

中国能源大数据报告（2022）

2022 年 7 月

目 录

第一章 能源发展综述.....	1
一、宏观经济形势.....	1
二、能源生产及供应.....	4
三、能源消费.....	9
四、能源投资.....	13
五、能源效率.....	15
六、碳市场运行.....	17
七、能源政策.....	20
第二章 煤炭行业发展.....	23
一、煤炭供需.....	23
二、煤炭市场.....	26
三、煤炭储运.....	29
四、煤炭政策.....	31
第三章 石油行业发展.....	35
一、原油供需.....	35
二、成品油供需.....	37
三、石油储运.....	41
四、石油政策.....	43
第四章 天然气行业发展.....	46
一、天然气供需.....	46
二、天然气储运.....	48
三、天然气价格.....	50
四、天然气政策.....	51
第五章 电力行业发展.....	55
一、电力生产.....	55
二、电力消费.....	58
三、电力基建.....	63
四、电力体制改革形势与政策.....	65
第六章 非化石能源发展.....	70
一、总体发展概况.....	70

二、水电.....	72
三、风电.....	74
四、太阳能发电.....	76
五、核电.....	79
六、生物质发电.....	80
七、非化石能源政策.....	81
第七章 储能氢能发展.....	84
一、储能.....	84
二、氢能.....	88

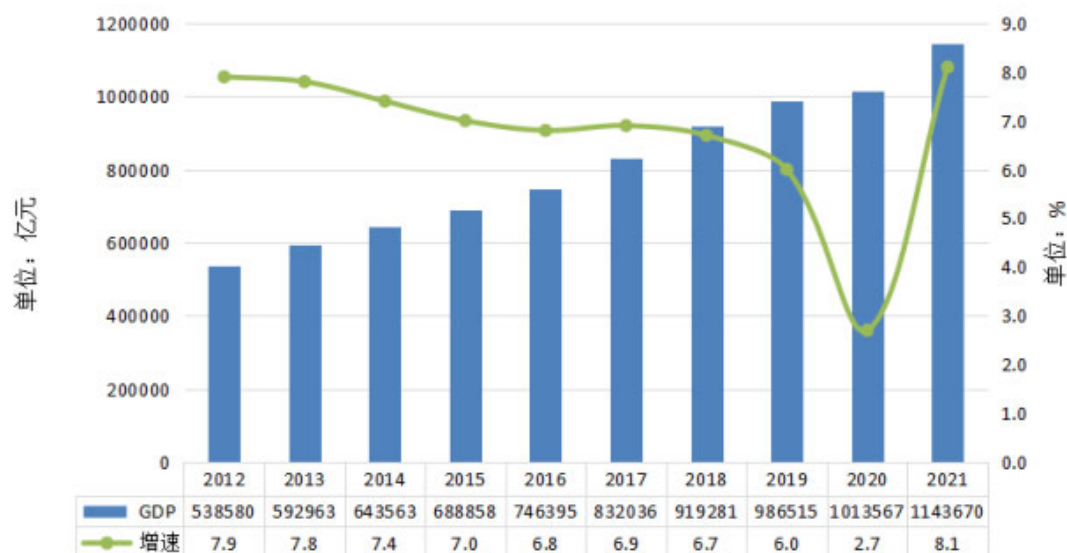
第一章 能源发展综述

一、宏观经济形势

1.2021 年国民经济持续恢复，国内生产总值两年平均增长 5.1%

2021 年，面对复杂严峻的国际环境和国内疫情散发的多重考验，我国国民经济持续恢复发展，改革开放创新深入推进，民生保障有力有效，构建新发展格局迈出新步伐，高质量发展取得新成效，实现“十四五”良好开端。

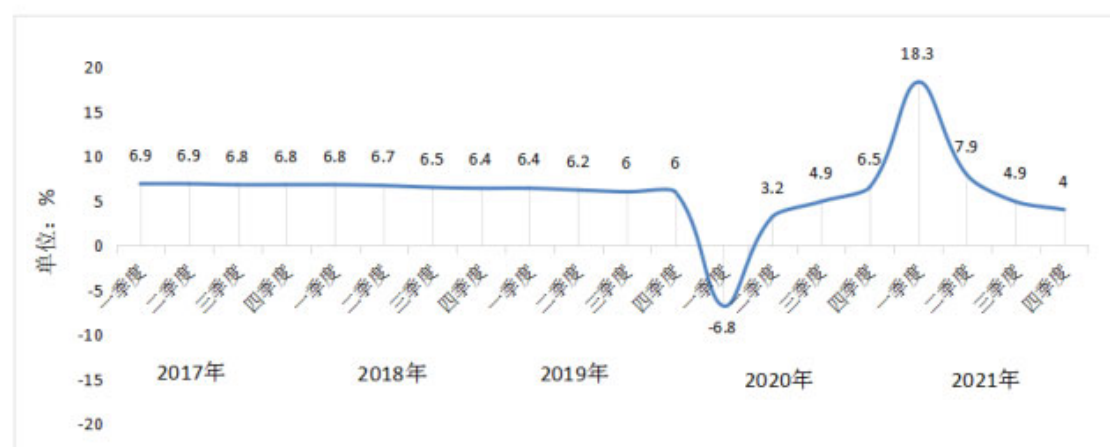
据国家统计局初步核算，2021 年国内生产总值 1143670 亿元，比上年增长 8.1%，高于 6%以上的预期目标，两年平均增长 5.1%。全年最终消费支出拉动国内生产总值增长 5.3 个百分点，资本形成总额拉动国内生产总值增长 1.1 个百分点，货物和服务净出口拉动国内生产总值增长 1.7 个百分点。全年人均国内生产总值 80976 元，比上年增长 8.0%。



(数据来源：国家统计局)

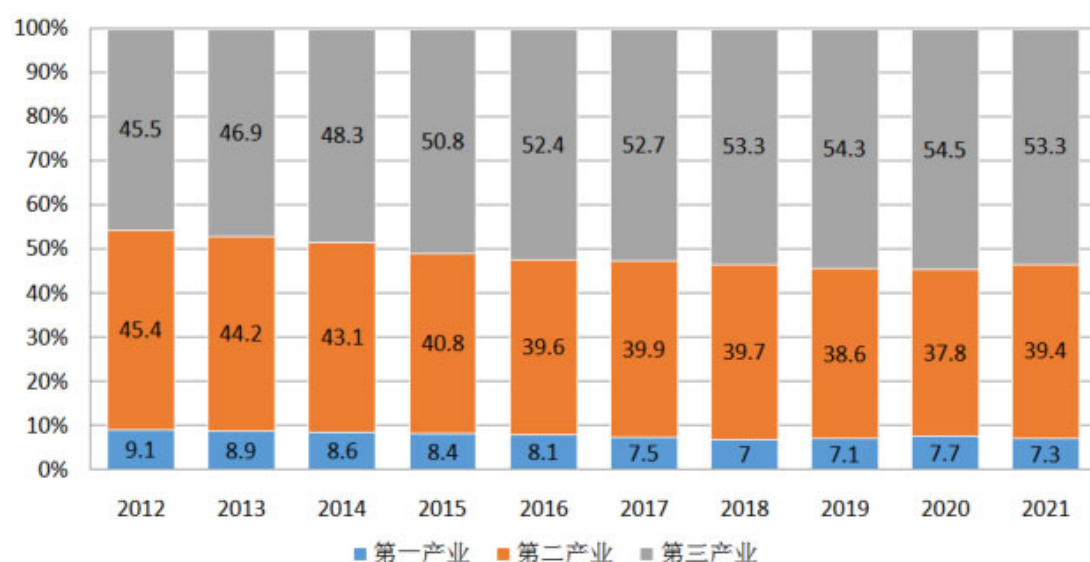
图 1-1 2012-2021 年国内生产总值及增速

分季度看，2021 年一季度国内生产总值同比增长 18.3%，二季度增长 7.9%，三季度增长 4.9%，四季度增长 4.0%。按两年平均算，分别增长 4.9%、5.5%、4.9%、5.2%，经济运行总体平稳。总体上看，2021 年季度增速与上年受疫情影响的基数有直接关系，但受河南、陕西水灾以及南京疫情等因素影响，三季度开始增速明显放缓。



(数据来源：国家统计局)

图 1-2 2017-2021 年各季度 GDP 增速



(数据来源：国家统计局)

图 1-3 2012-2021 年三次产业增加值占 GDP 比重

2. 产业发展水平提升，新产业新业态新模式加速成长

2021 年，第一产业增加值 83086 亿元，比上年增长 7.1%；第二产业增加值 450904 亿元，增长 8.2%；第三产业增加值 609680 亿元，增长 8.2%。

从占比看，2021 年第一产业增加值占国内生产总值比重为 7.3%，第二产业增加值比重为 39.4%，第三产业增加值比重为 53.3%。疫情影响下，第三产业增加值占比略有回落，与 2018 年持平，这是近年来第三产业增加值首次回落。

新产业新业态新模式加速成长。全年规模以上工业中，高技术制造业增加值比上年增长 18.2%，占规模以上工业增加值的比重为 15.1%；装备制造业增加值增长 12.9%，占规模以上工业增加值的比重为 32.4%。全年规模以上服务业中，

战略性新兴产业营业收入比上年增长 16.0%。全年高技术产业投资比上年增长 17.1%。全年新能源汽车产量 367.7 万辆，比上年增长 152.5%；集成电路产量 3594.3 亿块，增长 37.5%。

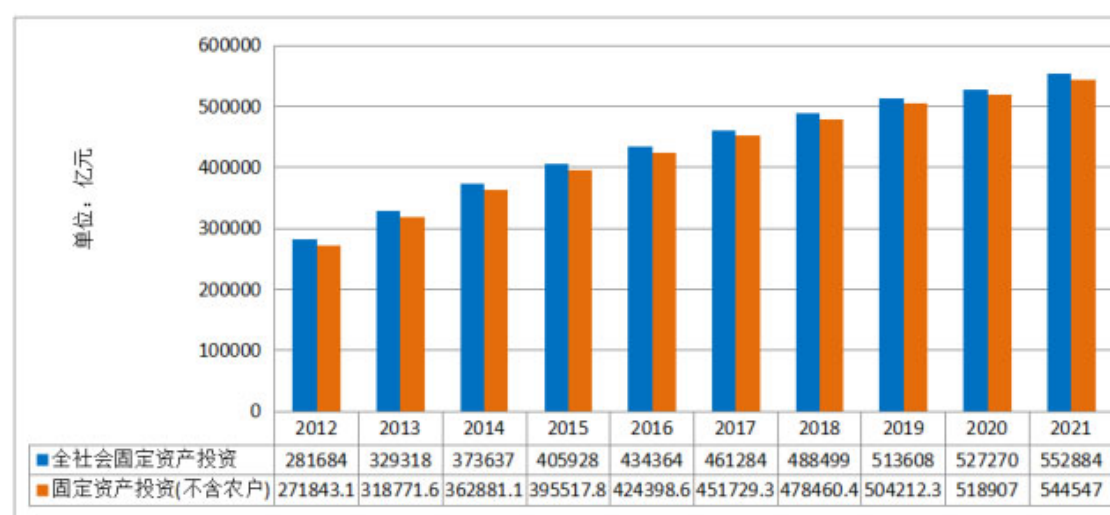
2021 年，全国规模以上工业企业实现利润总额 87092 亿元，比上年增长 34.3%，比 2019 年增长 39.8%，两年平均增长 18.2%。分门类看，采矿业利润 10391 亿元，比上年增长 190.7%；制造业 73612 亿元，增长 31.6%；电力、热力、燃气及水生产和供应业 3089 亿元，下降 41.9%。

3. 固定资产投资稳步增长，制造业投资增长 13.5%

2021 年，全社会固定资产投资 552884 亿元，比上年增长 4.9%。固定资产投资（不含农户）544547 亿元，增长 4.9%。在固定资产投资（不含农户）中，分区域看，东部地区投资增长 6.4%，中部地区投资增长 10.2%，西部地区投资增长 3.9%，东北地区投资增长 5.7%。

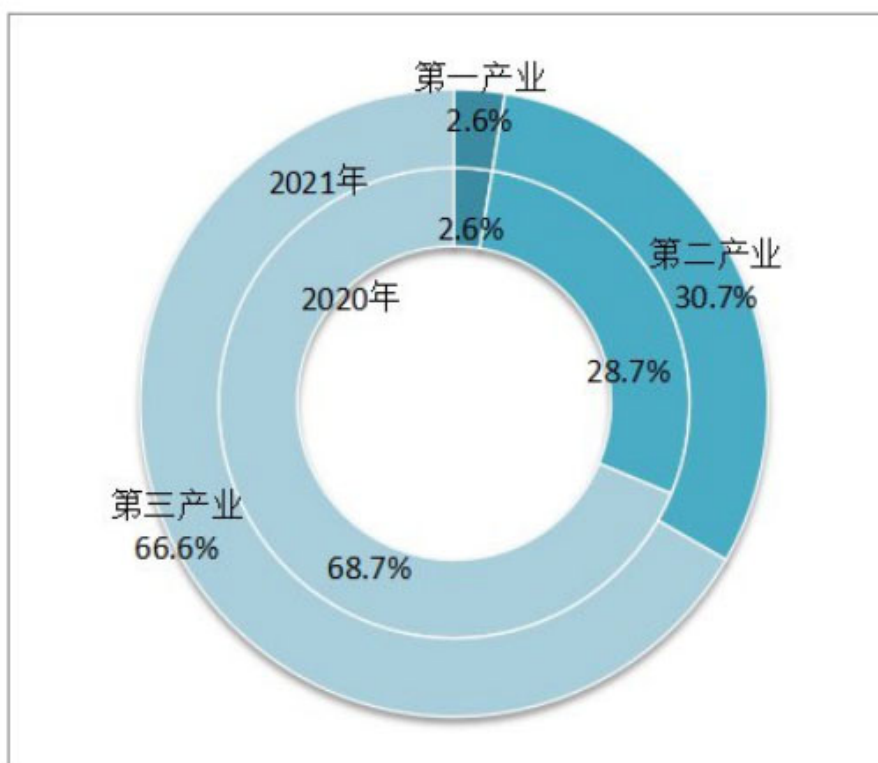
在固定资产投资（不含农户）中，第一产业投资 14275 亿元，比上年增长 9.1%；第二产业投资 167395 亿元，增长 11.3%；第三产业投资 362877 亿元，增长 2.1%。民间固定资产投资 307659 亿元，增长 7.0%。基础设施投资增长 0.4%，制造业投资增长 13.5%。社会领域投资增长 10.7%。

与近年来三次产业投资占比相比，第二产业投资一改持续收缩态势，2021 年占比回升 2 个百分点。



（数据来源：国家统计局）

图 1-4 2012-2021 年全社会固定资产投资



(数据来源: 国家统计局)

图 1-5 2020、2021 年三次产业投资占固定资产投资(不含农户)比重

二、能源生产及供应

1. 能源生产稳步增长，安全供应能力进一步增强

2021 年，随着增产保供政策持续推进，能源生产稳步增长，安全供应能力进一步增强。2021 年，原煤、原油、电力生产增速比上年加快，天然气生产增速放缓。

2021 能源生产

一次能源生产总量 43.3 亿吨标准煤，同比增长 6.2%。

原煤产量 41.3 亿吨，同比增长 5.7%。

原油产量 19888.1 万吨，同比增长 2.1%。

天然气产量 2075.8 亿立方米，同比增长 7.8%。

发电量 85342.5 亿千瓦时，同比增长 9.7%。



注：2020 年及之前增速系计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 1-6 2012-2021 年能源生产总量及增速

原煤

2021 年，面对煤炭供应偏紧、价格大幅上涨等情况，煤炭生产企业全力增产增供，加快释放优质产能，全年原煤产量 41.3 亿吨，比上年增长 5.7%，有效保障人民群众安全温暖过冬和经济平稳运行。

油气

2021 年，油气生产企业不断加大勘探开发力度，推动增储上产，力保经济民生用油用气。全年原油产量 19888.1 万吨，比上年增长 2.1%，增速比上年加快 0.5 个百分点，连续三年企稳回升；原油加工产量为 70355.4 万吨，创下新高，同比增长 4.3%，比 2019 年增长 7.4%，两年平均增长 3.6%。全年天然气产量 2075.8 亿立方米，比上年增长 7.8%。天然气产量首次突破 2000 亿立方米，也是连续 5 年增产超过 100 亿立方米。

电力

电力生产企业坚持民生优先，努力提升电力供应水平，全力保障经济民生用电需求。全年发电量 85342.5 亿千瓦时，同比增长 9.7%；火电发电量 58058.7 亿千瓦时，同比增长 8.9%；水电发电量 13390 亿千瓦时，同比减少 1.2%；核电发电量 4075.2 亿千瓦时，同比增长 11.3%。

