

# 绿色转型 风光无限

## 绿电专题报告

分析师

张文臣 S0910523020004

周涛 S0910523050001

顾华昊 S0910523020002

联系人

乔春绒 S0910121070027

申文雯 S0910123030032

报告日期 2023年7月17日

本报告仅供华金证券客户中的专业投资者参考  
请仔细阅读在本报告尾部的重要法律声明



- ◆ **发展清洁、绿色能源已经成全球共识，风光为新增装机主力。**截至2023年7月，全球共有150个国家提出实现碳中和的时间，覆盖全球89%的人口、88%的排放量和92%的GDP。中国、欧洲和美国是风光装机最主要的市场，2022年底中美欧风光装机占全球市场的比例合计达到77%。截至2022年底，全球风电累计装机899GW，2022年发电量2157TWh；光伏累计装机1052GW，2022年发电量1286TWh，风光发电量占比超过12%。全球GDP的增长与电力消费正相关，新增的电力需求主要由风电和光伏贡献，2022-2050年风光发电量或将以年均10%的速度增长（2022-2030年年均增速为21%），这要求风光装机量以年均9%的速度增长（2022-2030年年均增速需达20%），到2050年全球风光发电量及装机占比均将达到约70%。
- ◆ **扩大同步电网规模是未来趋势。**为提高电网的资源配置能力、安全可靠性和规模经济性，世界主要国家电网的发展趋势是同步电网规模逐步扩大。特高压输电工程将成为我国电网重点投资方向，输送清洁能源比重将不断上升，2021年我国17条直流特高压线路年输送电量的58.7%来自可再生能源，同比提升12.8pct。
- ◆ **可再生能源发电成本下降，风光配储经济性提高，碳交易带来新弹性。**2010-2021年间，光伏、陆风、海风加权平均LCOE分别下降88%、68%、60%，风光相比火电成本优势显著。风光配储经济性提升，测算组件降至1.33元/W，储能单位投资成本为1.7元/Wh，光伏配储IRR可达7.64%。全球碳市场推进加速，有望带来运营商业绩弹性。
- ◆ **投资建议：**能源转型是国际社会近年来的最强共识，俄乌局势下带来能源不确定性，全球范围内新能源替代传统能源的进程有望加速。建议把握估值回调后的布局机会，中长期业绩弹性与持续性检验竞争力，建议关注光伏、风电、储能等产业链存在较大预期差的制造端龙头公司，及受益于装机规模快速增长的绿电运营商。
- ◆ **风险提示：**国际贸易争端加剧，产业链降本不及预期，行业竞争加剧，测算模型失效，其他不可抗因素等。

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

# 全球大多数国家已提出碳中和目标

全球已有150个国家提出碳中和目标

已立法 (26)



德国  
2045



瑞典  
2045



欧盟  
2050



日本  
2050



英国  
2050



法国  
2050



西班牙  
2050



韩国  
2050



加拿大  
2050

.....

政策宣示 (48)



美国  
2050



巴西  
2050



意大利  
2050



越南  
2050



中国  
2060



俄罗斯  
2060



沙特阿拉伯  
2060



泰国  
2065



印度  
2070

.....

承诺声明 (9)



马来西亚  
2050



南非  
2050



斯里兰卡  
2050



爱沙尼亚  
2050



海地  
2050



科威特  
2060

.....

讨论中 (61)



墨西哥  
2050



巴基斯坦  
2050



缅甸  
2050



阿富汗  
2050



中非  
2050



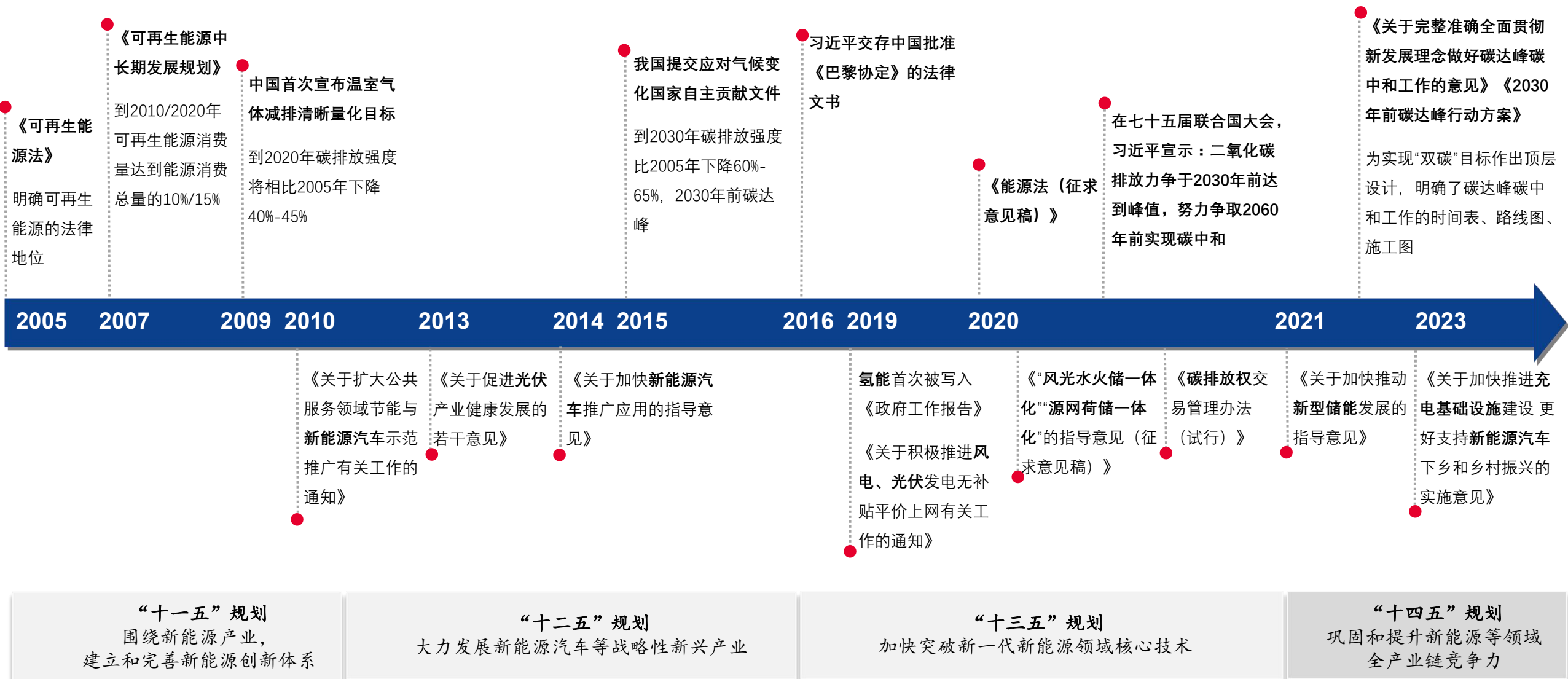
印度尼西亚  
2060

.....

有6个国家已实现碳中和目标

◆ 根据ECIU，截至2023年7月12日，全球共有150个国家提出实现碳中和的时间，覆盖全球89%的人口、88%的排放量和92%的GDP。

# 我国新能源政策发展



# 主要发达国家和地区碳中和重点战略部署

	欧盟	英国	日本	美国	韩国
立法	欧洲气候法 (2020年)	2008年气候变化法案 (2050年目标修正案) (2019年)	全球变暖对策推进法修正案 (2021年)		
综合战略	欧洲气候中和战略愿景 (2018年)		2050年绿色增长战略 (2020年)		绿色新政计划 (2020年)
	欧洲绿色协议 (2019年)	绿色工业革命10点计划 (2020年)	更新2050年碳中和绿色增长战略 (2021年)	关于应对国内外气候危机的行政命令 (2021年)	2050碳中和战略 (2020年)
	应对气候变化一揽子提案 (2021年)				2021年碳中和实施计划 (2021年)
能源/基础设施	欧洲氢能战略 (2020年)	国家基础设施战略 (2020年)		可持续基础设施与公平清洁能源未来计划 (2020年)	韩国氢能经济路线图 (2019年)
	能源一体化战略 (2020年)	能源白皮书: 推动零碳未来 (2020年)	氢能基本战略 (2017年)	氢能计划 (2020年)	促进氢经济和氢安全管理法 (2020年)
	综合能源系统2030年研发路线图 (2020年)	英国氢能战略 (2021年)		清洁能源革命与环境正义计划 (2020年)	
				储能大挑战路线 (2020年)	
				清洁未来法案 (2021年)	
其他领域	新工业战略 (2020年)	工业脱碳战略 (2021年)			
	循环经济行动计划 (2020年)	交通脱碳计划 (2021年)	革新环境技术创新战略 (2020年)		碳中和科技创新推进战略 (2021年)
	2030生物多样性战略 (2020年)	净零创新投资组合计划 (2021)			
	森林战略 (2021年)				

- ◆ 到2015年底，全球有146个国家出台了促进可再生能源发展的政策，其中有100多个国家对于可再生能源采用不同类型的经济政策。在化石能源外部性成本尚未纳入成本核算和电价形成机制的情况下，针对可再生能源实施上网电价或电价补贴政策，是促进可再生能源市场并进而带动全产业链发展的最有效的手段。但随着成本下降，退补和提高市场化程度是可再生能源发展的必然趋势。

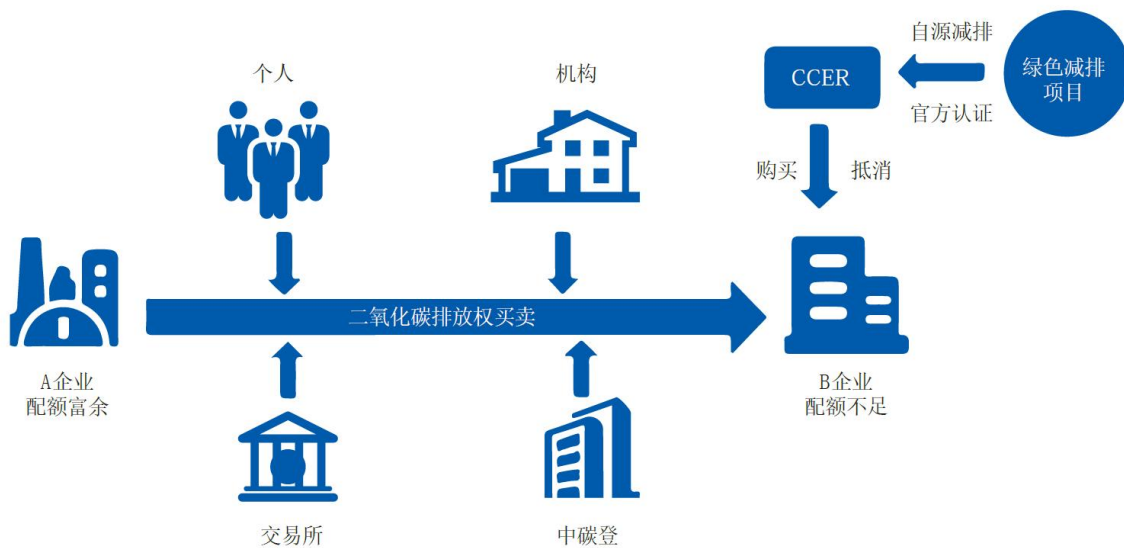
## 国外可再生能源补贴政策

国家	可再生能源补贴政策
美国	联邦层面主要采用生产税抵扣（PTC）和投资税抵扣（ITC）政策，州政府层面主要是可再生能源配额和绿色电力证书制度。 <b>《通货膨胀削减法案》</b> ：涉及总金额约7400亿美元，其中政府计划拨款约3700亿美元用于补贴和扶持清洁能源领域项目，重点覆盖清洁能源制造业。
德国	2000年后，为支持可再生能源电力发展，德国以《可再生能源法》（EEG）的形式，逐步建立了基于成熟电力市场的分类可再生能源固定电价机制。之后不断调整可再生能源电价机制，在2014年的调整中，考虑可再生能源技术成本下降及补贴总额增加电力用户负担等因素，德国可再生能源定价机制开始由固定电价（FIT）向市场溢价（Market Premium）和可再生能源项目规模拍卖试点（Auction）转变，2017年全面推行可再生能源项目规模拍卖。
英国	英国先后实施了“非化石能源义务”（NFFO）制度和“可再生能源义务”（RO）制度。 2017年前大型可再生能源发电项目可在RO和 <b>差价合约（CfD）制度</b> 之间任选其一，其后大型可再生能源发电项目均采用CfD机制。CfD规定国有结算公司与发电企业签订长期合同确定合同价格，在交易过程中如果市场平均电价低于合同价，则向发电企业予以补贴至合同价；反之则发电企业返还高出的部分。
日本	<b>FIT历史</b> ：2012年7月启动固定上网电价政策，大于10kW光伏系统上网电价为40日元/度，补贴20年；不足10kW的光伏系统上网电价为42日元/度，补贴10年，此后上网电价每年调整。 <b>FIT新政</b> ：2017年起固定收购电价（FIT）下调。
丹麦	早在1979年，丹麦政府就对投资安装风电、太阳能和沼气池的个人、市政当局和农场补助安装费用的30%。1981年，政府出台了可再生能源上网电价补贴政策。1985年丹麦政府建立了丹麦风轮机保障基金，对于大型风电项目使用丹麦生产的风机提供长期资金支持。2000年后，原本固定的差价补贴加入了更多市场因素。
以色列	根据现行政策，以色列光伏补贴期限为25年，100千瓦以下的系统可获得0.12欧元/千瓦时的补贴。

# 碳市场推进加速，释放绿电环境价值

- ◆ 碳排放权交易本质上是一种金融活动，在我国主要针对两类交易标的进行交易：碳排放权-碳配额与国家核证自愿减排量（CCER）。7月7日，生态环境部就《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》公开征求社会意见，CCER重启在望。
- ◆ 7月11日，中央全面深化改革委员会审议通过了《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》、《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》。“碳排放双控”打破了“能耗双控”对可再生能源利用的约束，同时从能耗双控转变为碳双控，有利于绿电使用比例的提升，尤其为西部省份依托绿电发展高耗能释放空间，利好源网荷储一体化；中期来看，这提高了对碳体系的要求，利于碳市场交易的推动，配合CCER的推进，将释放绿电更多的环境价值。

碳排放权市场运行机制示意图



10MW分布式光伏电站开发CCER项目收益情况测算

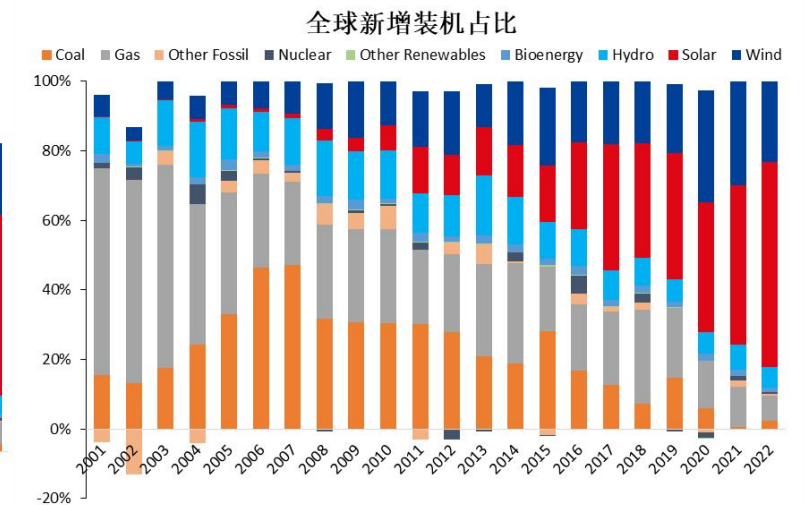
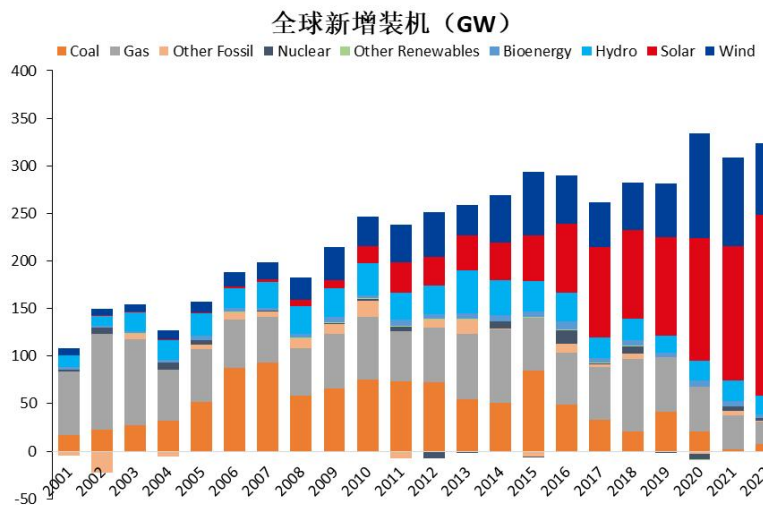
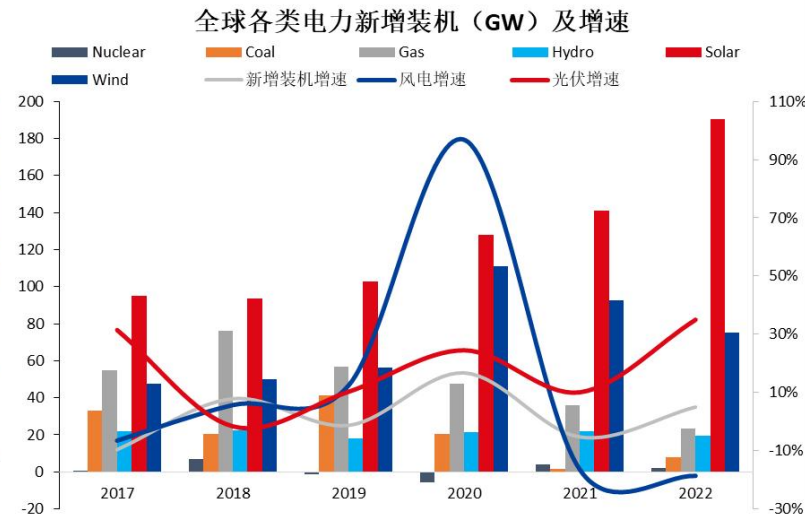
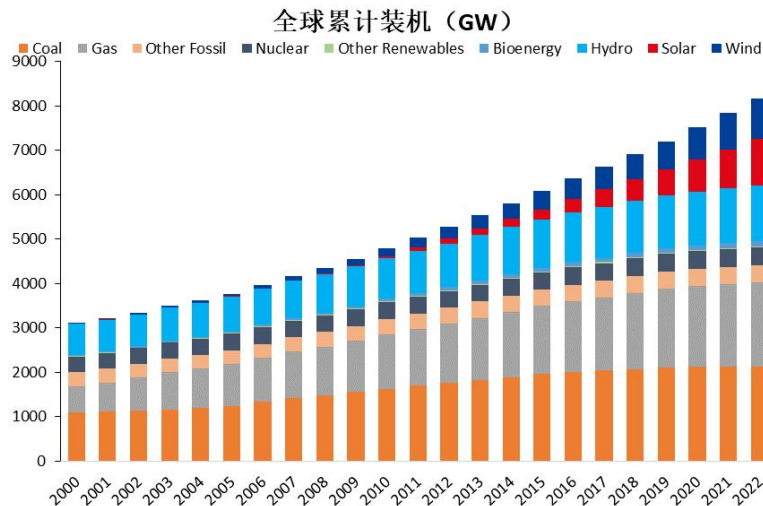
项目	参与碳市场后（光电）
利用小时数	1150
装机容量（MW）	10
年发电量（亿千瓦时）	0.115
火电单位碳排放（g/kWh）	817
机组碳减排量（万吨）	0.94
CCER授予比例（%）	100
碳价（元/吨）	50
出售配额增加收入（万元）	47

- 01 全球范围给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 电力企业装机分析
- 07 电力成本分析
- 08 投资建议与风险提示

# 光伏和风电是新增装机主力

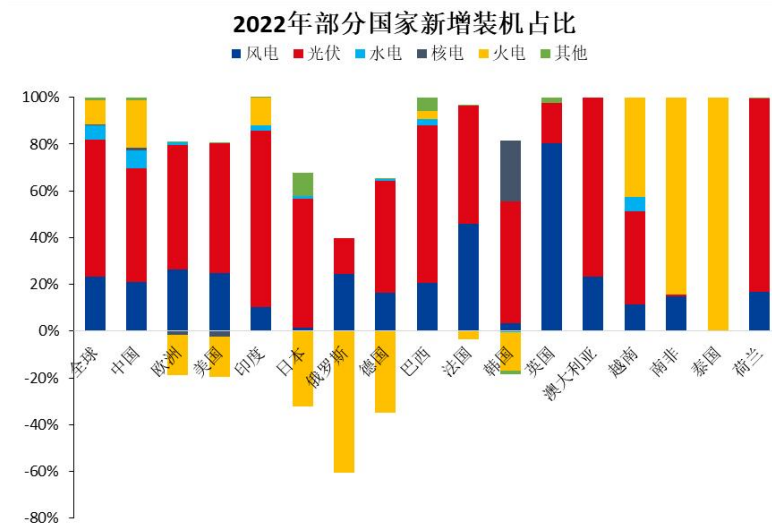
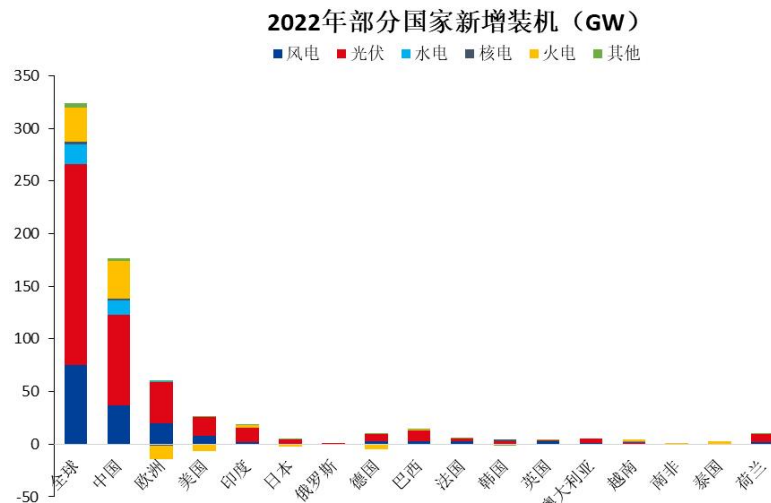
◆ 根据Ember数据，截至2022年底，全球电力总装机为8156GW（同比+4.1%），可再生能源装机为3353GW（同比+9.4%），占比达41.1%（同比+2pct）；其中光伏、风电、水电累计装机为1052、899、1254GW（同比+22.1%、+9.1%、+1.6%），占比为12.9%、11.0%、15.4%（同比+1.9、+0.5、-0.4pct），光伏和风电占比不断提高。

◆ 2022年全球新增装机达到324GW，其中光伏、风电、水电新增装机为190、75、19GW，同比+35%、-19%、-13%，光伏及风电占新增装机的82%。

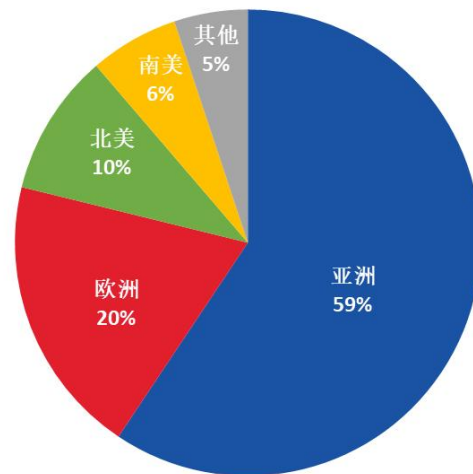


# 欧美和亚洲是可再生能源装机主要市场

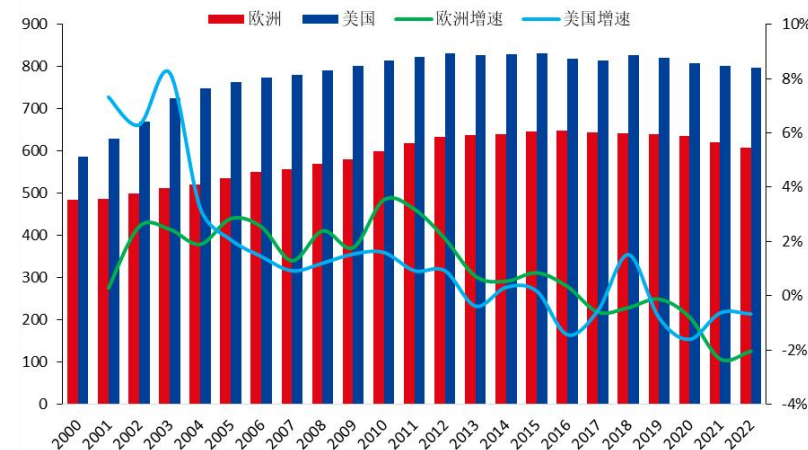
- ◆ 可再生能源装机增长持续集中在亚洲、欧洲和北美。根据IRENA数据，2022年亚洲、欧洲、北美可再生能源新增装机占比合计达到89%，是全球可再生能源增长的主要区域，上述地区2022年分别新增175、57、29GW可再生能源装机，同比+14%、+36%、-22%。
- ◆ 分析欧洲、美国过去20年的装机数据，我们发现其火电装机在2015年左右达到峰值，之后整体呈下降趋势，到2022年火电总装机相比历史峰值分别下降6%、4%。



