



Research and
Development Center

电力“十四五”发展的前瞻性研判

电力行业深度研究报告

2020年11月04日

左前明 能源行业首席分析师

左前明 能源行业首席分析师
执业编号:S1500518070001
联系电话: +86 10 83326795
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

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

电力“十四五”发展的前瞻性研判

2020年11月04日

本期内容提要

- **核心观点:** 当前各界对“十四五”电力行业发展争议很大,尤其伴随碳排放目标更新,规划更加重视新能源发展,如何协调经济性、安全性、可消纳与碳排放等因素显得尤为重要。总体研判,“十四五”新能源将加速发展,但相对火电仍处增量替代阶段,当前资本市场或存在对新能源装机及电量预期过高的风险,此外水电、核电将稳健增长,电化学储能曙光初现,而煤电或因预期过于悲观从而“危中存机”。
- **看好新能源长期发展,但中短期存在不及预期风险:** 2030年前碳达峰政策目标大体对应2025年非化石能源占比提前达到20%(原方向为2030年达到该比例)。我们测算,在20%非化石能源占比条件下,“十四五”新能源装机将达到8.5-10.5亿千瓦,即新增3.7-5.7亿千瓦;进一步考虑电力系统整体运行,则新能源装机超过10亿千瓦的难度较大。目前权益市场存在对风电、光伏“十四五”规划装机预期过热的现象,普遍预期新能源新增装机高于6亿千瓦,或较未来公布的实际规划有较大预期差,在此提示不达预期的风险。
- **煤电在成本高企、电价下降、电量不足等综合因素影响下困境重重、举步维艰,建议关注容量补偿机制和辅助服务市场建设进展:** 加速新能源发展压制煤电利用小时数的增长,但大概率“十四五”期间煤电从装机到电量仍将总体保持增长。相比利用小时,短期更应关注动力煤价格走势。当前动力煤价格已走出谷底逐步上行,预计明年上半年煤电企业业绩下行概率较大。然而煤电、新能源博弈加剧,倒逼容量市场、辅助服务市场加快建立。建议重点关注煤电在悲观预期下超预期可能性,以及容量补偿机制和辅助服务市场定价机制建立后,为煤电企业带来的额外收益下的机会。**水电平稳发展,建议关注大型水电站投产带来的业绩增长机会:** 预计“十四五”期间全国投产常规水电4000-5000万千瓦,建议关注乌东德、白鹤滩、两河口、杨房沟等大型水电站投产带来的业绩增长机会。
- **看好电化学储能发展,“十四五”有望开启储能在电力系统大规模应用时代:** 当前电化学储能在电力系统中的应用规模较小,“十四五”期间,随着“提升新能源装机+严控煤电装机”政策组合的实施,电化学储能将在电力系统中加快应用,装机规模预计将达到千万千瓦级。
- **预计“十四五”特高压投资走低,叠加电网剥离装备制造业务,或将出现量价齐跌:** 预计“十四五”特高压投资明显低于“十三五”,加之国家电网剥离装备制造业务,特高压产业链或将迎来量价齐跌。
- **风险因素:** 1、经济减速,用电量增速大幅下滑,2、碳减排目标调整,3、新能源大规模接入导致电网无法安全稳定运行等。

目录

电力行业发展现状.....	1
1、电力需求.....	1
2、电力供应.....	1
3、电网建设.....	3
4、“十三五”主要目标完成情况.....	4
电力行业发展展望.....	5
1、发展环境.....	5
2、发展趋势.....	7
深度转型下的电力行业分析框架.....	9
电力“十四五”发展情景分析与测算.....	10
1、电力需求预测.....	10
2、电源装机测算.....	11
3、电网建设分析.....	18
电力“十四五”投资分析.....	19
1、看好新能源长期发展，但中短期存在不及预期风险.....	19
2、煤电悲观预期下存在超预期可能，建议关注容量补偿机制和辅助服务市场建设进展.....	19
3、水电平稳发展，建议关注大型水电站投产带来的业绩增长机会.....	19
4、看好电化学储能发展，“十四五”有望开启储能在电力系统大规模应用时代.....	20
5、预计特高压投资走低，叠加电网剥离装备制造业务，或将出现量价齐跌.....	20
风险提示.....	20

表目录

表 1: 特高压直流在运在建情况.....	3
表 2: 特高压交流在运在建情况.....	4
表 3: 电力发展“十三五”规划主要目标完成情况.....	5
表 4: 国家电网、南方电网电能替代实施情况（亿千瓦时）.....	8
表 5: 2020 年前三季度用电量增长情况.....	11
表 6: 2020 年全社会用电量预测.....	11
表 7: 主流研究机构对我国 2025 年能源消费总量的预测.....	13
表 8: 各情景下非化石能源发电量.....	14
表 9: 2025 年常规水电、核电、生物质装机及发电量预测.....	15
表 10: 40%风电 60%光伏时装机容量（亿千瓦）.....	15
表 11: 45%风电 55%光伏时装机容量（亿千瓦）.....	16
表 12: 关于“十四五”新能源规划装机的各方观点.....	16
表 13: 既有政策情景下的电源装机和发电量.....	17
表 14: 强化政策情景下的电源装机和发电量.....	17
表 15: 全球能源互联网发展合作组织关于 0 煤电增长情景测算结果.....	18

图目录

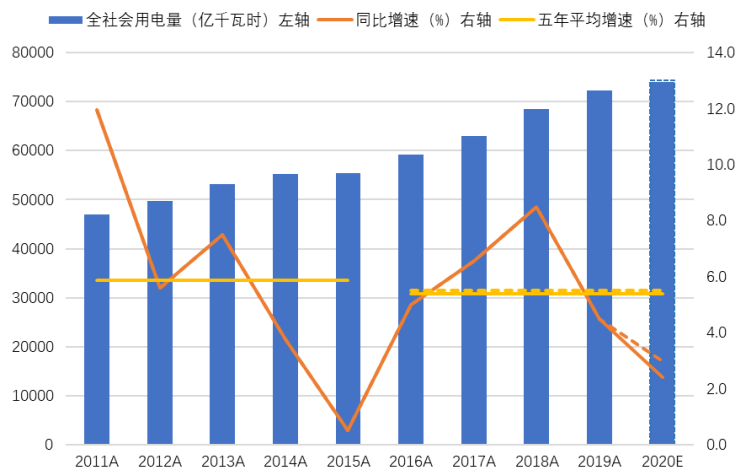
图 1: 近十年全社会用电量及同比增速.....	1
图 2: 2020 年全社会月度用电量及同比增速.....	1
图 3: 各类型装机规模（万千瓦）.....	2
图 4: 各类型装机同比增速.....	2
图 5: 逐月风电消纳率.....	2
图 6: 逐月光伏发电消纳率.....	2
图 7: 电网投资及同比增速.....	3
图 8: 全社会用电量的构成与趋势.....	6
图 9: 中长期电力需求展望.....	6
图 10: 习近平主席在第 75 届联合国大会一般性辩论上提出最新减排目标.....	6
图 11: 不同情景下的我国中长期 CO ₂ 排放情况.....	6
图 12: 市场化交易电量及市场化率.....	7
图 13: 2019 年电力交易情况.....	7
图 14: 全社会和一二三产、城乡居民生活用电量增速.....	8
图 15: 全社会和一二三次产业电力需求弹性系数.....	8
图 16: 深度转型下的电力行业分析框架.....	10
图 17: 我国中长期减排路径.....	12
图 18: 强化政策情景下能源消费与 CO ₂ 排放情况.....	12
图 19: 一次能源分类及利用形式.....	13
图 20: 非化石能源在能源消费总量中的占比.....	13
图 21: 我国能源消费总量及增速.....	14