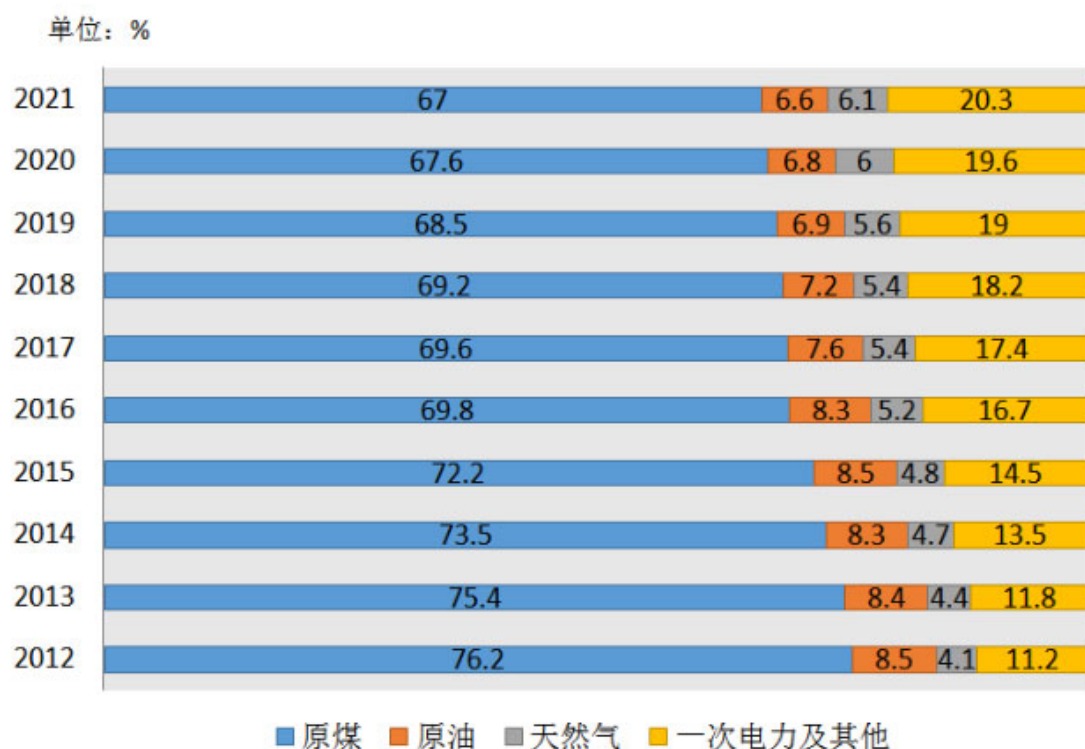
表 1-1 2012-2021 年主要能源品种生产总量

年份	原煤产量 (亿吨)	原油产量 (万吨)	天然气产量 (亿立方米)	发电量(亿千瓦时)
2012	39.45	20747.80	1106.08	49875.53
2013	39.74	20991.90	1208.58	54316.35
2014	38.74	21142.90	1301.57	57944.57
2015	37.47	21455.58	1346.10	58145.73
2016	34.11	19968.52	1368.65	61331.60
2017	35.24	19150.61	1480.35	66044.47
2018	36.98	18932.42	1601.59	71661.33
2019	38.46	19101.41	1753.62	75034.28
2020	39.00	19476.86	1924.95	77790.60
2021	41.30	19888.10	2075.80	85342.50

(数据来源：国家统计局)

2.能源生产结构持续优化

2021 年，我国清洁能源继续快速发展，占比进一步提升，能源结构持续优化。在相当长的时期内，虽然煤炭的比重将逐步降低，但煤炭主体能源地位短期内难以改变。



(数据来源：国家统计局)

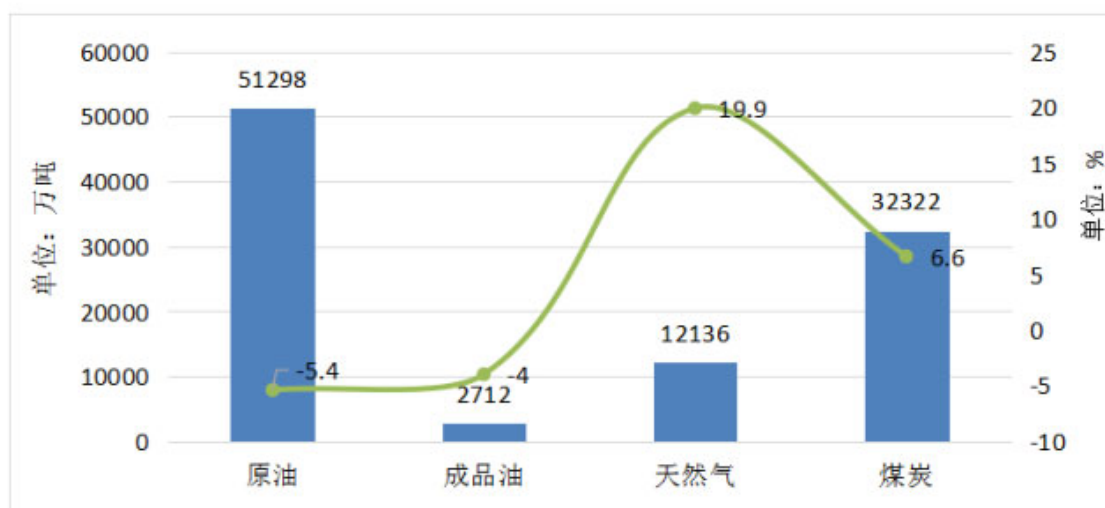
图 1-72012-2021 年能源生产结构

近十年来，不同品种能源占比呈现不同趋势。原煤生产占比持续下降，2021 年较 2012 年下降 8.6 个百分点。原油生产总量占比持续下降，2021 年较 2012 年下降 1.9 个百分点。天然气生产占比略有提升，2021 年较 2012 年提升 2 个百分点，水电、核电、风电等一次电力生产占比大幅提升，2021 年较 2012 年提升 8.5 个百分点。

非化石能源发展迈上新台阶。2021 年，我国非化石能源发电装机历史性突破 10 亿千瓦，达到 111720 万千瓦，同比增长 13.4%，占总发电装机容量比重约为 47%，比上年提高 2.3 个百分点，历史上首次超过煤电装机比重。非化石能源发电量 2.9 万亿千瓦时，同比增长 12.0%；占全口径总发电量的比重为 34.6%。风电、光伏发电、水电、生物质发电装机规模连续多年稳居世界第一。清洁能源消纳持续向好，2021 年水电、风电、光伏发电平均利用率分别约达 98%、97%和 98%。

3 能源进口量有涨有跌

2021 年，我国能源产品进口量有涨有跌，原油进口量同比减少 5.4%，天然气进口量同比增长 19.9%，煤及褐煤进口量同比增长 6.6%。



（数据来源：海关总署）

图 1-8 2021 年能源进口量及增速

2021 年以来，国际油价破位上涨，原油的进口成本大幅走高，抑制了部分进口需求。国内天然气需求强劲增长，而国内天然气产量增速不及消费增速，管道气及 LNG 进口量实现双增长。国内煤炭市场供需关系紧张，内贸煤价格持续上行，外煤在价格上优势明显，企业对进口煤的采购意愿增强，煤炭进口量同比上涨。

2021 年原油、成品油进口

原油进口 51298 万吨，同比减少 5.4%，金额 16618 亿元，同比增加 34.4%。

成品油进口 2712 万吨，同比减少 4.0%，金额 1078 亿元，同比增加 31.6%。

2021 年天然气进口

天然气进口 12136 万吨（约合 1675 亿立方米），同比增长 19.9%，金额 3601 亿元，同比增加 56.3%。

2021 年煤炭进口

进口煤及褐煤 32322 万吨，同比增长 6.6%，金额 2319 亿元，同比增加 64.1%。

表 1-2 2012-2021 年我国能源进口情况

年份	煤及褐煤(万吨)	原油(万吨)	天然气(亿立方米)	电力(亿千瓦时)
2012	28841	27103	421	69
2013	32702	28174	525	75
2014	29120	30837	591	68
2015	20406	33550	611	62
2016	25543	38101	746	62
2017	27090	41957	946	64
2018	28189	46189	1246	57
2019	29967	50568	1332	49
2020	30399	54201	1403	—
2021	32322	51298	1675	—

(数据来源：国家统计局、海关总署)

党的十八大以来，能源民生工程建设力度持续加大，无电人口用电问题历史性解决，光伏扶贫工程惠及 415 万贫困户，北方地区冬季清洁取暖率超过 70%，油品质量标准世界领先，建成世界最大规模的电动汽车充电网络，经受住了新冠肺炎疫情和地震、极端天气等自然灾害的严峻考验，以清洁低碳、安全高效的能源供给有力保障了民生福祉持续改善，为脱贫攻坚、乡村振兴和建设美丽中国发挥了重要作用。

三、能源消费

1.能源消费需求逐步回升

2021 年，随着我国经济社会秩序持续稳定恢复，国内经济复苏和出口订单增长远超预期，能源需求也呈逐步回升态势。全年能源消费总量 52.4 亿吨标准煤，比上年增长 5.2%，两年平均增长 3.7%。煤炭消费量增长 4.6%，原油消费量增长 4.1%，天然气消费量增长 12.5%。2021 年，受能耗双控和坚决遏制“两高”项目盲目发展政策、同期基数抬升等因素影响，能源消费增速呈逐季回落态势。



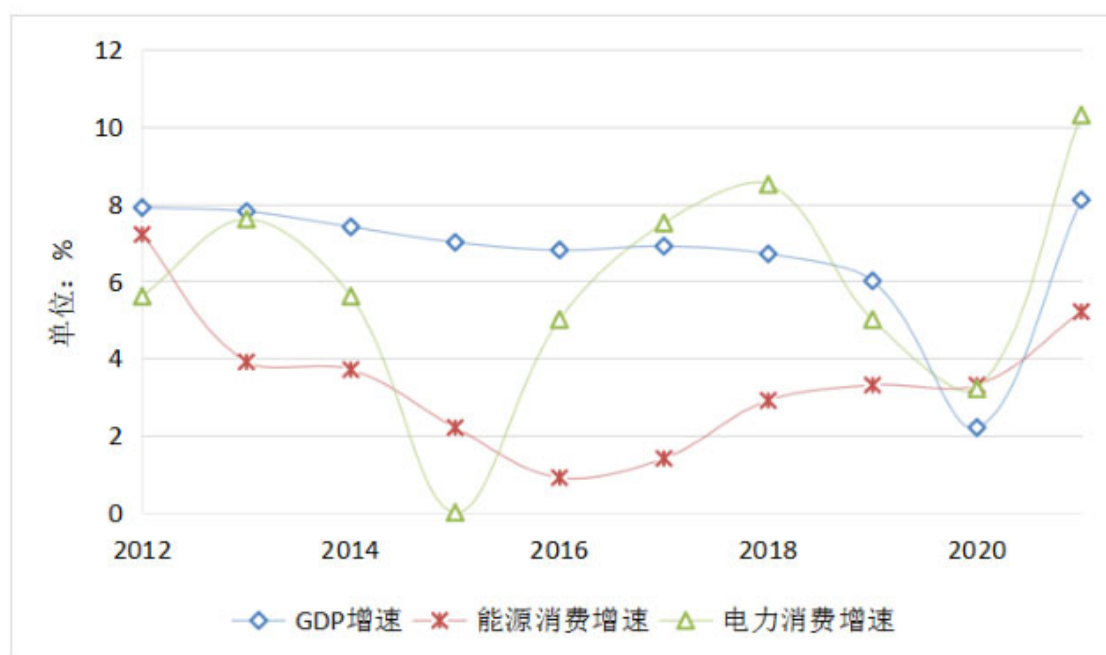
(数据来源: 国家统计局)

图 1-9 2012-2021 年能源消费总量及增速

2012 年以来, 能源消费总量处于低速增长状态, 以较低的能源消费增速支撑着经济的中高速发展。

2021 年, 电力消费增长创下自 2012 年来最高纪录。全社会用电量同比增长 10.3%, 达到 8.3 万亿千瓦时; 年度用电增量约为“十三五”时期五年增量的一半。2021 年, 全社会用电量两年平均增长 7.1%。

电力消费增速持续高于能源消费增速, 我国电气化进程持续推进, 预计该趋势在未来将继续维持。国内生产总值、能源消费与电力消费变化趋势基本一致, 能源、电力对我国经济发展起到重要支撑作用。



(数据来源: 国家统计局)

图 1-10 2012-2021 年 GDP 增速、能源消费增速、电力消费增速对比表 1-3 2012-2021 年主要能源品种消费量（单位：万吨标准煤）

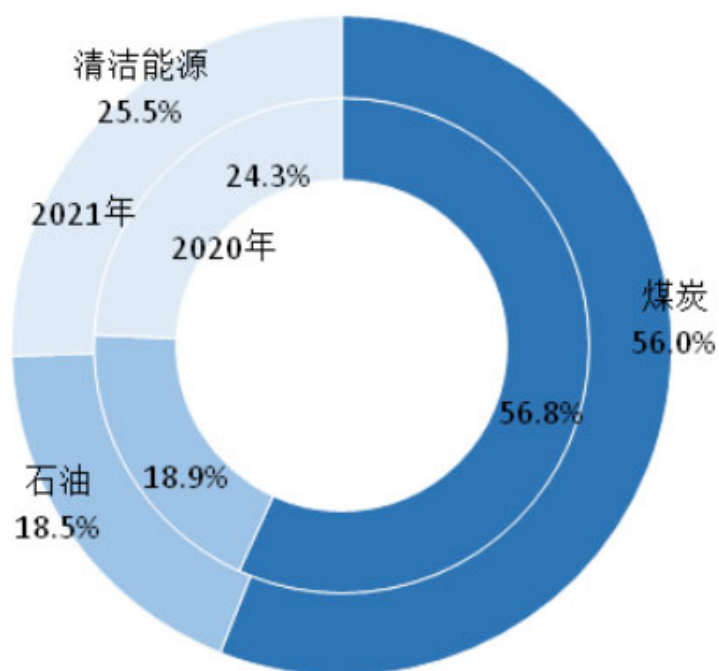
年份	煤炭消费总量	石油消费总量	天然气消费总量	水电、核电、风电等消费总量
2012	275464.53	68363.46	19302.62	39007.39
2013	280999.36	71292.12	22096.39	42525.13
2014	279328.74	74090.24	24270.94	48116.08
2015	273849.49	78672.62	25364.40	52018.51
2016	270207.78	80626.52	27020.78	57963.93
2017	270911.52	84323.45	31397.03	61897
2018	273760	87696	36192	66352
2019	281280.6	92622.7	38999.0	74585.7
2020	282864	94122	41832	79182
2021	293440	96940		133620

注：2020、2021 年数据系计算所得

（数据来源：国家统计局）

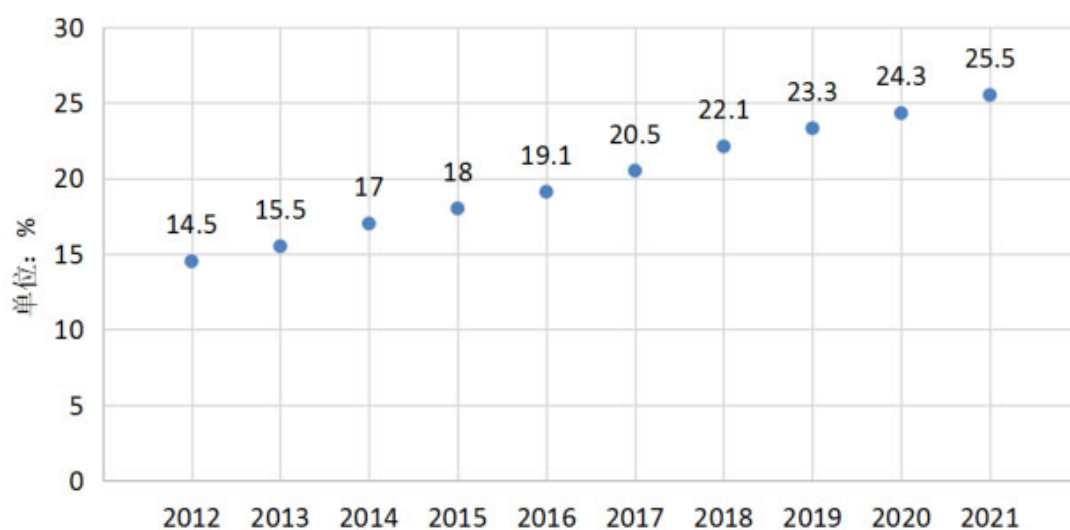
2. 能源消费结构向清洁低碳加快转变

2021 年，煤炭消费量占能源消费总量的 56.0%，比上年下降 0.9 个百分点。天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的 25.5%，较上年上升 1.2 个百分点，比 2012 年提高了约 11 个百分点，能源消费结构向清洁低碳加快转变。



(数据来源：国家统计局)

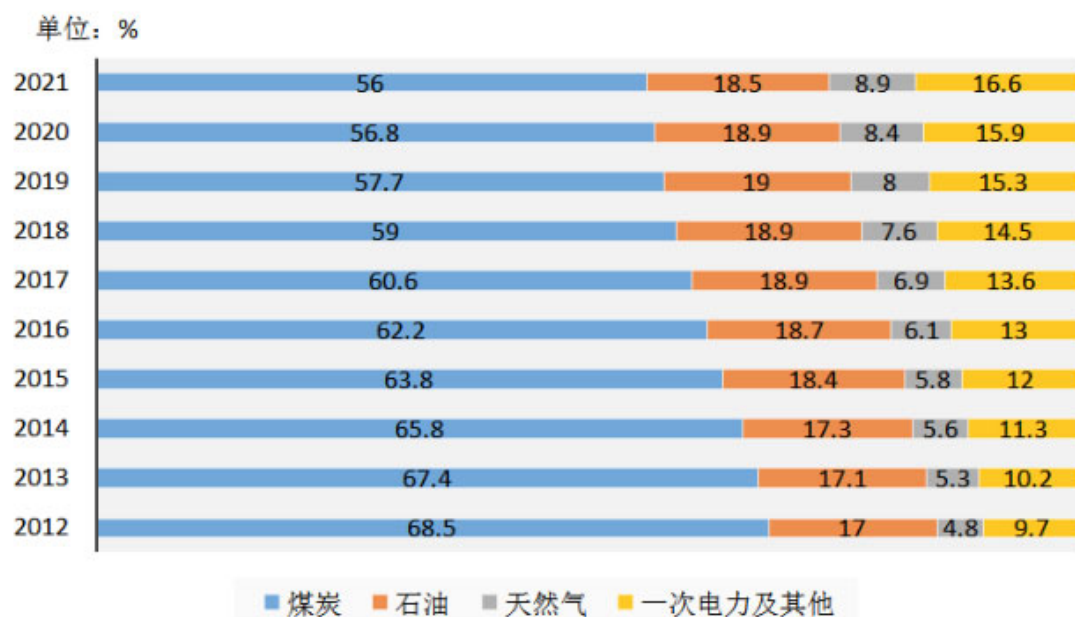
图 1-11 2020、2021 年能源消费结构



(数据来源：国家统计局)