2022年全球可再生能源新增装机分区域占比



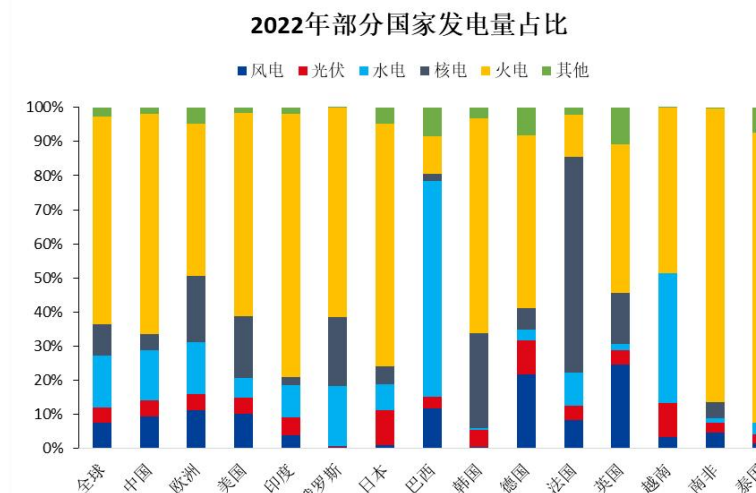
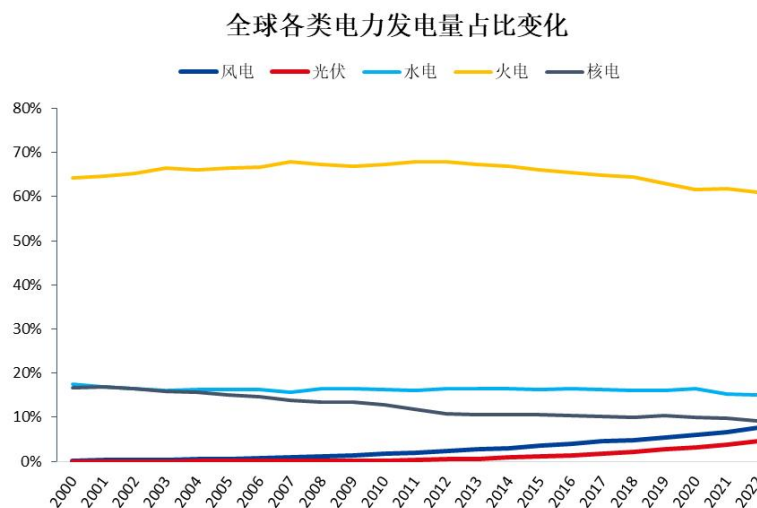
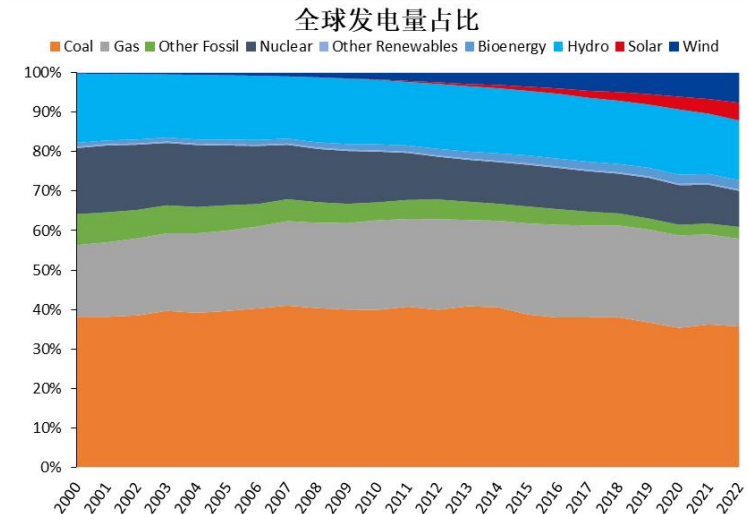
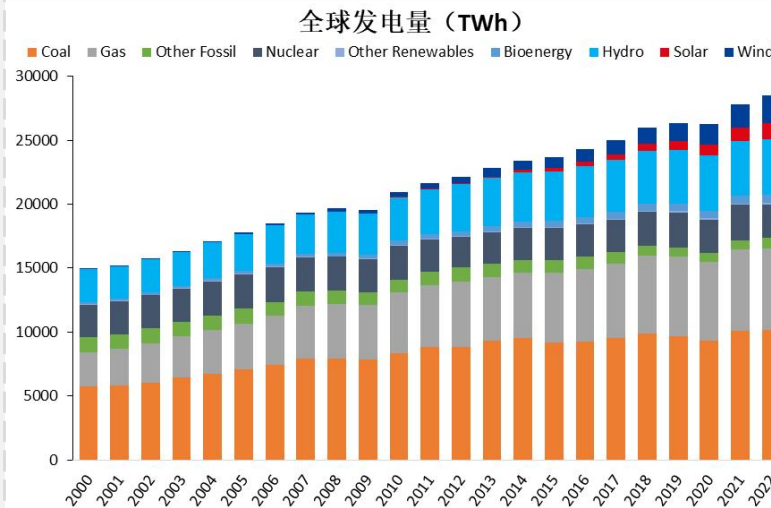
欧洲、美国火电装机 (GW) 及增速



# 全球风光发电量占比持续提升

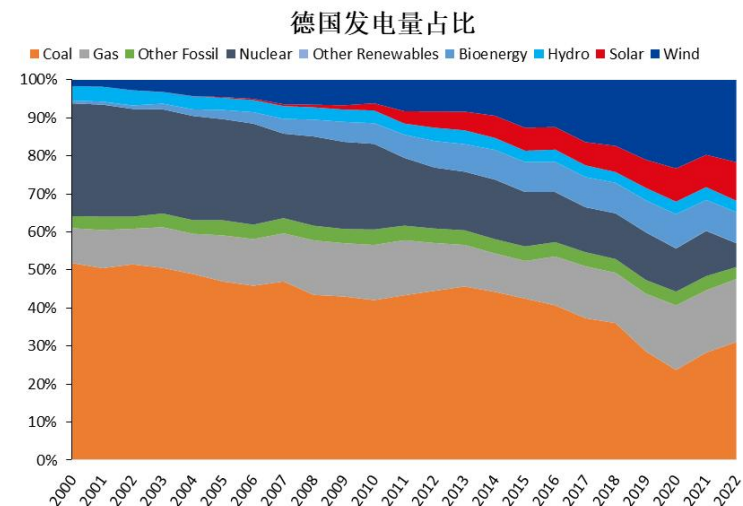
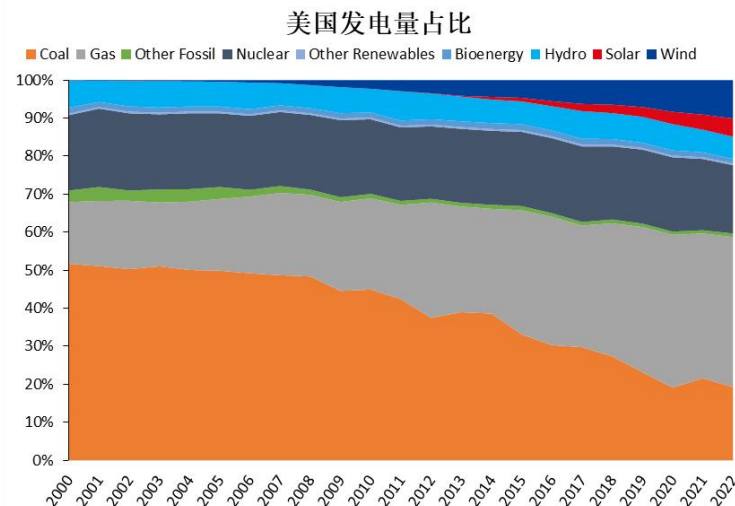
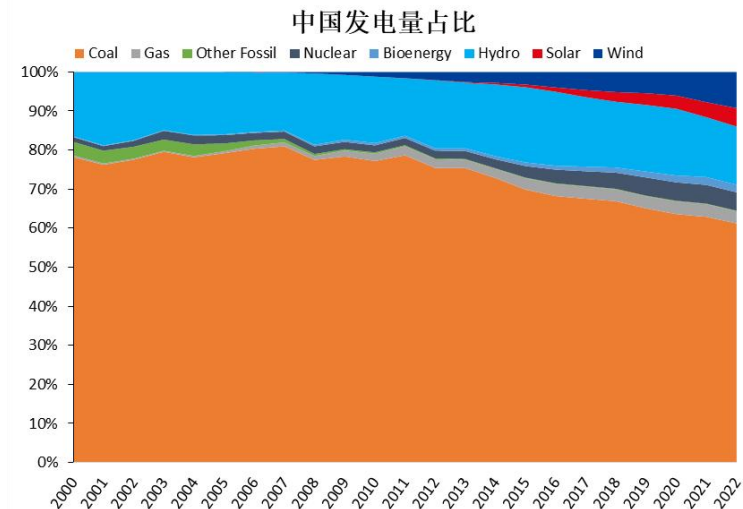
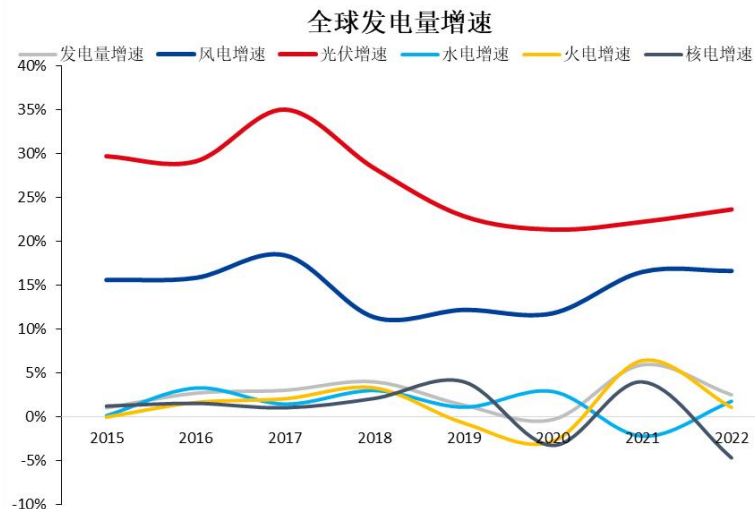
◆ 根据Ember数据，2022年全球发电量28524TWh，同比+2.5%（2010-2021年发电量年均复合增速为2.6%），其中风电、光伏、水电、核电、火电发电量占比为7.6%、4.5%、15.1%、9.2%、60.9%（相比2015年分别+4.1、+3.4、-1.2、-1.4、-5.2pct），风光发电量占比持续提升，达到12%，清洁电力占比为39%。

◆ 目前，超过60个国家/地区风光发电量占比超过10%，2022年德国、英国、欧盟、美国、中国风光发电量占比为31.8%、28.9%、22%、14.9%、14.0%，由于欧洲最早开始能源转型，其风光发电占比较高。



# 风光发电量保持高增速

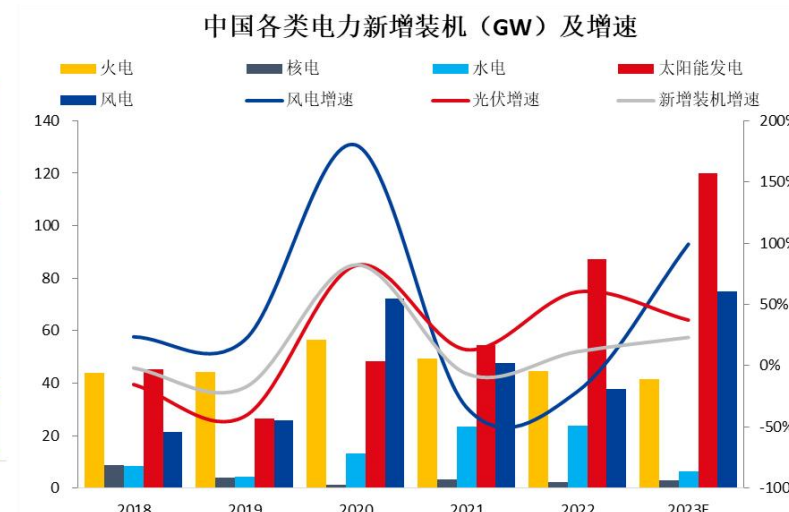
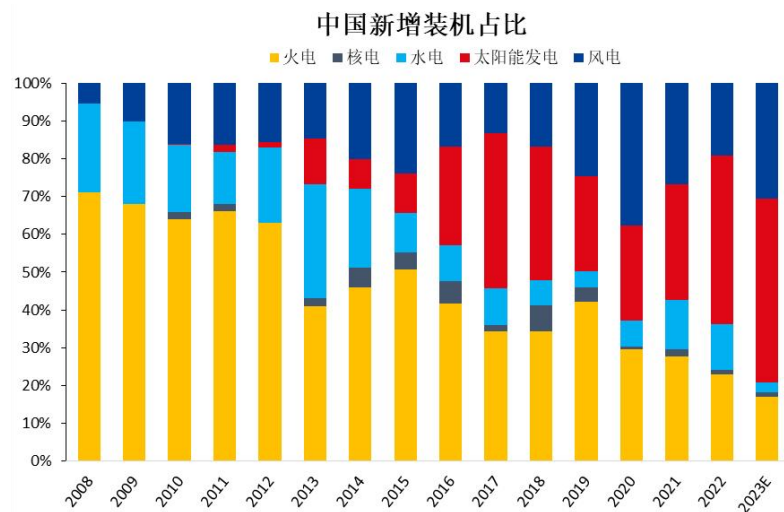
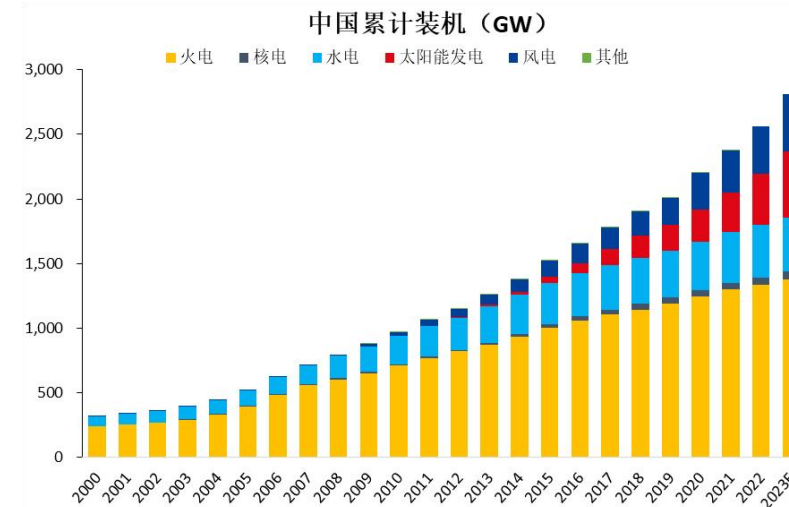
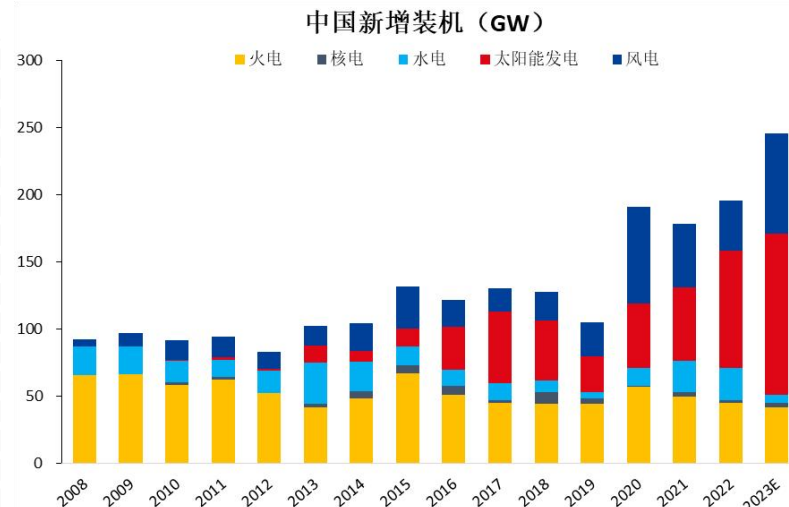
- ◆ 2022年，风电、光伏、水电、核电发电量同比+17%、+24%、+2%、-5%（核电下降主要由于法国核电站停产），与2015-2021年平均增速基本一致（2015-2021年年均复合增速为14%、26%、2%、2%），风光发电保持高增速，而其他清洁电力近两年增速在放缓。
- ◆ 2022年，全球、中国、美国新增发电量的80%、69%、68%来自风光发电。Ember预测，全球化石燃料发电量的首次下降将发生在2023年，发电量增长将全部来自清洁能源。



# 中国：2023年非化石能源累计装机容量将超过火电

◆ 根据中电联数据，2022年，我国新增发电机组200GW，同比+12%，其中风电、光伏、水电、核电和火电分别新增38、87、24、2和45GW，同比-21%、+60%、+2%、-33%和-9%，风电及光伏占新增装机的63%。根据风能专委会和光伏行业协会预测，2023年我国将新增风电装机70-80GW，光伏新增装机或达120GW。

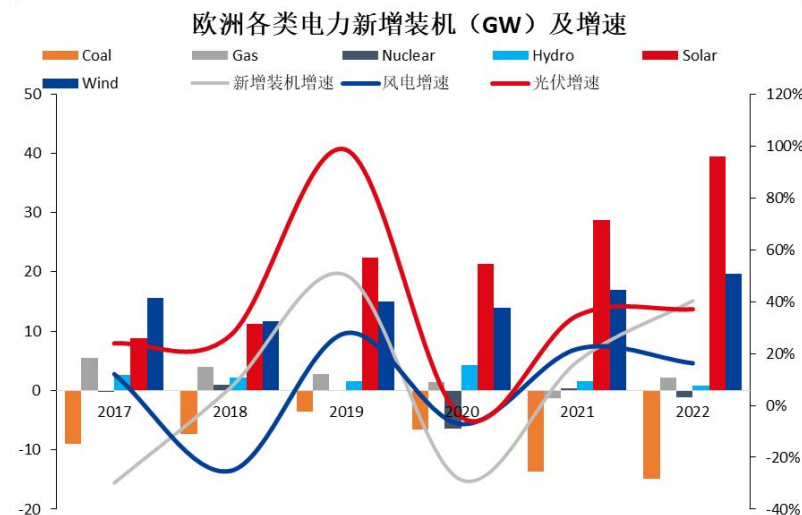
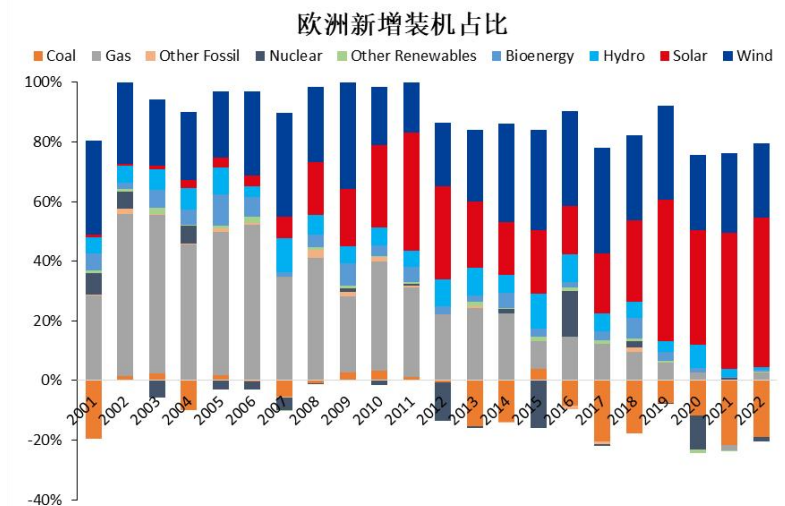
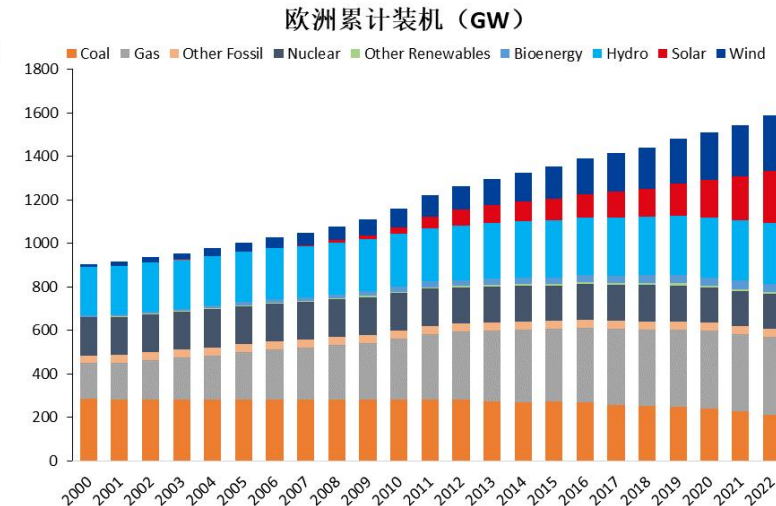
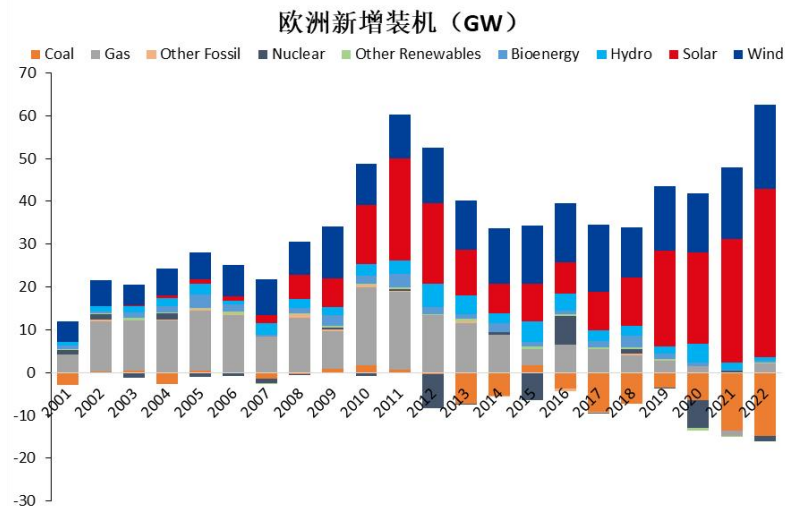
◆ 截至2022年底，我国累计装机2564GW，煤电占比44%，非化石能源占比接近50%（同比+2.6pct），预计2023年底非化石能源比重将上升至52.5%。



# 欧盟：预计2023年新增光伏装机68GW

◆ 根据Ember数据，2022年欧盟光伏新增装机41GW（屋顶光伏25GW），同比+47%，前五名为德国、西班牙、波兰、荷兰和法国，分别新增7.9、7.5、4.9、4和2.7GW；根据Solar Power Europe预测，2023年欧盟光伏新增装机有望达到68GW。截至2022年底，欧盟光伏累计装机为209GW，SPU预测到2030年底光伏累计装机或将达1184GW（大幅超过欧盟委员会设置的740GW目标）。