电力行业发展现状

1、电力需求

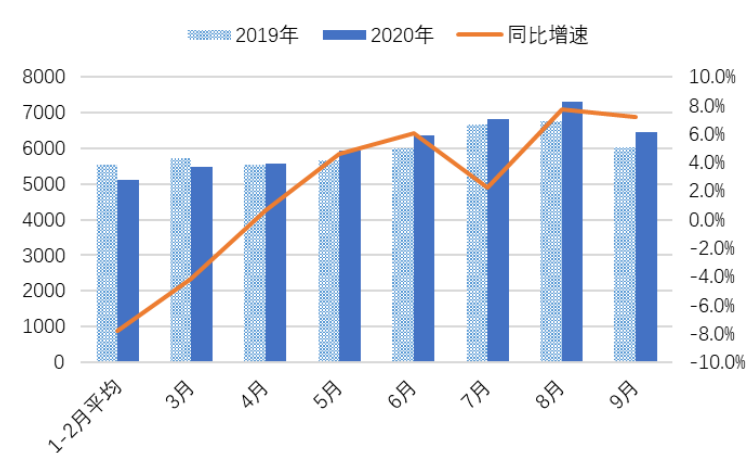
全社会用电量在过去十年间保持增长，但增速波动较大，“十三五”期间增速波动趋于收敛，年均增速为 5.4%-5.5%。“十二五”期间，全社会用电量增速趋势下行，主要受高耗能行业化解过剩产能影响，2015 年下降至最低点 0.5%；“十三五”期间，全社会用电量增速反弹后再次回落，高点为 2018 年的 8.5%，主要受电能替代加速推进、寒冷和炎热天气增多等因素拉动。今年 1-9 月，受疫情影响，全社会用电量同比增长 1.3%，预计 2020 年全国全社会用电量 7.41-7.44 万亿千瓦时，同比增长 2.5%-3.0%，“十三五”年均增速为 5.4%-5.5%。

图 1：近十年全社会用电量及同比增速



资料来源：万得，信达证券研发中心

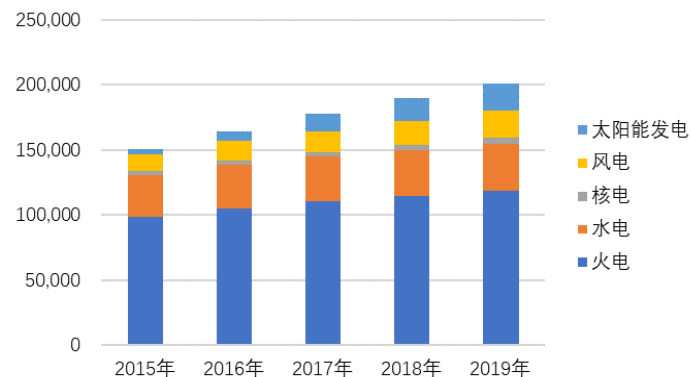
图 2：2020 年全社会月度用电量及同比增速



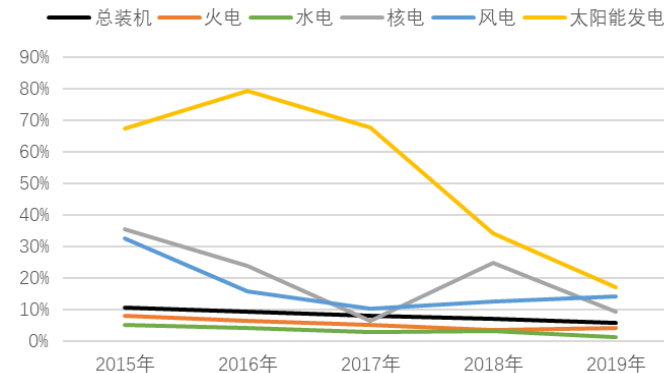
资料来源：万得，信达证券研发中心

2、电力供应

发电装机呈现“总量增长，结构优化”特征，非化石能源发电装机快速增长。截至 2019 年底，我国发电装机总容量达到 20.1 亿千瓦，其中火电、水电、核电、风电、太阳能发电分别为 11.9、3.6、0.5、2.1、2.0 亿千瓦，占比 59.2%、17.7%、2.4%、10.4、10.2%。太阳能发电、核电、风电增速较高，拉动非化石能源发电装机占比提高至近四成。

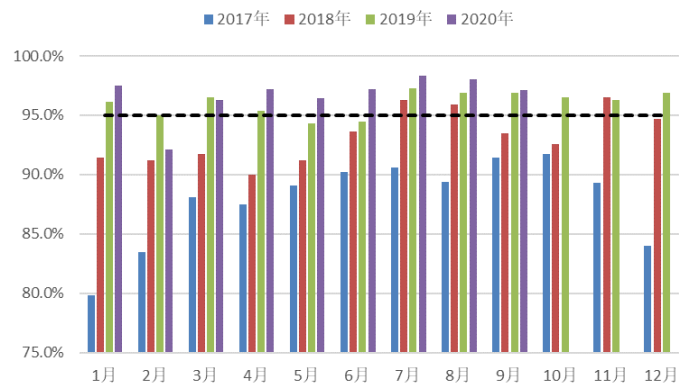
图 3: 各类型装机规模 (万千瓦)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

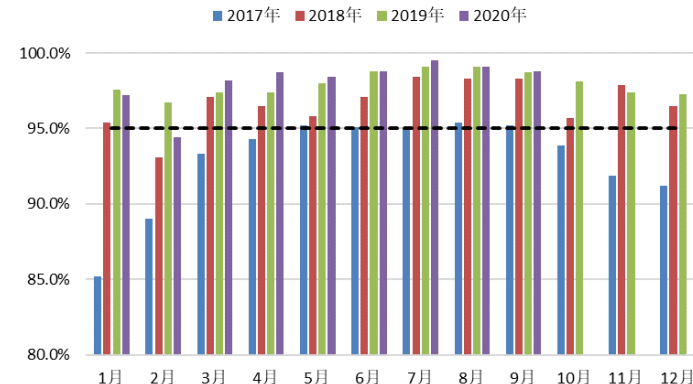
图 4: 各类型装机同比增速


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

电源装机结构快速变化, 而协调补偿机制不健全, 导致部分省市煤电企业大面积亏损, 新能源消纳压力亦逐渐加大。近年来, 我国政府大力提升消纳率, 目前已达到 95% 的国际领先水平, 有力支撑新能源发电快速增长的同时, 也产生两方面问题: 一是煤电企业亏损, 新能源大规模接入, 煤电机组调节压力不断加大, 迫切需要加快辅助服务市场建设, 确立合理补偿机制。二是新能源装机快速增长, 逐步触及电网运行约束, 2020 年 5 月, 全国新能源消纳监测预警中心发布全国风电、光伏发电新增消纳能力的公告, 明确 2020 年全国风电、光伏发电合计新增消纳能力 8510 万千瓦, 其中风电 3665 万千瓦、光伏 4845 万千瓦, 这是我国首次明确新能源消纳能力上限。

图 5: 逐月风电消纳率


资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 信达证券研发中心

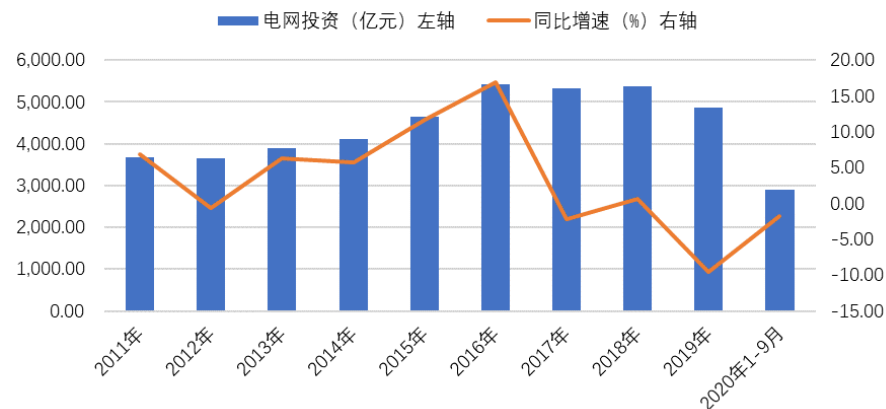
图 6: 逐月光伏发电消纳率


资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 信达证券研发中心

3、电网建设

电网投资呈“倒U形”，下行压力加大。我国电网投资 2011-2016 年快速上升，年均增速 7.8%；2016-2018 年达到峰值平台，年均投资 5381 亿元；2019 年，降电价对电网公司投资能力影响逐渐显现，加之第二轮输配电定价监审趋细趋严，电网投资出现下降。今年为应对疫情影响，托底经济增长，电网投资或有小幅反弹。