图 1-12 2012-2021 年清洁能源消费占能源消费总量的比重

从近年能源消费结构数据看，煤炭消费占比呈下降趋势，2018 年跌至 60% 以下，占比持续下降。清洁能源消费占能源消费总量的比重从 2012 年的 14.5% 上升到 2022 年的 25.5%，几近翻番。总体看，我国能源构成中，煤炭处于主体性地位，石油和天然气对外依存度高，清洁能源消费占比在持续提升。



（数据来源：国家统计局）

图 1-13 2012-2021 年能源消费结构

北方地区清洁取暖面积约 156 亿平方米，清洁取暖率达到 73.6%，替代散煤（含低效小锅炉用煤）1.5 亿吨以上。能源与生态环境友好性明显改善，能源节约型社会加快形成，能源消费结构更加优化。

四、能源投资

1. 国内投资情况

2021 年，我国采矿业投资同比增长 10.9%，制造业投资同比增长 13.5%，电力、热力、燃气及水生产和供应业投资同比增长 1.1%。

2021 年电源投资

电源基本建设投资完成额 5530 亿元，同比增长 4.5%。水电投资 988 亿元，同比下降 7.4%。火电投资 672 亿元，同比增长 18.3%。

核电投资 538 亿元，同比增长 41.8%。

2021 年电网投资

电网基本建设投资完成额 4951 亿元，同比增长 1.1%。新增 220 千伏及以上变电设备容量 24334 万千伏安，同比增长 9.2%。

新增 220 千伏及以上输电线路回路长度 32220 千米，同比降低 8.0%。

表 1-4 2012-2021 年能源行业固定资产投资（不含农户）（单位：亿元）

年份	煤炭采选业	石油及天然气 开采业	石油加工 及炼焦业	电源投资	电网投资
2012	5370	3077	2500	3732	3661
2013	5213	3821	3039	3872	3856
2014	4684	3948	3208	3686	4119
2015	4007	3425	2539	3936	4640
2016	3038	2331	2696	3408	5431
2017	2648	2649	2677	2900	5339
2018	2804	2630	2947	2721	5373
2019	3635	3306	3313	3139	4856
2020	3609	2327	3624	5292	4896
2021	—	—	—	5530	4951

（数据来源：国家统计局）

2. 涉外投资情况

2021 年对外非金融类直接投资额 7332 亿元，比上年下降 3.5%，折 1136 亿美元，增长 3.2%。其中，对“一带一路”沿线国家非金融类直接投资额 203 亿美元，增长 14.1%。

采矿业

对外非金融类直接投资额 49.8 亿美元，同比减少 2.2%。

制造业

对外非金融类直接投资额 184 亿美元，同比减少 7.9%。

电力、热力、燃气及水生产和供应业

对外非金融类直接投资额 48.9 亿美元，同比增加 75.9%。

《2022 年能源工作指导意见》提出，要扎实推进能源务实合作。在有效防范对外投资风险的前提下加强同有关国家的能源资源合作。大力支持发展中国家能源绿色低碳发展。巩固深化传统能源领域合作和贸易，务实推动核电领域海外合作，建设运行好海外能源合作项目，深化周边电力互联互通。加强与各

国在绿色能源、智慧能源等方面的交流合作。建成一批绿色能源合作示范项目，让绿色切实成为共建“一带一路”的底色。

五、能源效率

1.能源利用效率不断提升

2021 年，全年全国万元国内生产总值能耗比上年下降 2.7%。党的十八大以来，我国不断推进能源生产革命，加快清洁低碳化进程，优化能源结构，提高能源利用效率。经济结构不断优化升级，经济从要素驱动、投资驱动转向创新驱动，经济发展方式正从规模速度型粗放增长转向质量效率型集约增长。

2021 年，重点耗能工业企业单位电石综合能耗下降 5.3%，单位合成氨综合能耗与上年持平，吨钢综合能耗下降 0.4%，单位电解铝综合能耗下降 2.1%，每千瓦时火力发电标准煤耗下降 0.5%。



（数据来源：国家统计局）

图 1-14 2012-2021 年万元国内生产总值能耗降低率

我国持续推动燃煤发电机组节能降耗改造，截至 2021 年底，火电平均供电煤耗降至 302.5 克标准煤/千瓦时，比 2012 年下降了 6.9%；持续加强工业各领域节能降耗，依法依规淘汰落后产能，加快推广节能工艺技术和电能替代。

2021 年水电、风电、光伏发电平均利用率分别约达 98%、97%和 98%，核电年均利用小时数超过 7700 小时。

2.万元国内生产总值二氧化碳排放持续下降

2021 年，全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降 3.8%。近年来，全国各地围绕大气污染防治攻坚任务，扎实推进减煤替代和电能替代，实现能源清洁高

效利用，全国万元国内生产总值二氧化碳排放持续下降。根据《2030 年前碳达峰行动方案》，到 2025 年，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%。

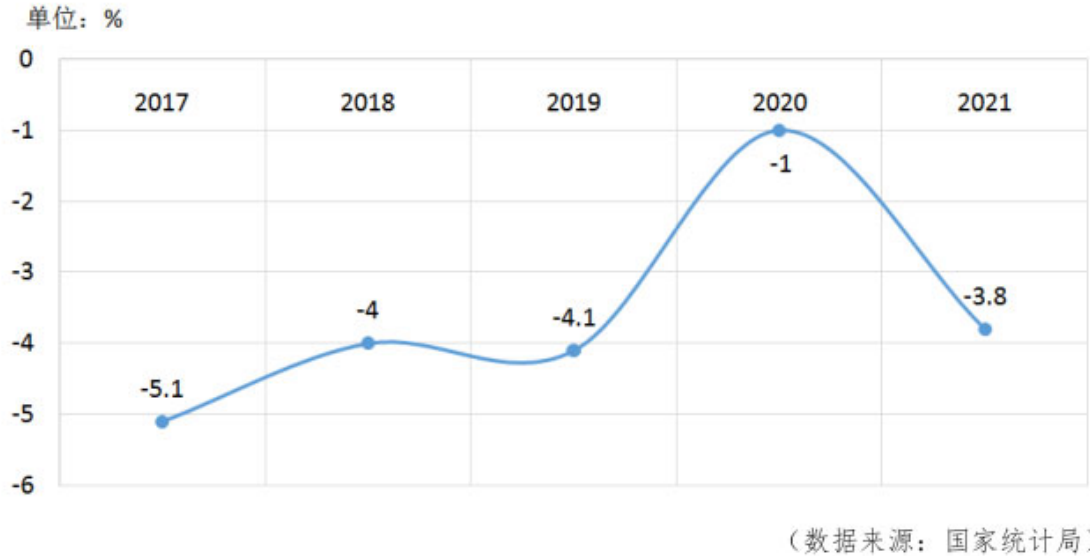
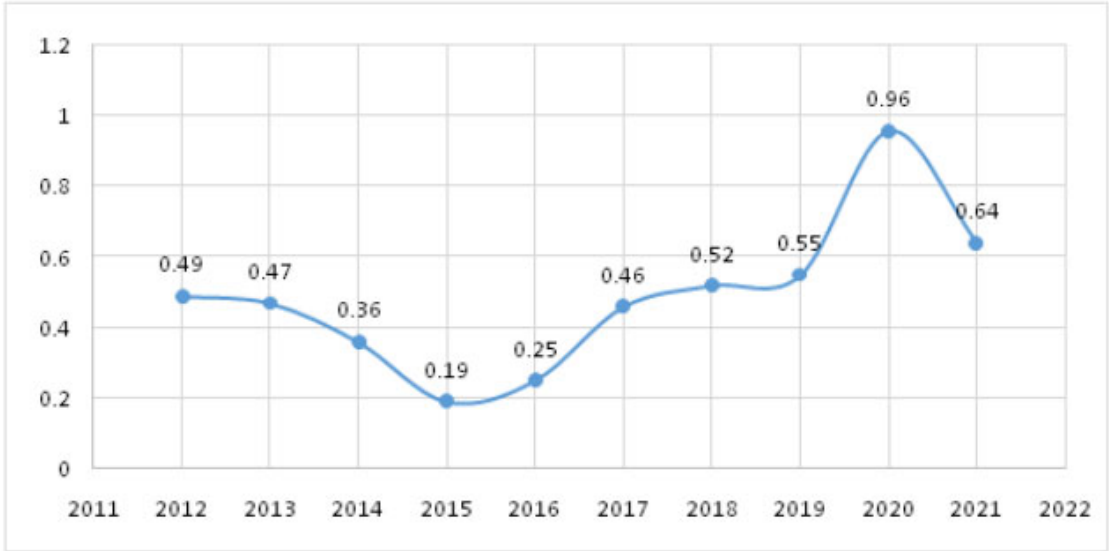


图 1-15 2017-2021 年全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降情况

3.能源消费弹性系数下降

能源消费弹性系数是指能源消费的增长率与国内生产总值增长率之比，是反映能源消费增长速度与国民经济增长速度之间比例关系的指标，能够反映经济增长对能源的依赖程度。据测算，2021 年能源消费弹性系数为 0.64，电力消费弹性系数为 1.27。



注：2021 年数据系计算所得

(数据来源：国家统计局)

图 1-16 2012-2021 年能源消费弹性系数

十年数据来看，2015 年 0.19 为近十年最低点，近几年来保持在 0.5 上下。2020 年因疫情对经济发展造成严重冲击，国内生产总值增速从 2019 年的 6% 下降到 2.3%，造成能源消费弹性系数明显提升。2021 年有所回调。若按两年增速均值来算，能源消费弹性系数则为 0.73。

六、碳市场运行

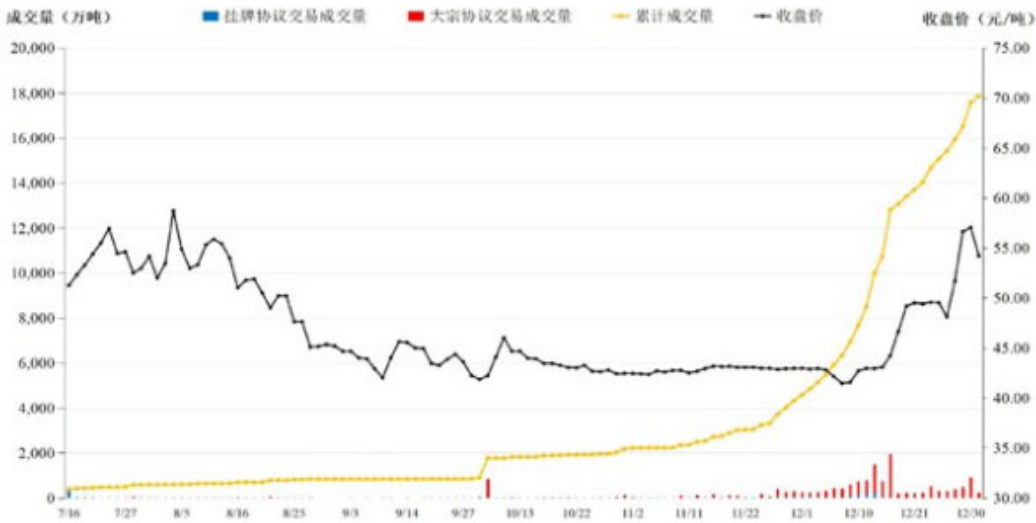
1. 碳市场建设取得积极成果

2021 年，全国碳排放交易市场活跃度明显提升。2021 年 7 月 16 日，全国碳市场正式启动，第一个履约周期于 2021 年 12 月 31 日结束，纳入发电行业重点排放单位 2162 家，覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放量，是全球规模最大的碳市场。

表 1-5 2021 年全国碳市场成交数据

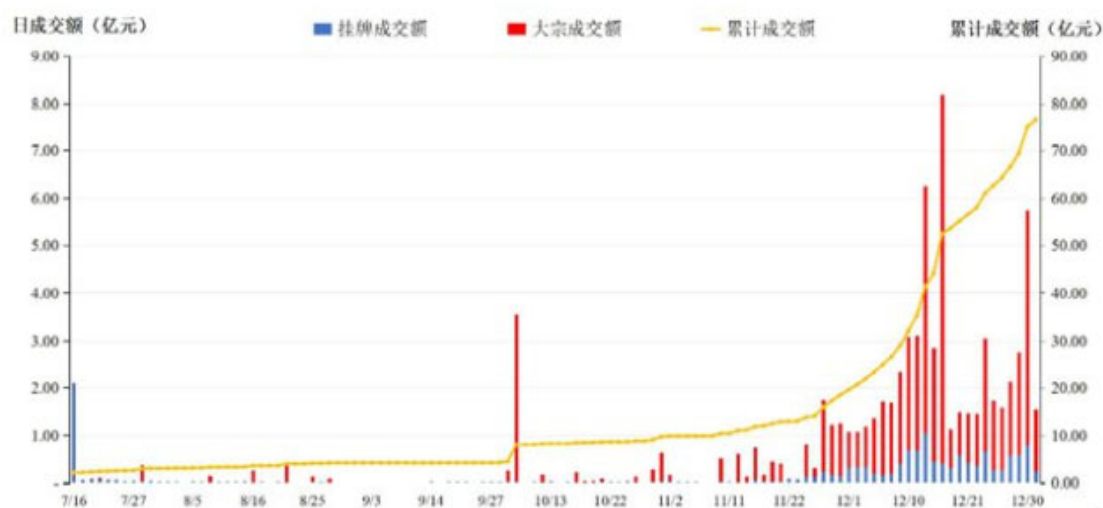
交易品种	最高价 (元/吨)	最低价 (元/吨)	收盘价 (元/吨)			成交量 (万吨)	成交额 (亿元)	交易方式
			7 月 16 日	12 月 31 日	涨跌幅			
CEA	62.29	38.5	51.23	54.22	5.84%	3077.46	14.51	挂牌协议交易
						14801.48	62.10	大宗协议交易
						17878.94	76.61	合计

(来源：上海环境能源交易所)



(来源：上海环境能源交易所)

图 1-17 2021 年全国碳市场累计成交量及收盘价



(来源：上海环境能源交易所)

图 1-18 2021 年全国碳市场成交额

数据显示，截至 2021 年 12 月 31 日，全国碳排放权交易市场共运行 114 个交易日，碳排放配额（CEA）累计成交量 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元。周期内履约完成率为 99.5%。

其中，挂牌协议交易累计成交量 3077.46 万吨，累计成交额 14.51 亿元；大宗协议交易累计成交量 14801.48 万吨，累计成交额 62.10 亿元。12 月 31 日收盘价 54.22 元/吨，较首日开盘价上涨 12.96%。碳市场运行健康有序，交易价格稳中有升，促进企业减排温室气体和加快绿色低碳转型的作用初步显现。

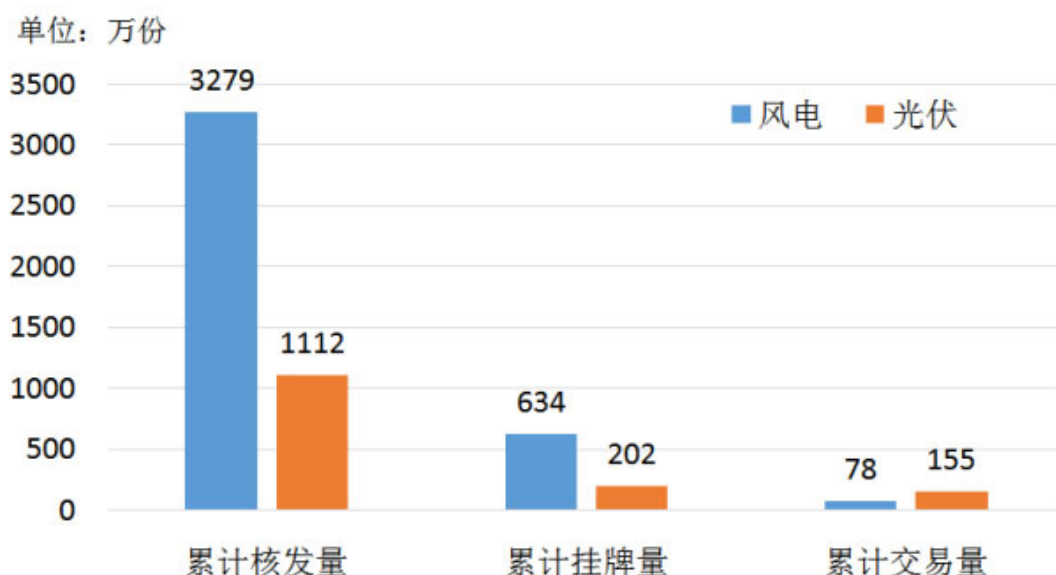
2. 绿证交易率有较大提升

绿证是我国对发电企业每兆瓦时非水可再生能源上网电量颁发的具有独特标识代码的电子证书，是非水可再生能源发电量的确认和属性证明以及消费绿色电力的唯一凭证。

2017 年，我国依托可再生能源发电项目信息管理系统，试行为陆上风电、光伏发电企业（不含分布式光伏发电）所生产的可再生能源发电量发放绿色电力证书。2020 年，生物质发电纳入绿证交易范围。

根据绿证认购平台数据进行测算，2017 年 7 月正式启动以来至 2022 年 6 月 9 日，风电、光伏累计核发量分别为 3279 万份、1112 万份，累计挂牌量分别为 634 万份、202 万份，累计成交量分别为 78 万份、155 万份。

从挂牌率看，绿证挂牌量的比例不足核发量的五分之一。从交易率看，光伏交易量占挂牌量比值较高，达到 76.73%。但与核发量、挂牌量的绝对值对比看，风电、光伏交易量均较小。

