兴电力	603556.SH	13.84	68	4.89	4.81	—	—	—	14	—	—	—	未评级
宏力达	688330.SH	143.61	144	1.00	3.18	4.08	5.26	6.82	45	35	27	21	未评级
智洋创新	688191.SH	27.36	42	1.53	0.92	1.30	1.82	2.51	45	32	23	17	未评级
杭州柯林	688611.SH	93.65	52	0.56	1.06	1.38	1.95	2.64	49	38	27	20	未评级
涪陵电力	600452.SH	19.83	151	7.62	4.01	5.81	6.40	6.92	38	26	24	22	未评级

注：国电南瑞、思源电气盈利预测来自东吴证券研究所，其余2021-2023年盈利预测均来自wind一致预期

7.风险提示

- **电网投资不及预期。**电力设备公司下游主要是电网行业，国网、南网投资建设不及预期可能对公司的订单带来影响
- **宏观经济景气度下滑。**宏观经济景气度下滑可能影响电网用电情况，对电网经营带来压力，进而对电力设备公司产生影响
- **政策推进不及预期。**如新型电力系统相关政策及制度（如储能政策、电力市场建设政策等）推行不及预期，可能对公司业绩产生负面影响
- **大宗商品涨价超预期。**多数一次设备原材料结构中铜、钢等成本占比较大，若大宗原材料价格持续上涨，将压缩电力设备产品利润

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园