图 7：电网投资及同比增速



资料来源：万得，信达证券研发中心

特高压在“十三五”进入发展高峰期，期间（到 2020 年底）建成投运“十一交九直”，在建工程“三直”。2016 年至今，我国已投运锡盟-山东、淮南-南京-上海、蒙西-天津南等十条特高压交流线路，投运灵州-绍兴、酒泉-湖南、锡盟-江苏等八条特高压直流线路，青海-河南特高压直流、驻马店-南阳特高压交流预计于今年年底前投运。至年底，在建特高压工程将仅剩雅中-江西、陕北-武汉、乌东德-广西-广东（已部分投产）3 项直流工程。

表 1：特高压直流在运在建情况

序号	直流工程	电压等级 (千伏)	设计容量 (万千瓦)	投运时间	工程投资 (亿元)
1	楚穗直流 (楚雄~广州)	± 800	500	2009 年	137
2	向家坝~上海	± 800	640	2010 年	233
3	锦屏~苏南	± 800	720	2012 年	220
4	普侨直流 (普洱~江门)	± 800	500	2013 年	187
5	溪洛渡~浙西	± 800	800	2014 年	239
6	哈密南~郑州	± 800	800	2014 年	234
7	宁东~浙江	± 800	800	2016 年	237

	8	酒泉~湖南	± 800	800	2017年	262
	9	晋北~江苏	± 800	800	2017年	162
	10	锡盟~泰州	± 800	1000	2017年	245
	11	扎鲁特~山东	± 800	1000	2017年	211
	12	新东直流(大理~深圳)	± 800	500	2017年	222
	13	上海庙~山东	± 800	1000	2019年	221
	14	准东~皖南	± 1100	1200	2019年	407
	1	青海~河南	± 800	800	预计2020年底	226
在建	2	乌东德~广西~广东	± 800	800	2020年阶段性投产 (预计2021年全面建成投产)	243
	3	雅中~江西	± 800	800	预计2021年	244
	4	陕北~武汉	± 800	800	预计2021年	178

资料来源: 能源局, 信达证券研发中心

表 2: 特高压交流在运在建情况

	序号	直流工程	电压等级(千伏)	设计容量(万千瓦)	投运时间	工程投资(亿元)
	1	晋东南~南阳~荆门	1000	500	2009	102
	2	淮南~浙北~上海	1000	764	2013	197
	3	浙北~福州	1000	680	2014	189
	4	锡盟~山东	1000	862	2016	174
	5	蒙西~天津南	1000	660	2016	175
	6	淮南~南京~上海	1000	764	2016	261
在运	7	胜利~锡盟	1000	/	2017	50
	8	榆横~潍坊	1000	/	2017	242
	9	雄安~石家庄	1000	/	2019	34
	10	苏通 GIL 综合管廊	1000	/	2019	48
	11	潍坊~临沂~枣庄~菏泽~石家庄	1000	/	2020	140
	12	张北~雄安	1000	/	2020	60
	13	蒙西~晋中	1000	/	2020	50
在建	1	驻马店~南阳	1000	/	预计2020年底(已贯通, 待投运)	22

资料来源: 能源局, 信达证券研发中心

4、“十三五”主要目标完成情况

电力发展“十三五”规划目标完成情况“喜中存忧”。非化石能源发电，特别是新能源发电装机超预期。光伏发电、风电、太

太阳能发电分别提前3年、1年、2年达到规划目标，带动非化石能源发电装机比重、非化石能源消费比重目标提前2年、1年完成；**控煤电目标达成**。截至2019年底煤电装机10.4亿千瓦，预计今年年底不超过11亿千瓦；**调节型电源与规划目标存较大差距**。气电存在约1600万千瓦缺口；受投资不纳入输配电价有效资产政策影响，2019年抽水蓄能建设减速，预计与规划目标缺口500万千瓦；“十三五”规划热电联产机组和常规煤电灵活性改造规模分别达到1.33亿千瓦和8600万千瓦左右，截至2019年底实际改造只有约6000万千瓦，未改造规模高达1.5亿千瓦。

表3：电力发展“十三五”规划主要目标完成情况

类别	指标	2020年规划目标	2019年底情况	预计2020年底情况	“十三五”完成情况
电力总量	总装机(亿千瓦)	20	20.1	21	提前一年完成
	全社会用电量(万亿千瓦时)	6.8-7.2	7.23	7.42	提前一年完成
	电能占终端能源消费比重	27%	25.5%(2018年)	27%	完成
电力结构	非化石能源消费比重	15%	15.3%	/	提前一年完成
	非化石能源发电装机比重	39%	42.0%	43.6%	提前两年完成
	常规水电(亿千瓦)	3.4	3.26	3.4	完成
	抽水蓄能(万千瓦)	4000	3029	3500	未完成
	核电(亿千瓦)	0.58	0.49	0.5	未完成
	风电(亿千瓦)	2.1	2.1	2.4	提前一年完成
	太阳能发电(亿千瓦)	1.1	2.0	2.4	提前三年完成
	生物质发电(亿千瓦)	0.15	0.23	0.25	提前两年完成
	煤电(亿千瓦)	<11	10.4	11	完成
	气电(亿千瓦)	1.1	0.90	0.94	未完成

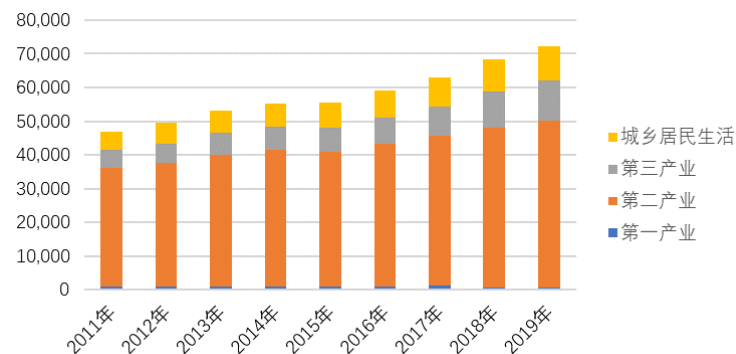
资料来源：电力发展“十三五”规划，信达证券研发中心

电力行业发展展望

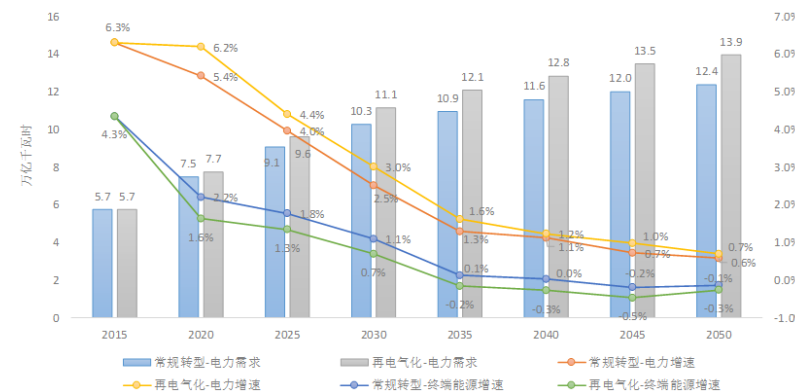
1、发展环境

电力行业是关系到国计民生的基础性行业，其发展受到经济社会多方面影响。总体来看，以下三方面因素共同构成了今后较长一段时期内电力行业演化发展的核心驱动力。

一是产业结构升级。全社会用电量由第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活用电四部分构成。我国农业现代化发展加速；第二产业转型升级持续推进，新老基建发力，高耗能行业发展处于峰值平台期，高技术和装备制造业保持较快发展；现代服务业不断壮大；城乡居民家用电器逐渐增多，共同支撑用电量稳步增长。