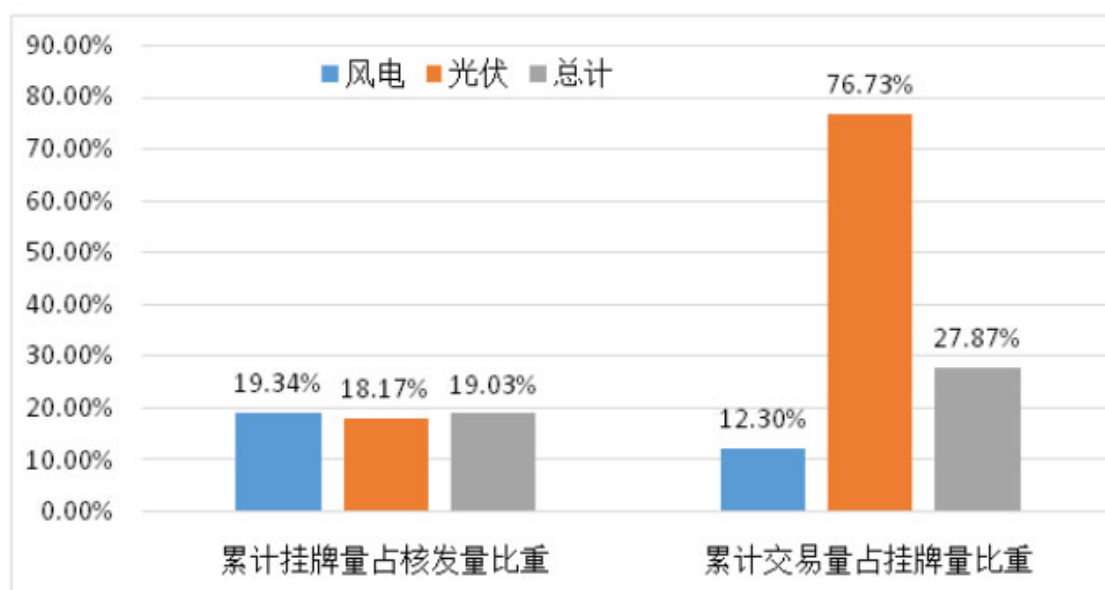


注：数据截至 2022 年 6 月 9 日

(来源：根据绿证认购平台测算)

图 1-19 我国绿证交易实际完成量

2021 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》中提出，尽快研究建立绿色电力交易市场，并推动绿色电力交易。2021 年 8 月，《绿色电力交易试点工作方案》提出通过开展绿电专场交易，对参与绿电交易的新能源发电主体核发绿证，在流通环节将绿色属性标识和权益凭证直接赋予绿电产品，实现绿证和绿电的同步流转，从而充分还原绿色电力的商品属性。2022 年 1 月，国家发展改革委等七部门联合印发的《促进绿色消费实施方案》提出，建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制，市场化用户通过购买绿色电力或绿证完成可再生能源消纳责任权重。同月，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出，做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。在系列政策的积极推动下，2021 年以来绿证交易率有较大程度提升。据华经产业研究院数据，2021 年 1 月，风电、光伏及总体交易率分别为 1.30%、0.03%、1.19%，而 2022 年 6 月 9 日，这三个数据分别提升为 12.30%、76.73%、27.87%。

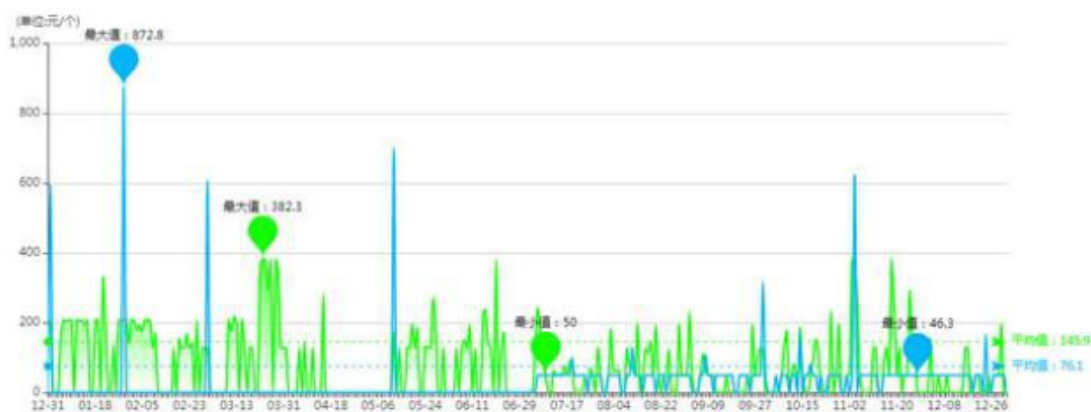


注：数据截至 2022 年 6 月 9 日

（来源：根据绿证认购平台测算）

图 1-20 我国绿证交易实际完成量占比

根据绿证认购交易平台的数据，2021 年我国风电绿证和光伏绿证成交的平均价格分别为 145.9 元/个、76.1 元/个。其中，补贴项目风电绿证和光伏绿证成交的平均价格分别为 193.3 元/个、649.9 元/个，非补贴项目风电绿证和光伏绿证的成交平均价格分别为 50 元/个、50.2 元/个，补贴项目的绿证价格远高于非补贴项目的绿证价格。



（来源：绿证认购平台）

图 1-21 2021 年我国绿证挂牌交易每日成交均价

七、能源政策

1. 我国碳达峰碳中和“1+N”政策体系核心内容发布

2021 年 10 月 24 日，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，10 月 26 日国务院印发《2030 年前碳达峰

峰行动方案》。作为碳达峰碳中和“1+N”政策体系中的“1”，《意见》是党中央对碳达峰碳中和工作进行的系统谋划和总体部署，在政策体系中发挥统领作用。《方案》是“N”中为首的政策文件，是碳达峰阶段的总体部署，明确了到 2025 年和 2030 年的目标，并提出了“碳达峰十大行动”。《意见》和《方案》是我国碳达峰碳中和“1+N”政策体系中最为核心的内容，对于全国统一认识、汇聚力量完成碳达峰碳中和这一艰巨任务具有重大意义。

2.中央经济工作会议：正确认识和把握碳达峰碳中和

2021 年 12 月 8 日，中央经济工作会议强调要正确认识和把握碳达峰碳中和，实现碳达峰碳中和是推动高质量发展的内在要求，要坚定不移推进，但不可能毕其功于一役。要坚持全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险的原则。传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合。要狠抓绿色低碳技术攻关。要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解。要确保能源供应，大企业特别是国有企业要带头保供稳价。要深入推动能源革命，加快建设能源强国。

3.《完善能源消费强度和总量双控制度方案》印发

2021 年 9 月 11 日，国家发展改革委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，明确“十四五”时期我国能耗双控制度的总体安排、工作原则和任务举措。《方案》提出总体目标，到 2025 年，能耗双控制度更加健全，能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高。到 2030 年，能耗双控制度进一步完善，能耗强度继续大幅下降，能源消费总量得到合理控制，能源结构更加优化。到 2035 年，能源资源优化配置、全面节约制度更加成熟和定型，有力支撑碳排放达峰后稳中有降目标实现。

4.政策“组合拳”力促能源保供稳价

2021 年 9 月以来，国际煤炭、石油、天然气价格飞速上涨，多个国家、地区面临多年以来罕见的电力供应困难状况。国内多个省市用电紧张，企业面临临时限产和临时停产压力。10 月 19 日，国家发展改革委发文表示，研究对煤炭价格实施干预措施，标志着能源保供稳价“保卫战”打响。随后，国家发展改革委组

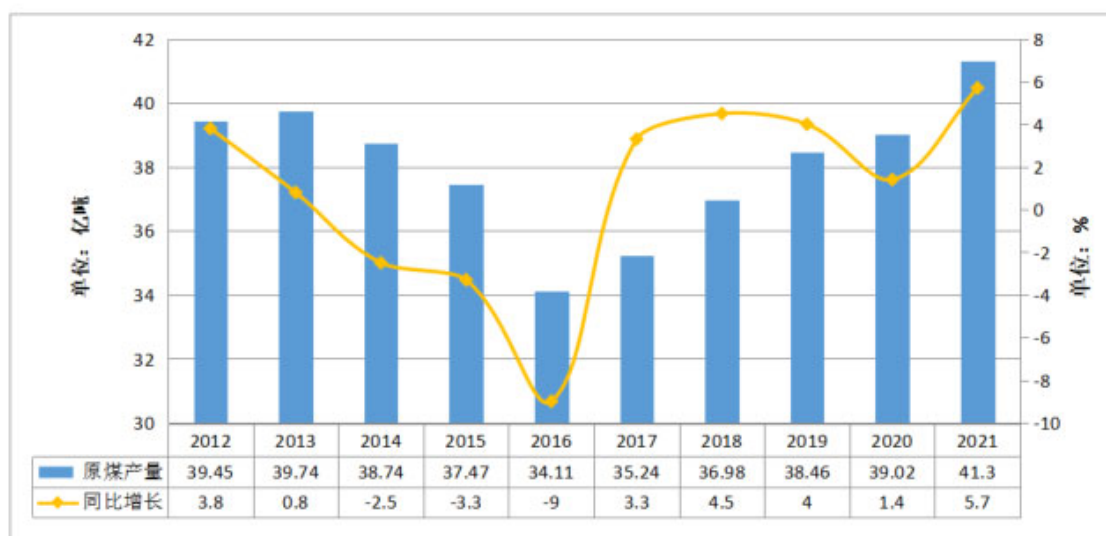
组织召开煤电油气重点企业保供座谈会，组织赴河北秦皇岛港、曹妃甸港保供稳价工作，调研煤炭生产、流通成本价格情况，组织召开工业重点企业合理用能会议，研究制止煤炭企业牟取暴利的政策举措，查处发布涉及煤炭造谣信息行为等。国家能源局先后召开煤矿智能化建设、加快释放先进产能专题会议和采暖季天然气保供专题会议，部署供暖季煤炭、天然气增产保供工作，并对保供督导作出安排，确保人民群众温暖过冬。在国家发展改革委、国家能源局及有关部门系列政策调控下，全国煤炭产量明显增加，煤炭现货价格快速下降，电厂存煤水平快速提升。

第二章 煤炭行业发展

一、煤炭供需

1.原煤产量 41.3 亿吨，同比增长 5.7%，创历史新高

国家统计局数据显示，2021 年，全国原煤产量 41.3 亿吨，同比增长 5.7%，原煤生产增速加快。2021 年，全国批复核增产能煤矿 200 处，核增煤炭产能 3 亿吨/年左右，其中，中央企业核增产能 9400 万吨/年左右。国务院国资委的信息显示，2021 年中央企业煤炭产量首次突破 10 亿吨大关，创下历史新高。



（数据来源：国家统计局）

图 2-1 2012-2021 年全国原煤产量及增速

与此同时，煤炭供给体系质量显著提升，大型现代化煤矿成为煤炭生产主体。据统计，截至 2021 年底，全国煤矿数量减少至 4500 处以内，120 万吨/年及以上大型煤矿产量占比 85% 左右，其中，建成年产千万吨级煤矿 72 处、产能 11.24 亿吨/年，在建千万吨级煤矿 24 处左右、设计产能 3 亿吨/年左右，30 万吨/年及以下小型煤矿产能占比下降至 2% 左右。

2.煤炭优质产能有序释放，集约开发布局进一步优化

煤炭生产中心加快向资源禀赋好、开采条件好的地区集中。2021 年，规模以上煤炭企业原煤产量 40.7 亿吨，同比增长 4.7%，创历史新高。其中，山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州、安徽等 6 个省（区）原煤产量超亿吨，产量合计约占全国的 85%，河南和山东退出亿吨煤炭产量省份。

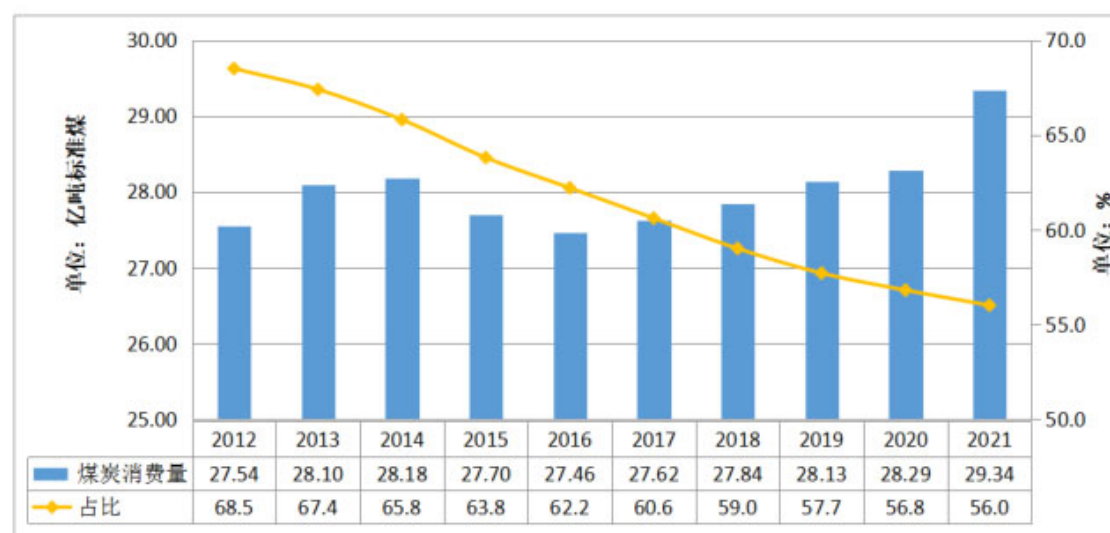
表 2-1 2021 年规模以上企业原煤产量（按地区）

地区	产量（亿吨）	同比增速	占全国原煤产量比重
山西	11.93	10.5%	28.89%
内蒙古	10.39	2.7%	25.16%
陕西	7.00	2.7%	16.95%
新疆	3.20	18.3%	7.75%
贵州	1.31	7.6%	3.17%
安徽	1.13	1.7%	2.74%
河南	0.93	-11.6%	2.25%
山东	0.93	-16%	2.25%
宁夏	0.86	5.9%	2.08%
黑龙江	0.60	7.8%	1.45%
云南	0.58	8.5%	1.40%

（数据来源：国家统计局）

3.煤炭消费量占能源消费总量比重下降到 56%

据国家统计局初步核算，2021 年全年能源消费总量 52.4 亿吨标准煤，比上年增长 5.2%。煤炭消费量增长 4.6%，煤炭消费量占能源消费总量的 56%，比上年下降 0.9 个百分点。过去十年，煤炭消费量占一次能源消费比重下降了 12.5 个百分点，尽管该比例持续走低但仍占据半壁江山。



注：煤炭消费量系根据占比计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 2-2 2012-2021 年全国煤炭消费总量及占比

从主要耗煤行业分析，2021 年全国煤电发电量同比增长 8.6%，成为拉动煤炭消费增长的主要动力；钢铁行业、建材行业主要产品产量由年初的高增长逐步回落至负增长，煤炭需求出现下滑；化工行业原料用煤需求保持增长。

“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，化石能源特别是煤炭消费需合理控制，煤炭消费比重将稳步下降。

4.煤炭清洁高效利用取得新进展

我国持续加大煤炭清洁高效利用，在有效支撑我国经济增长的同时，单位国内生产总值煤耗十年下降超过 50%。

在推进煤炭消费总量控制方面，煤电机组节能降耗改造持续推进。截至 2021 年底，火电平均供电煤耗降至 302.5 克标准煤/千瓦时，比 2012 年下降了 6.9%。持续加强工业各领域节能降耗，依法依规淘汰落后产能，加快推广节能工艺技术和电能替代。

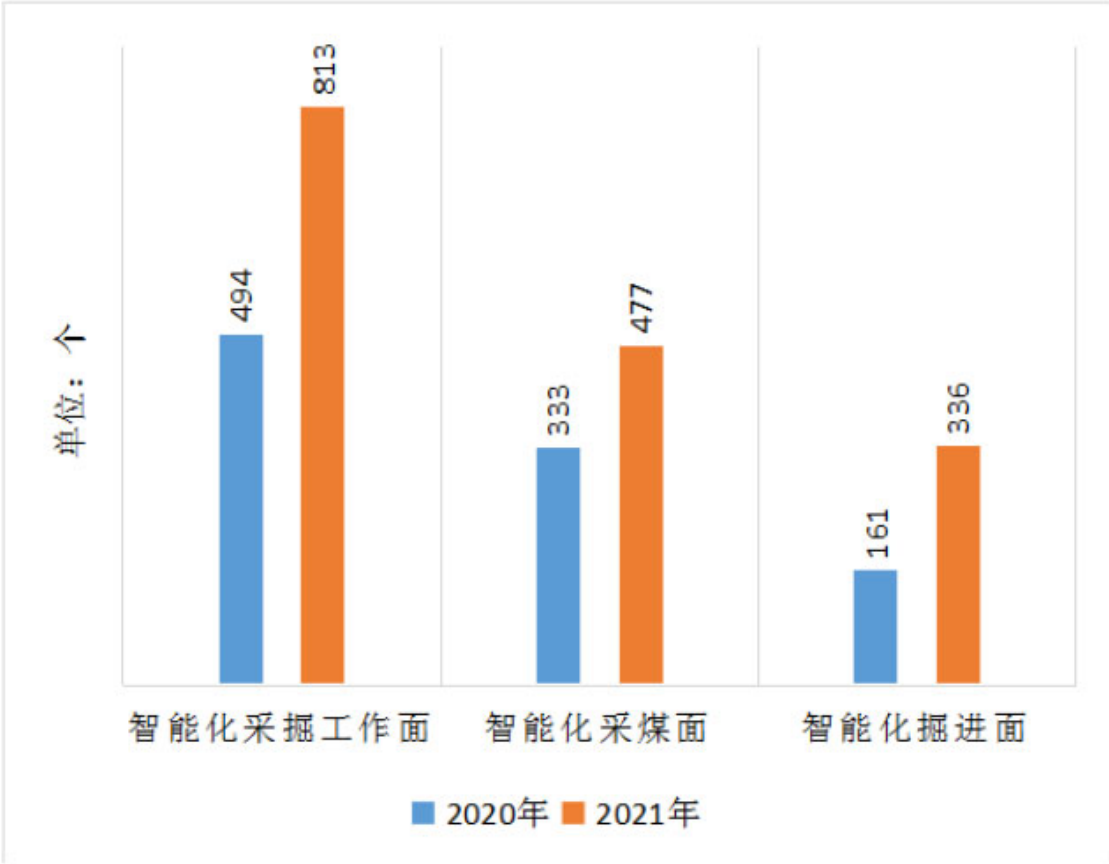
现代煤化工向高端化、多元化、低碳化方向发展。中国煤炭工业协会发布的数据显示，2021 年，我国煤制油、煤（甲醇）制烯烃、煤制气、煤（合成气）制乙二醇产能分别达到 931 万吨/年、1672 万吨/年、61.25 亿立方米/年、675 万吨/年。