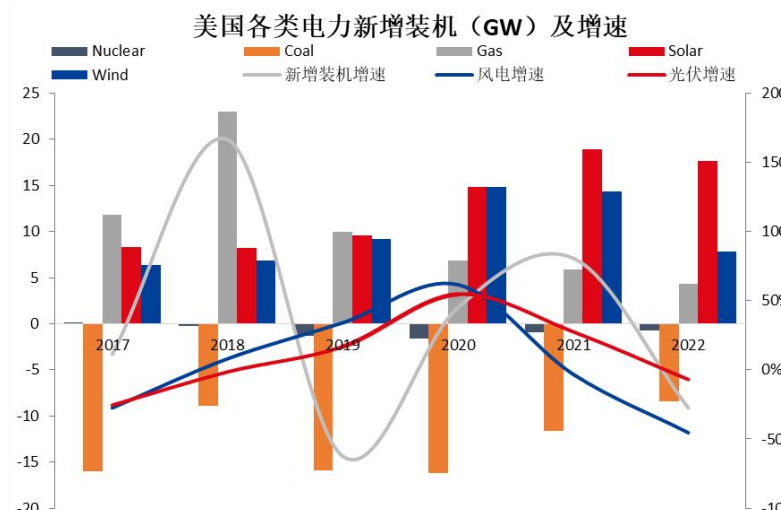
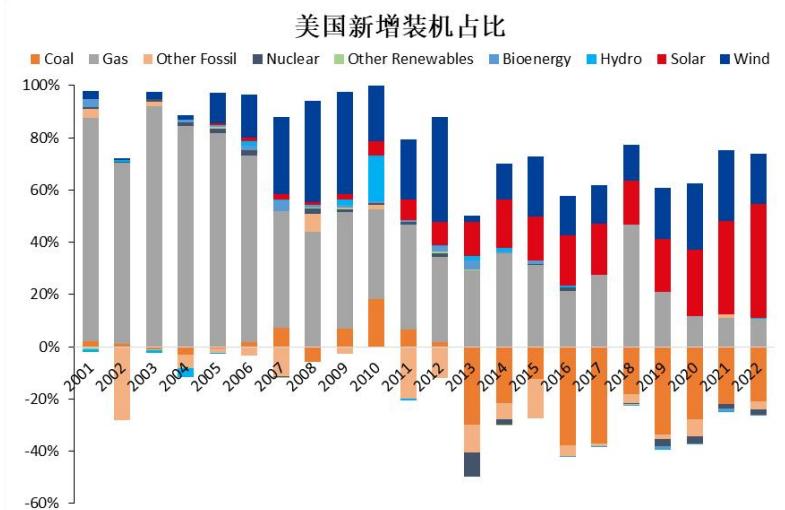
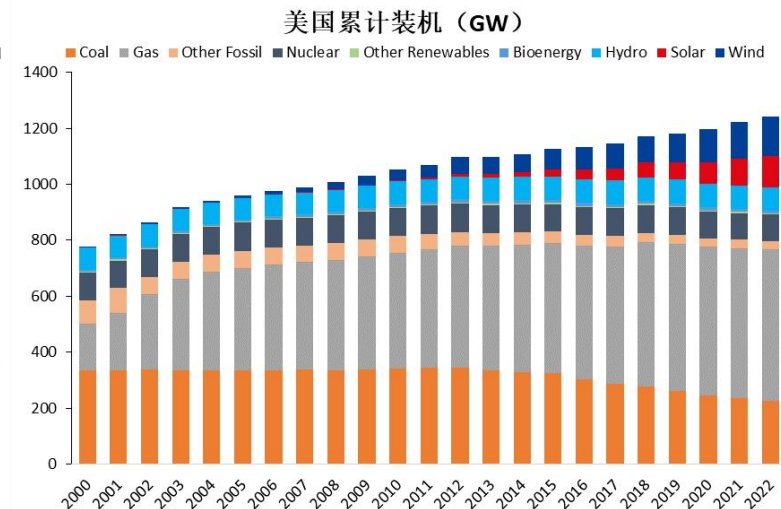
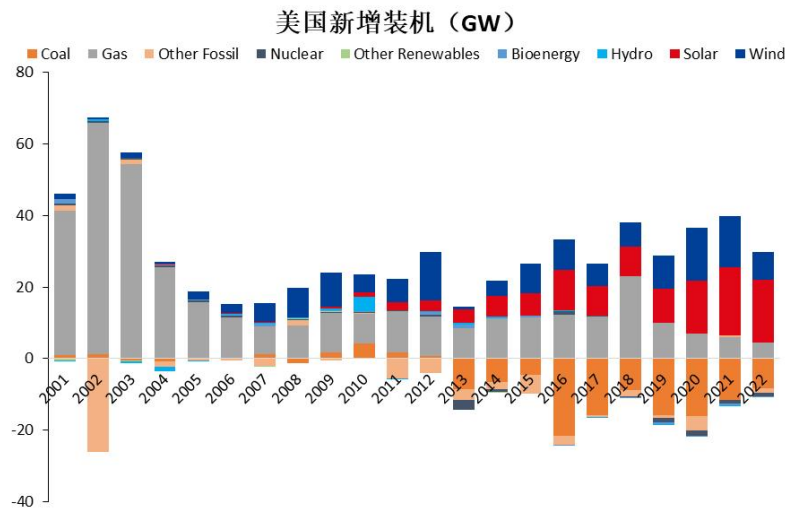
◆ 截至2022年，欧洲风电累计装机254GW。根据Wind Europe数据，2022年欧盟风电新增装机16GW（欧洲19GW），预计2023-2027年间欧盟将新增98GW的风电装机（欧洲129GW）。



# 美国：2023年公用事业规模光伏装机将达29.1GW

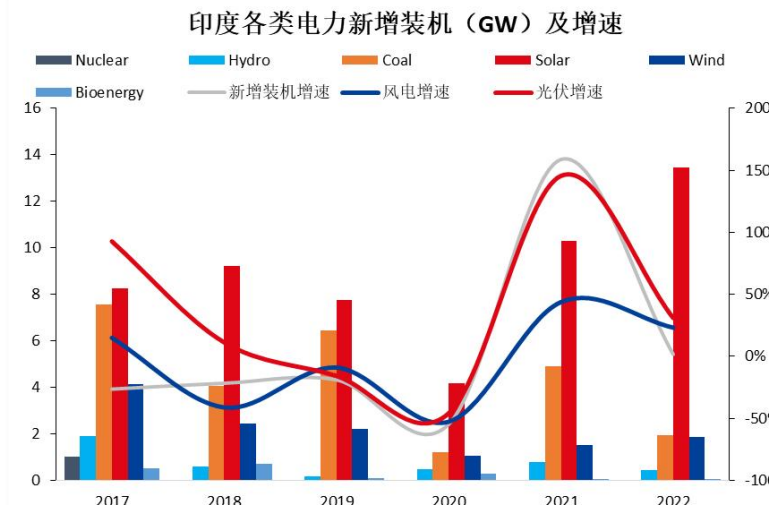
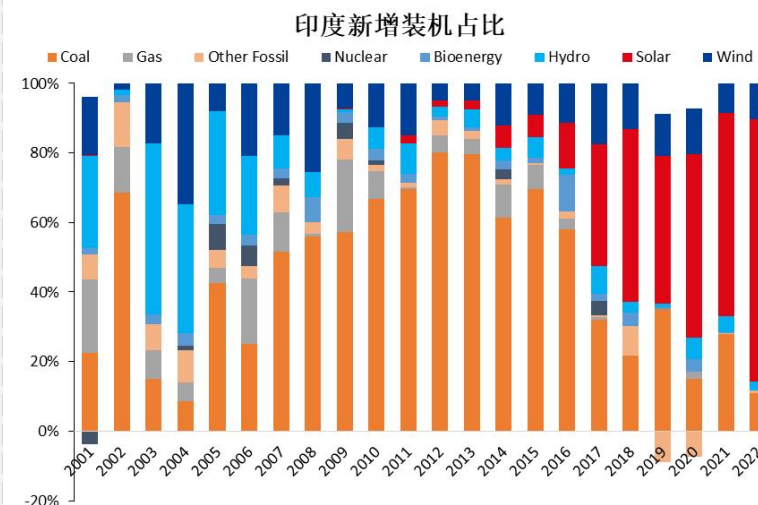
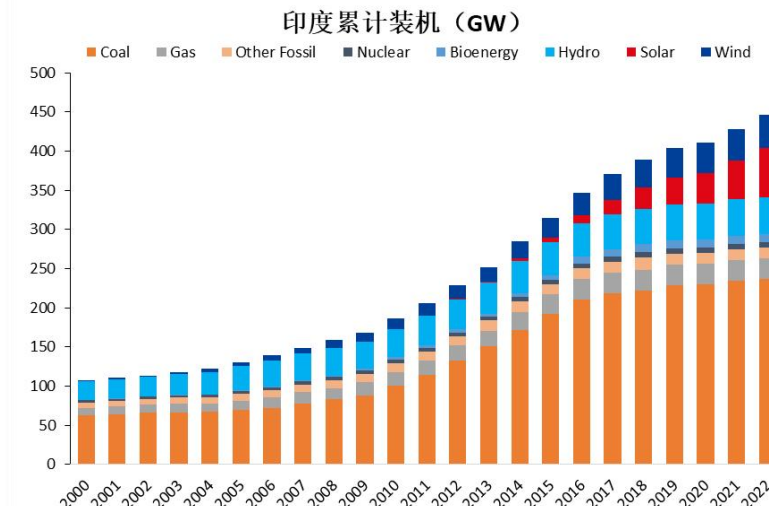
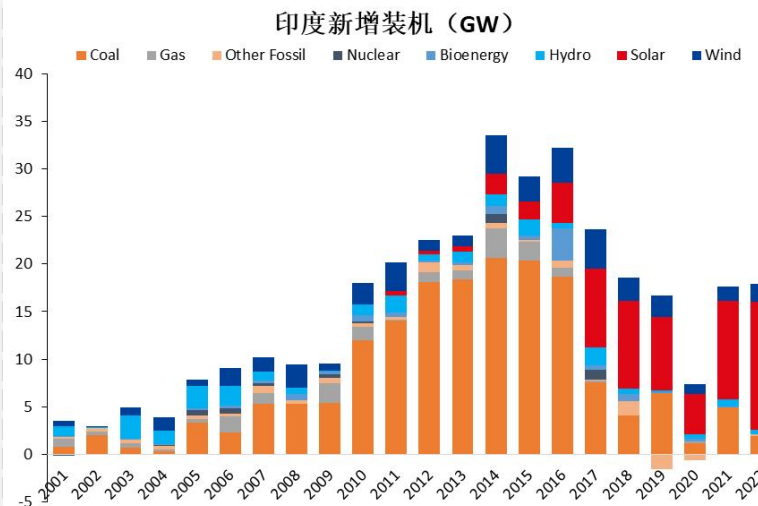
◆ 根据FERC数据，2022年美国新增公用事业规模装机25.1GW，同比-29%，其中光伏（不包括住宅系统）、风电和天然气分别新增9.9、8.5和6.5GW，同比-35%、-34%、-7%，光伏新增装机降低主要受供应链中断及疫情影响，风电新增装机2022年开始放缓；截至2022年底，美国光伏、风电和水电累计装机容量为80、143和101GW，可再生能源装机占比约27%。

◆ 根据EIA预测，2023年美国将新增54.5GW公用事业规模装机，其中光伏29.1GW、风电6GW、天然气7.5GW、电池储能9.4GW。



# 印度：新能源需求有望保持快速增长

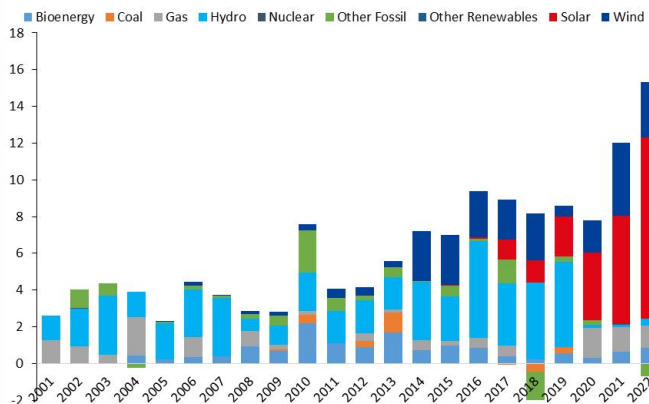
- ◆ 根据Ember数据，2022年印度光伏、风电新增装机13.5、1.9GW，同比增加31%、23%；根据JMK Research，2023年印度预计新增光伏装机16.8GW、风电2.8GW。
- ◆ 截至2022年底，印度非化石能源累计装机169GW，印度政府预计到2030年非化石能源装机增长到500GW，这意味着在未来7-8年非化石能源年均新增装机40-50GW。
- ◆ 印度和中国人口数量相当，经济体量比中国小很多，但是有很大发展潜力。从区位来看，印度位于亚洲次大陆，具有非常好的光照条件和风力资源。随着经济的发展，印度新能源的需求有望保持快速增长。



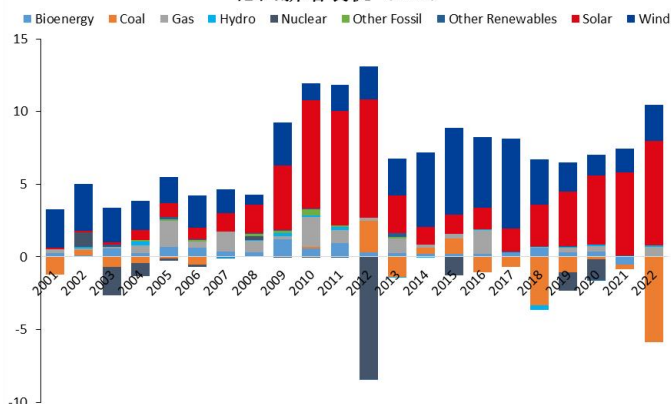
# 其他主要电力装机市场

- ◆ 根据Ember数据，2022年巴西、德国、荷兰、澳大利亚等新增装机量也相对靠前，且新增装机以风光为主（尤其是光伏）。
- ◆ Infolink追踪的中国光伏组件出口数据显示，今年日本、澳大利亚等市场逐渐放缓，而智利、沙特、南非、巴基斯坦及部分东南亚国家等在近年有较明显的提升，其中智利、沙特、南非今年前5月累积从我国进口光伏组件达2、1.8、2.6GW。

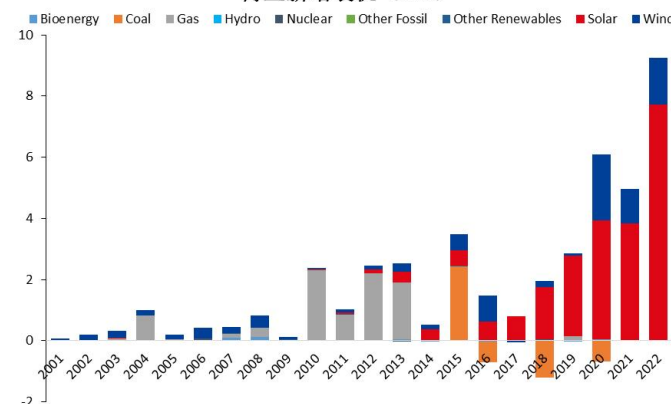
巴西新增装机 (GW)



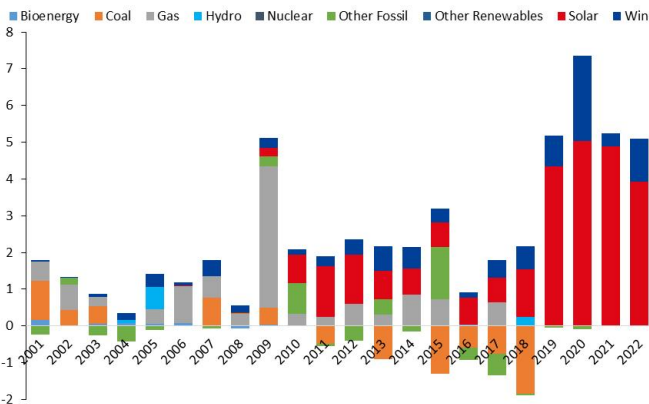
德国新增装机 (GW)



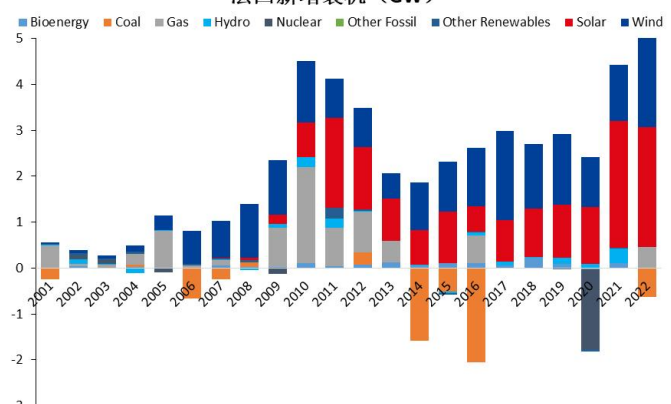
荷兰新增装机 (GW)



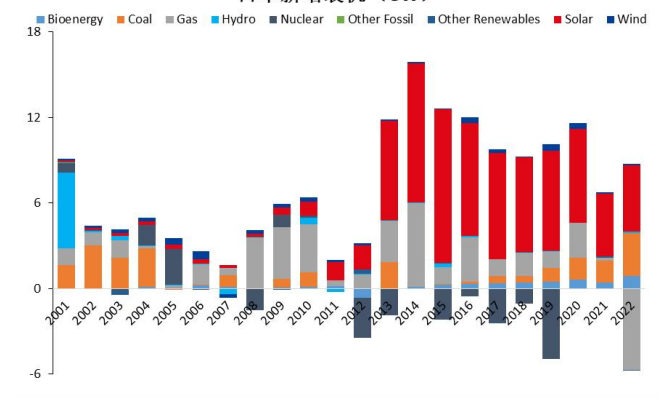
澳大利亚新增装机 (GW)



法国新增装机 (GW)



日本新增装机 (GW)

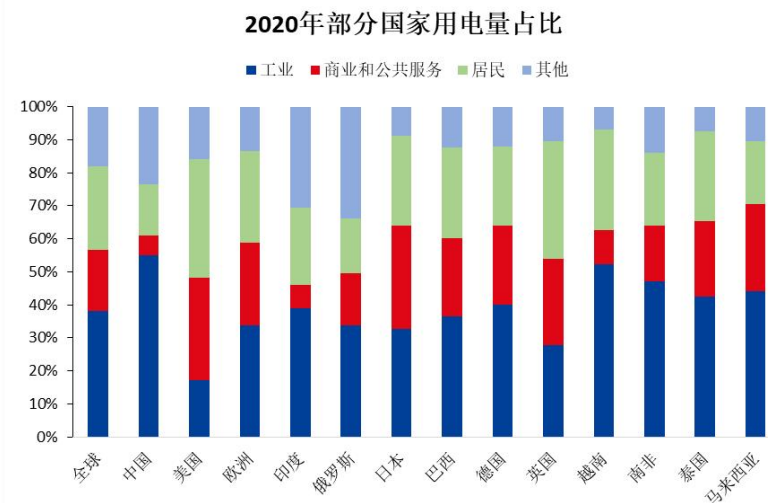
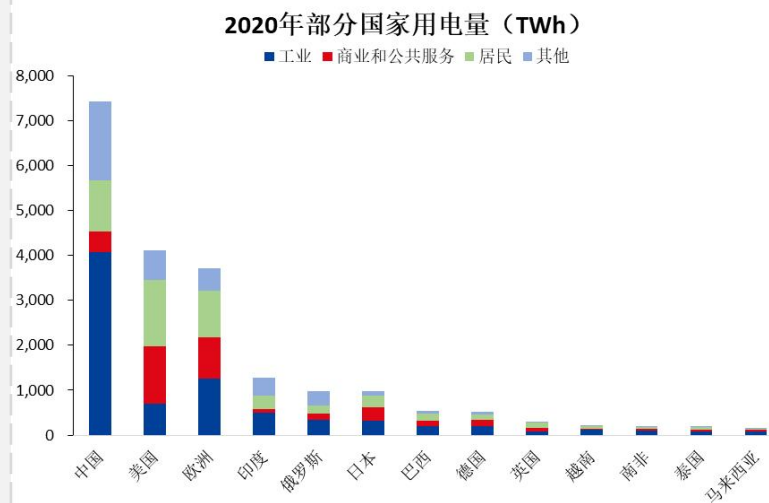
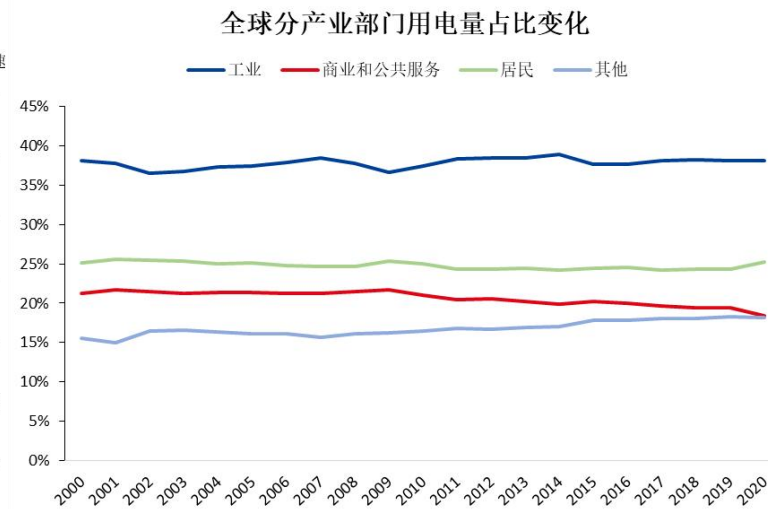
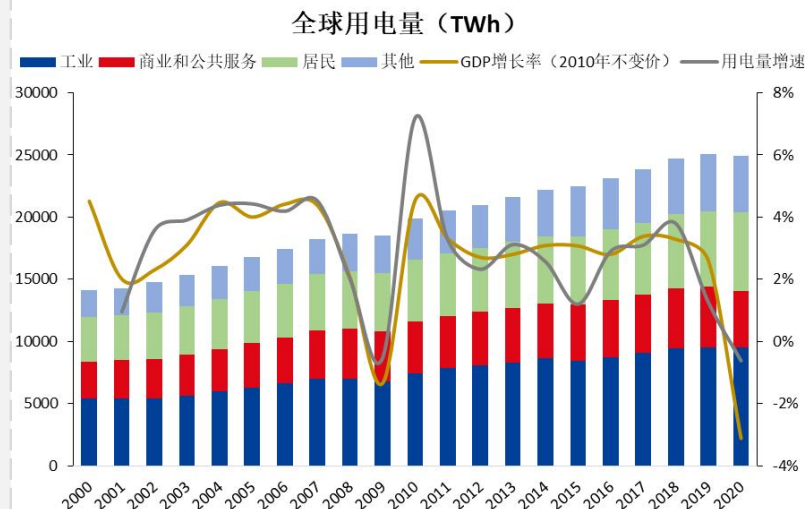


- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

# 全球用电量增速放缓，工业部门占比基本保持不变

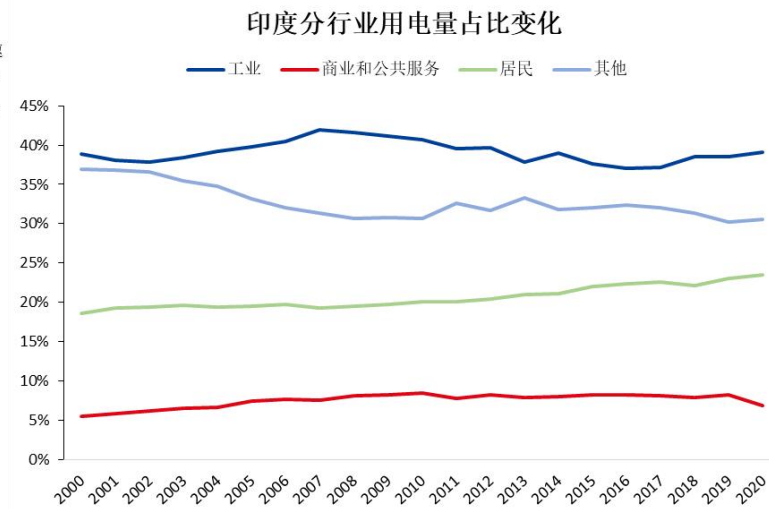
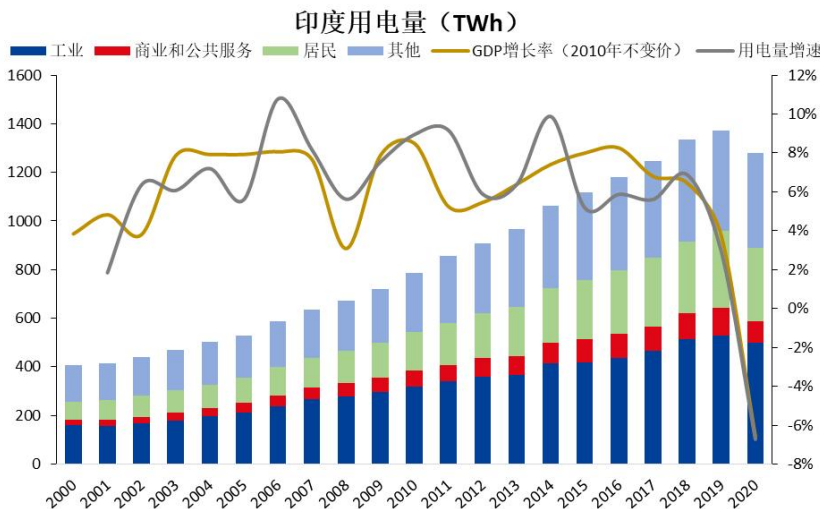
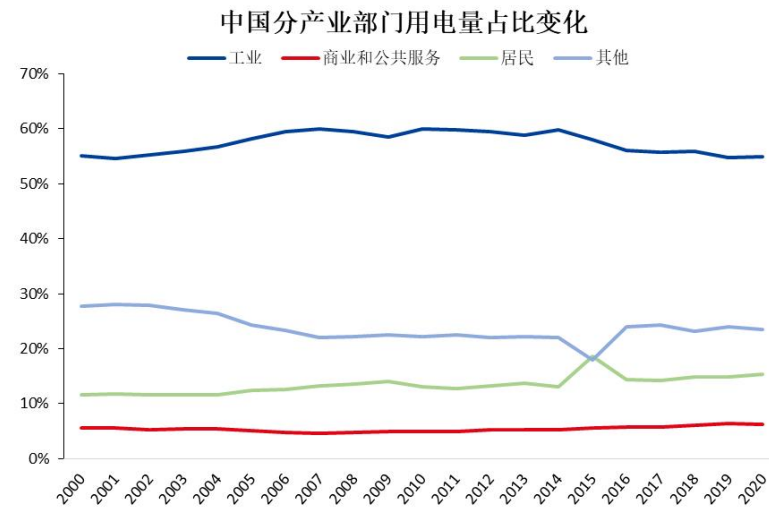
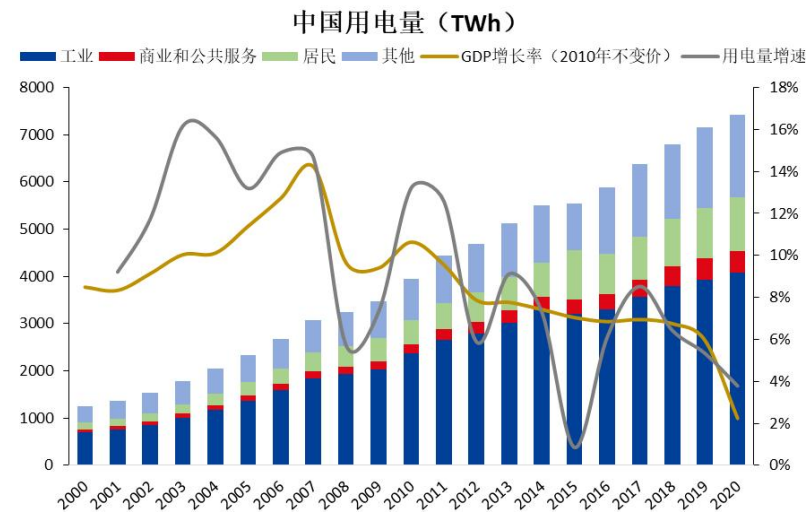
◆ 全球来看，电力消费部门主要为工业、商业服务、居民、交通等。根据IEA数据计算得出，2019年全球工业、商业服务、居民部门用电量占比分别为38%、19%、24%，2000-2019年的20年里，工业部门占比基本保持不变，商业服务、居民部门占比下降1.8pct、0.9pct，由于疫情，2020年商业服务、居民部门占比同比分别-1.0pct、+1.0pct。

◆ 2010-2019年用电量增速相比之前10年放缓，全社会用电量及工业、商业服务、居民用电量年均复合增速分别为2.6%、2.8%、1.7%、2.3%（2000-2010年3.4%、3.3%、3.4%、3.4%）。



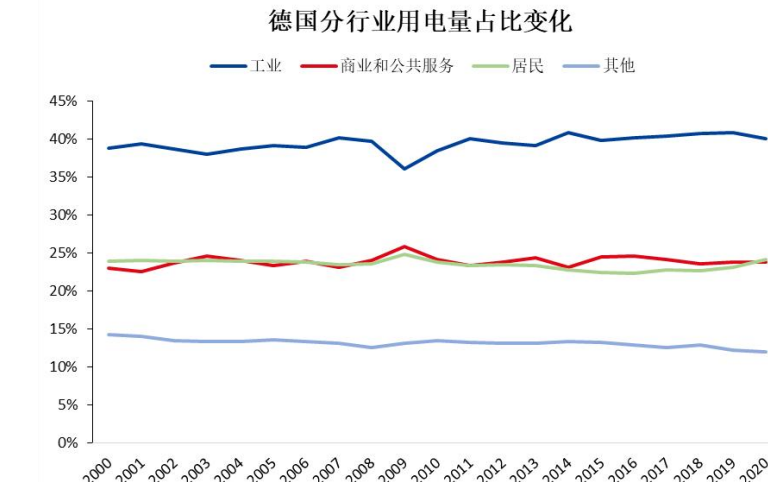
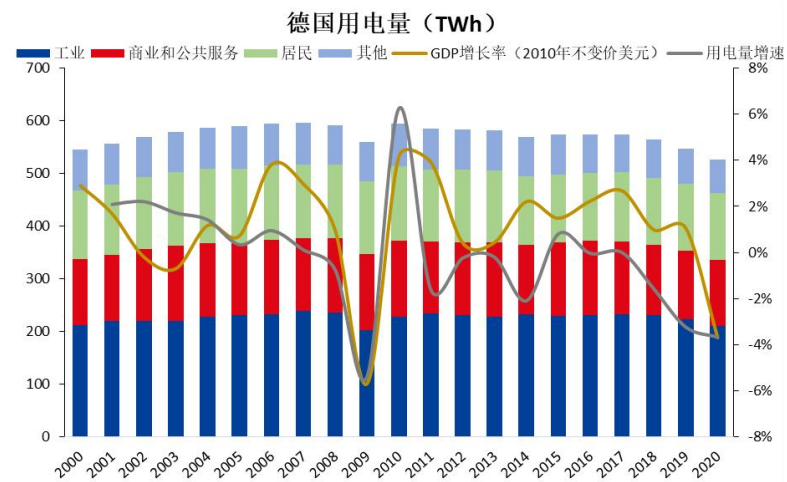
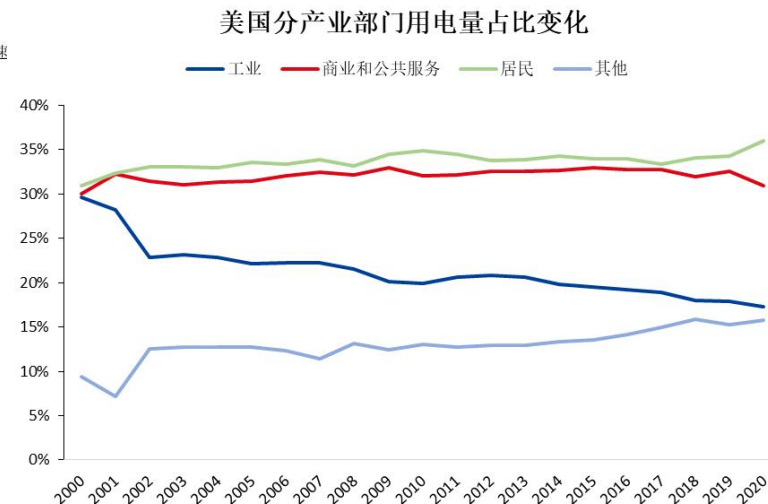
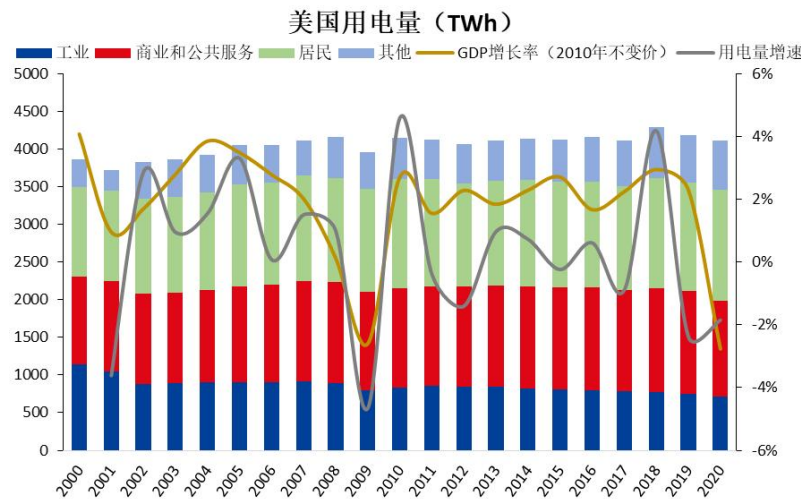
# 中印用电量增速高于全球水平，工业部门占比较高

- ◆ 中印工业用电量占比较高，商业服务、居民部门用电量占比呈上升态势。
- ◆ 新兴和发展中经济体以中国、印度为例，其工业部门用电量占比较高，2020年为55%、39%（与2000年基本一致），与前5-15年相比有所下滑。
- ◆ 中国、印度的商业服务及居民部门用电量占比较低但呈上升态势，2019年商业服务占比分别为6%、8%（相比2000年+0.8、+2.7pct），2019年居民用电量占比为15%、23%（相比2000年+3.3、+4.5pct）。
- ◆ 2010-2019年中国、印度用电量年均复合增速为6.9%、6.4%，显著高于全球平均水平。



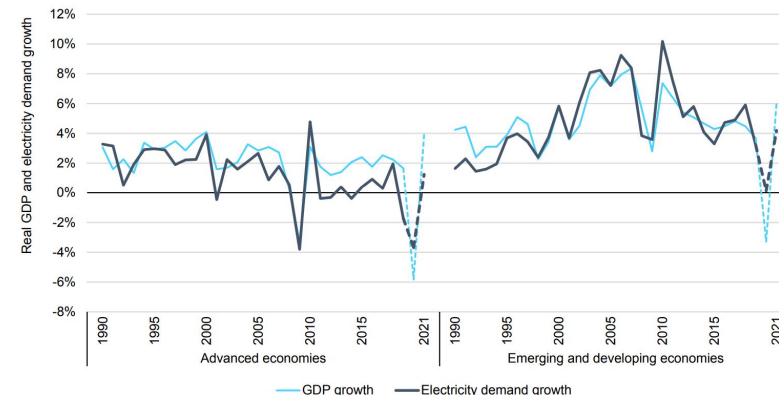
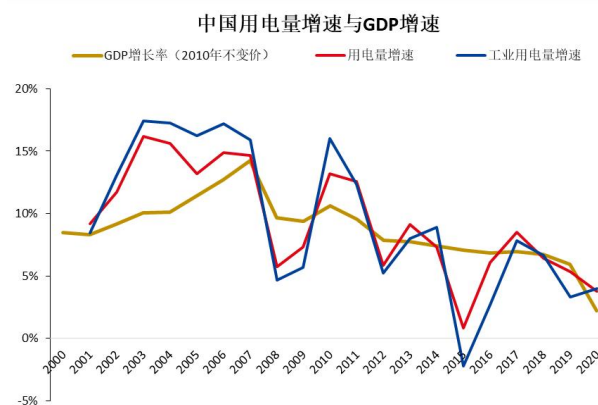
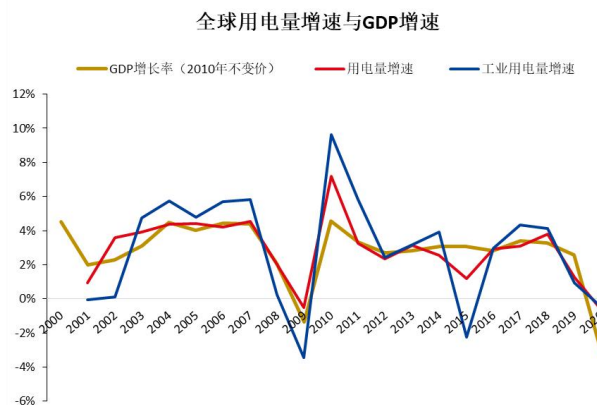
# 美英日德商业服务及居民部门用电量占比较高

- ◆ 发达国家以美国、英国、日本、德国为例，在2019年，其工业部门用电量占比分别为18%、29%、34%、41%（相比2000年-12、-3、-7、+2pct）；商业服务部门占比为33%、28%、32%、24%（相比2000年+3、+3、+4、+1pct）；居民部门占比为34%、32%、25%、23%（相比2000年+3、+1、+1、-1pct）。相比发展中国家，美英日德商业服务、居民用电量占比较高；除德国外，美英日工业用电量占比呈下降趋势。
- ◆ 美、英、日、德2010-2019年用电量年均复合增速为+0.1%、-1.3%、-1.3%、-0.9%，增速明显低于中印。

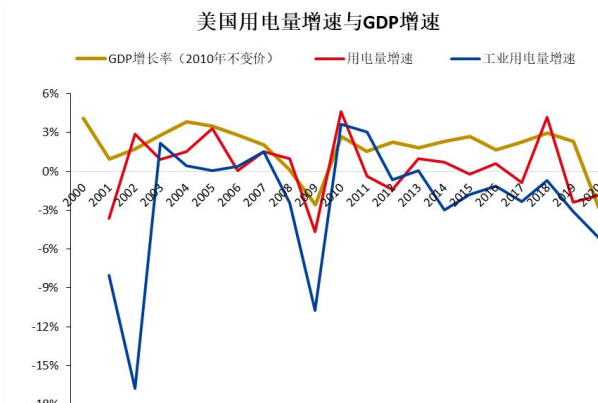
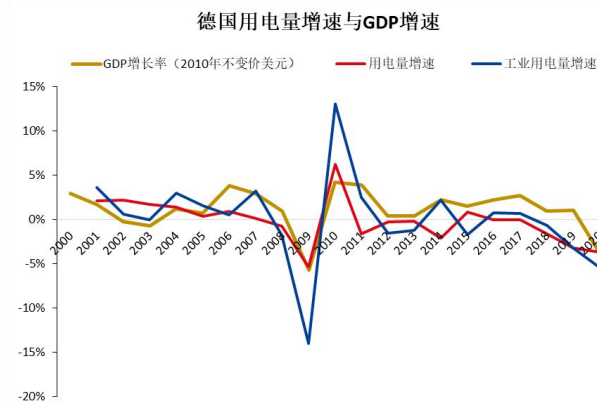


# 电力消费与经济运行密切相关

- ◆ 我国知名电力专家胡兆光此前研究显示，1950-2000年美国全社会用电量与GDP的相关系数高达0.9943；1952-2006年中国全社会用电量与GDP的相关系数高达0.993，二产用电量与其产值的增加值的相关系数高达0.994，三产用电量与其产值的增加值的相关系数高达0.995。
- ◆ 基于IEA及世界银行2000-2020年数据，我们通过计算可得出用电量增速与GDP增速还具有以下几个特点：（1）整体来看，用电量增速变化幅度大于GDP增速；（2）发达国家GDP增速普遍高于全社会用电量增速，我国2007年后也呈现出此特点，行业用电单耗下降、居民用电量占比提升、经济结构调整为主要原因；（3）相比于全社会用电量增速，德国、日本的GDP增速与工业部门用电量增速更相关，我国GDP增速也与工业用电量增速有较强的相关性。



GDP  
增速与  
用电量  
增速



	相关系数		工业用电量占比 (2020年)
	GDP增速与 全社会用电量增速	GDP增速与 工业用电量增速	
全球	0.82	0.72	38%
德国		0.81	40%
日本		0.72	33%
英国		0.67	28%
中国	0.77	0.74	55%
俄罗斯	0.81	0.76	34%
巴西	0.71	0.65	37%
泰国	0.79		42%
美国	0.60		17%

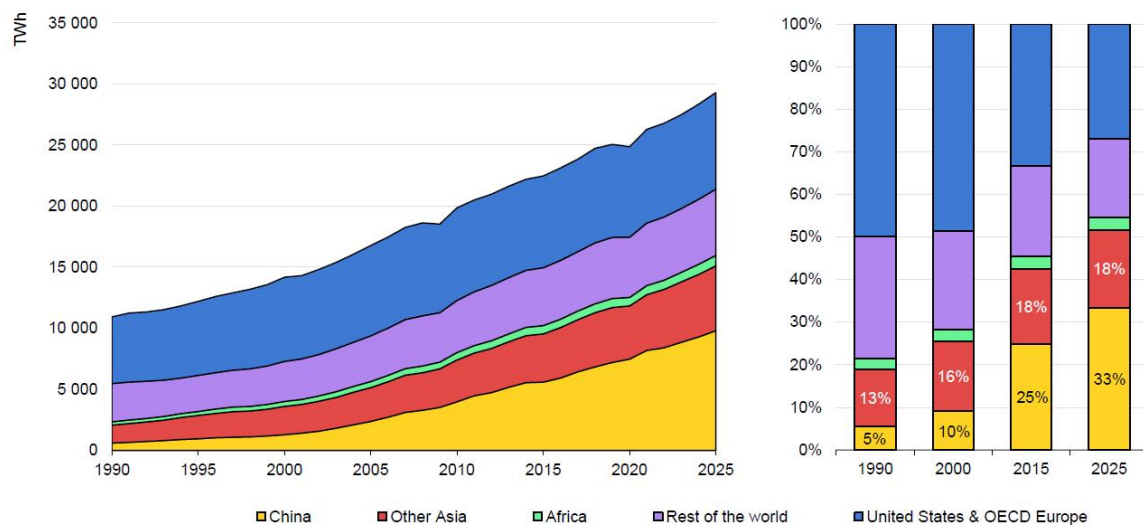
GDP  
增速与  
用电量  
增速  
相关  
系数

备注：仅列示相关系数大于0.6且相对稳健的数据；使用excel数据分析工具计算；采用2000-2020年增速数据

# 2023-2025年全球用电量增长主要来自亚洲

- ◆ 根据IEA数据，2022年全球用电量约26779TWh，同比+1.9%，其中中国、美国、欧盟、印度用电量占比约31%、16%、10%、4%，用电量增速为+2.6%、+2.6%、-3.5%、+8.4%。
- ◆ 未来三年全球用电量增量的70%将来自中国、印度和东南亚。基于经济预期及能源价格下降等因素，预计2023-2025年全球、中国、美国、欧盟、印度用电量年均复合增长率为3.0%、5.2%、0.6%、1.4%、5.6%。未来三年，预计全球用电量增长2500TWh，其中超过一半将来自中国，其余主要来自印度、东南亚。到2025年中国用电量占比将达到1/3，亚洲用电量份额增长至1/2。

1990-2025年全球不同地区用电量变化



2020-2025年全球不同地区用电量变化

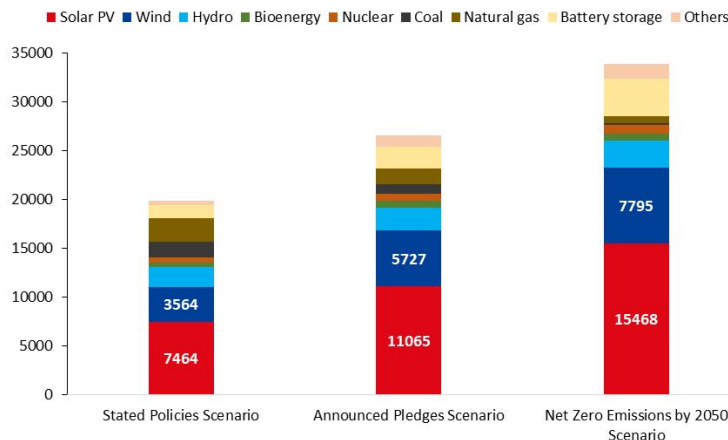
TWh	2020	2021	2022	2025	增速 2020-2021	增速 2021-2022	年均复合增速 2023-2025
非洲	707	747	758	856	5.7%	1.5%	4.1%
美洲	6037	6200	6342	6535	2.7%	2.3%	1.0%
其中: 美国	4109	4211	4320	4402	2.5%	2.6%	0.6%
亚太地区	12118	13045	13479	15428	7.7%	3.3%	4.6%
其中: 中国	7471	8188	8400	9790	9.6%	2.6%	5.2%
欧亚大陆	1234	1309	1332	1349	6.1%	1.8%	0.4%
欧洲	3648	3817	3675	3846	4.6%	-3.7%	1.5%
其中: 欧盟	2625	2751	2656	2773	4.8%	-3.5%	1.4%
中东	1115	1162	1192	1268	4.2%	2.6%	2.1%
<b>全球</b>	<b>24860</b>	<b>26281</b>	<b>26779</b>	<b>29281</b>	<b>5.7%</b>	<b>1.9%</b>	<b>3.0%</b>

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 **全球电力装机展望**
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

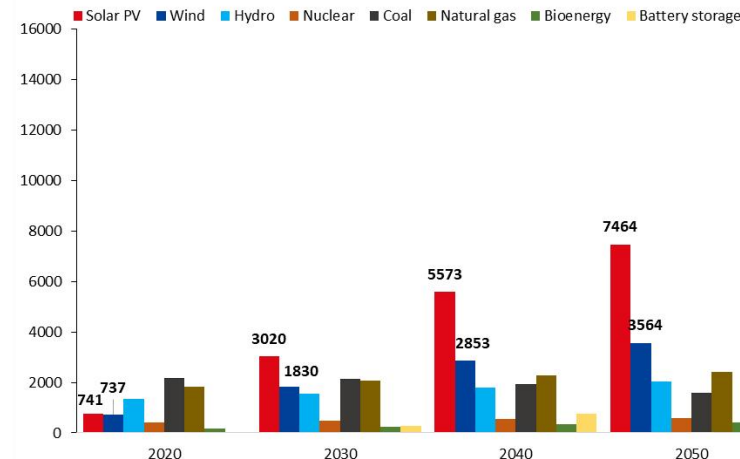
# 全球：2050年可再生能源装机占比或达80%

- ◆ IEA探讨的三大情景主要根据对政府政策的不同假设划分。**既定政策情景 (STEPS)** 描述当今政策环境下的发展轨迹；**承诺目标情景 (APS)** 假设政府宣布的各目标都按时足额实现；**2050年净零排放情景 (NZE)** 提出将全球平均升温稳定在1.5°C。三种情景下，到2100年气温升幅将分别保持在约2.5、1.7、1.5°C。
- ◆ NZE情景中，未减排的煤炭发电量占比在2021、2030、2040年为36%、12%、0，可再生能源发电占比将从2021年的29%增至2030年的60%+，到2050年接近90%，其中风光2021、2030、2050年发电占比为10%、40%、70%；可再生能源总装机容量到2030、2050年为10349GW、27304GW（约为2021年的3倍、8倍）；可再生能源新增容量到2030年接近1200GW（约为2021年的4倍），2031-2050年年均新增超过1050GW。

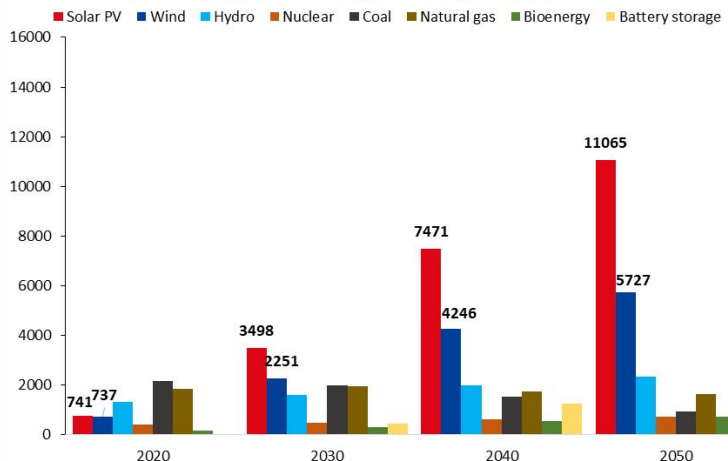
2050年不同情景下全球电力装机量 (GW)