图 8: 全社会用电量的构成与趋势


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

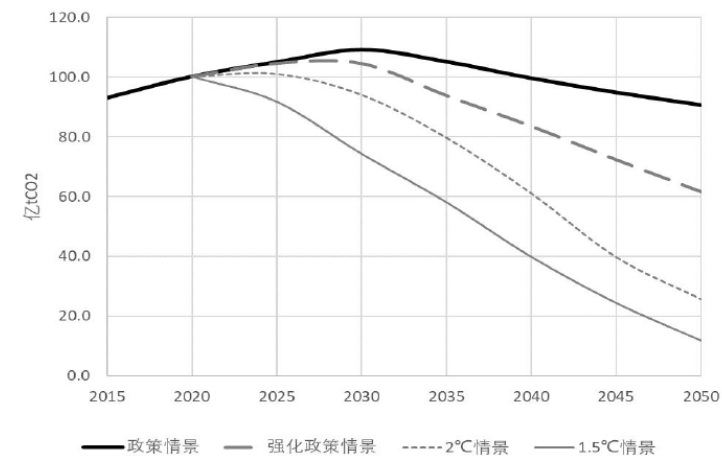
图 9: 中长期电力需求展望


资料来源: 国网能源研究院, 信达证券研发中心

二是应对气候变化。我国积极应对气候变化, 不断加快温室气体减排步伐。2020年9月22日, 习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上指出, 中国将提高国家自主贡献力度, 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, 明确了我国减排最新目标。电力行业温室气体排放量巨大, 且较其他行业而言减排相对容易, 因而日益成为减排“排头兵”, 驱动风电、光伏发电、水电、核电等非化石能源发电装机容量快速增长。

图 10: 习近平主席在第 75 届联合国大会一般性辩论上提出最新减排目标

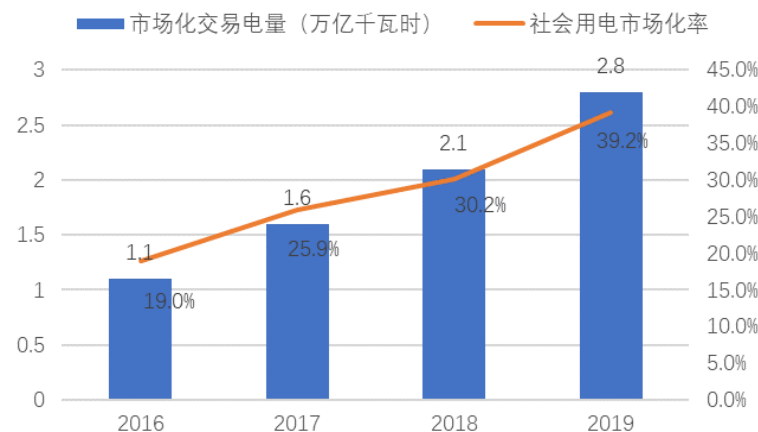

资料来源: 新华网, 信达证券研发中心

图 11: 不同情景下的我国中长期 CO₂ 排放情况


资料来源: 清华大学气候变化与可持续发展研究院, 信达证券研发中心

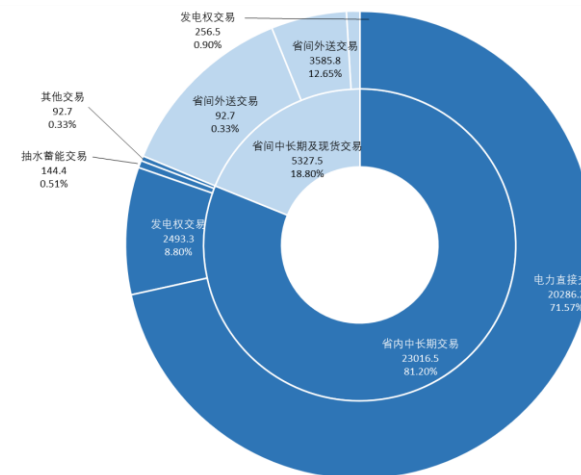
三是深化电力体制改革。自 2015 年 3 月《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）》印发以来，我国电力体制改革加速推进，目前已进入攻坚期。随着市场化水平的不断提升，不同电源之间，电源、电网和用户之间关系将得以重塑，逐步还原电力的商品属性，电力行业利益格局将迎来深刻调整。

图 12: 市场化交易电量及市场化率



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 13: 2019 年电力交易情况

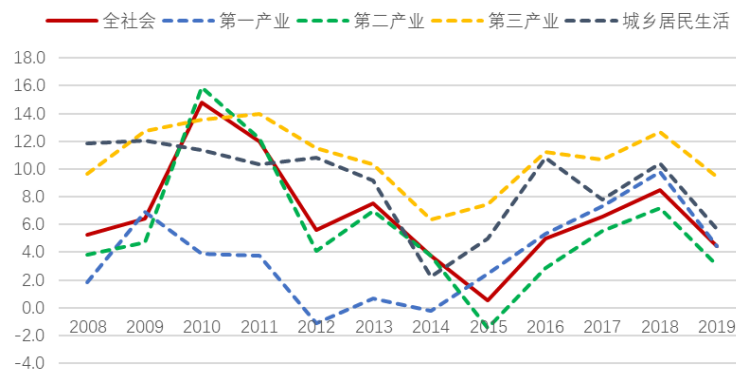


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

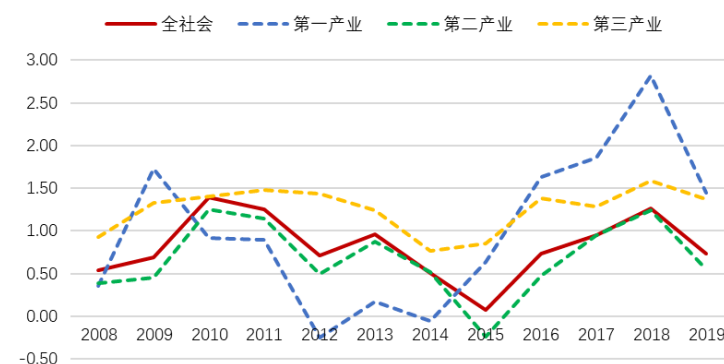
2、发展趋势

2.1、电量电价走势分析

用电量保持中高速增长。能源绿色转型加速电气化水平提升。从电量自身角度来看，考虑第三产业和城乡居民用电量占比提升且自身用电量增速较快，第二产业中，老基建支撑高耗能行业处于峰值平台期，5G 基站、数据中心、充电桩等新基建带动装备制造业用电量快速增长，我国全社会用电量有望保持中高速增长。从电力需求弹性来看，第三产业电力需求弹性超过 1，且基本稳定；第二产业电力需求弹性波动较大，但剔除 2015 年高耗能行业去产能和 2018 年高温、严寒天气明显增长等特殊影响，近年来也保持相对稳定；我国经济增长具有较强韧性，因而我国全社会用电量增速不会失速，大概率将保持在中高速增长区间，缓慢下行。

图 14: 全社会和一二三产、城乡居民生活用电量增速


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 15: 全社会和一二三次产业电力需求弹性系数


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

电能替代潜力有所下降, 但新型基础设施用电量将保持较快增长, 对用电量增速仍有较强拉动作用。电能替代主要集中于工业、交通、居民生活等领域, 随着电能替代更深入推进, 项目经济性逐步减弱抑制替代电量增长, 但考虑我国还有较大规模燃煤自备电厂, 电动汽车充换电、港口岸电方兴未艾, 经测算, 预计“十四五”期间每年电能替代电量仍可达到 1000 亿千瓦时。根据前瞻产业研究院等机构预测, 未来五年 5G 基站将新增 380 万座, 按平均业务负荷 50% 计算, 单站功率约为 3.1kW, 预计带来近 1000 亿千瓦时电量增长, 年均 200 亿千瓦时。

表 4: 国家电网、南方电网电能替代实施情况 (亿千瓦时)

	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	“十三五”规划目标
国家电网	1030	1150	1353	未披露	5800
南方电网	未披露	114	224	263	800
合计	/	1264	1577	/	6600

资料来源: 国家电网, 南方电网, 信达证券研发中心

销售电价基本稳定, 上网电价补贴逐步消退。销售电价方面, 2018-2020 年已连续三年降电价, 2018、2019 年降低一般工商业电价 10%, 2020 年降低大工业和一般工商业电价 5%; 考虑疫情和国际关系影响, 我国经济将处于恢复期和调整期, 电力行业让利实体经济的定位难以变化, 销售电压不具有上行空间, 将保持稳定或略有下降。上网电价方面, 2021 年和 2022 年起, 陆上风电和海上风电分别取消国补; 2019 年开始实行光伏补贴竞价新机制, 在确定的补贴资金预算总额下, 将上网电价作为重要竞争条件, 优先支持电价退坡力度大的项目, 以加速补贴退坡。新能源发电逐渐进入无补贴时代。