我国散煤综合治理和煤炭减量替代取得显著成效。据统计，截至 2021 年，我国已完成超 2700 万户的散煤治理，替代散煤 6000 多万吨，京津冀及周边地区

和汾渭平原实现 PM2.5 浓度分别下降 41%、32%，重污染天气分别减少 66%、58%，这其中散煤治理的贡献约占三分之一。2021 年各地因地制宜开展清洁取暖改造，北方地区完成散煤治理约 420 万户。

5.煤矿智能化建设加快推进，生产效率稳步提高

近年来，推进煤炭智能化开采、提升煤机装备制造水平，成为不少煤企转型升级、提升生产效率的主攻方向。据统计，截至 2021 年底，大型煤炭企业采煤机械化程度提高至 98.95%，比 2012 年提高约 17 个百分点，全国已建成智能化采掘工作面 813 个，其中，采煤面 477 个，掘进面 336 个。已有 29 种煤矿机器人在 370 余处矿井现场应用。



(数据来源：国家矿山安全监察局)

图 2-3 智慧矿山建设最新进展

煤矿机械化、智能化水平大幅提升，也助力煤矿生产效率稳步提高、安全生产形势明显好转。大型煤企原煤生产人员效率由 2012 年的 6.437 吨/工提升至 2021 年 8.786 吨/工；全国煤矿平均百万吨死亡率由 2012 年的 0.374 降至 2021 年的 0.044。

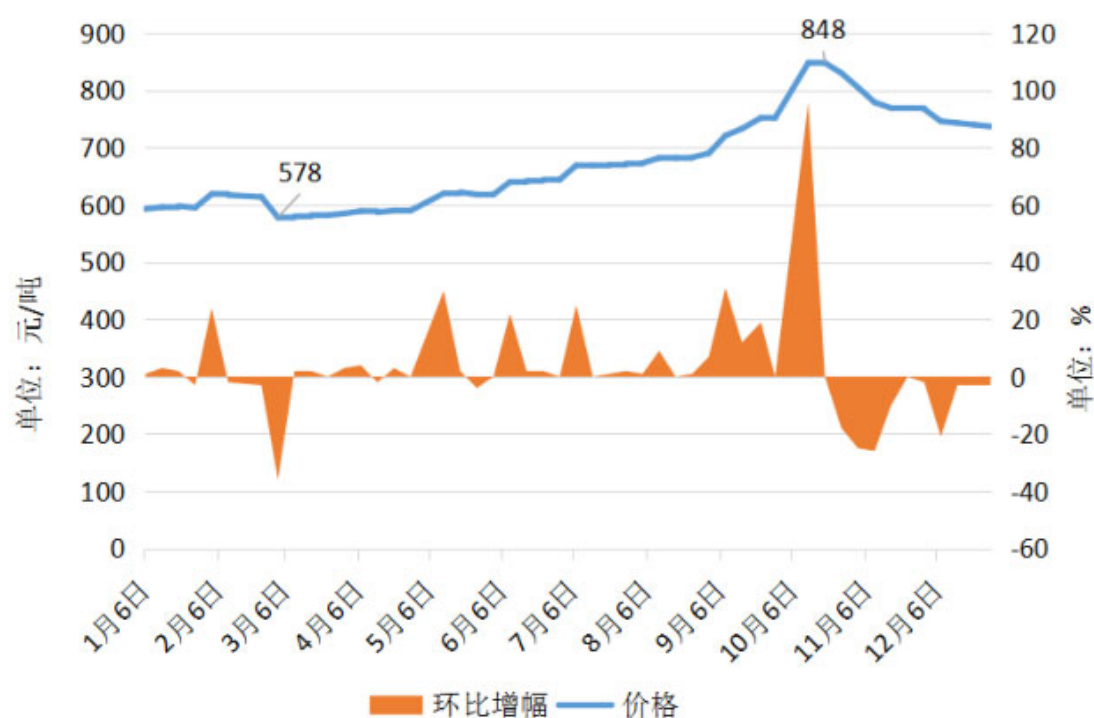
二、煤炭市场

1.煤炭价格高位运行，多措并举促理性回归

2021 年国内煤炭需求旺盛，煤炭价格始终高位运行。4 月以来，伴随着迎峰度夏及下游工业需求增速提升，煤炭下游需求增速持续大于原煤产量增速，煤炭供需格局趋紧，煤炭价格持续攀升。特别是进入 10 月后，煤炭价格快速上涨，连创历史新高。10 月 22 日中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）5500 大卡规格品报收于 1528 元/吨，而动力煤期货 10 月 19 日更是一度冲高至 1982 元/吨，与此同时，环渤海港口现货报价甚至突破了 2500 元/吨。

此后，通过释放产能、价格治理等多重举措，煤炭价格出现了明显松动，5500 大卡动力煤坑口价格降至每吨 1000 元以下，但此价格依然居于高位。进入 11 月后，煤炭价格快速回落，开启理性回归之旅。

2021 年 12 月 31 日，秦皇岛港 5500 大卡、5000 大卡和 4500 大卡动力煤综合交易价格分别为每吨 773 元、692 元和 584 元，比 2021 年 11 月 26 日分别回落 213 元、199 元和 208 元。

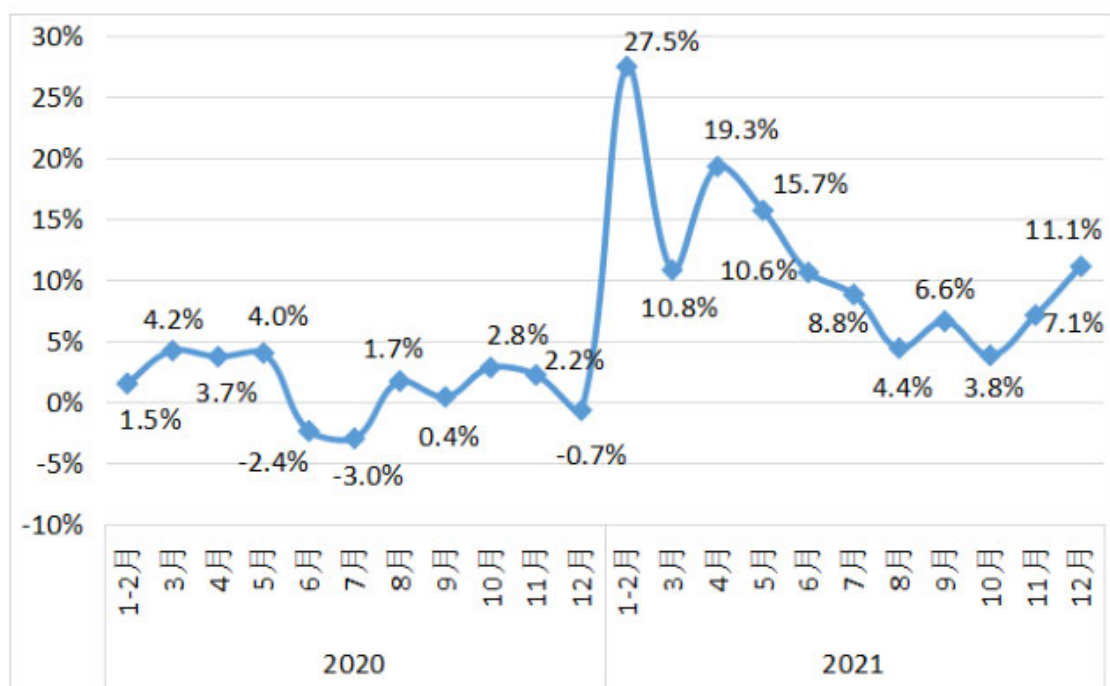


（数据来源：秦皇岛煤炭网）

图 2-4 2021 年环渤海动力煤价格指数走势

2.煤炭采选业固定资产投资同比增长 11.1%

2021 年，煤炭开采和洗选业固定资产投资同比增长 11.1%，较上年提升 4 个百分点，其中民间投资同比增长 9.2%。

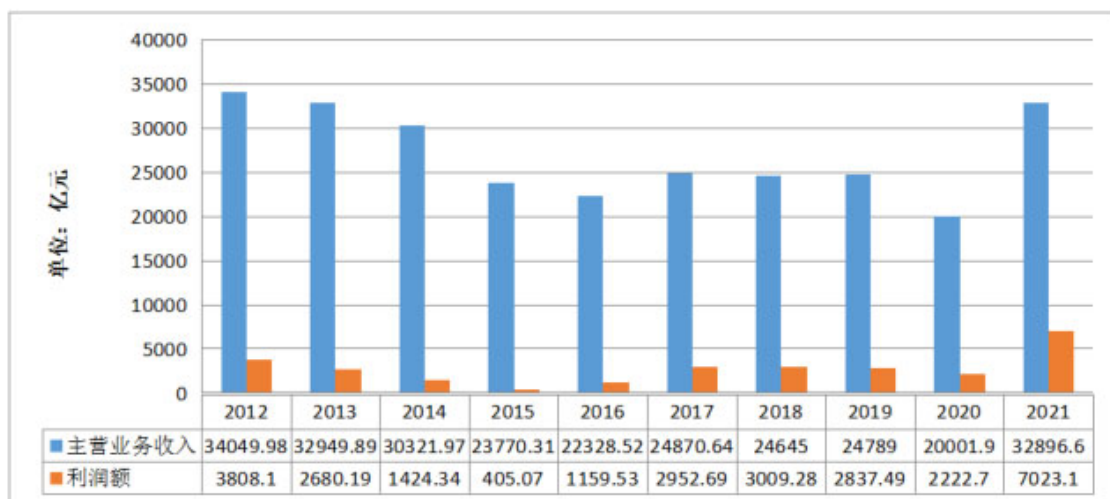


(数据来源：国家统计局)

图 2-5 2020-2021 年全国煤炭采选业固定资产投资增速

3.煤炭行业营收同比增长 58.3%，利润超 7000 亿元

从粗放式发展转向大型化集约化发展，煤炭行业形势企稳向好。2021 年，全国规模以上煤炭企业实现营业收入 32896.6 亿元，同比增长 58.3%。全行业利润总额由 2015 年低谷时的 405 亿元增长至 2020 年的 2223 亿元，2021 年煤炭市场供需两旺，利润超过 7000 亿元，同比增长 212.7%。

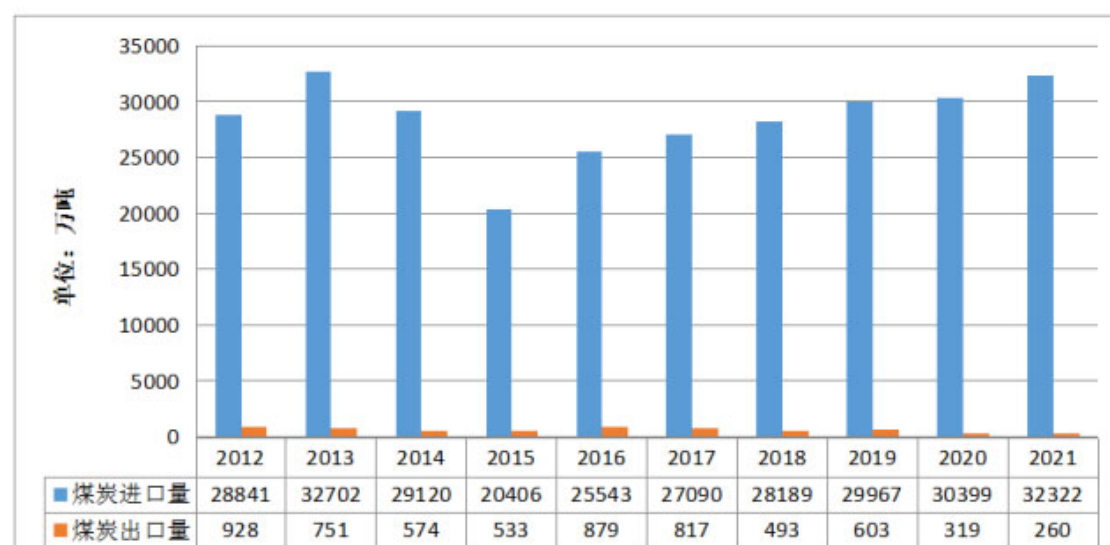


(数据来源：国家统计局)

图 2-6 2012-2021 年全国规模以上煤炭企业营收与利润

4.煤炭进口 3.23 亿吨，同比增长 6.6%

2021 年全国原煤进口 3.23 亿吨，同比增长 6.6%，创 2013 年以来新高；原煤出口 260 万吨，同比下降 18.4%。



（数据来源：海关总署）

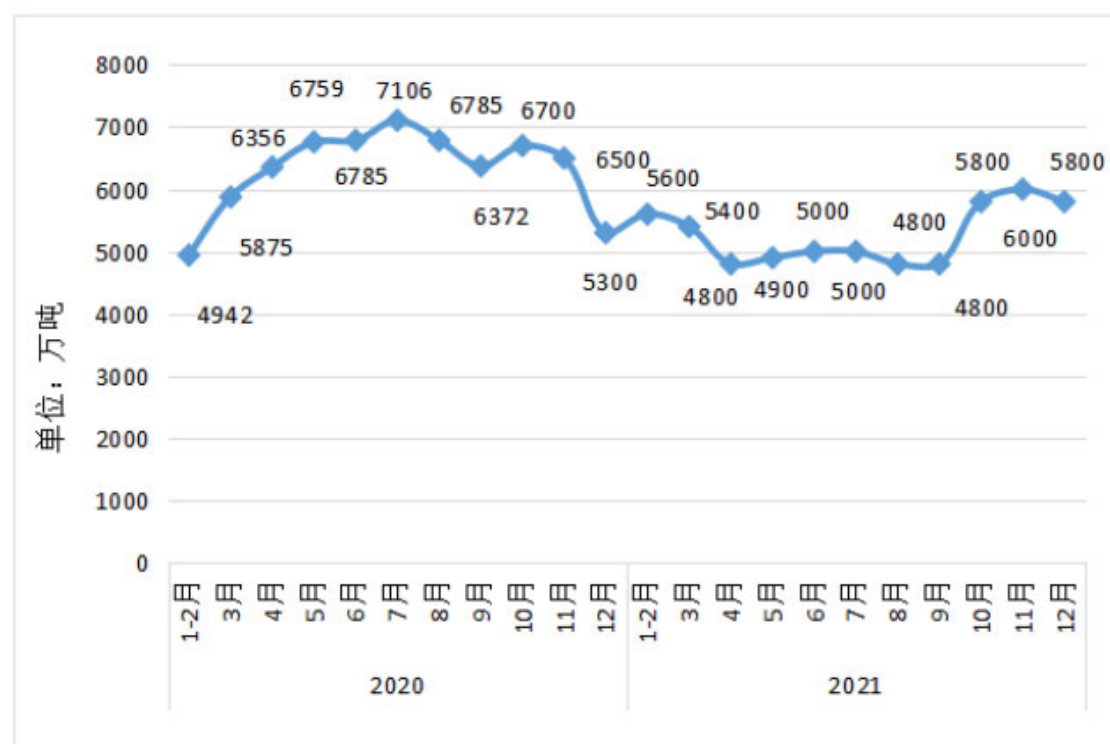
图 2-7 2012-2021 年煤炭进出口量

三、煤炭储运

1. 上半年煤炭库存有所下降，四季度统调电厂存煤水平快速提升

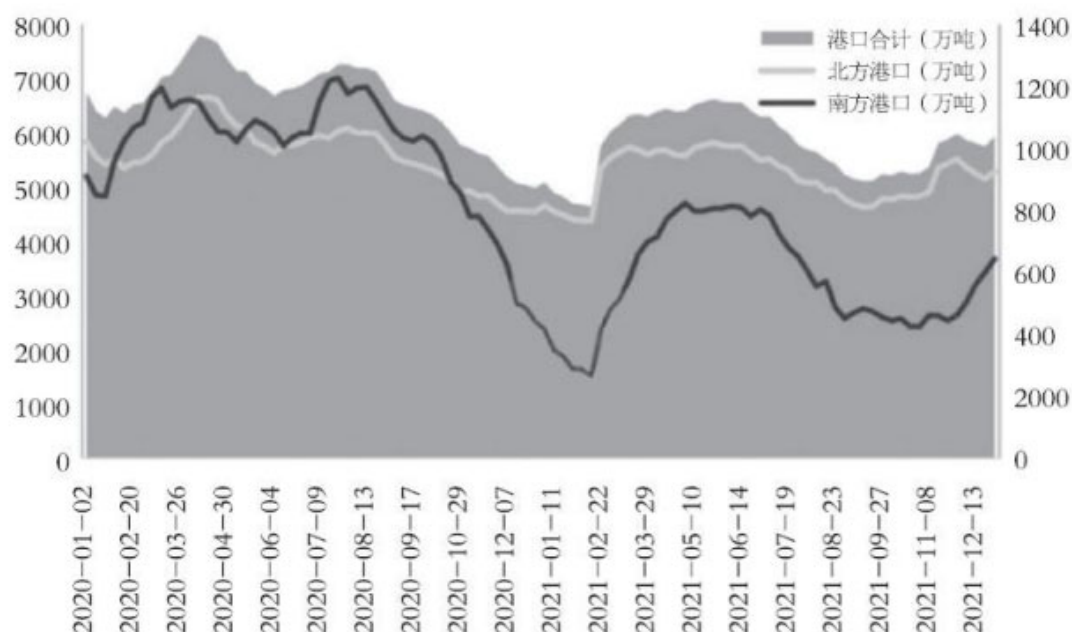
2021 上半年我国煤炭库存有所下降，据统计，截至 6 月底，全国煤炭企业存煤约 5000 万吨，同比下降 26%；其中全国火电厂存煤约 1.1 亿吨，同比减少 2100 万吨，可用约 18 天；主要港口合计存煤 6298 万吨，同比下降 8.3%。