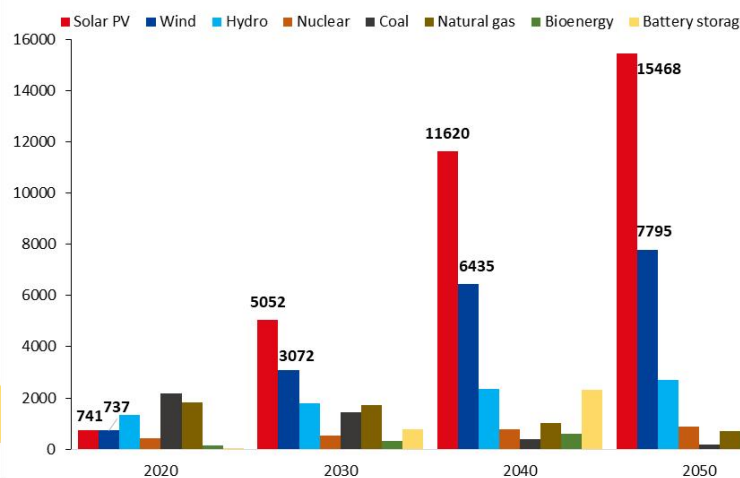
既定政策情景下全球各类电力装机预测 (GW)



承诺目标情景下全球各类电力装机预测 (GW)



2050 净零排放情景下全球各类电力装机预测 (GW)

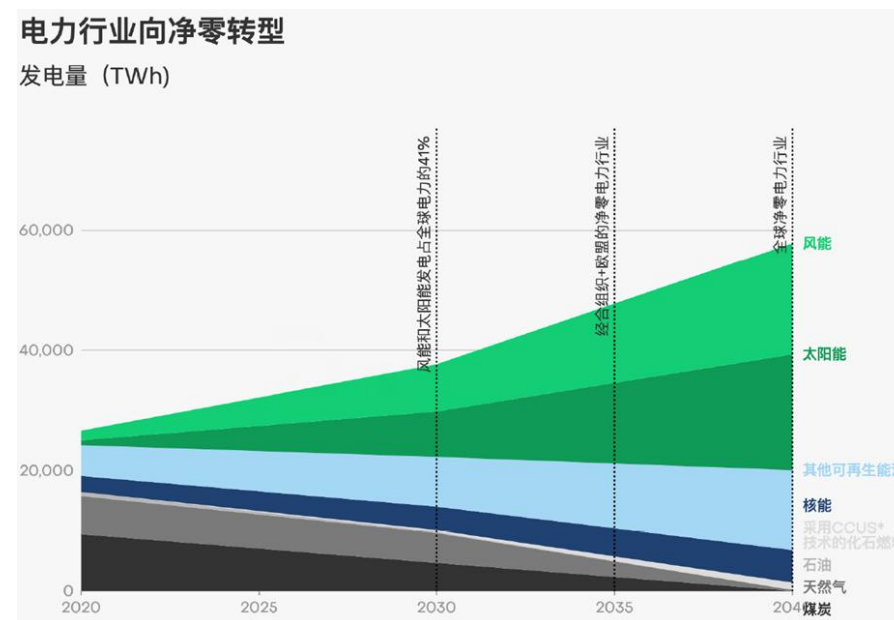


- ◆ 未来三年可再生能源及核能将主导电力供应的增长。根据IEA预测，未来三年全球发电量年均复合增速为2.8%，到2025年发电量达到31135TWh；全球化石能源发电量基本保持不变；能源危机影响下全球核电站加速部署，2023-2025年核电发电量年均复合增速达到3.6%，远高于2015-2019年2%的增速；可再生能源发电量年均复合增速达到9.0%，发电量占比将从2022年的29%上升到2025年的35%。
- ◆ “2050年净零排放”场景要求2030年风光发电量占比达到41%，风光发电需保持高增速。IEA的“净零排放方案”显示，随着电气化加快，电力需求将大幅增长，2021-2030年年均复合增速需达3.2%（高于2015-2022年年均复合增速2.7%），其中2021-2030年风光发电量需提高约5倍（光伏7倍、风电4倍），风光发电占比将从2022年的12%上升至2030年的41%（风电、光伏需分别达到21%、20%），这要求2021-2030年风、光发电年均复合增长率达到17%、25%（2022年同比增速分别为17%、24%），风光发电将继续保持高增速；2021-2030年其他清洁电力需增长54%，燃煤发电量需要下降54%，天然气发电量需要下降24%。若要实现“2050年净零排放”目标，全球需继续加快能源转型步伐。

2020-2025年全球各类电力发电量变化

TWh	2020	2021	2022	2025	增速 2020-2021	增速 2021-2022	年均复合增速 2023-2025
核能	2676	2803	2684	2986	4.8%	-4.3%	3.6%
燃煤	9414	10171	10325	10217	8.0%	1.5%	-0.3%
燃气	6330	6489	6500	6522	2.5%	0.2%	0.1%
其他非可再生能源	776	764	785	611	-1.5%	2.7%	-8.0%
可再生能源	7475	7902	8349	10799	5.7%	5.7%	9.0%
总计	26671	28129	28642	31135	5.5%	1.8%	2.8%

“2050年净零排放”场景下电力行业目标

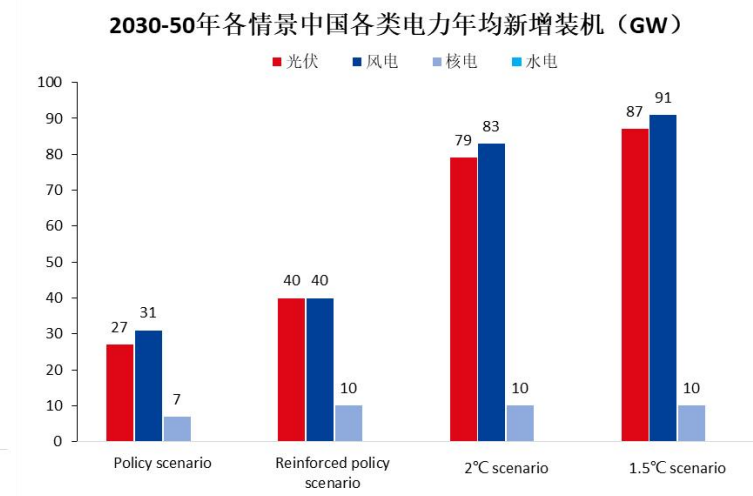
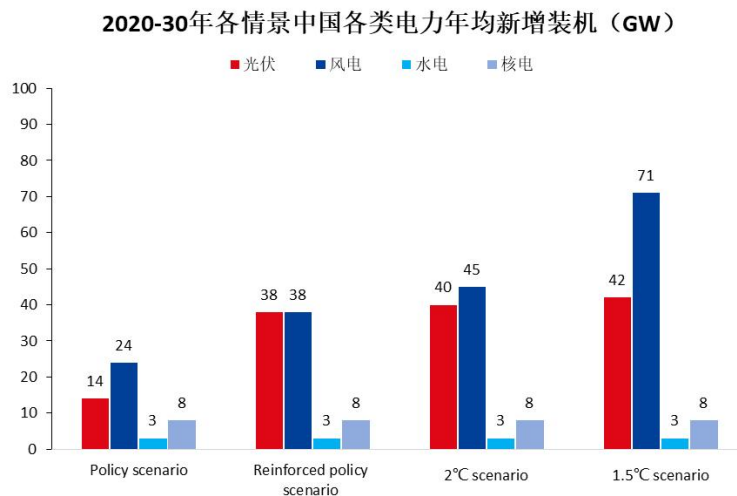
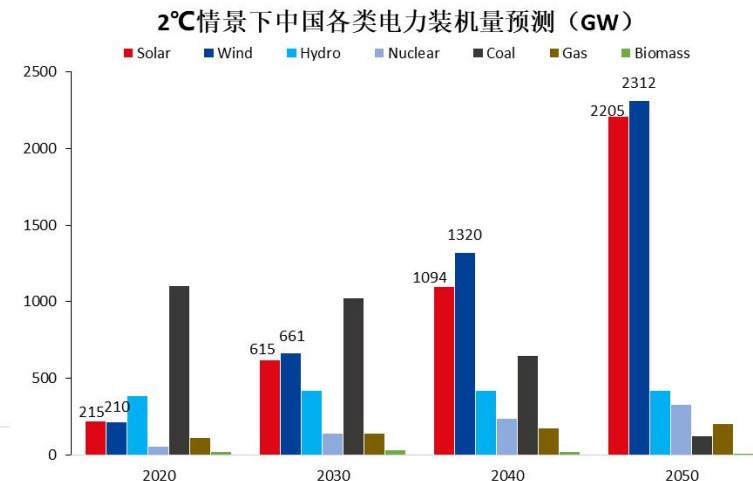
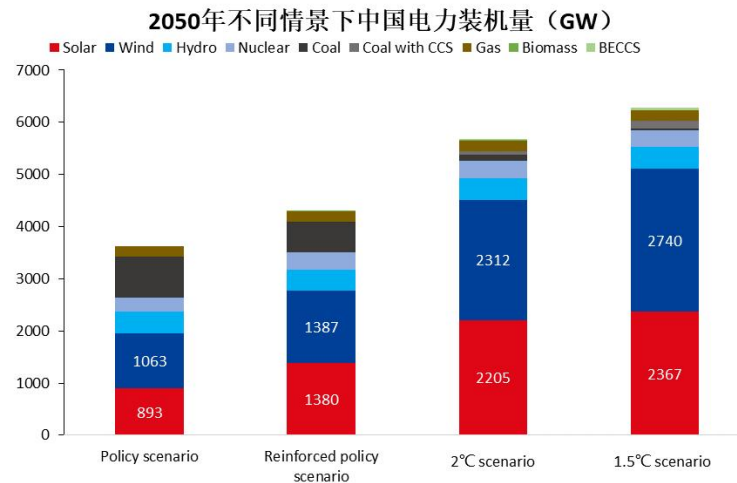


# 中国：2050年非化石能源装机占比或达90%+

◆ 清华大学气候变化与可持续发展研究院提出了四种情景构想：**政策情景**（落实并延续2030年国家自主贡献目标）、**强化减排情景**、**2°C情景**、**1.5°C情景**（2050年实现二氧化碳净零排放，其他温室气体深度减排情景）。我国长期低碳排放路径应该是，从强化政策情景向2°C情景和1.5°C目标情景过渡。

◆ 4种情景中，2050年电力总需求分别达11.4、11.9、13.1、14.3万亿kWh，非化石能源发电占比为65%、75%、90.5%、91.1%，风光发电占比达到35.1%、42.3%、59.6%、62.1%。

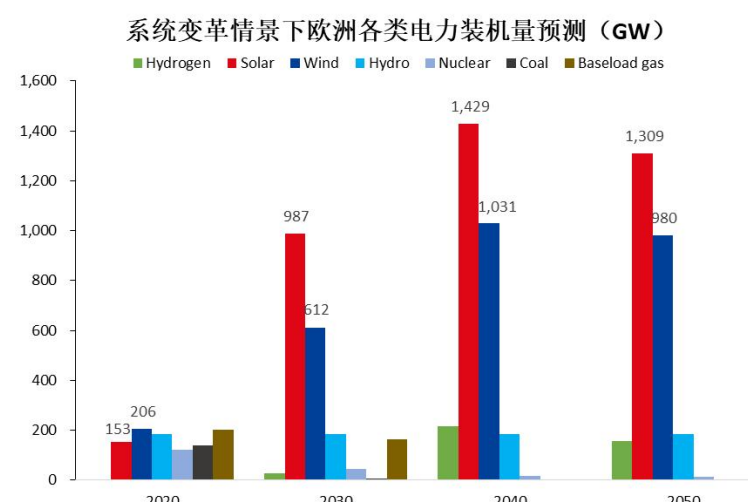
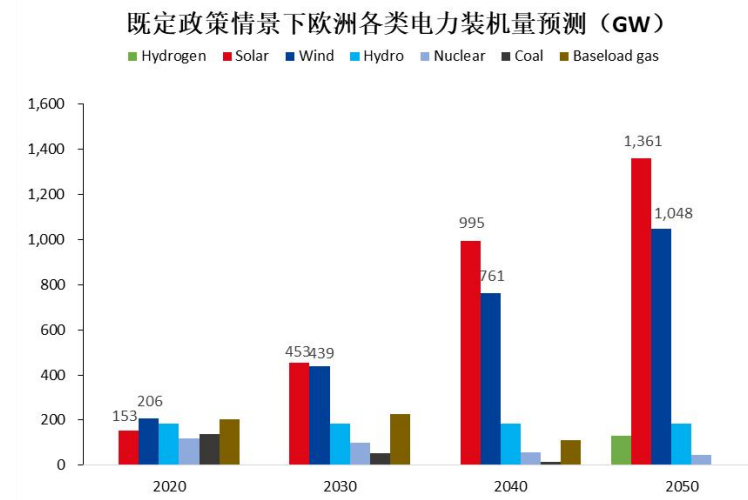
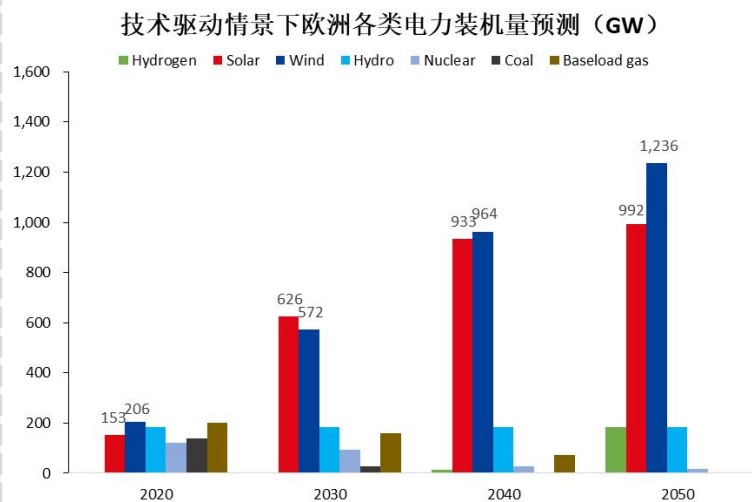
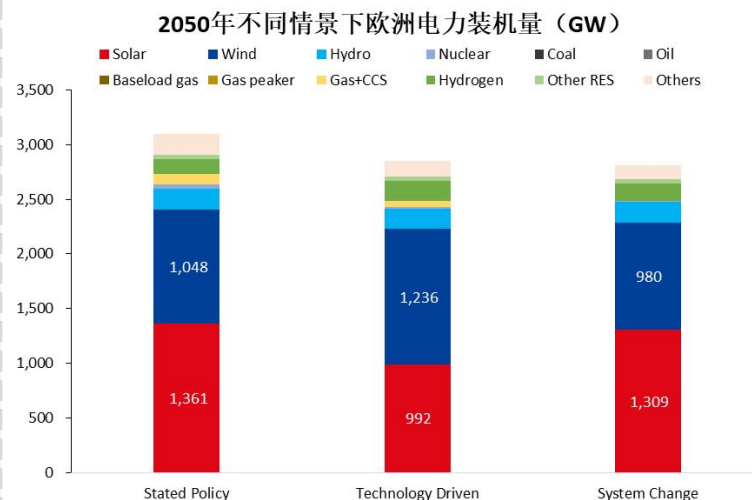
◆ 4种情景下，2050年电力总装机容量分别达3619、4291、5686、6284GW，其中非化石能源占比为73%、82%、93%和94%，风光占比达54%、65%、79%、81%。1.5°C情景下，2020-30年光伏、风电年均新增装机需在42、71GW以上，2030-50年在87、91GW以上。



# 欧洲：2035/2050年可再生能源装机占比将超过70%/90%

◆ Ember研究了欧洲（EU27+英国+挪威+瑞士+西巴尔干六国，不包括土耳其和乌克兰）清洁电力系统的途径——既定政策（SP）、技术驱动（TD）、系统变革（SC）路径。TD和SC以最大限度降低成本，同时与《巴黎协定》气候目标（1.5°C）兼容。

◆ TD和SC中，风光成为电力供应的主要来源。到2030、2035年，风光发电量占比将达57-67%、68-78%（2019年为17%），清洁能源发电占比达到87-88%、94%-96%（2019年为62%）；2025-2035年期间，风光年均新增装机需达到100-165GW，其中光伏年均新增需达55-115GW，风电年均新增需达47-52GW（陆上32-36GW、海上15-16GW）；到2035年，欧洲风电装机将达到790-850GW（陆上风电580-630GW、海上风电200-210GW），光伏装机达到800-1420GW。

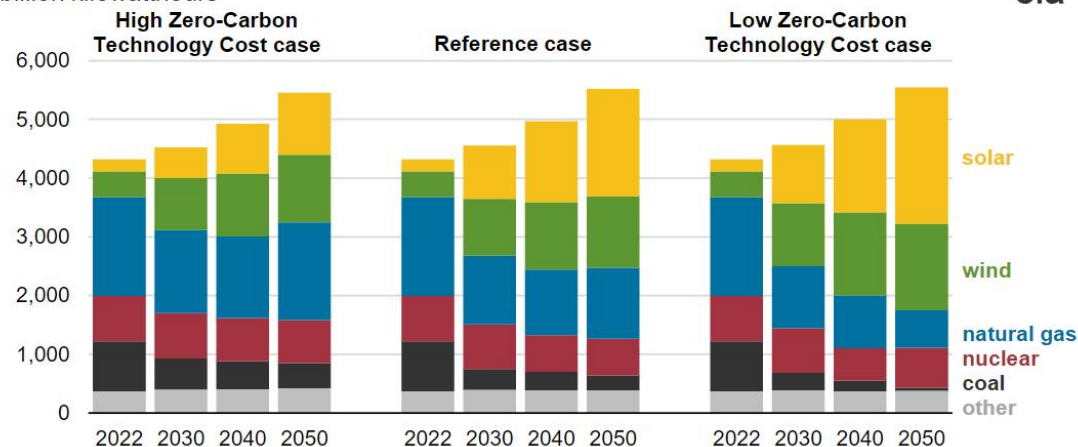


# 美国：预计到2050年风光装机容量增长超过3倍

- ◆ 根据EIA预测，到2050年，在Reference情景中，风光、煤、气、核发电占比为55%、5%、22%、11%；在Low ZTC情景中，分别为69%、1%、11%、12%，绿色电力占比更高。
- ◆ 在Reference情景中，2022-2050年，预计可再生能源装机量将大幅增加约380%，到2050年达到1700GW，年均新增约48GW；化石燃料装机量增加约11%，达到900GW。在High Economic Growth-Low ZTC情景中，可再生能源装机量增长幅度最大，增加约600%，达到约2500GW，年均新增约75GW。
- ◆ 到2050年，在所有情景中，与2022年相比，太阳能装机容量增长约325%-1019%，达到480-1300GW，年均新增约13-41GW；风电增长约138%-235%，达到330-500GW，年均新增约7-12GW。

美国发电量预测

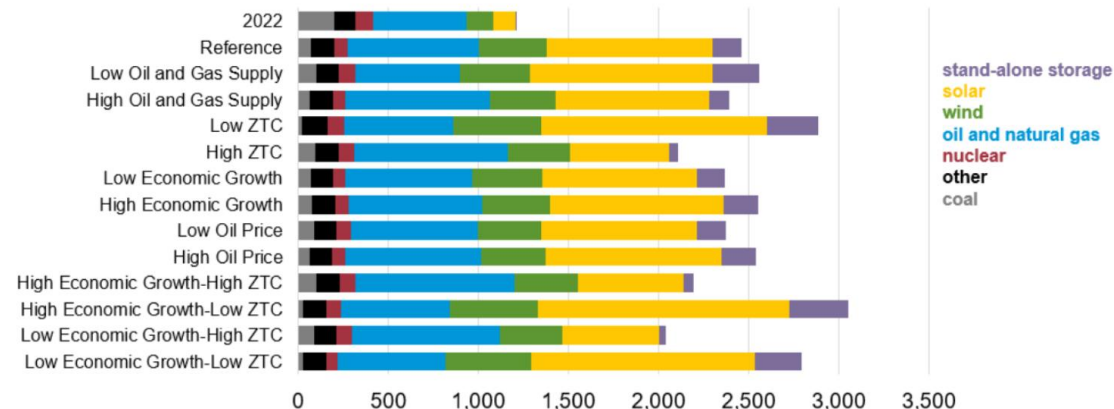
U.S. electricity generation mix, by Annual Energy Outlook 2023 case (2022-2050)  
billion kilowatthours



Data source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2023 (AEO2023)  
Note: Solar generation excludes off-grid photovoltaics.

美国发电装机预测

Total installed capacity in all sectors, 2022 (history) and 2050  
gigawatts



Data source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2023 (AEO2023)  
Note: ZTC=Zero-Carbon Technology Cost; other=geothermal, biomass, municipal waste, fuel cells, hydroelectric, pumped hydro storage.