2.2、电源发展趋势

电源结构加快调整，新能源发电提速。我国政府关于温室气体减排最新承诺将提升我国减排速度，能源行业，特别是电力行业，是当前技术条件下减排最容易的领域，因而势必将成为减排“排头兵”。电源结构将加速调整，风电、光伏等新能源装机增速将有较明显提升。

水电建设趋缓，建设难度加大。过去十年，是我国水电开发的高峰期，全国新投产水电 1.3 亿千瓦，年均 1300 万千瓦。按照我国水电“三步走”发展战略，到 2020 年，我国常规水电装机容量将达 3.5 亿千瓦，到 2030 年，达到 4.3 亿千瓦，年均增长将下降至 800 万千瓦，低于“十二五”“十三五”水平。新建水电主要集中在金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江和黄河上游地区，这些地区山高坡陡、耕地匮乏、生态脆弱、安置容量有限，移民安置难度增加，建设成本快速攀升。

核电建设重启，沿海核电有望回归稳步发展。《中国核能发展报告（2020）》预计今年年底，我国在运核电机组达到 51 台（不含台湾地区），总装机容量 5200 万千瓦，在建核电机组 17 台以上，装机容量 1900 万千瓦以上；到 2025 年，在运核电装机达到 7000 万千瓦，在建 3000 万千瓦；到 2035 年，在运和在建核电装机容量合计将达到 2 亿千瓦。“十四五”及更远期，核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显，核电建设有望按照每年 6-8 台持续稳步推进。

煤电增长进一步趋缓，装机总量将于 2030 年前达峰。碳减排有力约束煤电装机增长，煤电装机将于 2030 年前达峰，峰值装机约为 13-13.5 亿千瓦。考虑新能源发电+储能对煤电的替代性，若二者成本加快下降，煤电峰值装机将进一步下降。

新能源消纳的主要约束将由体制向技术转变。回顾过去十年，新能源装机规模较小，限制其消纳的因素主要在于电源电网建设不同步，省间壁垒等方面，相对容易解决。截至 2019 年底，我国非化石能源发电装机占比已达 40.7%，风电、光伏发电等波动性电源装机占比达到 20.6%，多地已开始要求新能源电站配置储能以提升系统调节能力，考虑到温室气体减排倒逼下新能源装机增速将进一步提升，“十四五”期间新能源发电消纳约束将逐渐显现，制约其装机快速增长。

2.3、利益格局演化趋势

新能源发电、煤电、储能间的利益分配格局，有望随着辅助服务市场建立健全得以重塑。新能源发电成本快速下降，煤电承担调峰调频责任未得到合理补偿，储能（特别是电化学储能）具有较强调节能力但盈利模式不明，三者驱动辅助服务市场加快建立。结合国家抑制煤电、支持储能的政策导向，辅助服务市场建立后，新能源发电将支付辅助服务费用，发电成本提高；辅助服务费用一部分用来补偿煤电，改善其盈利。

深度转型下的电力行业分析框架

分析电力行业主要考虑三大元素，即需求侧的用电量，供给侧的各类电源，以及配置环节的电网。当新能源装机容量占比较小，电力系统对其发展约束较少，可以只考虑电量平衡和电力平衡，以此测算不同类型电源的发电量和收益情况。但随着能源绿色转型加深，新能源渗透率进一步提升，二氧化碳减排需求，电力系统运行要求，各个主体间利益平衡需要全面统筹

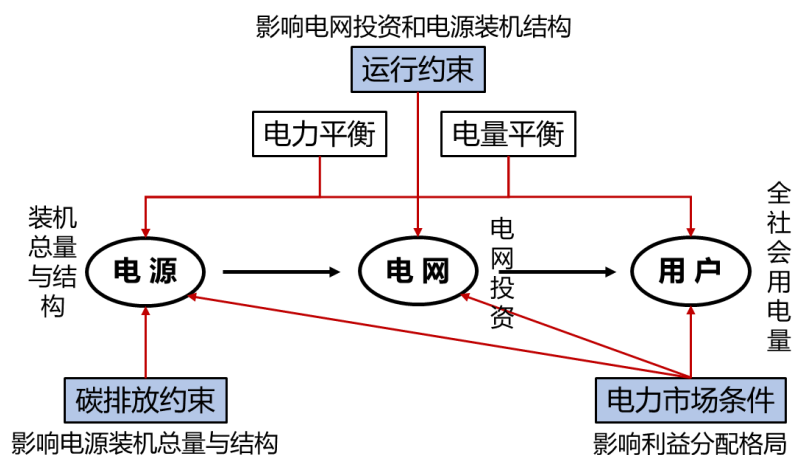
考虑，碳排放约束、电力系统运行约束和电力市场条件应当成为预测电力行业发展的关键约束条件，与传统电力电量平衡一并考虑。即深度转型背景下，分析电力行业应针对三个对象，统筹考虑五个约束：

三个对象：用电量、电源、电网

五个约束：碳排放约束+（电量平衡+电力平衡+运行约束）+电力市场条件

碳排放约束决定我国能源消费结构，进而影响各类型电源装机总量和结构；**运行约束**与电量平衡、电力平衡共同构成了电力系统的物理约束，决定了各类装机利用小时、新能源消纳率等关键参数；**电力市场条件**决定不同电源之间，电源、电网和用户之间的利益格局，如随着辅助服务市场建立健全，火电机组在参与电力系统调峰调频过程中，将获得合理补偿，新能源与火电之间的利益分配将出现变化。

图 16：深度转型下的电力行业分析框架



资料来源：信达证券研发中心

电力“十四五”发展情景分析与测算

1、电力需求预测

受新冠疫情影响，预计 2020 年全社会用电量同比增长 2.5%-3.0%，2021 年增幅扩大至 6.5%-7.5%。今年一、二、三季度全社会用电量增速逐季抬升，显示我国经济受到疫情冲击后快速恢复。前三季度全国全社会用电量达到 5.41 万亿千瓦时，同比增长 1.3%。展望四季度，经济延续稳定复苏态势，加之可能出现“拉尼娜现象”导致今年冬季偏冷，预计四季度全社会用电

量增速为 6%-8%，全年用电量达到 7.41-7.44 万亿千瓦时，同比增长 2.5%-3.0%。受扩大内需等政策带动，以及低基数影响，预计 2021 年全社会用电量将达到 7.9-8.0 万亿千瓦时，同比增长 6.5%-7.5%。

表 5: 2020 年前三季度用电量增长情况

	前三季度	一季度	二季度	三季度
全社会用电量同比增速	1.3%	-6.5%	3.9%	5.8%
第一产业用电量同比增速	9.6%	4.0%	11.9%	11.6%
第二产业用电量同比增速	0.5%	-8.8%	3.3%	5.8%
第三产业用电量同比增速	-0.2%	-8.3%	0.5%	5.9%
城乡居民生活用电量同比增速	6.0%	3.5%	10.6%	5.0%

资料来源：中电联，信达证券研发中心

表 6: 2020 年全社会用电量预测

假设 10-12 月同比增速	2020 年全社会用电量 (亿千瓦时)	年同比增速 (%)
6%	74059	2.50
7%	74247	2.76
8%	74435	3.02

资料来源：信达证券研发中心

预计 2025 年，全国全社会用电量 9.0-9.5 万亿千瓦时，“十四五”年均增长 4.0%-5.0%，“十四五”我国经济运行在合理区间，实施扩大内需战略，形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，发展质量进一步提高。预计“十四五”GDP 年均增速为 5.0%-5.5%。综合考虑新冠疫情、国际政治经济形势、产业结构调整及电气化水平提升等因素，基于弹性系数法进行测算，预计 2025 年，全国全社会用电量 9.0-9.5 万亿千瓦时，“十四五”年均增长 4.0%-5.0%，电力弹性系数 0.80-0.90。