随着全国煤炭产量和市场供应量持续增加，煤炭企业存煤、电厂存煤和港口煤炭场存水平进一步提升。国家发展改革委发布的数据显示，11 月 10 日，全国电厂供煤再次超过 800 万吨，供煤大于耗煤超过 200 万吨，电厂存煤达到 1.23 亿吨，可用天数超过 21 天，较 9 月底增加 8 天。中国煤炭工业协会发布的数据显示，截至 2021 年 12 月底，全国煤炭企业存煤约 5800 万吨，较年初增长 5.6%；主要港口存煤 5931 万吨，较年初增长 18.9%；全国电厂存煤约 1.68 亿吨，同比增长 29%，创历史新高。



(数据来源：中国煤炭工业协会)

图 2-8 2020-2021 年主要煤炭企业月度存煤量

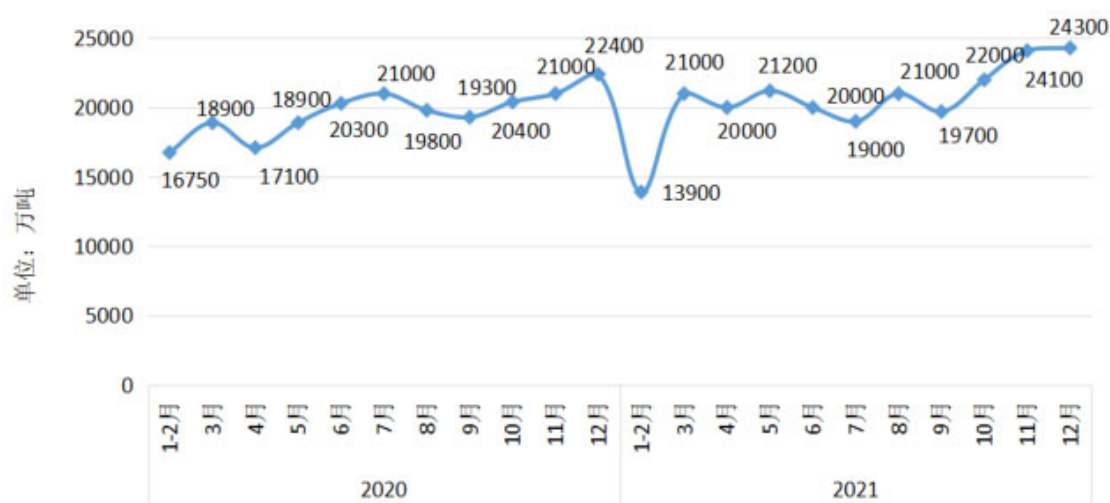


(数据来源：中国煤炭工业协会)

图 2-9 2021 年全国主要港口煤炭库存变动情况

2.煤炭转运能力提高

中国煤炭工业协会发布的数据显示，2021 年，全国铁路累计发运煤炭 25.8 亿吨以上，占全国煤炭产量的 62.46%，同比增长 8.8%。环渤海七港口发运煤炭 8 亿吨以上，同比增长 8.7%。



（数据来源：中国煤炭工业协会）

图 2-10 2020-2021 年全国铁路煤炭月度发运量

四、煤炭政策

1.煤炭行业采取积极举措保供稳价

2021 年 9 月以来，国内煤炭价格持续上涨，屡创历史新高。为确保煤炭安全稳定供应和冬季供暖，10 月 8 日，国务院常务会议进一步部署做好电力和煤炭等供应，并强调保障能源安全、保障产业链供应链稳定是“六保”的重要内容，要发挥好煤电油气运保障机制作用，有效运用市场化手段和改革措施，保证电力和煤炭等供应。

国家发展改革委牵头会同有关部门通过核增和投产优质产能、适度增加煤炭进口、提升存煤水平、补签煤炭中长期合同、推动将发电供热企业中长期合同占年度用煤量的比重提高到 100%、加强煤炭中长期合同履约监管等措施全力保障煤炭安全稳定供应，并及时开展煤炭价格调控、煤炭企业生产成本调查和价格督导，完善煤炭市场价格形成机制，整治哄抬物价、牟取暴利等扰乱市场行为，依《价格法》对煤炭价格实行干预措施，促进煤炭价格回归合理区间。

2.设立支持煤炭清洁高效利用专项再贷款

2021 年 11 月 8 日，央行推出碳减排支持工具，对相关银行发放的符合条件的碳减排贷款提供资金支持。随后 11 月 17 日召开的国务院常务会议决定，在前期设立碳减排金融支持工具的基础上，再设立 2000 亿元支持煤炭清洁高效利用

专项再贷款，形成政策规模，推动绿色低碳发展。会议指出，此次设立的 2000 亿元专项再贷款，按照聚焦重点、更可操作的要求和市场化原则，专项支持煤炭安全高效绿色智能开采、煤炭清洁高效加工、煤电清洁高效利用、工业清洁燃烧和清洁供热、民用清洁采暖、煤炭资源综合利用和大力推进煤层气开发利用。同时会议要求，统筹研究合理降低项目资本金比例、适当税收优惠、加强政府专项债资金支持、加快折旧等措施，加大对煤炭清洁高效利用项目的支持力度。

当前世界局势复杂演变，国际能源价格持续高位波动，对我国能源安全和经济平稳运行带来更大不确定性和挑战。煤炭清洁高效利用专项再贷款的设立有利于充分发挥我国富煤的资源禀赋特点，进一步释放煤炭先进产能，保障能源安全稳定供应，支持经济运行在合理区间。

3.《2022 年煤炭中长期合同签订履约方案（征求意见稿）》发布

2021 年 12 月 3 日，国家发展改革委经济运行局起草的《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案（征求意见稿）》（下称《征求意见稿》），由中国煤炭工业协会在“2022 年全国煤炭交易会”上发布。价格方面，《征求意见稿》明确了“基准价+浮动价”的定价机制不变，实行月度定价。5500 大卡动力煤调整区间在 550~850 元之间，其中下水煤长协基准价为 700 元/吨。我国自 2016 年开始推进煤炭中长期合同工作，执行“基准价+浮动价”的定价机制，2017-2021 年 5500 大卡动力煤基准价一直为 535 元/吨。此次上调至 700 元/吨，上调幅度达 31%。

浮动价则采用 4 个价格指数的均值确定综合价格，每月月末计算一次，综合价格相比基准价每升降 1 元/吨，下月中长期合同价格同向上下浮动 0.5 元/吨。这也就意味着中长期价格涨跌幅都将比市场波动更平缓。

此外，《征求意见稿》还扩大了 2022 年的煤炭长协签订范围。供应方面，要求原则上覆盖所有核定产能 30 万吨/年及以上的煤矿企业，且煤炭企业签订的中长期合同数量达到自有资源量的 80%以上；用户方面，要求发电供热企业除进口煤以外的用煤 100%签订长协。

4.煤矿智能化建设加快推进

2021 年，《煤矿智能化建设指南（2021 年版）》（下称《指南》）和《智能化示范煤矿验收管理办法（试行）》（下称《办法》）出台，为煤矿智能化建设提供了法规政策依据。《指南》是基于我国现阶段煤矿智能化建设现状、智能化技术与装备研发应用实际确定的技术指导性文件，提出了煤矿智能化建设的原

则、目标、技术架构和建设内容，为智能化煤矿建设提供技术路径与方向指引。

《指南》提出，重点突破智能化煤矿综合管控平台、智能综采（放）、智能快速掘进、智能主辅运输、智能安全监控、智能选煤厂、智能机器人等系列关键技术与装备，形成智能化煤矿设计、建设、评价、验收等系列技术规范与标准体系，建成一批多种类型、不同模式的智能化煤矿。

《办法》提出，智能化示范建设煤矿验收等级分为初级、中级和高级，井工煤矿应按照建设条件分类后进行评价，配套建设的选煤厂应与煤矿一同验收、分别评级。随着煤矿智能化技术进步、装备水平不断提高以及建设标准逐步完善，不同类别的智能化示范煤矿应按照新的标准迭代升级。

煤矿智能化是煤炭工业高质量发展的核心技术支撑，对实现煤矿减人增安提效、促进能源低碳转型具有重要意义。近年来在政策牵引下我国煤矿智能化技术发展很快，初步实现了不同水平的以“记忆截割为主、人工干预为辅”“无人跟机作业、有人安全巡视”为特征的智能化开采。

5.四部门联合印发煤矿生产能力管理办法和核定标准

2021年4月27日，应急管理部、国家矿山安监局、国家发展改革委、国家能源局四部门联合发文，出台新修订的《煤矿生产能力管理办法》（下称《办法》）和《煤矿生产能力核定标准》（下称《标准》）。

超能力组织生产是煤矿重特重大事故发生的主要原因之一。《办法》指出，煤矿生产能力是保障煤矿安全生产确定的产量上限，是煤矿依法组织生产，煤炭行业管理部门、煤矿安全监管部门和煤矿安全监察机构依法实施监管监察的依据。

《办法》对核增生产能力作出严格限制，强调有下列情形之一的煤矿，不得核增生产能力：安全保障能力建设、机械化改造等不符合《国务院办公厅关于进一步加强煤矿安全生产工作的意见》（国办发〔2013〕99号）有关规定的；重大灾害治理措施不完备的；生产技术、工艺、装备或生产布局不符合国家有关规定的。此外，近两年内连续发生生产安全死亡事故，或发生较大以上生产安全事故的，负责煤矿生产能力核定工作的部门应当组织中介机构评估矿井生产能力是否符合实际。

与《办法》配套的《标准》对如何核定产能作出严格规定，指出核定煤矿生产能力应当逐项核定各主要生产系统（环节）的能力，取其中最低能力为煤矿综

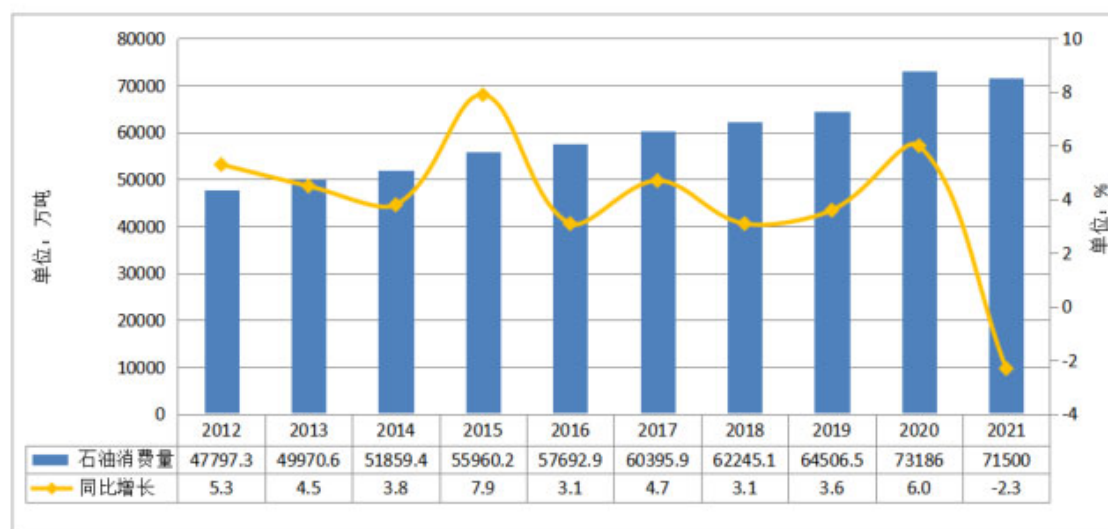
合生产能力。开采煤与瓦斯突出、冲击地压煤层的生产矿井，原则上不再扩大生产能力。

第三章 石油行业发展

一、原油供需

1.石油表观消费量约 7.15 亿吨，同比下降 2.3%

根据中石油经济技术研究院的统计数据，2021 年，我国石油表观消费量约 7.15 亿吨、同比下降 2.3%，这是多年以来我国石油表观消费量首次出现回落。2021 年我国石油需求随疫情反复而持续震荡，二季度以来受 2020 年高基数影响原油进口量同比大幅回落，导致我国石油表观消费量持续负增长。



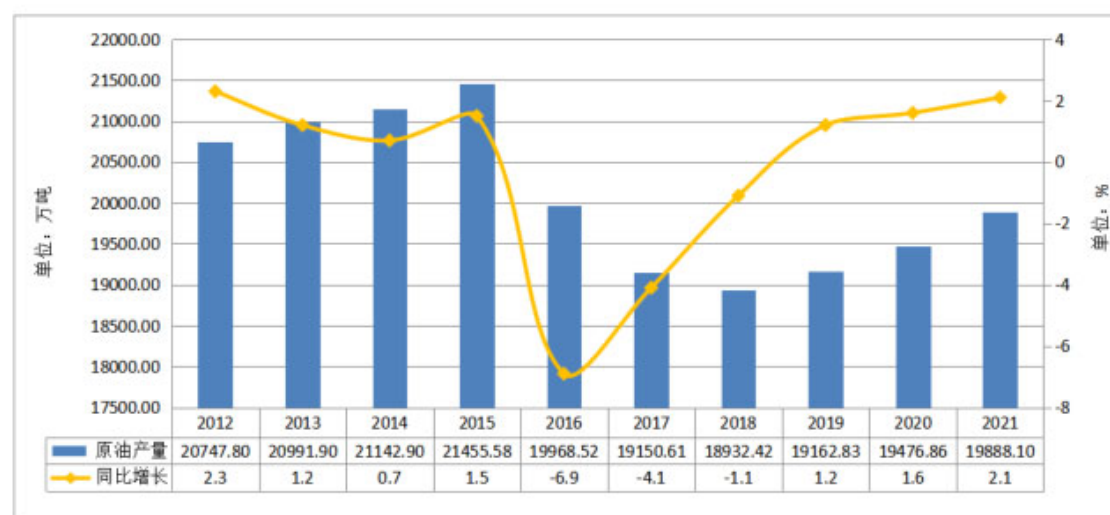
注：2020、2021 年数据系表观消费量及同比增长

(数据来源：国家统计局、行业统计数据)

图 3-1 2012-2021 年石油消费量及增速

2.原油产量近 2 亿吨，同比增长 2.1%

国家统计局数据显示，2021 年，我国原油产量达到 19888.1 万吨、同比增长 2.1%，这是我国原油产量连续 3 年回升。其中页岩油实现经济规模生产，产量达 240 万吨。渤海油田原油产量达 3013.2 万吨，成为我国第一大原油生产基地，原油增量约占全国原油增量的近 50%。



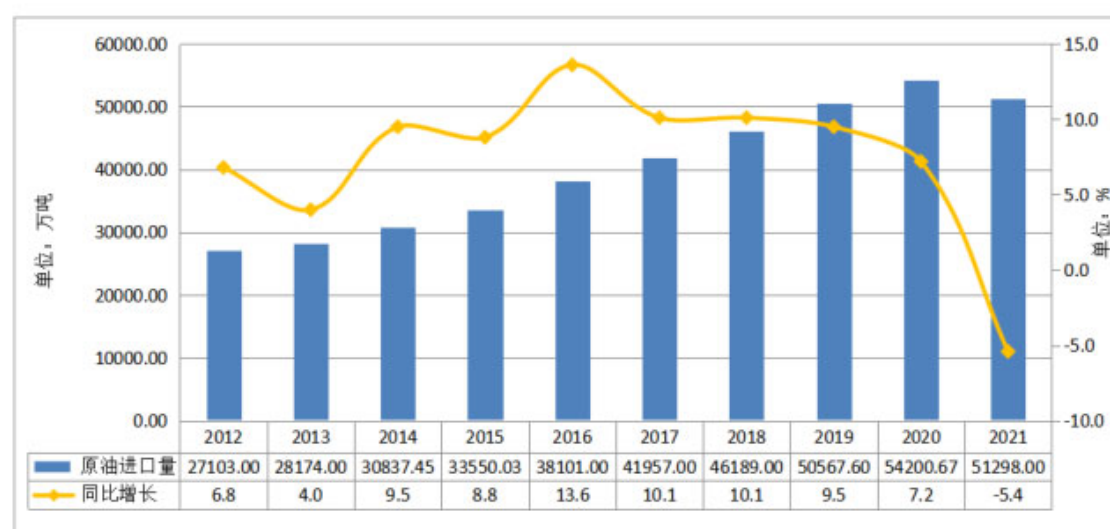
(数据来源：国家统计局)

图 3-2 2012-2021 年原油产量及增速

2021 年，我国石油新增探明地质储量 16.4 亿吨，创历史新高。页岩油气勘探取得战略性突破，松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地等获重大页岩油发现，西部盆地仍是勘探发现的重点潜力区。

3.原油进口首次回落，同比下降 5.4%

海关总署数据显示，2021 年，我国进口原油 51298 万吨、同比下降 5.4%，这是多年以来我国原油进口量首次出现回落。原油进口量下降的原因是多方面的：一方面，2020 年我国原油进口量刷新历史纪录，国内资源充裕，库存与港口压力显现；另一方面，2021 年以来国际油价上涨，进口原油的成本大幅走高，抑制了部分进口需求。2021 年，我国石油对外依存度首次下降，降至 72% 左右。