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

- ◆ 根据《同步电网发展趋势与中国能源互联网发展研究》，为提高电网的资源配置能力、安全可靠性和规模经济性，世界主要国家电网的发展趋势是同步电网规模逐步扩大、数量逐步减少。
- ◆ 中国电网发展经历了省级电网发展、区域电网发展和全国联网3个重要阶段，联网规模从小到大。在中国电力需求仍将快速增长、清洁能源开发力度进一步加大以及“西电东送、北电南送”规模将进一步扩大的发展趋势下，为从根本上解决西部、北部地区清洁能源大规模开发和消纳难题，保障清洁能源高效利用，扩大同步电网规模是关键，我国要加快建设以特高压为骨干网架的东部、西部两个同步电网。

## 不同国家/地区电网情况介绍

国家/地区	电网情况
中国	我国已经形成东北、华北、西北、华中、华东、南方六大区域电网，区域电网间交直流互联，覆盖全部省（地区、市）的大型电网。华东电网已基本形成以长三角城市群为中心的网格状受端电网格局，以江苏、浙江、上海为受端负荷中心，安徽、福建为送端，形成了区内西电东送的送电格局。华中电网目前已形成了以三峡外送通道为中心，覆盖五省一市的500kV主干网架。西北电网形成了以甘肃电网为中心的坚强750kV主网架。南方电网形成了西电东送主干网架。
俄罗斯	统一电力系统是俄罗斯电力工业的主体，俄罗斯统一电力系统基本上覆盖了整个国家的所有区域，由全国70个地区电网组建的7个联合电网组成，分别为：远东联合电网、西伯利亚联合电网、乌拉尔联合电网、中伏尔加联合电网、南方联合电网、中部联合电网和西北联合电网。其中6个联合电网已实现并网运行，远东电网现在仍单独运行。此外，与俄罗斯统一电力系统并联运行的还有阿塞拜疆、白俄罗斯、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、拉脱维亚、立陶宛、蒙古、乌克兰和爱沙尼亚等国家电网。
欧洲	欧洲电网主要指由ENTSO-E输电运营商成员（TSO）管理的电网，覆盖35个国家，包括42个TSO，由5个互联电网（欧洲大陆电网、北欧电网、波罗的海电网、英国电网、爱尔兰电网）和2个孤立电网（冰岛电网、塞浦路斯电网）组成。互联电网之间经直流线路连接，土耳其电网与欧洲电网保持密切交流互联。
美国	美国电网最初是由私营和公营电力公司根据各自的负荷和电源分布组成一个个孤立的电网，随后在互利原则基础上通过双边或多边协议、联合经营等方式相互联网，逐步形成了东部、西部和德克萨斯三大联合电网，三大电网体系主要通过直流背靠背进行相互传输，但每个电网体系基本保持自给自足、相对独立的状态。
日本	日本电网被分为频率不同的东、西两大电网。西日本电网的电网频率为60赫（HZ），东日本电力系统的频率以50赫（HZ）为主。通过背靠背换流站，东西两个电网连起来。
印度	印度电网由隶属中央政府的国家电网（由跨区电网和跨邦的北部、西部、南部、东部和东北部5个区域电网组成）和29个邦级电网组成，5大区域电网同步运行。
澳大利亚	澳大利亚电网分为三个区域电网，各自孤立运行，没有联网，分别是国家电力市场互联电网（NEM）、西澳大利亚州电网、北部领地电网。NEM由昆士兰州、新南威尔士州、维多利亚州、南澳大利亚州和塔斯马尼亚州的电网构成，各州电网通过州际输电线路连接。

资料来源：《我国电网技术的回顾与展望》董飞飞等，《俄罗斯电力工业发展问题研究》马倩倩，《2021年欧洲电网两次解列事故分析及对中国电网安全的思考》张鹏飞等，《各自为政的美国电网》张晓萱等，《日本电力工业市场化改革及其对我国的启示》白玫，《澳大利亚可再生能源项目开发并网风险与应对》何时有等，《澳大利亚输电运营绩效的修订与启示》曹阳等，中电论坛，中国电力，华金证券研究所

# 我国特高压跨区跨省输送电量增长幅度加大

- ◆ 根据北极星输配电网，我国特高压工程累计线路长度从2016年的16937千米快速提升至2022年446134千米。据国家电网统计，2016-2022年国家电网特高压跨区跨省输送电量逐渐增长，增长幅度有所加大，2022年达28346亿千瓦时。特高压输送清洁能源比重也在不断上升，2021年17条直流特高压线路年输送电量4887亿千瓦时，可再生能源占比为58.7%，同比提升12.8pct。

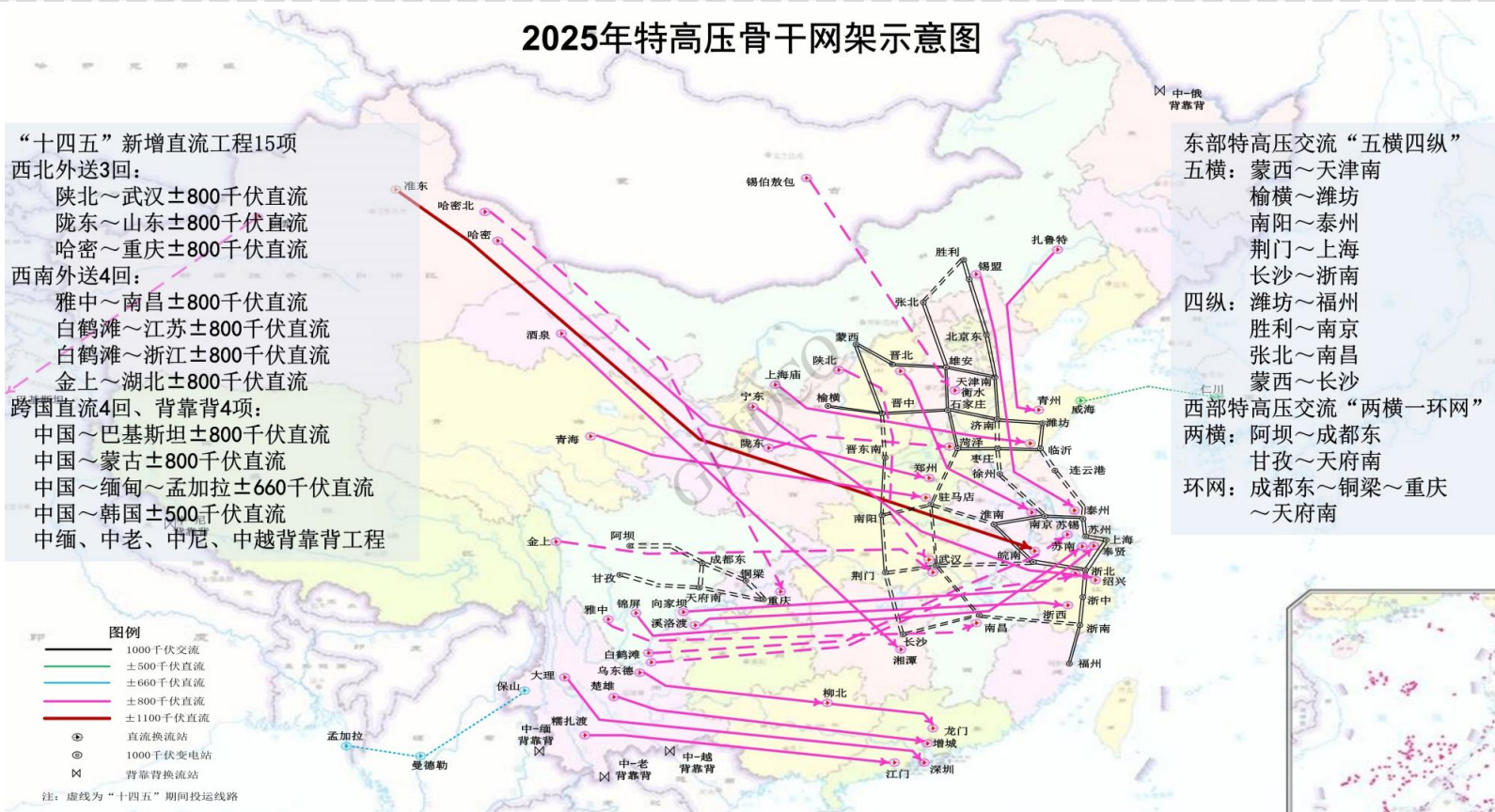
2021年直流特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送电量 (亿千瓦时)	可再生电量合计 (亿千瓦时)	可再生能源 占比	占比同比增长（百分点）
1	复奉直流	283.0	283.0	100.0%	0.0
2	锦苏直流	361.9	361.9	100.0%	0.0
3	宾金直流	271.6	271.3	99.9%	-0.1
4	天中直流	446.1	159.7	35.8%	-4.9
5	灵绍直流	504.1	116.4	23.1%	6.0
6	祁韶直流	271.9	70.9	26.1%	-1.2
7	雁淮直流	285.7	50.4	17.6%	3.9
8	锡泰直流	185.9	41.6	22.4%	22.1
9	鲁固直流	265.4	101.0	38.0%	20.9
10	昭沂直流	319.6	107.8	33.7%	-13.8
11	吉泉直流	550.6	172.9	31.4%	13.1
12	青豫直流	151.5	148.9	98.3%	-1.7
13	雅湖直流	150.5	146.0	97.0%	/
14	楚穗直流	217.6	217.6	100.0%	0.0
15	普侨直流	156.2	156.2	100.0%	0.0
16	新东直流	237.9	237.9	100.0%	0.0
17	昆柳龙直流	227.1	227.1	100.0%	0.0
	全国	4887	2871	58.7%	12.8

# 我国特高压工程有望迎来新一轮建设高峰

◆ 特高压输电工程将成为“十四五”电网重点投资方向。据中国电力报，我国已建成“17交20直”37个特高压工程。根据《“十四五”现代能源体系规划》，“十四五”期间，我国将完善华北、华东、华中区域内特高压交流网架结构，为特高压直流送入电力提供支撑，建设川渝特高压主网架，完善南方电网主网架。“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，南方电网规划1条特高压直流通道，我国特高压工程有望迎来新一轮建设高峰。

### 2025年特高压骨干网架示意图



# 我国特高压工程有望迎来新一轮建设高峰

我国特高压已投运及在建项目

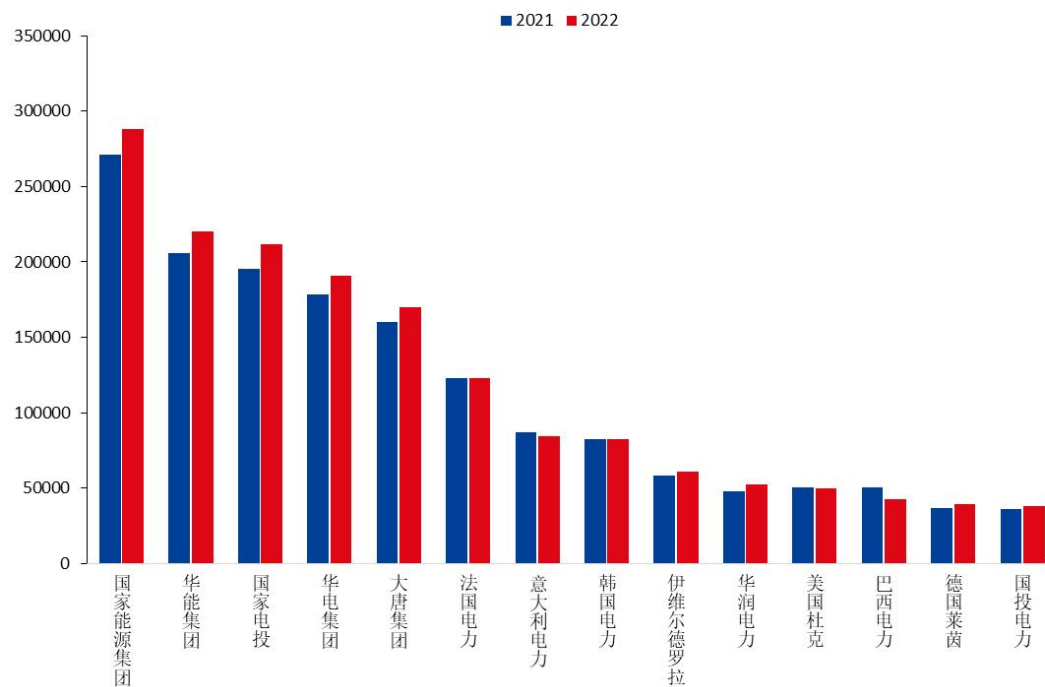
序号	工程名称	投运时间	电压等级	序号	工程名称	投运时间	电压等级
1	晋东南-南阳-荆门	2009年1月	1000kV交流	25	山东-河北环网	2020年1月	1000kV交流
2	云南-广东	2010年6月	±800kV直流	26	张北-雄安	2020年8月	1000kV交流
3	向家坝-上海	2010年7月	±800kV直流	27	蒙西-晋中	2020年9月	1000kV交流
4	锦屏-苏南	2012年12月	±800kV直流	28	驻马店-南阳（配套）	2020年12月	1000kV交流
5	淮南-浙北-上海	2013年9月	1000kV交流	29	乌东德-广东、广西	2020年12月	±800kV三端混合直流
6	哈密南-郑州	2014年1月	±800kV直流	30	青海-河南	2020年12月	±800kV直流
7	溪洛渡左岸-浙江金华	2014年7月	±800kV直流	31	雅中-江西	2021年6月	±800kV直流
8	浙北-福州	2014年12月	1000kV交流	32	陕北-湖北	2021年8月	±800kV直流
9	糯扎渡-广东	2015年5月	±800kV直流	33	南昌-长沙	2021年12月	1000kV交流
10	锡盟-山东	2016年7月	1000kV交流	34	白鹤滩-江苏	2022年7月	±800kV直流
11	宁东-浙江	2016年9月	±800kV直流	35	南阳-荆门-长沙	2022年9月	1000kV交流
12	淮南-南京-上海	2016年11月	1000kV交流	36	武汉-荆门	2022年12月	1000kV交流
13	蒙西-天津南	2016年11月	1000kV交流	37	白鹤滩-浙江	2022年12月	±800kV直流
14	酒泉-湖南	2017年6月	±800kV直流	38	福州-厦门	开工建设	1000kV交流
15	晋北-南京	2017年6月	±800kV直流	39	驻马店-武汉	开工建设	1000kV交流
16	榆横-潍坊	2017年8月	1000kV交流	40	金上-湖北	开工建设	±800kV直流
17	锡盟-胜利	2017年8月	1000kV交流	41	陇东-山东	开工建设	±800kV直流
18	锡盟-泰州	2017年10月	±800kV直流	42	宁夏-湖南	开工建设	±800kV直流
19	扎鲁特-青州	2017年12月	±800kV直流	43	哈密-重庆	开工建设	±800kV直流
20	滇西北-广东	2018年5月	±800kV直流	44	武汉-南昌	开工建设	1000kV交流
21	上海庙-临沂	2019年1月	±800kV直流	45	张北-胜利	开工建设	1000kV交流
22	北京西-石家庄	2019年6月	1000kV交流	46	川渝	开工建设	1000kV交流
23	准东-皖南	2019年9月	±1100kV直流	47	黄石	开工建设	1000kV交流
24	苏通GIL综合管廊	2019年9月	1000kV交流				

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

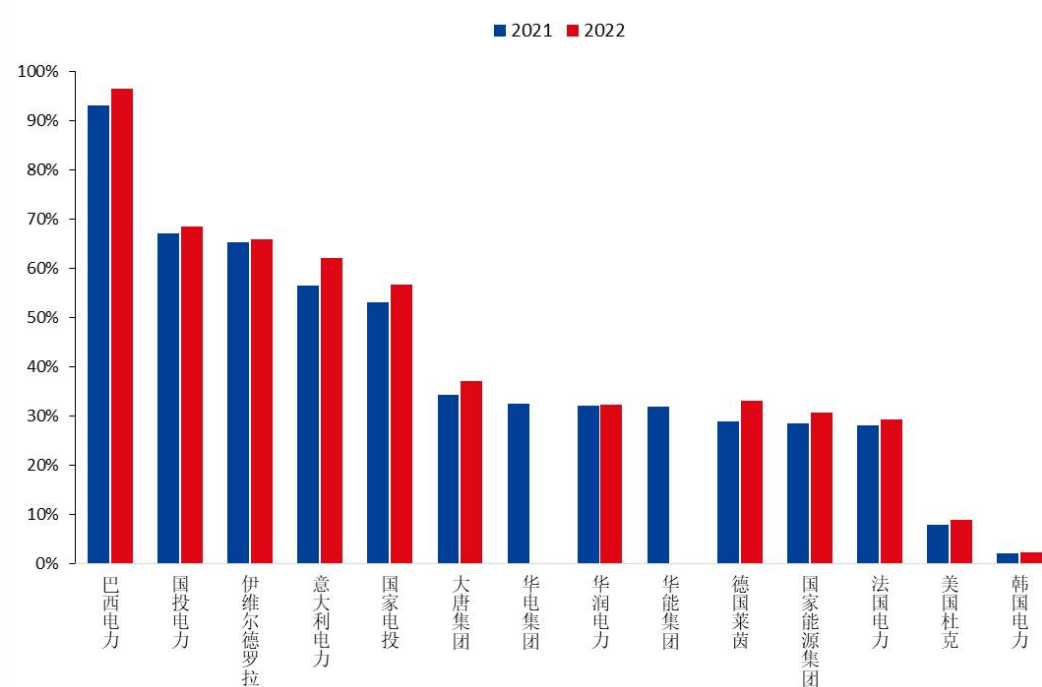
# 国内外发电企业电力装机对比

- ◆ 选取7家国内发电企业及7家国外对标企业，可以看到发电装机容量方面，国内企业近两年稳居前五位，且国内企业2022年装机容量增速高于国外对比企业，2022年绝大多数企业新增装机主要由可再生能源提供；可再生能源装机占比方面，仅国投电力、国家电投排在前五位，国内企业仍需继续提高可再生能源装机比重。

国内外部分发电（能源）企业2021-2022年发电装机容量对比（MW）

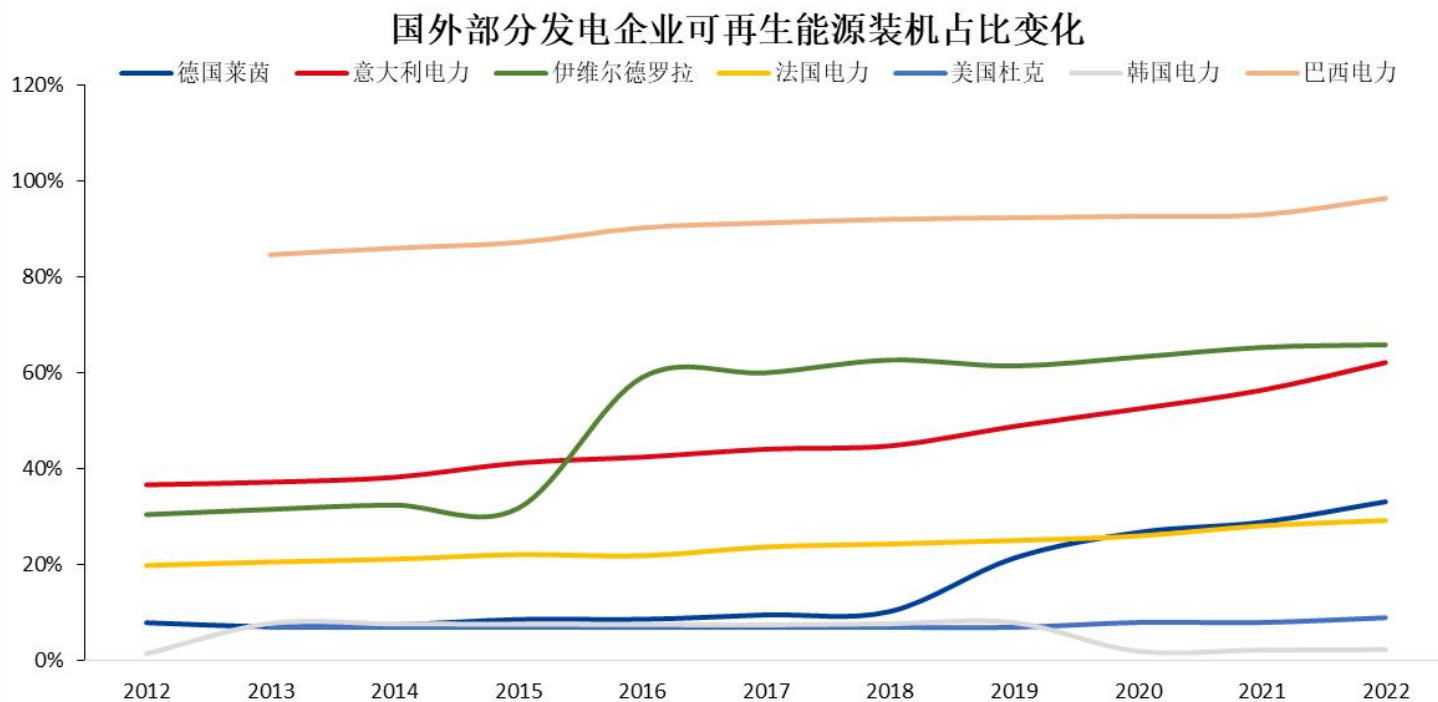


国内外部分发电（能源）企业2021-2022年可再生能源装机占比对比



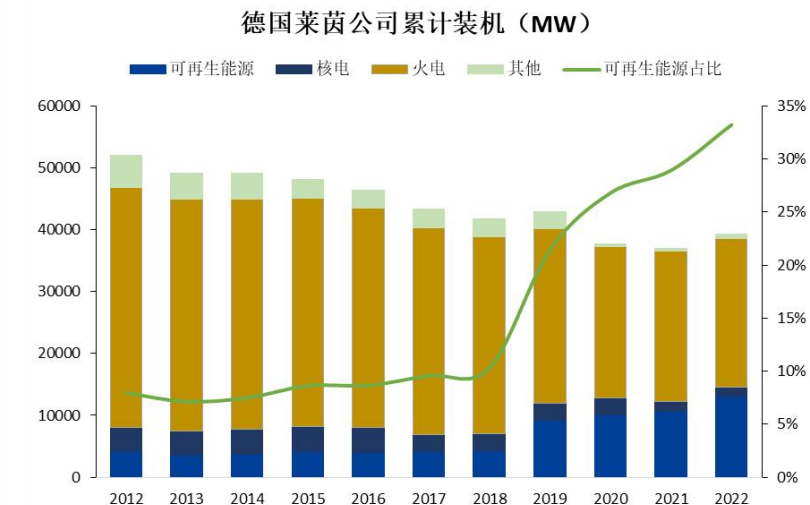
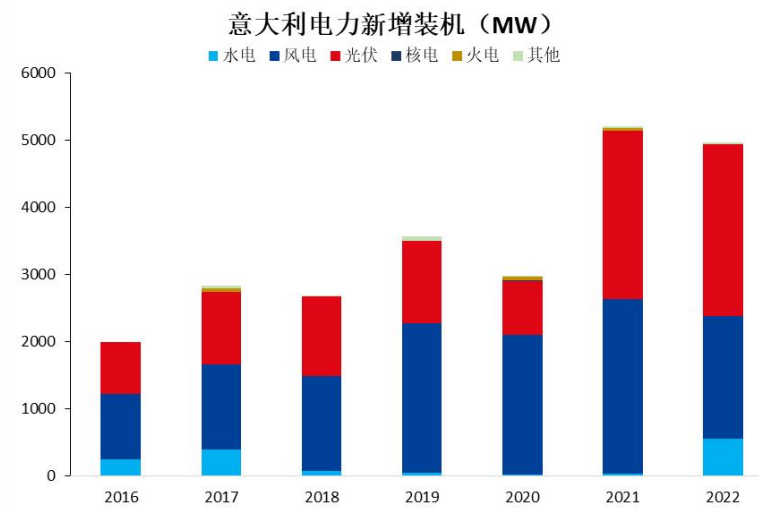
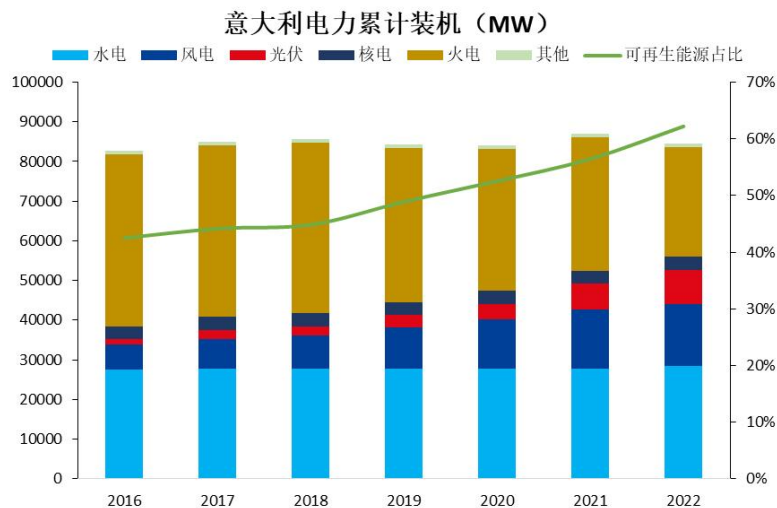
# 国外发电企业电力装机情况

- ◆ 选取7家国外先进能源企业进行分析，除韩国电力外，其余企业可再生能源装机占比均呈逐年上升趋势。德国莱茵、意大利电力、伊维尔德罗拉可再生能源装机占比提升较快，到2022年占比达33%、62%、66%，10年间提升了25、26、35pct。巴西电力可再生能源装机占比最高，2022年达到96%，其中水电占比达95%，符合巴西电力结构特点（2000-2022年间巴西水电装机占比从87%降至54%）。



# 国外发电企业电力装机情况

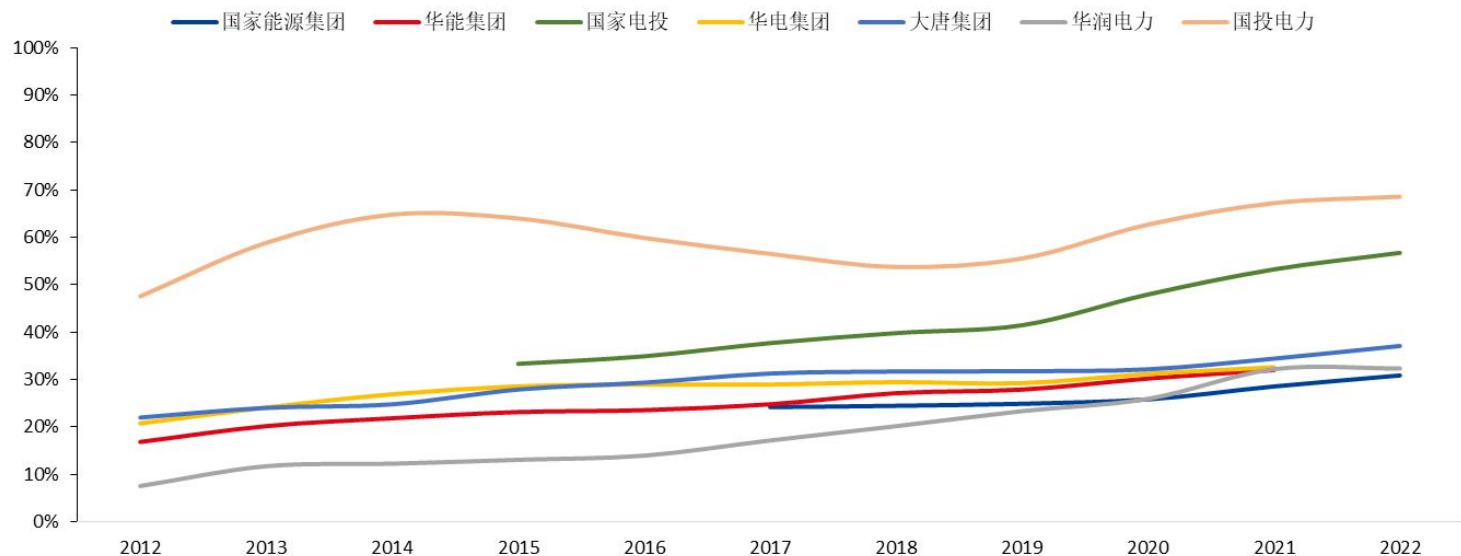
- ◆ 以意大利电力为例，可以看到公司近7年新增装机以风电、光伏为主，2022年风光新增装机占总新增装机的88%。
- ◆ 根据西班牙伊维尔德罗拉及德国莱茵年报数据，可计算出伊维尔德罗拉2022年风光装机净新增量占公司净新增装机的80%，德国莱茵的装机净新增量也主要由可再生能源贡献。