2、电源装机测算

2.1、碳减排约束下电源装机测算

碳排放约束影响能源消费结构，碳达峰时间提前提升“十四五”非化石能源占能源消费总量比重目标。今年 9 月，我国更新碳排放承诺，“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”。相比 2015 年我国政府在巴黎气候大会上的承诺，存在两点变化：一是二氧化碳排放达峰时间从“2030 年左右”提前至“2030 年前”；二是首次提出了实现碳中和的时间。根据清华大学气候变化与可持续发展研究院测算，当前我国能源消费产生的 CO₂ 排放占总排放的比重近 90%。为了加速二氧化碳排放达峰，必然需要加大非化石能源利用，提升非化石能源占能源消费总量的比重。

既有政策情景下，2025 年非化石能源占能源消费总量比重约为 18%。《能源生产与消费革命战略（2016-2030）》提出，2030

年能源消费总量控制在 60 亿吨标准煤以内，基本保持稳定；能源结构调整取得明显进展，煤炭消费比重进一步降低，清洁能源成为能源增量主体，2020、2030 年非化石能源占能源消费总量的比重分别达到 15%、20%。国家发改委《关于 2019 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2020 年国民经济和社会发展计划草案的报告》显示，2019 年我国非化石能源占能源消费比重达 15.3%，提前一年完成“十三五”规划目标。按照原有政策路线，2025 年末，非化石能源占能源消费总量的比重大致将达到 18%。

碳排放倒逼我国进入强化政策情景，2025 年非化石能源占能源消费总量比重将提升至 20%。根据清华大学气候变化与可持续发展研究院《中国低碳发展战略与转型路径研究》，考虑我国能源和经济体系发展惯性，预计当前至 2030 年，我国将进入政策强化情景，2030 年之后进一步加速向 2°C 和 1.5°C 情景过渡。其中 2025 年非化石能源占能源消费总量的比重应达到 20%。

图 17: 我国中长期减排路径

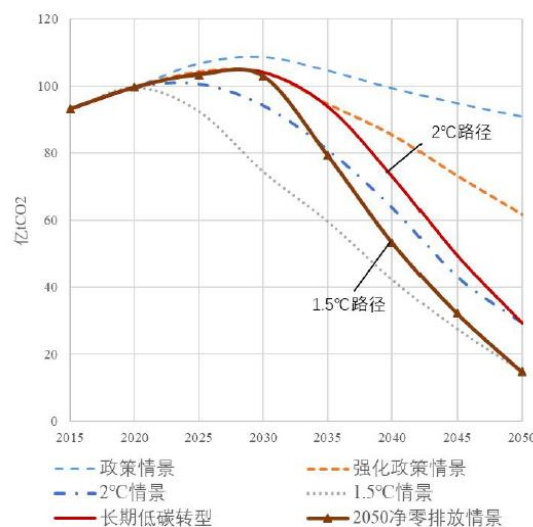


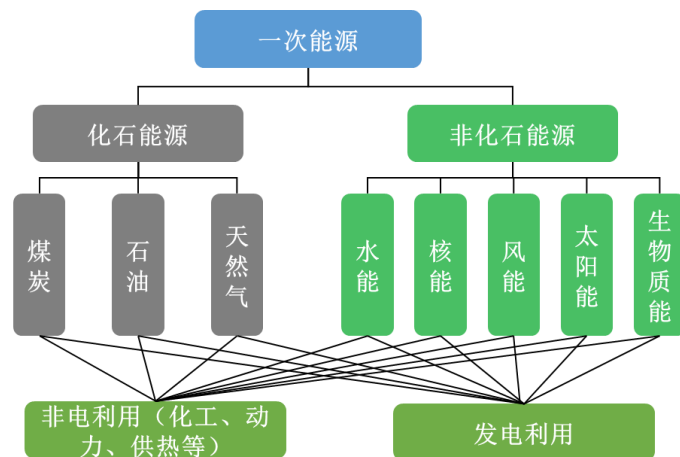
图 18: 强化政策情景下能源消费与 CO₂ 排放情况

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
GDP 年增长率 (%)		11.3	7.9	5.9	5.3	4.8	
5年GDP能源强度下降幅度 (%)		19.1	18.5	14.3	14.0	14.0	
能源消费量 (亿tce)	26.1	36.1	43.4	49.4	55.0	59.8	
能源消费结构	煤炭 (%)	72.4	69.2	63.7	57.0	51.0	45.0
	石油 (%)	17.8	17.4	18.3	18.5	18.0	17.0
	天然气 (%)	2.4	4	5.9	8.5	11.0	13.0
	非化石 (%)	7.4	9.4	12.1	16.0	20.0	25.0
单位能耗CO ₂ 强度 (kgCO ₂ /kg ce)	2.32	2.25	2.16	2.03	1.90	1.75	
CO ₂ 排放量 (亿t CO ₂)	60.6	81.3	93.7	100.3	104.5	104.6	
GDP的CO ₂ 强度5年下降幅度 (%)		21.5	21.2	19.7	19.4	20.6	
比2005年下降幅度 (%)				50.3	60.0	68.2	

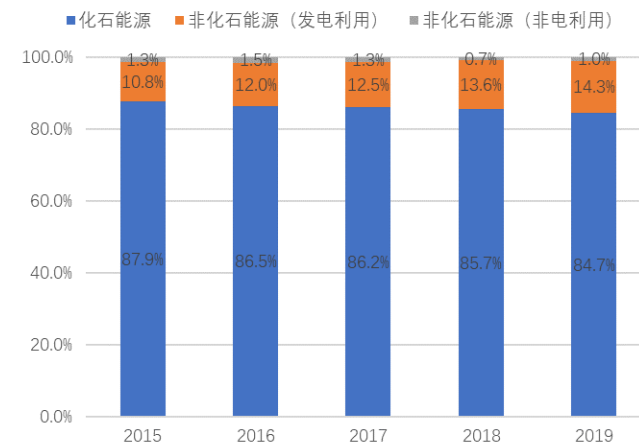
资料来源: 清华大学气候变化与可持续发展研究院, 信达证券研发中心

资料来源: 清华大学气候变化与可持续发展研究院, 信达证券研发中心

非化石能源消费包括发电利用和非电利用两种形式，非电利用的非化石能源约占能源消费总量的 1%。根据我国能源统计，非化石能源绝大多数以电力形式被消费，但也有少部分以热能、动力等非电形式被消费，这部分非化石能源在能源消费总量的占比约为 1%。

图 19: 一次能源分类及利用形式


资料来源: 能源局, 信达证券研发中心

图 20: 非化石能源在能源消费总量中的占比


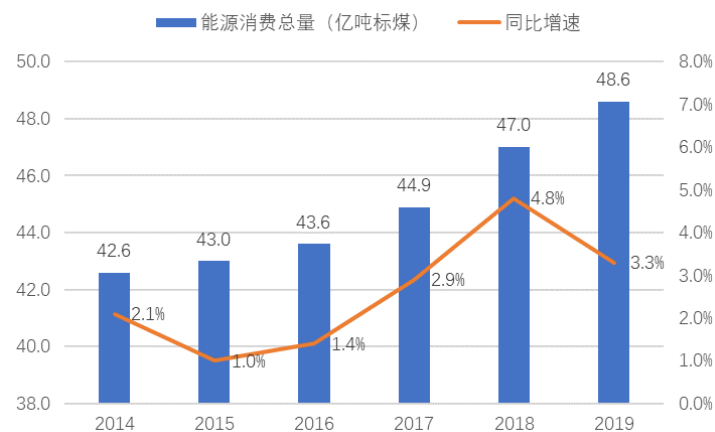
资料来源: 能源局, 信达证券研发中心

2025 年能源消费总量约为 54-58 亿吨标准煤。2019 年我国能源消费总量为 48.6 亿吨标准煤, 近五年年均增速 2.7%。根据中央 2017 年发布的《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》要求, 到 2030 年, 能源消费总量要控制在 60 亿吨标准煤以内。结合中石油、国家电网、清华大学等主要研究机构测算结果, 预计伴随我国经济高质量发展, 对能源消费总量和强度“双控”愈发严格, 2025 年我国能源消费总量大致会落于 54-58 亿吨标准煤区间, 2019-2025 年年均增速 1.8%-3.0%。