(数据来源：国家统计局、海关总署)

图 3-3 2012-2021 年原油进口量及增速

2021 年，我国原油进口来源国主要有沙特阿拉伯、俄罗斯、伊拉克、阿曼、安哥拉、阿联酋、巴西和科威特，原油进口量分别为 8757 万吨、7964 万吨、5408 万吨、4482 万吨、3915 万吨、3194 万吨、3030 万吨和 3016 万吨。其中从阿曼的原油进口量同比增加 18.32%，从巴西的进口量同比减少 28.26%。

二、成品油供需

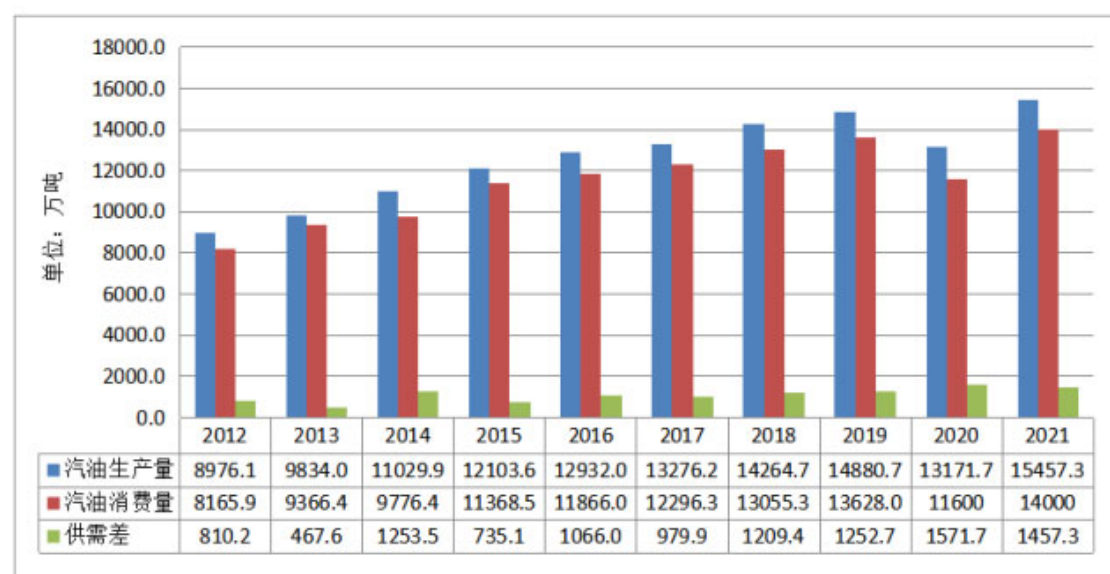
1. 成品油供需差收窄

根据中石油经济技术研究院的统计数据，2021 年，我国炼油能力持续较快增长，全年总炼油能力升至 9.1 亿吨/年，其中新增炼油能力 3300 万吨/年，淘汰落后产能 780 万吨/年，净增炼油能力 2520 万吨/年、同比增长 2.8%。主营炼厂在做大做强的同时，着力于对现有装置进行结构调整，推进炼化一体化改造升级，地方大型炼化一体化项目加快建设。

国家统计局数据显示，2021 年，我国原油加工量 70355.4 万吨、同比增长 4.3%，原油加工量增长快于产能增长。全年成品油三大油品（汽油、煤油、柴油）产量为 35738.2 万吨、同比增长 7.9%。随着国内炼化能力进一步增强，成品油供给量增长。

根据中国石油与化学工业联合会的统计数据，2021 年，我国成品油表观消费量达到 3.2 亿吨、同比增长约 10%，其中汽油、柴油需求率先恢复，煤油需求仍低于疫情前水平。随着疫情防控进入常态化，国内全面复工复产，成品油消费总体恢复至疫情前水平。成品油供需差在 2020 年基础上继续缩窄。

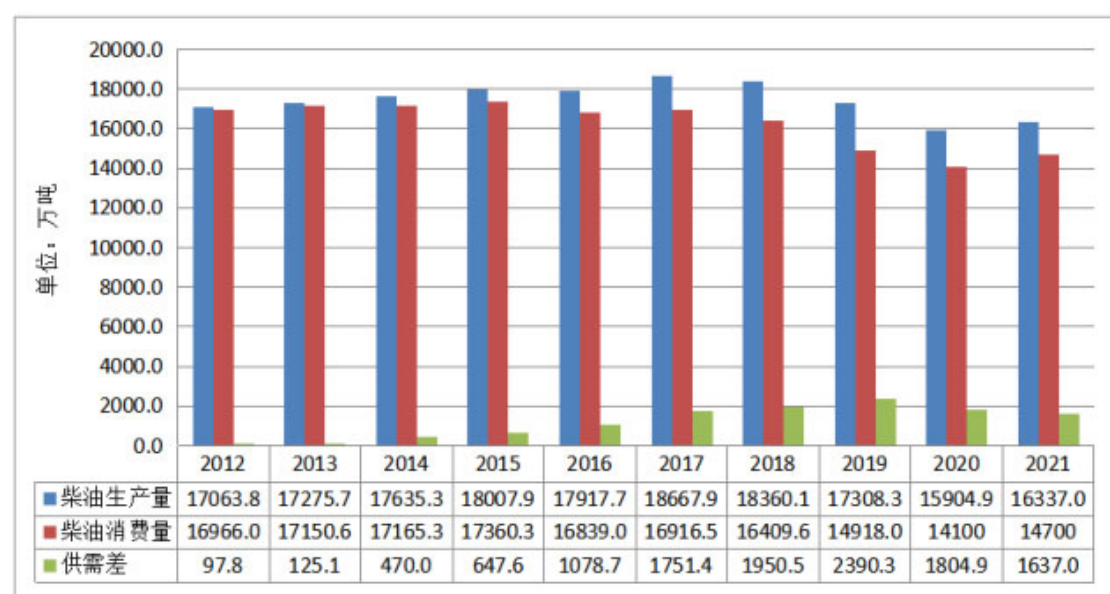
具体来看，汽油方面，2021 年，国内乘用车销售市场向好，居民出行意愿持续释放。全年汽油产量为 15457.3 万吨、同比增长 17.4%，表观消费量为 14000 万吨、同比增长 20.7%，汽油供需差较 2020 年减少约 114 万吨。



（数据来源：国家统计局、行业统计数据）

图 3-4 2012-2021 年汽油供需情况

柴油方面，2021 年，工业、建筑、交通等高耗能产业持续加快转型升级，对柴油消费起到明显的支撑作用，以房地产为代表的主要用油行业受政策调控影响较大，进一步加快柴油消费的恢复。全年柴油产量为 16337 万吨、同比增长 2.7%，柴油表观消费量为 14700 万吨、同比增长 4.3%，柴油供需差较 2020 年减少约 168 万吨。

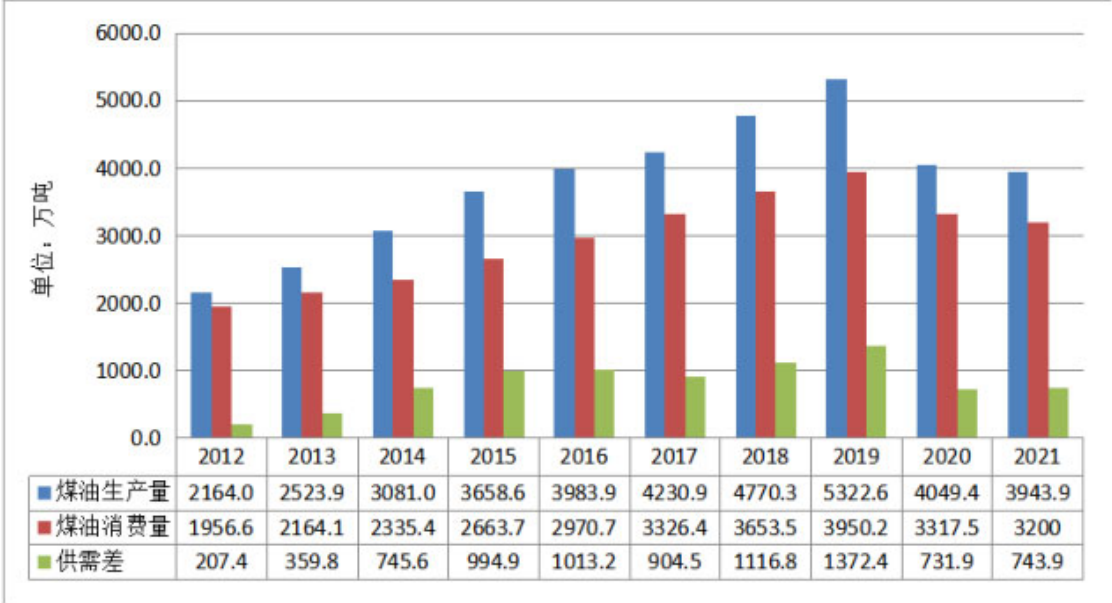


（数据来源：国家统计局、行业统计数据）

图 3-5 2012-2021 年柴油供需情况

煤油方面，2021 年，国内中短途航线需求逐步恢复常态，但国际航空出行仍然受限，居民出国旅行及商务活动减少，航煤消费仍处于较低水平。全年煤油产

量为 3943.9 万吨、同比下降 2.6%，煤油表观消费量为 3200 万吨、同比下降 3.5%，柴油供需差较 2020 年略有增长。

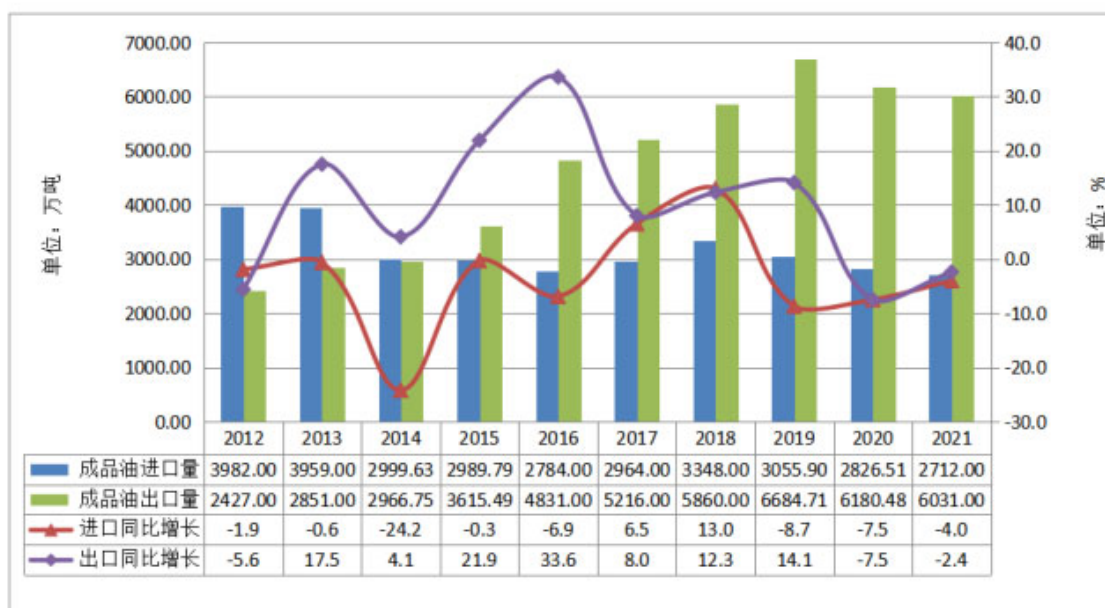


（数据来源：国家统计局、行业统计数据）

图 3-6 2012-2021 年煤油供需情况

2. 成品油净出口量回落，较上年减少约 35 万吨

海关总署数据显示，2021 年，我国成品油进口量达到 2712 万吨、同比下降 4.0%，成品油出口量达到 6031 万吨、同比下降 2.4%。全年成品油净出口量回落至 3319 万吨，较 2020 年减少约 35 万吨。从国内环境看，基于“双碳”战略及能源安全考虑，为合理调整能源“大进大出”结构，国家调控成品油出口规模，2021 年成品油出口配额较 2020 年缩减 2142 万吨，减少比率为 36.3%。从国外环境看，我国成品油出口主要目的地仍在亚太地区，亚太国家成品油需求量逐渐减少，同时采取更为严格的进口关税和进口限制，一定程度上导致我国成品油出口受阻。



(数据来源: 国家统计局、海关总署)

图 3-7 2012-2021 年成品油进出口量及增速

3. 成品油价格调整

2021 年, 根据现行成品油零售价调价规则, 国内成品油共经历了 25 轮调价窗口期, 全年成品油调价呈现出“15 涨 6 跌 4 搁浅”的格局, 涨跌互抵后, 年内标准汽油和柴油价格每吨分别累计上调 1485 元和 1430 元, 折合 92 号汽油每升累计上涨 1.17 元, 95 号汽油每升累计上涨 1.23 元, 0 号柴油每升累计上涨 1.22 元。

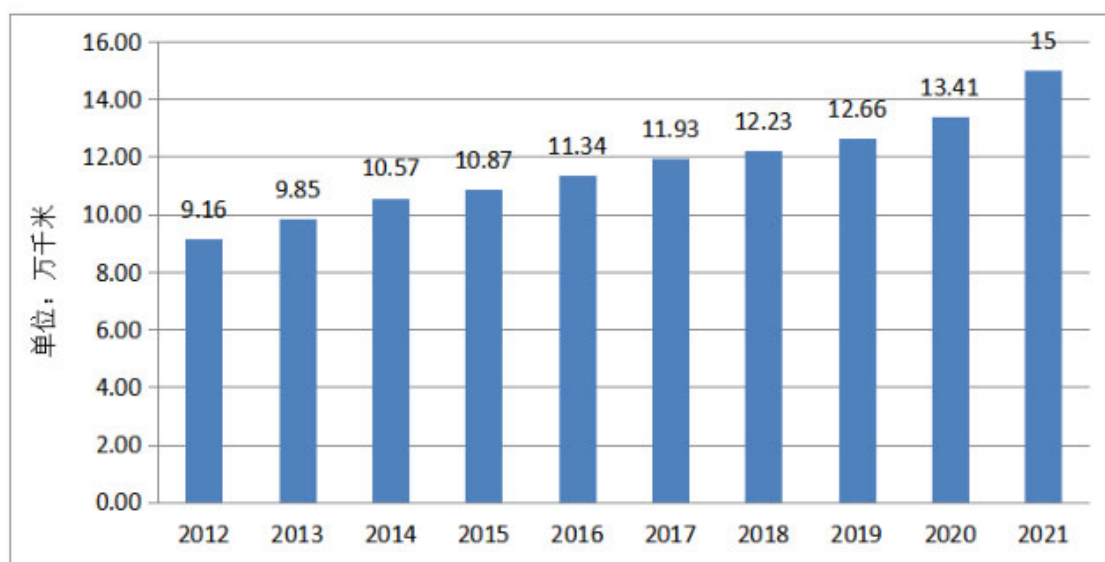
表 3-1 2021 年我国成品油价格调整一览表

调价窗口	汽油（标准品）	柴油（标准品）
1月15日24时（上调）	上调185元/吨	上调180元/吨
1月29日24时（上调）	上调75元/吨	上调70元/吨
2月18日24时（上调）	上调275元/吨	上调265元/吨
3月3日24时（上调）	上调260元/吨	上调250元/吨
3月17日24时（上调）	上调235元/吨	上调230元/吨
3月31日24时	下调225元/吨	下调220元/吨
4月15日24时	成品油价格不作调整	
4月28日24时（上调）	上调100元/吨	上调95元/吨
5月14日24时（上调）	上调100元/吨	上调100元/吨
5月28日24时	成品油价格不作调整	
6月11日24时（上调）	上调175元/吨	上调170元/吨
6月28日24时（上调）	上调225元/吨	上调215元/吨
7月12日24时（上调）	上调70元/吨	上调65元/吨
7月26日24时	下调100元/吨	下调95元/吨
8月9日24时	成品油价格不作调整	
8月23日24时	下调250元/吨	下调245元/吨
9月6日24时（上调）	上调140元/吨	上调140元/吨
9月18日24时（上调）	上调90元/吨	上调85元/吨
10月9日24时（上调）	上调345元/吨	上调330元/吨
10月22日24时（上调）	上调300元/吨	上调290元/吨
11月5日24时	成品油价格不作调整	
11月19日24时	下调95元/吨	下调90元/吨
12月3日24时	下调430元/吨	下调415元/吨
12月17日24时	下调130元/吨	下调125元/吨
12月31日24时（上调）	上调140元/吨	上调135元/吨

（数据来源：国家发展改革委）

三、石油储运

根据行业统计数据，截至2021年底，国内建成油气长输管道总里程累计达到15.0万千米，其中原油管道里程约3.1万千米、占比20.67%，成品油管道里程约3.0万千米、占比20%。



(数据来源: 国家统计局、行业统计数据)

图 3-8 2012-2021 年油气管道累计里程数

2021 年,新建成油气长输管道总里程约 5414 千米,其中原油管道新建成里程 1690 千米、较 2020 年增加 1594 千米,成品油管道新建成里程 598 千米、较 2020 年增加 598 千米。与上年相比,原油、成品油管道建设速度小幅增长。考虑到石油消费即将进入平台期,原油、成品油管道项目开工不足,预计今后建成管道里程数将呈现逐步走低趋势。

2021 年建成或投产的主要原油管道有:日照—濮阳—洛阳原油管道、青淄输油管道(青岛董家口—金诚石化)、日照港—京博原油管道、青岛港输油管道三期南线工程等。2021 年续建或开工建设的主要原油管道有:董家口—东营原油管道,监利—潜江输油管道。