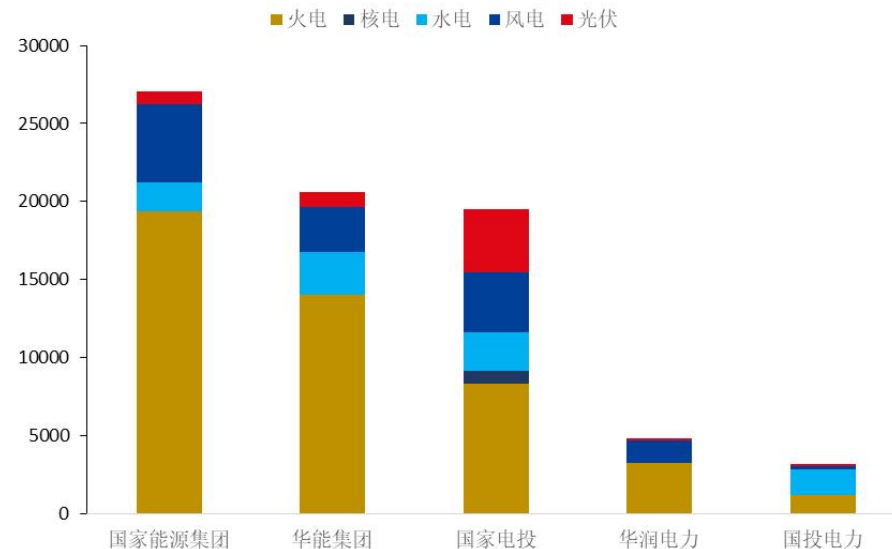
# 国内发电企业电力装机情况

- ◆ 选取7家国内发电企业进行分析，可以看到这7家发电企业可再生能源装机占比整体呈上升趋势。到2022年国投电力、国家电投可再生能源装机占比较高，分别达到69%、57%。国家电投、华润电力可再生能源装机占比提升较快，国家电投近7年占比提升23pct，华润电力近10年占比提升25pct。

### 国内部分发电企业可再生能源装机占比变化

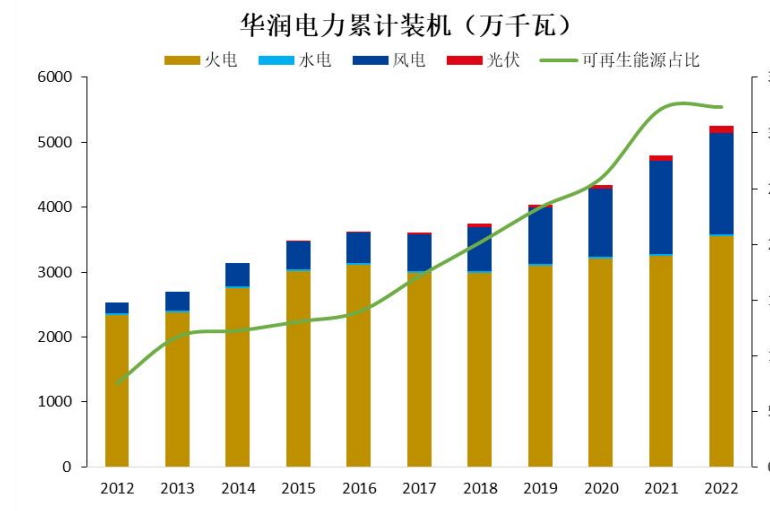
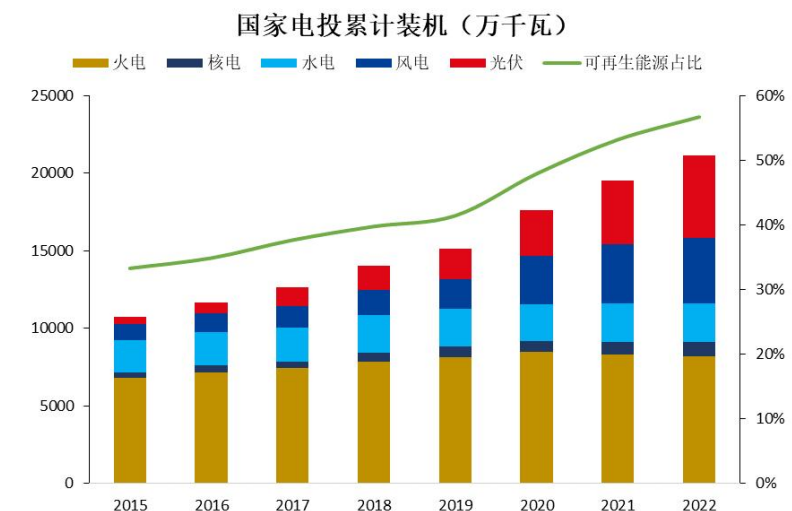
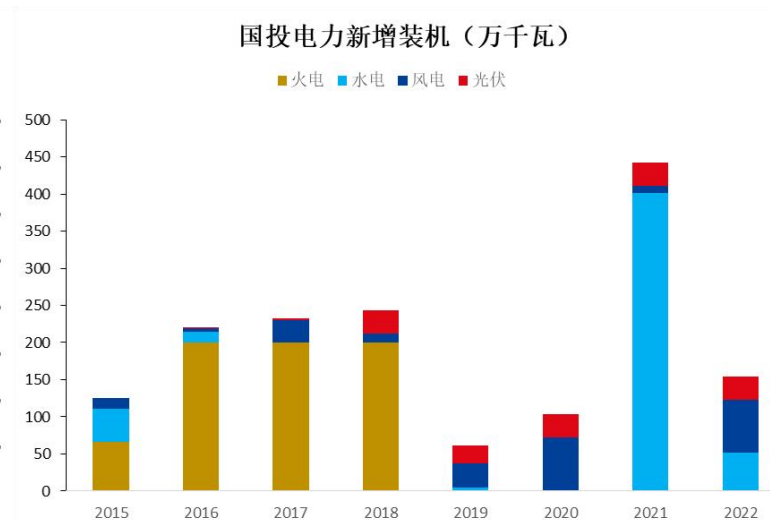
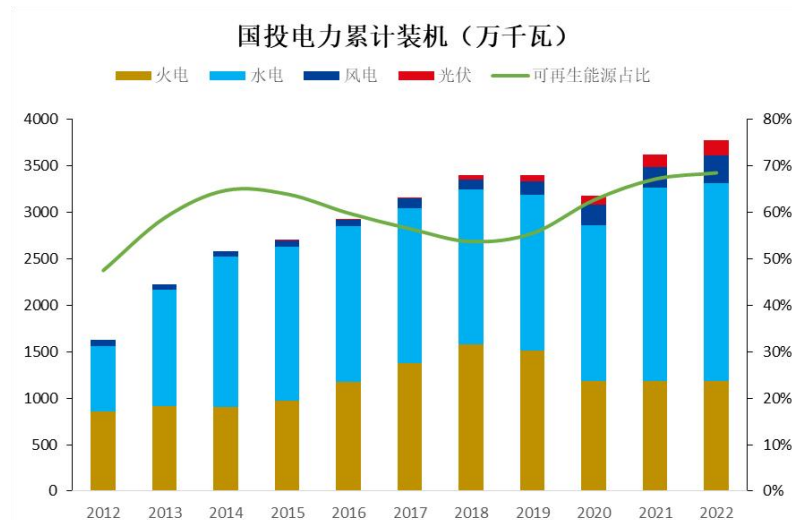


### 国内部分发电企业2021年累计装机对比（万千瓦）



# 国内发电企业电力装机情况

- ◆ 以国投电力为例，可以看到公司近4年新增装机全部为可再生能源，其中2022年风光新增装机占比为67%。
- ◆ 根据国家电投、华润电力累计装机数据，可计算出国家电投2022年风光装机净新增量占公司净新增装机的98%，华润电力近几年装机净新增量也主要由可再生能源贡献。



# 国内主要发电企业装机规划

## 国内主要发电企业装机规划

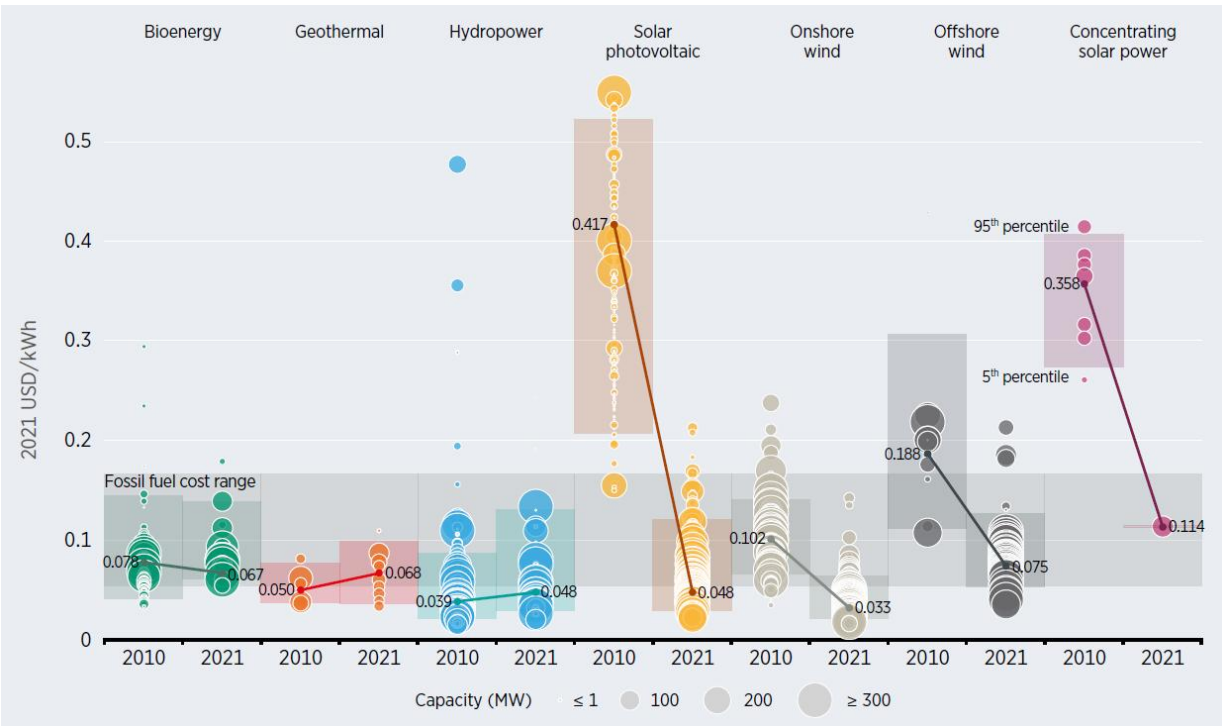
集团名称	主要区域	能源装机占比	战略规划
国家能源集团	遍布全国31个省（市、自治区）	2022年：火电199GW、水电19GW、风电54GW、光伏及其他新能源16GW，占比69%、6%、19%、6%	“十四五”时期，集团预计可再生能源新增装机达到7000-8000万千瓦
华能集团	①下属电厂广泛分布在中国经济发展迅速及电力需求增长强劲地区，如山东、上海、江苏、浙江、福建、广东等沿海省市； ②近几年电力需求旺盛或具有燃料成本优势的内陆省市，如河南、山西、江西、四川、重庆、湖南、甘肃、河北等	2021年：火电140GW、水电28GW、风电29GW、光伏9GW，占比68%、13%、14%、4%	到2025年，发电装机达到3亿千瓦左右，新增新能源装机8000万千瓦以上，确保清洁能源装机占比50%以上，到2035年，发电装机突破5亿千瓦，清洁能源装机占比75%以上
国家电投	①水电：黄河上游的青海、甘肃、宁夏自治区，沅水流域的湖南、贵州省，红水河流域的广西省等14个省份； ②风电：中国青海、西藏、甘肃、内蒙古、江苏等25个省区，推进江苏、广东海上风电基地建设； ③光伏：形成了酒泉、共和、格尔木、哈密、盐城等大型能源基地，资产主要分布在青海、新疆、河北、江苏、甘肃等30个省区	2022年：火电82GW、水电25GW、风电42GW、光伏53GW、核电9GW，占比39%、12%、20%、25%、4%	力争到2025年，国家电投光伏发电装机达到8000万千瓦以上；到2025年力争国内市场占有率达到20%
华电集团	主要分布在东部、南部沿海以及西北、中部省份	2021年：火电120GW、水电29GW、风电及其他29GW，占比67%、16%、16%	计划在2025年前关闭超过3GW的火力发电容量，并增加可再生能源装机到总发电组合的50%以上；非煤装机（清洁能源）占比接近60%，努力于2025年实现碳排放达峰；“十四五”期间，华电集团力争新增新能源装机7500万千瓦
大唐集团	在役发电机组遍布全国31个省（市、自治区），公司在内蒙古拥有全国在役最大火电场和风电场，另外广西的龙滩水电站已投产装机容量为490万千瓦时	2022年：火电107GW、水电28GW、风电27GW，占比63%、16%、16%	到2025年非化石能源装机超过50%，提前5年实现“碳达峰”
三峡集团	区域布局来看，境内新能源项目主要分布在黑龙江、内蒙、云南、辽宁、甘肃、福建、江苏及广东等风光资源丰富区域	2022年：水电88GW、风光32GW、火电5GW，占比71%；26%、4%	在“十四五”时期及后续发展阶段，三峡集团将保持每年1500万千瓦清洁能源新增装机规模的增速
华润电力	除新疆、台湾外，其余省（市、自治区）均有分布	2022年：火电36GW、风电16GW、光伏1GW、水电0.3GW，占比68%、30%、2%、0.5%	于“十四五”期间，力争新增4000万千瓦可再生能源装机，计划2025年末可再生能源装机占比超过50%
国投电力	区域布局上看，西部省份装机居多，公司2022年在新疆、甘肃、四川、云南、广西、贵州等区域完成了一定规模的新能源项目核准（备案），并新增了一批优质新能源项目储备	2022年：水电21GW，火电12GW，风电3GW、光伏2GW，占比56%、31%、8%、4%	根据公司十四五规划，公司规划控股装机容量将达5000万千瓦，其中清洁能源装机占比约为72%
中广核集团	覆盖全国30个省区	2022年：核电29GW，清洁能源77GW+	按照新增投运容量保持每年300万千瓦以上的发展速度，预计到“十四五”末境内新能源在运装机总容量将突破4000万千瓦。
中国核电	-	2022年：核电24GW、光伏9GW、风电4GW	“十四五”期间，每年将新增3-5GW光伏装机，截至2025年，公司新能源电量占比将达到13%以上
中国节能	业务分布在国内各省市及境外约110个国家和地区	2021年：绿色电力14GW	到“十四五”末期，清洁能源装机容量预计可达18GW

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

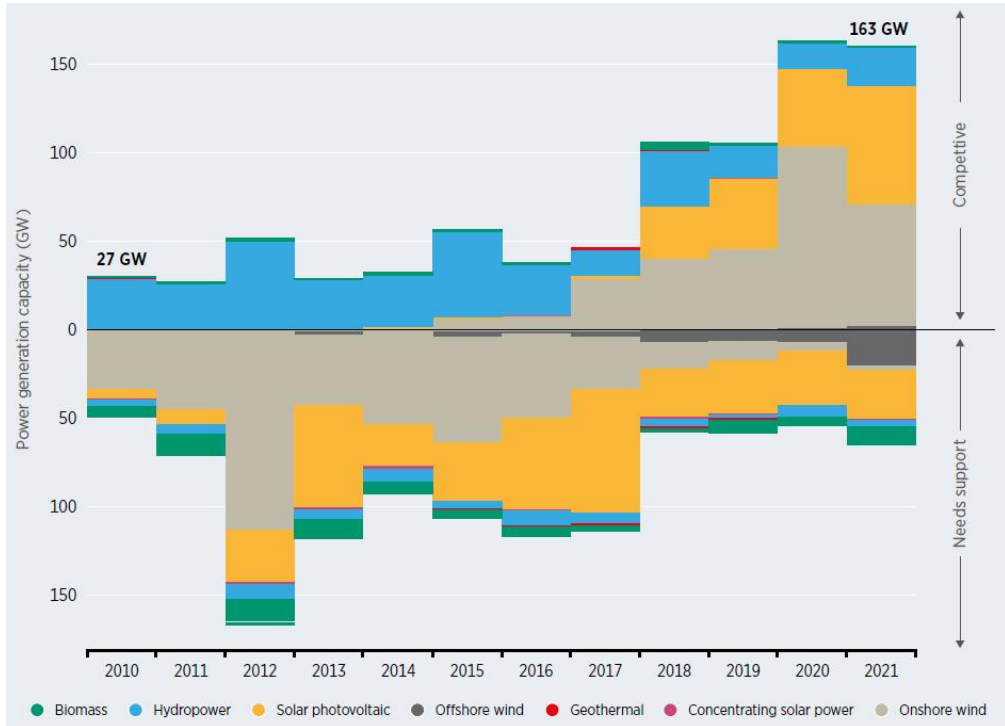
# 光伏发电成本下降速度最快，风光优势持续增强

- ◆ 自2010年以来，在所有可再生能源中，光伏成本下降速度最快。2010-2021年间，光伏加权平均LCOE下降了88%，从0.417美元/kWh降至0.048美元/kWh，陆上风电、海上风电加权平均LCOE分别下降了68%、60%，陆风从0.102美元/kWh降至0.033美元/kWh，海风从0.188美元/kWh下降至0.075美元/kWh。
- ◆ 风光相比化石燃料越来越具备竞争力，陆上风电和光伏的加权平均LCOE分别于2018、2020年低于G20化石燃料的最低成本。2021年，约有163GW（占比73%）的新增可再生能源的电力成本低于G20化石燃料最低价，其中陆风、光伏分别为69、67GW。

可再生能源全球加权平均 LCOE，2010-2021

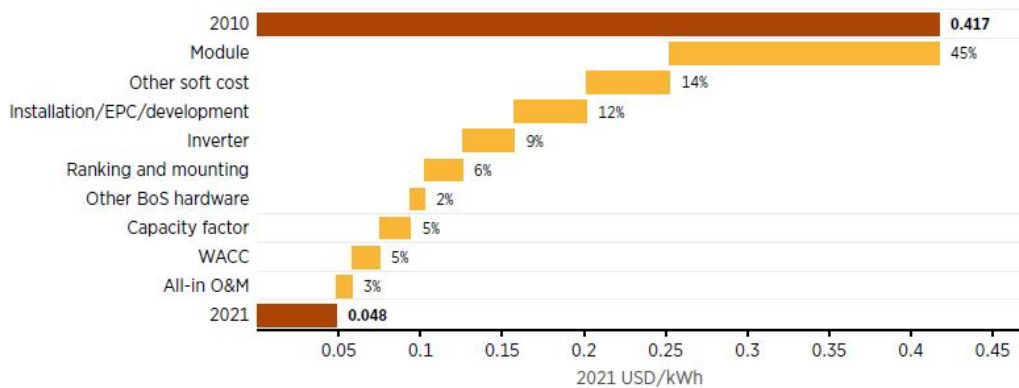


成本低于G20最低价化石燃料的可再生能源装机容量，2010-2021



- ◆ 分析光伏成本下降原因，可以看到2010-2021年间，组件成本下降对于光伏LCOE的降低贡献了45%，EPC成本与其他软成本的降低使得LCOE下降了26%。
- ◆ 比较部分国家/地区的光伏装机成本，可以看到2021年印度光伏总装机成本最低，为590美元/kW，俄罗斯的最高，为1695美元/kW，最高成本为最低的2.9倍（2019年为3.5倍），这指向主要市场安装成本趋同。

光伏度电成本下降的驱动因素（2010-2021）



2021年不同国家/地区光伏装机成本



# 选取4家电力运营商分析发电成本及盈利能力变化

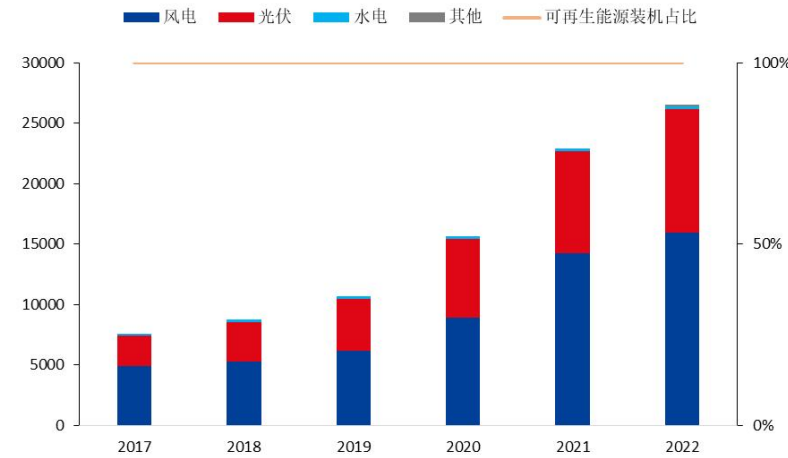
我们选取4家公司，研究电力企业的发电成本及盈利能力变化情况，分别为：

- ◆ **龙源电力**：近8年持续保持世界第一大风电运营商地位，2022年底风电装机达26GW，占比84%。
- ◆ **三峡能源**：海上风电引领者，2022年底海上风电装机达5GW，占比18%。
- ◆ **正泰电器**：光伏分布式业务优势显著，2022年光伏电站运营及工程承包营收占比为38%。
- ◆ **华能国际**：坚持“集中式与分布式并重”，2022年底光伏装机6.3GW，近5年光伏装机量、发电量CAGR为51%、61%，光伏业务快速增长。

龙源电力累计装机 (MW)



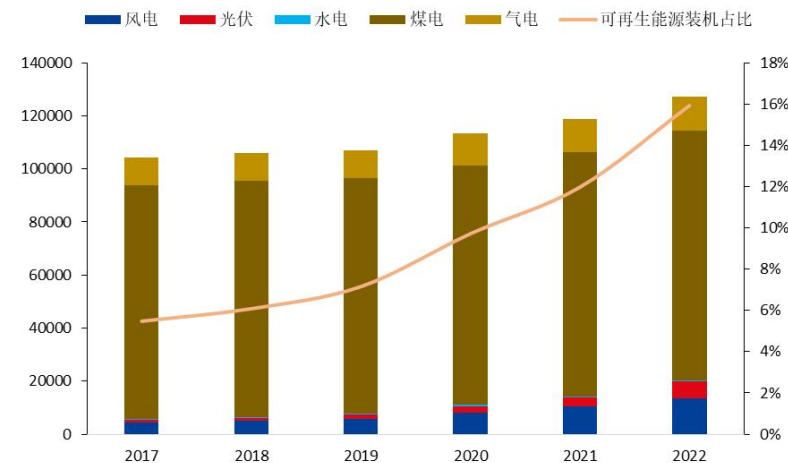
三峡能源累计装机 (GW)



正泰电器营业收入 (亿元)