表 7: 主流研究机构对我国 2025 年能源消费总量的预测

研究机构	研究报告	2025 年我国能源消费总量 (亿吨标准煤)
中国石油经济技术研究院	《2050 年世界与中国能源展望》	53.3
国网能源研究院	《中国能源电力发展展望 2019》	55.0-55.9
清华大学气候变化与可持续发展研究院	《中国低碳发展战略与转型路径研究》	55

资料来源: 信达证券研发中心

图 21: 我国能源消费总量及增速


资料来源: 电力规划设计总院, 信达证券研发中心

设置非化石能源在能源消费总量中的占比分别为 18%、19%、20%三个情景进行测算, 保守估计非电利用非化石能源占比, 确定用于发电的非化石能源在能源消费总量中的占比分别为 17.5%、18.5%、19.5%。2015-2019 年, 我国非电利用的非化石能源占能源消费总量的比重约为 1%。考虑发电利用非化石能源和化石能源未来较快增长, 我们按照 0.5%保守估计非电利用非化石能源占比, 因而用于发电的非化石能源在能源消费总量中的占比分别为 17.5%、18.5%、19.5%。

三个情景下, 考虑不同能源消费总量, 非化石能源发电量需要达到 31500-37700 万亿千瓦时。我国计算能源消费总量采用发电煤耗法, 2019 年 6000 千瓦及以上电厂供电标准煤耗为 306.9 克/千瓦时, 较 2018 年下降 0.7 克/千瓦时, 假设 2025 年下降至 300 克/千瓦时。特别地, 生物质发电折算一次能源消费时, 对应煤耗实际高于上述供电标准煤耗, 由于具体数值获取困难, 因而与其他非化石能源发电一并采用上述供电煤耗, 将会导致风电、光伏装机测算数据略微偏高。

表 8: 各情景下非化石能源发电量

能源消费总量 (亿吨标准煤)	非化石能源占比 非化石能源(发电利用)占比	18%	19%	20%
54		31500	33300	35100
55		32083	33917	35750
56		32667	34533	36400
57		33250	35150	37050
58		33833	35767	37700

资料来源: 信达证券研发中心

2025 年常规水电、核电、生物质发电量预计达到 21820 亿千瓦时。水电、核电方面, 由于其建设周期较长, 因此 2025 年两

类电源装机容量已基本确定，保守估计将达到 3.8 亿千瓦、0.7 亿千瓦；生物质发电方面，据《中国新能源发电分析报告》统计，截至 2019 年底装机容量达到 2254 万千瓦，同比增长 26.6%，发电量 1111 亿千瓦时，平均利用小时数为 4929。保守估计装机年均增长 10%，至 2025 年底将达到 0.4 亿千瓦。

表 9: 2025 年常规水电、核电、生物质装机及发电量预测

	装机容量 (亿千瓦)	利用小时	发电量 (亿千瓦时)
水电	3.8	3800	14440
核电	0.7	7200	5040
生物质发电	0.4	4500	2340
合计	4.9		21820

资料来源: 信达证券研发中心

根据当前运行经验，光伏较风电更好消纳，因而假设风电光伏装机比为 40%:60%、45%:55%两个情景进行测算。

既有政策情景下，2025 年非化石能源在能源消费总量中的占比达到 18%，预计风电、光伏总装机 6.2-7.9 亿千瓦，其中风电装机 2.8-3.2 亿千瓦；光伏装机 3.4-4.7 亿千瓦，年均新增装机。

强化政策情景下，2025 年非化石能源在能源消费总量中的占比达到 20%，预计风电、光伏总装机 8.5-10.5 亿千瓦，其中风电装机 3.8-4.2 亿千瓦，光伏装机 4.7-6.3 亿千瓦。截至 2020 年底，预计风电、光伏总装机达到 4.8 亿千瓦，其中风电 2.4 亿千瓦，光伏 2.4 亿千瓦。因此“十四五”风电年均新增装机 2800-3600 万千瓦 (28-36GW)，光伏年均新增装机 4600-7800 万千瓦 (46-78GW)。

表 10: 40%风电 60%光伏时装机容量 (亿千瓦)

能源消费总量 (亿吨标准煤)	非化石能源占比	18%	19%	20%
	非化石能源 (发电利用) 占比	17.5%	18.5%	19.5%
54	风电	2.55	3.02	3.49
	光伏	3.82	4.53	5.24
55	风电	2.70	3.18	3.67
	光伏	4.05	4.78	5.50
56	风电	2.85	3.35	3.84
	光伏	4.28	5.02	5.76
57	风电	3.01	3.51	4.01
	光伏	4.51	5.26	6.01
58	风电	3.16	3.67	4.18
	光伏	4.74	5.51	6.27

资料来源: 信达证券研发中心

表 11: 45%风电 55%光伏时装机容量 (亿千瓦)

能源消费总量 (亿吨标准煤)	非化石能源占比 非化石能源 (发电利用) 占比	18%	19%	20%
54	风电	2.79	3.31	3.83
	光伏	3.41	4.05	4.68
55	风电	2.96	3.49	4.02
	光伏	3.62	4.26	4.91
56	风电	3.13	3.67	4.21
	光伏	3.82	4.48	5.14
57	风电	3.30	3.85	4.39
	光伏	4.03	4.70	5.37
58	风电	3.47	4.02	4.58
	光伏	4.24	4.92	5.60

资料来源: 信达证券研发中心

产业界和资本市场对“十四五”新能源发展高度乐观, 普遍预计风光年均装机在 1.1 亿千瓦 (110GW) 以上。我们的测算低于市场上主流观点, 预期差异来自以下三方面: 一是其他机构对能源消费总量预期偏高, 部分机构预测能源消费总量超过 60 亿吨标准煤, 已超过国家 2030 年规划目标; 二是未考虑非化石能源的非电利用, 这部分能源消费在能源消费总量中的占比在 0.5% 以上, 若不扣除, 将高估新能源装机 6000-7000 万千瓦; 三是错用发电煤耗, 我国统计一次能源消费总量时, 将水电、风电、光伏发电等可再生能源发电量通过发电煤耗法折算为一次能源消费, 该参数实为电力行业统计中的供电煤耗, 发电煤耗; 采用发电煤耗计算可再生能源发电对应的一次能源消费量偏小, 因而在利用非化石能源占比倒推新能源装机时, 结果会偏大。

表 12: 关于“十四五”新能源规划装机的各方观点

观点	
2020 年北京国际风能大会《风能北京宣言》	“十四五”风电年均新增装机应在 6000 万千瓦 (60GW) 以上, 总共新增 3 亿千瓦 (300GW)
兴业证券	“十四五”年均新增装机 116-160GW, 80-115GW 光伏, 36-45GW 风电
国泰君安	18%非化石能源占比下, 预计“十四五”期间风光年均新增装机将超过 100GW; 20%非化石能源占比下, “十四五”期间风电光伏年均新增装机为 141GW (风电 51GW+光伏 90GW)
天风证券	20%非化石能源占比下, 风光年均装机 112-148GW, 其中光伏 66-109GW, 风电 32-54GW

资料来源: 信达证券研发中心

2.2、考虑电力系统整体运行的电源装机测算

基于电力电量平衡, 考虑系统运行过程中调峰要求和各区域电网之间电力交换等因素, 结合全球能源互联网发展合作组织等

机构研究成果，测算得到几种情形下的电源装机和发电量情况。

1) 既有政策情景

常规转型情景下，考虑全社会用电量按照中性预期增长至 9.2 万亿时，风电、光伏装机容量达到 8 亿千瓦，煤电装机增加 1.5 亿千瓦，达到 12.5 亿千瓦，利用小时较 2019 年下降约 80 小时。

表 13: 既有政策情景下的电源装机和发电量

装机类型		装机容量 (亿千瓦)	利用小时	发电量 (万亿千瓦)
火电	煤电	12.5	4284	5.35
	气电	1	2696	0.27
	生物质发电及其他	0.7	4487	0.31
水电	常规水电	3.8	3851	1.46
	抽水蓄能	0.7	/	//
	核电	0.72	7291	0.52
	风电	3.7	2103	0.78
	光伏发电	4.3	1152	0.50
	总计	27.42	/	9.2

资料来源: 信达证券研发中心

2) 强化政策情景

常规转型情景下，尽量控制新增煤电装机，考虑全社会用电量按照中性预期增长至 9.2 万亿千瓦，风电、光伏装机容量达到 9.7 亿千瓦，煤电装机增加 1 亿千瓦，达到 12 亿千瓦，利用小时较 2019 年下降约 110 小时，并且需要加装电化学储能装机弥补系统调峰能力不足。

表 14: 强化政策情景下的电源装机和发电量

装机类型		装机容量 (亿千瓦)	利用小时	发电量 (亿千瓦)
火电	煤电	12	4249	5.10
	气电	1.2	2693	0.32
	生物质发电及其他	0.7	4476	0.31
水电	常规水电	3.8	3850	1.46
	抽水蓄能	0.7	/	/
	核电	0.72	7276	0.52
	风电	3.9	2098	0.82
	光伏发电	5.8	1135	0.66

电化学储能	0.2	/	/
总计	28.92	/	9.2

资料来源：信达证券研发中心

3) 0 煤电增长情景

全球能源互联网发展合作组织发布《中国能源转型与“十四五”电力规划研究》报告，对 0 煤电增长情景进行了测算。我们对这一结果进行校验认为，光伏、气电利用小时明显偏高，对煤电灵活性改造带来的调峰能力增长过于乐观。相应调整后，预计电化学储能装机需求至少需要 0.7-0.8 亿千瓦。

0 煤电增长情景需要新增大量电化学储能和气电机组，成本较高。同时，若全社会用电量超预期增长，由 9.2 万亿千瓦时提高至 9.5 亿千瓦时，将由新能源发电+电化学储能满足增量需求，供电成本进一步快速走高。

表 15: 全球能源互联网发展合作组织关于 0 煤电增长情景测算结果

装机类型		装机容量 (亿千瓦)	利用小时	发电量 (万亿千瓦)
火电	煤电	11	4105	4.52
	气电	1.52	3882	0.59
	生物质发电及其他	0.65	3846	0.25
水电	常规水电	3.92	3776	1.48
	抽水蓄能	0.68		
	核电	0.72	7083	0.51
	风电	5.36	1903	1.02
	光伏发电	5.51	1543	0.85
	光热发电	0.09	3333	0.03
	电化学储能	0.4		
	总计	29.86		9.22

资料来源：全球能源互联网发展合作组织，信达证券研发中心

碳排放达峰提前，加快“十四五”能源转型步伐，我们的主要判断如下：一是各类电源仍需要协同发展，煤电装机 0 增长等极端情景需要新增大量气电和电化学储能，成本高企，难以实现；二是在不放开 95%消纳率要求的条件下，火电、水电等传统电源或将无法为系统提供足够的调节能力，需要新增千万千瓦级电化学储能支撑系统运行；三是在中性预期下，2025 年全社会用电量达到 9.2 万亿千瓦时（“十四五”年均增速 4.5%），预计新能源新增 4.9 亿千瓦装机（年均 9800 万千瓦），达到 9.7 亿千瓦，煤电新增 1 亿千瓦装机（年均 2000 万千瓦），达到 12 亿千瓦，但平均利用小时将小幅下降。

3、电网建设分析

“十四五”乐观估计将建成投运“六交七直”，总投资约 2500 亿元，较“十三五”建成投运的“十一交九直”，总投资下降 27%。

从在建和待核准工程看，在建“三直”，即蒙西-晋中特高压交流和雅中-江西、陕北-武汉、乌东德-广西-广东（已部分投产）特高压直流；待核准“两直”，即白鹤滩-江苏、白鹤滩-江苏特高压直流。

从未来需求看，3 条特高压直流有望在“十四五”开工建设，华北、西南、华中等地区用电量增速快，预计“十四五”陇东-山东、哈密北-重庆、金上-湖北 3 条特高压直流工程有望开工建设；特高压交流主要围绕华中“日”字型环网和福建-厦门特高压工程，但华中特高压交流环网批复进度存在不确定性。华中“日”字型特高压交流环网包括驻马店-南阳、驻马店-武汉、武汉-荆门、武汉-南昌、南昌-长沙、南阳-荆门-长沙 6 项工程，其中驻马店-南阳工程已贯通，其余 5 项待核准。

参考已建成工程投资金额测算，上述特高压直流工程投资约 1800 亿，特高压交流工程投资约 700 亿元，交直流工程总投资约为 2500 亿元。

电力“十四五”投资分析

1、看好新能源长期发展，但中短期存在不及预期风险

2030 年前碳达峰政策目标大体对应 2025 年非化石能源占比提前达到 20%（原方向为 2030 年达到该比例），加速新能源发展。通过非化石能源占比推算新能源装机，在满足 20%非化石能源占比条件下，“十四五”新能源装机将达到 8.5-10.5 亿千瓦，即新增 3.7-5.7 亿千瓦；考虑电力系统整体运行，进一步测算，能够看到新能源装机新增 5.7 亿千瓦的难度较大。目前权益市场存在对风电、光伏“十四五”规划装机预期过热的现象，普遍预期新能源新增装机高于 6 亿千瓦，或较未来公布的实际规划有较大预期差，在此提示不达预期的风险。

2、煤电在悲观预期下存在超预期可能，建议关注容量补偿机制和辅助服务市场建设进展

“十四五”期间煤电大概率从装机到电量仍将总体保持增长。加速新能源发展压制煤电利用小时数的增长，从测算结果来看，中性预期下煤电平均利用小时降幅有限。相比利用小时，短期更应关注动力煤价格走势。当前动力煤价格已走出谷底逐步上行，预计明年上半年煤电企业业绩下行概率较大。然而煤电、新能源博弈加剧，倒逼容量市场、辅助服务市场加快建立。建议重点关注煤电在悲观预期下超预期可能性，以及容量补偿机制和辅助服务市场定价机制建立后，为煤电企业带来的额外收益下的机会。

3、水电平稳发展，建议关注大型水电站投产带来的业绩增长机会

预计“十四五”期间可投产常规水电 4000-5000 万千瓦，中小水电进一步减少，建议关注乌东德、白鹤滩、两河口、杨房沟等大型水电站投产带来的业绩增长机会。

4、看好电化学储能发展，“十四五”有望开启储能在电力系统大规模应用时代

当前电化学储能在电力系统中的应用规模较小，“十四五”期间，随着“提升新能源装机+严控煤电装机”政策组合的实施，电化学储能将在电力系统中加快应用，装机规模预计将达到千万千瓦级。

5、预计特高压投资走低，叠加电网剥离装备制造业务，或将出现量价齐跌

预计“十四五”特高压投资明显低于“十三五”，加之国家电网剥离装备制造业务，特高压产业链或将迎来量价齐跌。

风险提示

1、经济减速，用电量增速大幅下滑，2、碳减排目标调整，3、新能源大规模接入导致电网无法安全稳定运行等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

周杰，煤炭科学研究总院采矿工程硕士，中国人民大学工商管理硕士，2017年5月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

杜冲，同济大学经济与管理学院硕士，曾任国泰君安证券研究所交通运输行业、煤炭开采行业分析师，擅长从行业基本面挖掘价值投资机会。2020年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

陈昕，清华大学电气工程硕士，北京大学国家发展研究院经济学双学士，曾任国网能源研究院研究员，工程师，具有四年实业研究经验，2020年8月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
销售团队	韩秋月	13911026534	hanqiyue@cindasc.com
华北	唐蕾	18610350427	tanglei@cindasc.com
华北	卞双	13520816991	bianshuang@cindasc.com
华北	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北	刘晨旭	13816799047	liuchexu@cindasc.com
华北	顾时佳	18618460223	gushijia@cindasc.com
华东	王莉本	18121125183	wangliben@cindasc.com
华东	孙斯雅	18516562656	sunsiya@cindasc.com
华东	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东	张琼玉	13023188237	zhangqiongyu@cindasc.com
华东	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华南	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南	杨诗茗	13822166842	yangshiming@cindasc.com

分析师声明

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

免责声明

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

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

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

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

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

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

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

评级说明

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

风险提示

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

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