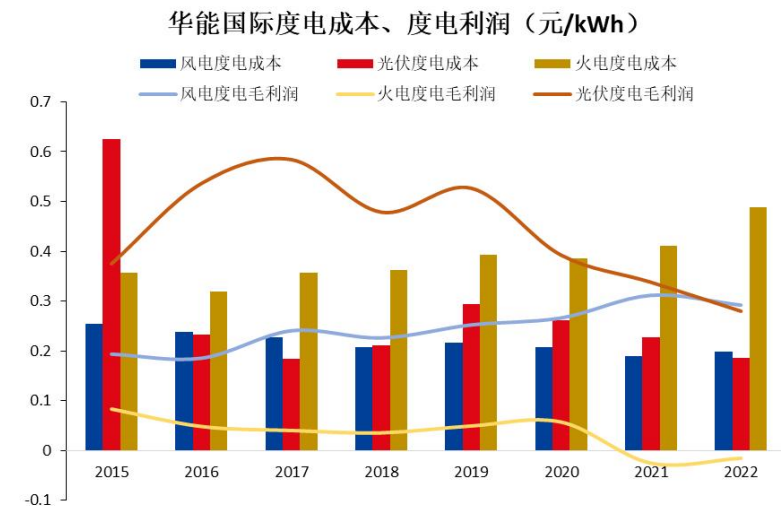
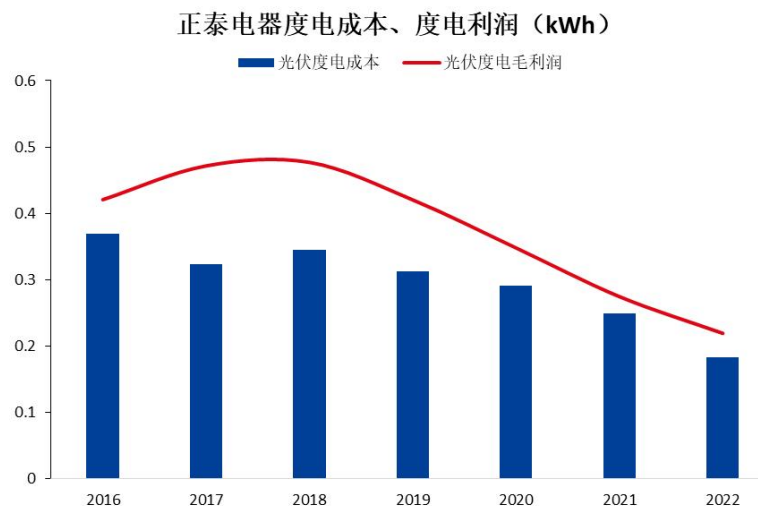
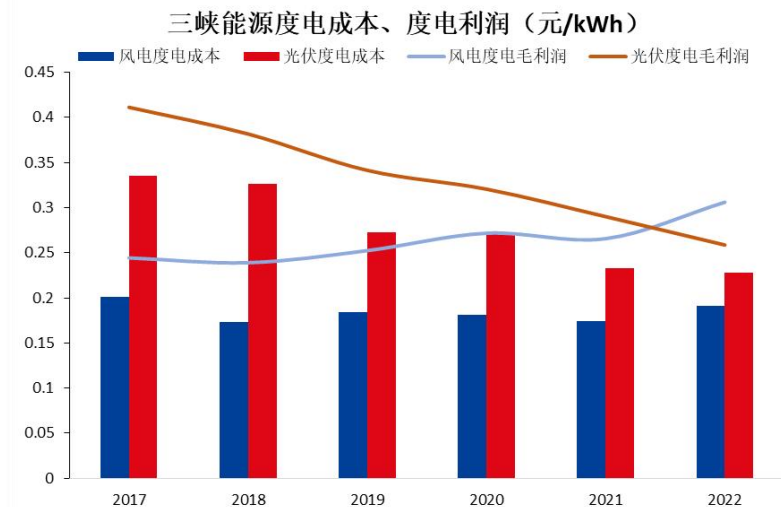
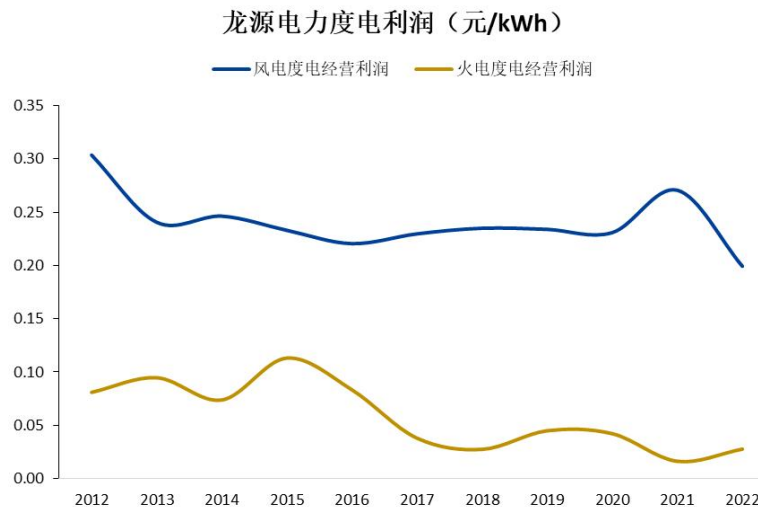


华能国际累计装机 (MW)



# 风光相比火电成本优势显著

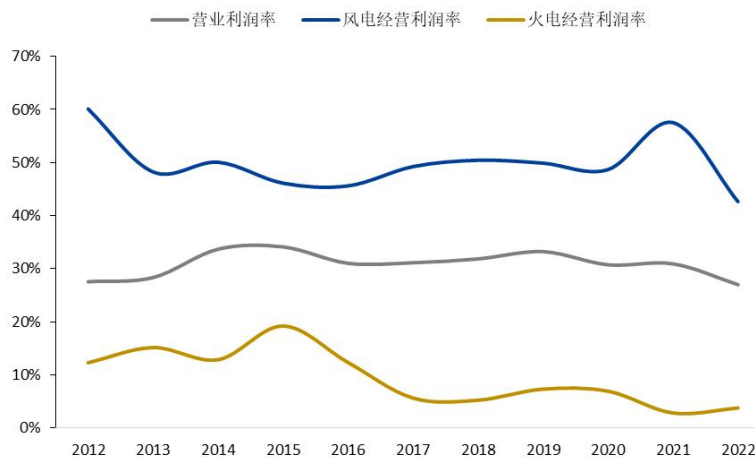
- ◆ 基于运营商发电成本数据，分析可得光伏度电成本降幅较大，且风光发电成本相比火电更具竞争力。
- ◆ 根据华能国际数据，我们发现火电受燃料成本影响近几年度电成本上升，而光伏和风电度电成本整体呈下降趋势，相比于火电，风光成本优势持续增强。
- ◆ 通过研究4家样本公司数据，可以看到光伏度电成本整体上高于风电，但由于近几年光伏发电成本下降速度更快，两者差距不断缩小。
- ◆ 从度电毛/经营利润来看，风光利润显著高于火电，盈利能力更强。



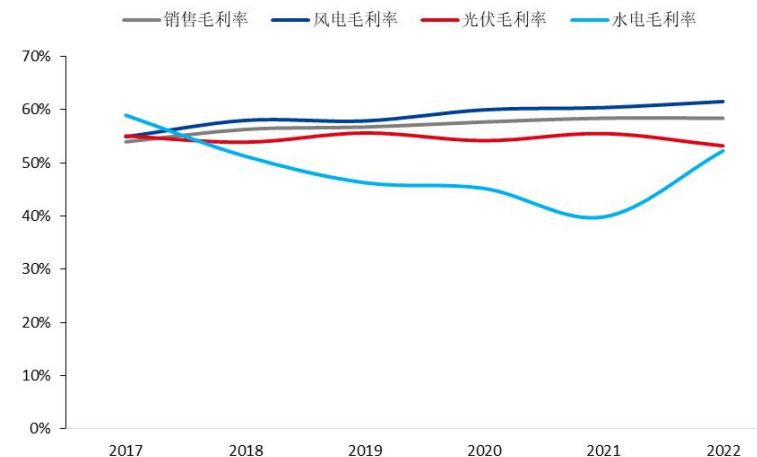
# 风光盈利能力大幅高于火电

- ◆ 基于运营商毛/经营利润率数据，可以看到风光水等可再生能源盈利能力大幅高于传统火电。
- ◆ 以龙源电力为例，2022年其风电分部经营利润率为42.7%，火电分部经营利润率为3.8%，前者约为后者的11倍。
- ◆ 以三峡能源为例，可以看到公司近几年光伏毛利率稳定在53%-56%之间，由于海上风电加速投产等因素，风电毛利率从2017年的54.9%提升至2022年的61.5%。

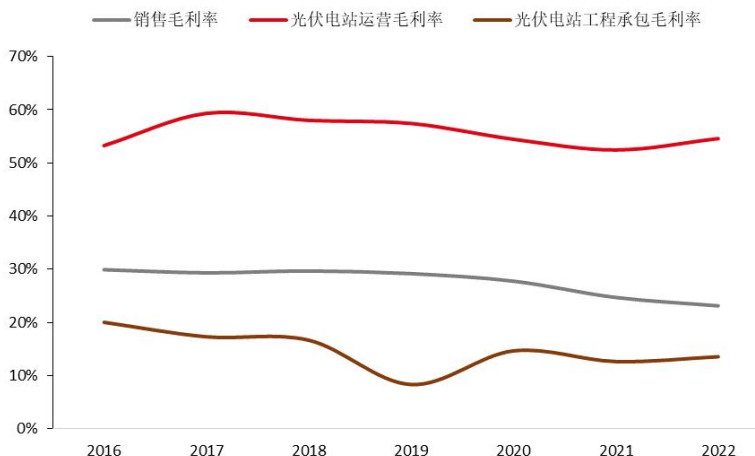
### 龙源电力分业务营业利润率



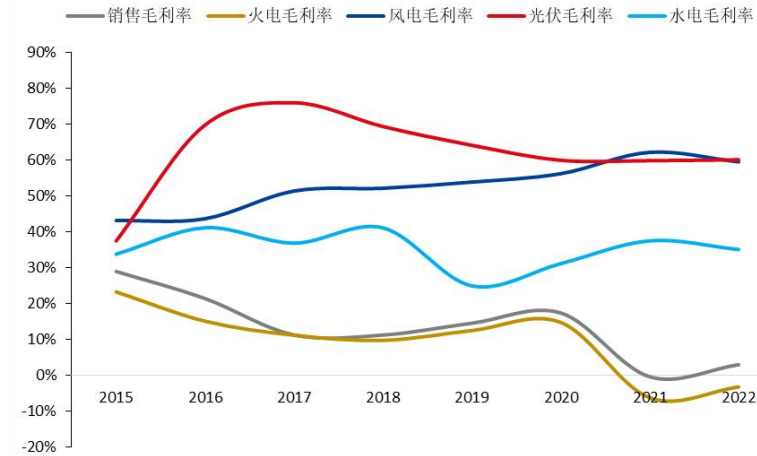
### 三峡能源分业务毛利率



### 正泰电器分业务毛利率



### 华能国际分业务毛利率

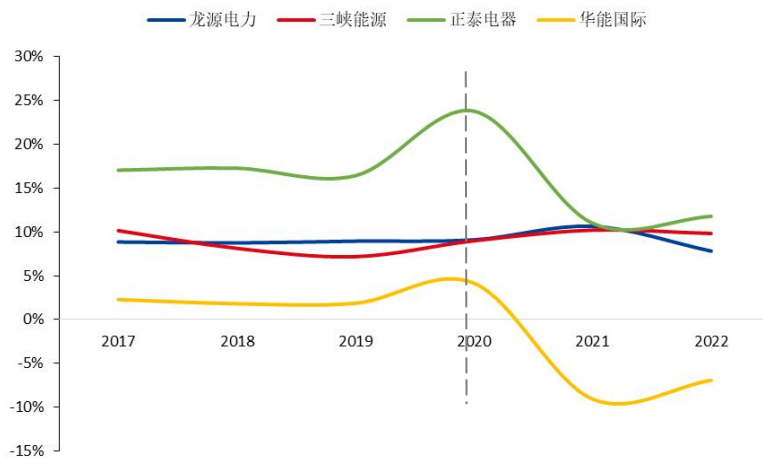


# 新能源运营商盈利能力更强

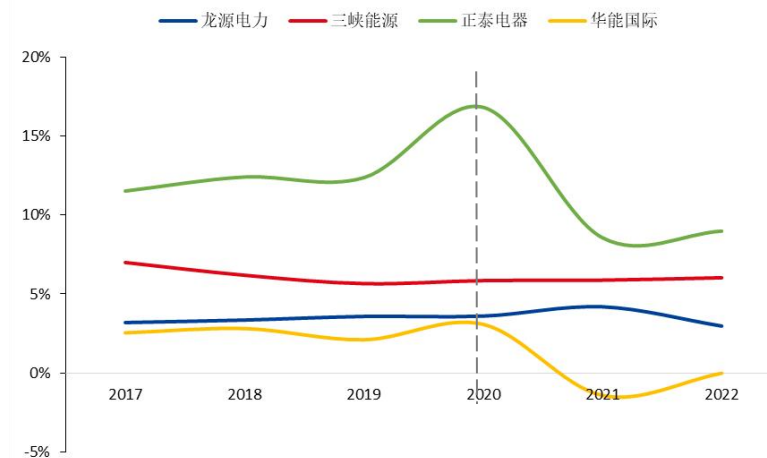
◆ 通过对比以三峡能源为代表的  
新能源运营商和以华能国际为  
代表的传统火电运营商的盈利  
能力指标，可以看到三峡能源  
的净资产收益率及净利率显著  
高于华能国际，**新能源运营商  
盈利能力更强。**

◆ 受煤价影响，2020年以来，华  
能国际盈利能力下行。受减值  
计提等因素影响，2022年龙源  
电力及三峡能源ROE和净利率  
有所下滑。

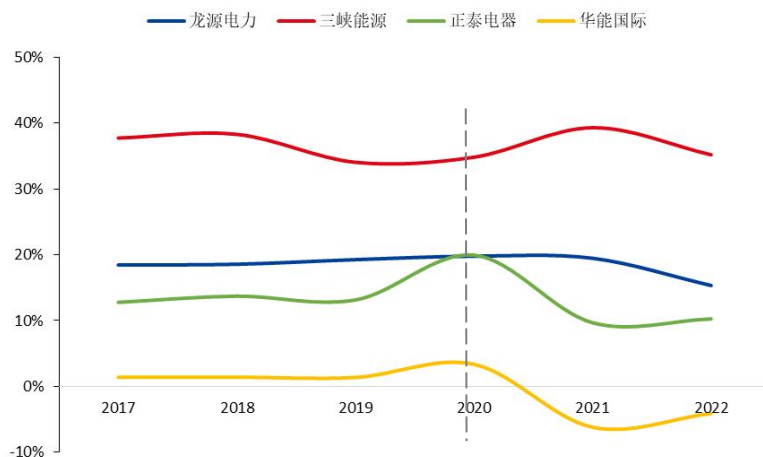
### 净资产收益率ROE



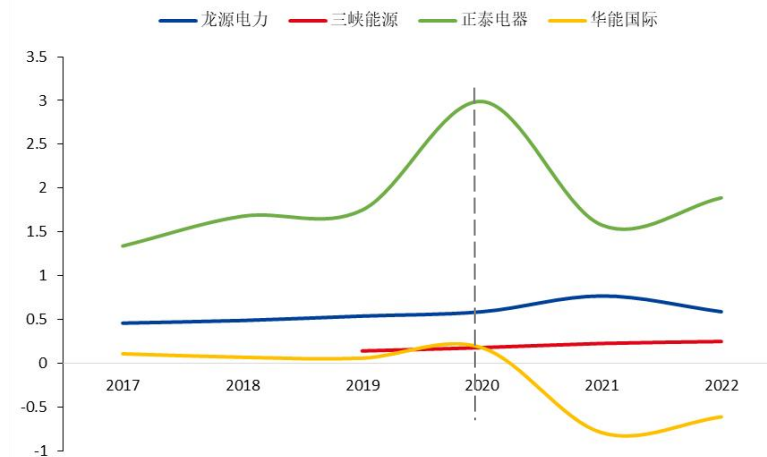
### 投入资本回报率 (ROIC)



### 销售净利率



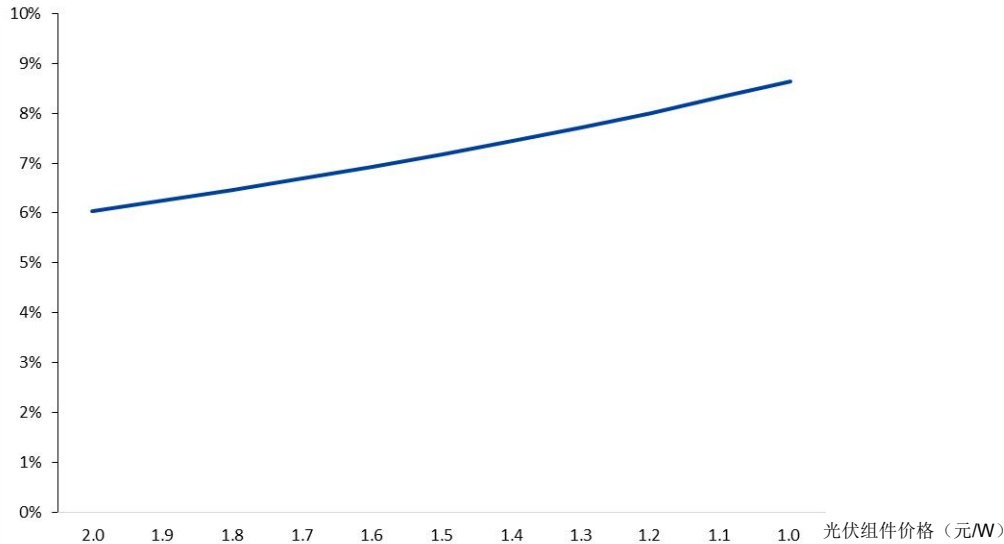
### EPS (元)



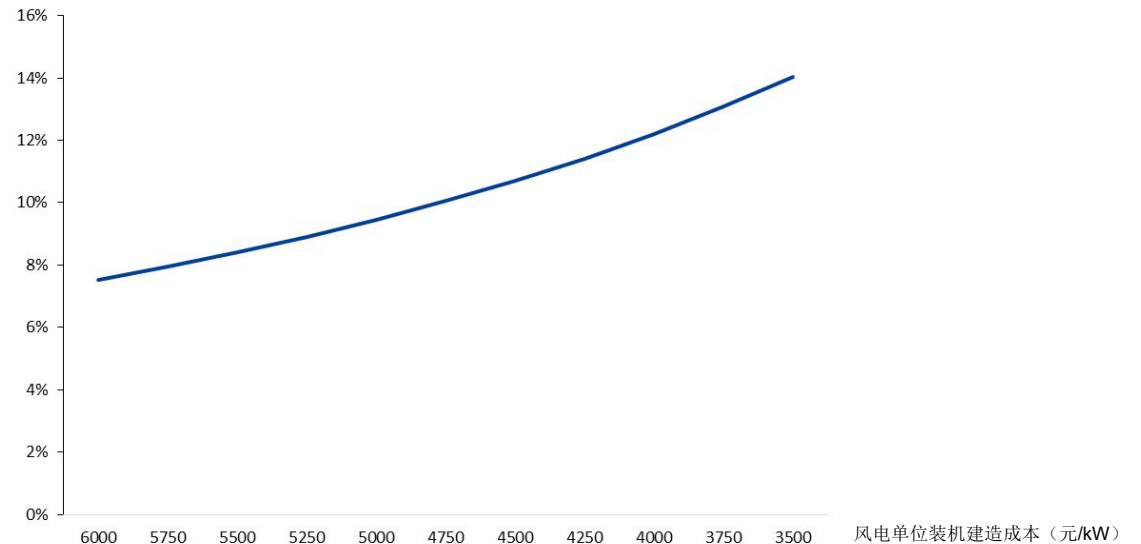
# 随成本下降，风光配储经济性提高

- ◆ 今年以来，硅料价格大幅下降，带动光伏组件价格向下调整，光伏配储经济性随之提高。根据Infolink数据，截至2023年7月12日，182mm单晶PERC单面单玻组件降至1.33元/W，假设储能单位投资成本为1.7元/Wh，光伏配储IRR可达到7.64%（配储时长2h，配储比例10%）。
- ◆ 风电方面，中国可再生能源学会常务理事、风能专委会副主任李鹏表示，陆上风电建设成本已经降到4000元/kW以上，假设陆上风电建设成本为4500元/kW，储能单位投资成本为1.7元/Wh，风电配储IRR可达到10.69%。

光伏配储IRR测算结果



风电配储IRR测算结果



【核心假设】光伏年利用小时：1334h；风电年利用小时：2221h；储能单位投资成本：1.7元/Wh；配储时长：2h；配储比例：10%；储能年循环次数：330次；储能电站放电深度：90%；资本金比例：30%；贷款利率：4.5%。

资料来源：《全生命周期视角下储能系统经济性研究》周志天，《储能技术全生命周期度电成本分析》文军等，《多渗透率场景下的风电系统平准化度电成本分析》赵振宇等，中电联，Lexology，临夏市发展和改革局微信公众号，中国能源网，北极星太阳能光伏网，国家税务总局，华金证券研究所

- 01 全球范围内给予新能源政策支持
- 02 全球电力装机与发电量现状
- 03 全球用电量分析与预测
- 04 全球电力装机展望
- 05 扩大同步电网规模是未来方向
- 06 发电企业装机分析
- 07 发电成本分析
- 08 投资建议与风险提示

- ◆ 能源转型是国际社会近年来的最强共识，俄乌局势下带来能源不确定性，全球范围内新能源替代传统能源的进程有望加速。建议把握估值回调后的布局机会，中长期业绩弹性与持续性检验竞争力，建议关注光伏、风电、储能等产业链存在较大预期差的制造端龙头公司，及受益于装机规模快速增长的绿电运营商。

- ◆ 1、**国际贸易争端加剧**：在市场销售端，我国风电、光伏、储能等全产业链飞跃式发展，相关产品在海外市场竞争力快速提升，我国新能源产业高度依赖国外市场表现出很大的脆弱性，地缘政治、经济制裁、贸易规制等因素增加了市场的不确定性；
- ◆ 2、**产业链降本不及预期**：产业链存在关键技术推进不及预期、降本不及预期的风险；
- ◆ 3、**行业竞争加剧**：越来越多的企业进入风电、光伏等领域，参与者增多有可能导致行业竞争加剧；
- ◆ 4、**测算模型失效，关键假设出现偏差**；
- ◆ 5、**其他不可抗因素等**。

## 张文臣|电新首席分析师

硕士毕业于钢铁研究总院，曾就职于金风科技电机技术部，浦项（中国）投资有限公司，太平洋证券研究所，方正证券研究所。多年行业经验，深度覆盖锂电池、光伏、风电和储能等产业链。

## 周涛|电新高级分析师

北京师范大学硕士，多年电力央企项目管理经验，曾就职于太平洋证券研究所、方正证券研究所，主要覆盖风电储能、工控电网方向研究。

## 申文雯|电新研究员

哥伦比亚大学硕士，2023年加入华金证券，主要覆盖新能源汽车方向。

## 顾华昊|电新研究员

复旦大学硕士，2021年加入华金证券研究所，主要覆盖锂电池产业链。

## 乔春绒|电新研究员

中国科学院大学硕士，2021年加入华金证券研究所，主要覆盖光伏产业链。

## 公司评级体系

### 收益评级：

买入 — 未来6个月的投资收益率领先沪深300指数15%以上；

增持 — 未来6个月的投资收益率领先沪深300指数5%至15%；

中性 — 未来6个月的投资收益率与沪深300指数的变动幅度相差-5%至5%；

减持 — 未来6个月的投资收益率落后沪深300指数5%至15%；

卖出 — 未来6个月的投资收益率落后沪深300指数15%以上。

### 风险评级：

A — 正常风险，未来6个月投资收益率的波动小于等于沪深300指数波动；

B — 较高风险，未来6个月投资收益率的波动大于沪深300指数波动。

## 行业评级体系

### 收益评级：

领先大市 — 未来6个月的投资收益率领先沪深300指数10%以上；

同步大市 — 未来6个月的投资收益率与沪深300指数的变动幅度相差-10%至10%；

落后大市 — 未来6个月的投资收益率落后沪深300指数10%以上；

### 风险评级：

A — 正常风险，未来6个月投资收益率的波动小于等于沪深300指数波动；

B — 较高风险，未来6个月投资收益率的波动大于沪深300指数波动。

## 分析师声明

张文臣、周涛、顾华昊声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

## 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

## 免责声明：

本报告仅供华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准。

在法律许可的情况下，本公司及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或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦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。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发、篡改或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华金证券股份有限公司研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

华金证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

## 风险提示:

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。投资者对其投资行为负完全责任，我公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

华金证券股份有限公司

办公地址:

上海市浦东新区杨高南路759号陆家嘴世纪金融广场30层

北京市朝阳区建国路108号横琴人寿大厦17层

深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦10楼05单元

电话: 021-20655588

网址: [www.huajinsec.cn](http://www.huajinsec.cn)