2021 年建成或投产的主要成品油管道有:日照港—京博成品油管道、苏北成品油管道淮盐支线、四川石化—天府机场航煤输油管线等。2021 年续建或开工建设、2022 年及以后将建成的主要成品油管道有:三峡枢纽江南成品油管道翻坝项目管道工程,上海石化—闵行油库成品油管道工程项目等。

表 3-2 2021 年我国建成和在建的原油、成品油管道

油品	项目名称	进展情况	管道长度 (千米)	设计输送能力 (万吨/年)
原油	日照—濮阳—洛阳原油管道	投运	796	1000
	青淄输油管道 (青岛董家口—金诚石化)	投运	390	2000 (立方米/小时)
	日照港—京博原油管道	投运	428	1500
	青岛港输油管道三期南线工程	投运	76	600
	董家口—东营原油管道	在建	373	1500
	监利—潜江输油管道	在建	128	550
成品油	日照港—京博成品油管道	投运	433.8	300
	苏北成品油管道淮盐支线	投运	119.3	125
	四川石化—天府机场航煤 输油管线	投运	232.3	100
	成品油	在建	128	800
	上海石化—闵行油库 成品油管道	在建	61	300

(数据来源：根据公开资料整理)

四、石油政策

1.提升国内油气保障能力

2021年3月,《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》首次提出油气核心需求依靠自保,部署了加快深海、深层和非常规油气资源利用,夯实国内产量基础,保持原油和天然气稳产增产,拓展油气进口来源,维护战略通道和关键节点安全等重点任务。4月,国家能源局发布的《2021年能源工作指导意见》提出,推动油气增储上产,确保勘探开发投资力度不减,进一步提升能源储运能力,推进天然气主干管网建设和互联互通,推进“百亿方”级储气库群建设,抓好2021年油气产供储销体系重大工程建设,设定2021年石油产量目标为1.96亿吨左右,天然气产量2025亿立方米左右,同比均保持增长。12月,中央经济工作会议要求,正确认识和把握初级产品供给保障,坚持以人民为中心的发展理念,增强国内资源生产保障能力,加快油气先进

开采技术开发应用；确保能源供应，大企业特别是国有企业要带头保供稳价；深入推动能源革命，加快建设能源强国。

2.减税降费加大油气行业支持力度

减免进口环节税收。2021年4月12日，财政部、海关总署、税务总局发布《关于“十四五”期间能源资源勘探开发利用进口税收政策的通知》。为完善能源产供储销体系，加强国内油气勘探开发，支持天然气进口利用，《通知》明确，对在我国陆上特定地区油气勘探开发自营项目、特定的油气勘探开发作业中外合作项目、海上油气勘探开发项目、海上油气管道应急救援项目、煤层气勘探开发项目，进口国内不能生产或性能不能满足需求的，并直接用于勘探开发作业或应急救援的设备、仪器、零附件、专用工具等，免征进口关税和进口环节增值税；对经国家发展改革委核（批）准建设的跨境天然气管道和进口液化天然气接收储运装置项目，以及经省级政府核准的进口液化天然气接收储运装置扩建项目进口的天然气，按一定比例返还进口环节增值税。此举有利于增强我国勘探开发能力和油气应急保障水平，促进天然气资源进口，更好地保障国家能源安全。

延长页岩气资源税优惠政策。2021年3月15日，财政部、税务总局发布《关于延长部分税收优惠政策执行期限的公告》，明确对页岩气资源税减征30%的税收优惠政策于2021年3月31日到期后，执行期限延长至2023年12月31日。优惠政策的延续将对油气企业加大西部地区资源开发、提升非常规天然气产量、保障油气供应安全起到促进作用。

3.规范成品油市场秩序

完善成品油消费税征管。2021年5月12日，财政部、海关总署、税务总局发布《关于对部分成品油征收进口环节消费税的公告》，明确自2021年6月12日起，稀释沥青视同燃料油按1.2元/升的单位税额征收进口环节消费税，混合芳烃、轻循环油均视同石脑油按1.52元/升的单位税额征收进口环节消费税。轻循环油、混合芳烃、稀释沥青通常含有较多芳烃或沥青成分，一般不用作燃油。近年来，这些油品被少数企业大量进口，加工生产为不符合国家标准的燃油，流向非法经营渠道，危害成品油市场公平，存在较大社会安全隐患，造成环境污染。为解决这些问题，国内已将有关产品纳入消费税征收范围，《公告》的发布有利于推动正规成品油市场发展，规范成品油市场秩序，促进公平竞争。

加快成品油市场化进程。2021年7月12日，商务部印发《深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力工作实施方案》，推进有关涉企经营许可事项在全国范围内推行“证照分离”改革全覆盖，并在自由贸易试验区加大改革试点力度。《实施方案》明确指出，取消石油成品油批发经营资格初审和审批、石油成品油仓储经营资格初审和审批，成品油零售经营资格审批权限由省级商务主管部门下放到设区的市级人民政府指定部门，取消申请企业提交成品油供应渠道法律文件相关要求。以上规定降低了成品油经营企业进入成品油市场的门槛，有助于成品油经营企业间的良性竞争。

4.合并重组中化集团与中国化工

2021年3月31日，国资委官网发布消息，经国务院批准，中国中化集团有限公司与中国化工集团有限公司实施联合重组。重组后新公司涵盖生命科学、材料科学、基础化工、环境科学、橡胶轮胎、机械装备、城市运营、产业金融等业务领域，尤其在建筑、交通、新一代信息产业等应用领域突破关键材料瓶颈，提供化工材料综合解决方案；在农业领域，提供高水平的农资与农业综合服务，推动我国农业转型升级；在化工环保业务领域，大力推进节能减排，为我国碳达峰、碳中和目标实现贡献化工行业力量。

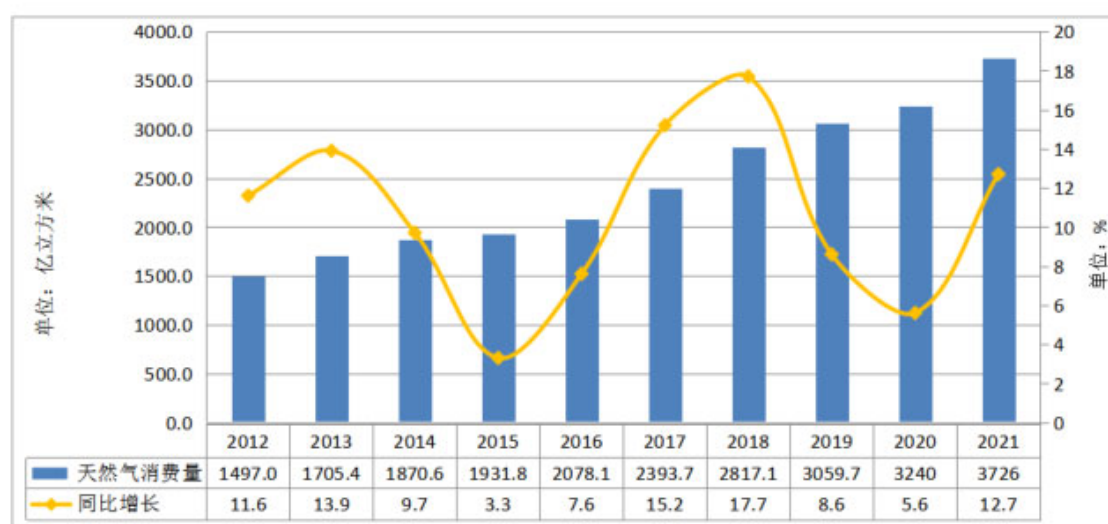
除了碳达峰碳中和的推动之外，中化集团和中国化工的重组还离不开央企和国企的改革提速这一背景。此次联合重组将有助于打造一家行业领先的综合性化工集团，加速化学工业供给侧结构性改革和行业转型升级，并进一步优化企业资源配置，形成产业链的有机协同互补，增强科技研发和创新能力。

第四章 天然气行业发展

一、天然气供需

1. 天然气消费明显回升，同比增长 12.7%

据国家发展改革委运行快报统计,2021 年,我国天然气表观消费量达到 3726 亿立方米、同比增长 12.7%。同口径比较,2020 年天然气表观消费量 3240 亿立方米、增幅 5.6%,2021 年天然气表观消费量回升明显。2021 年国内天然气需求增速前高后低,一二季度增速高涨,三四季度则由于能耗双控、国际 LNG 现货价格走高、冬季气温偏高等因素,需求增速明显放缓。分领域看,工业与发电用气引领天然气需求增长;分地区看,中西部、长三角、西南等地区天然气消费增速较上年有明显上升。



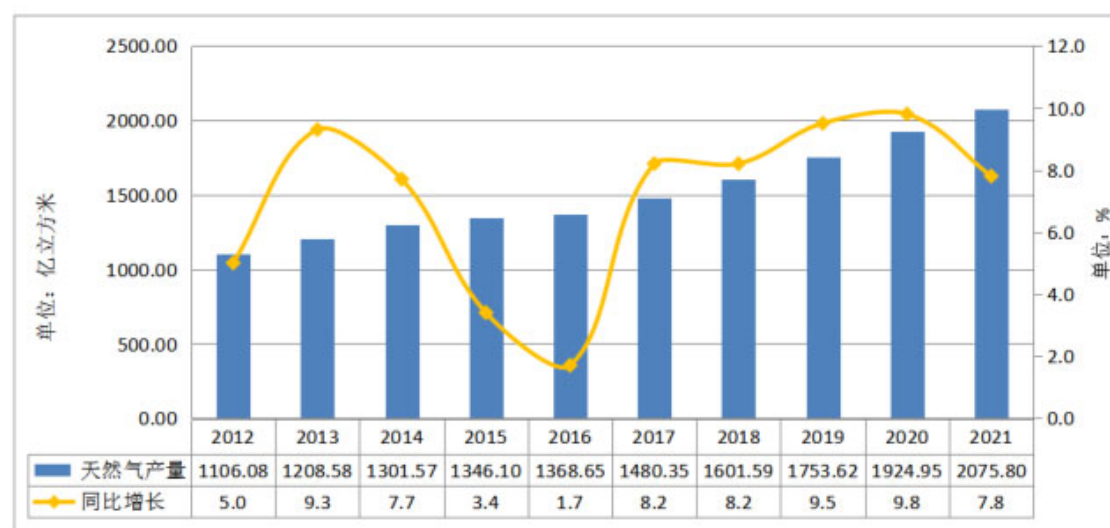
注：2020、2021 年数据系表观消费量及同比增长

（数据来源：国家统计局、国家发展改革委）

图 4-1 2012-2021 年天然气消费量及增速

2. 天然气产量首次突破 2000 亿立方米，同比增长 7.8%

国家统计局数据显示,2021 年,我国天然气产量达到 2075.8 亿立方米、同比增长 7.8%,这是我国天然气产量首次突破 2000 亿立方米,也是连续 5 年增产超过 100 亿立方米。其中页岩气产量 230 亿立方米、煤层气利用量 77 亿立方米,继续保持良好增长势头。我国首个自营超深水大气田——“深海一号”全面投产,首个商业开发的大型页岩气田——涪陵页岩气田累计生产页岩气 400 亿立方米,创国内页岩气累计产气新纪录。



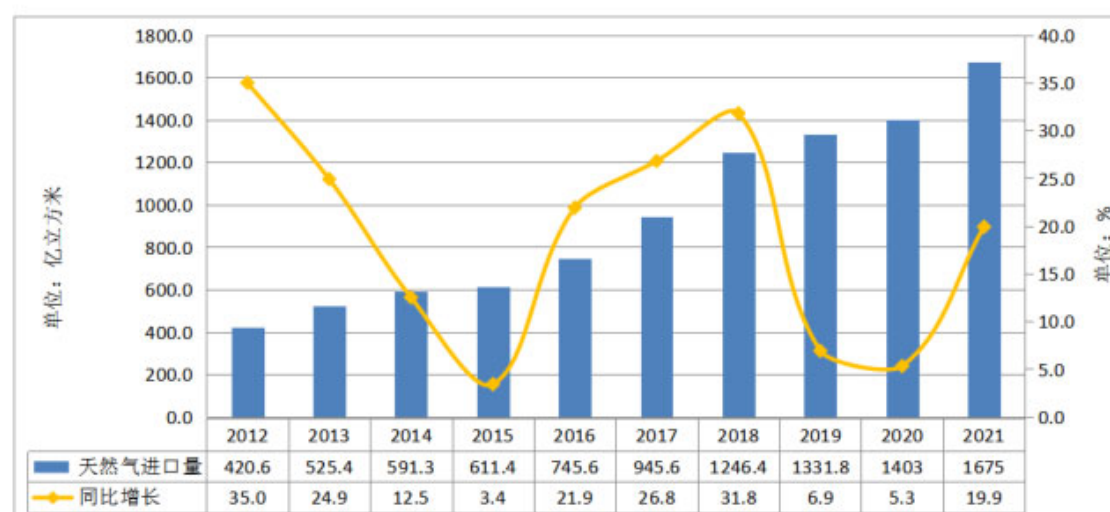
(数据来源：国家统计局)

图 4-2 2012-2021 年天然气产量及增速

2021 年，我国天然气新增探明地质储量 1.63 万亿立方米，创历史新高。页岩油气勘探取得战略性突破，页岩气勘探突破 4000 米深度，海域油气勘探持续呈现新局面。

3. 天然气进口大幅提升，同比增长 19.9%

海关总署数据显示，2021 年，我国进口天然气 12136 万吨（约 1675 亿立方米）、同比增长 19.9%，其中 LNG 进口量 7893 万吨、同比增长 18.3%，管道气进口量 4243 万吨、同比增长 22.9%。2021 年以来，我国进口天然气价格整体呈大幅增长态势，其中进口管道气价格相对稳定，进口 LNG 价格涨幅明显。2021 年，我国天然气对外依存度继续上升，达到 45% 左右。



(数据来源：国家统计局、海关总署)

图 4-3 2012-2021 年天然气进口量及增速

2021 年，我国 LNG 进口来源国为 27 个国家，较 2020 年增加了韩国、菲律宾、西班牙以及泰国，其中从澳大利亚进口的 LNG 数量仍居首位、占进口量的 39%，从美国的进口量位居第二、占比 11%，随后依次为卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚、俄罗斯。我国管道气进口来源国主要有土库曼斯坦、俄罗斯、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、缅甸，其中我国从俄罗斯进口的管道气大幅增加，同比增长 154%。目前俄罗斯已成为我国第二大管道气供应国，哈萨克斯坦因其国内局势及自身产量问题，对我国的供应量略有下滑。

二、天然气储运

1.管道建设趋势向好

根据行业统计数据，截至 2021 年底，国内建成油气长输管道总里程累计达到 15.0 万千米，其中天然气管道里程约 8.9 万千米、占比 59.33%。2021 年，新建成油气长输管道总里程约 5414 千米，其中天然气管道新建成里程约 3126 千米、较 2020 年减少 1858 千米。这是由于 2021 年新建天然气管道主要为支线和互联互通型管道项目，而同期新开工大型干线管道工程建设周期较长，因此当年新建成管道里程出现一定程度下滑。考虑到“双碳”目标及能源转型相关政策的推动因素，天然气产供储销体系加快建设，后续几年随着天然气干线管道以及沿海 LNG 接收站配套外输管道等工程的建设，输气管道建成里程将保持较快增长态势。2021 年建成或投产的主要天然气管道有：陕京四线天然气管道张家口支线、应张联络线，海南环岛天然气管网东环线（文昌—琼海—三亚管道），广西输气管道项目粤西支线，粤东 LNG 接收站配套外输管道，庐江—巢湖—无为天然气管道项目，宣城—黄山天然气干线工程，浙江云和一龙泉天然气管道工程，新疆煤制气管道潜江—韶关输气管道工程（郴州—韶关段），韶关联络线工程（新疆煤制气外输管道韶关站—西气东输二线始兴站），神木—安平煤层气管道工程山西—河北段，忠武线潜湘支线、西三线长沙支线与新疆煤制气外输管道长沙联通工程，威远—乐山输气管道一期工程（威远—井研），西气东输平凉市天然气管道，广东省网茂名—阳江天然气管道，大湘西天然气管道支干线项目（花垣—张家界段），临汾—长治天然气输气管道运城支线，鄂安沧管道—京邯管道连接线项目，汉中—南郑输气管道，新疆温吉桑储气库群温西—库双向输送天然气管道，潮州市天然气高压管道工程潮安干线，河南镇平—邓州天然气管道项目，崇明岛—长兴岛—五号沟 LNG 接收站管道，广东省网粤西天然气主干管道，以及中科

炼化配套输气管道项目东兴支线等。2021 年续建或开工建设、2022 年及以后将建成的主要天然气管道有：中俄东线天然气管道南段（永清—上海），蒙西管道项目一期工程，中俄东线济宁支线，西气东输一线延安支线，西气东输三线中段中卫二站工程，山东管网西干线，山东管网西干线支线，山东管网南干线，川气东送殷汇阀室—石台支线天然气管道工程，陕京四线下花园支线涿鹿段，苏州—上海天然气管道联络线工程，陕西留坝—凤县输气管道工程，镇平—邓州天然气管道项目，江苏省沿海输气管道工程南干线（如东—常熟—太仓段），江苏滨海 LNG 配套输气管线，北京燃气天津南港 LNG 应急储备项目外输管道，重庆市江津—南川天然气管道项目工程，永州市—邵阳县输气管道工程，温水—习水天然气管道项目工程，海西天然气管网二期工程（福州—三明段），广东省管网县县通工程，贵州省黔南州县县通天然气支线管道工程（长顺支线），贵州天然气县县通工程独山—平塘段等。

2.储气库建设加快推进

根据行业统计数据，截至 2021 年底，我国累计在役储气库（群）15 座，形成储气调峰能力超过 170 亿立方米，比上年增长超过 15%，占 2021 年全国天然气消费量的 4.5%以上，天然气调峰和稳定供气能力进一步增强。2021 年储气库项目建设进展包括：中国石油辽河油田双台子储气库群双 6 储气库扩容上产工程正式投产，成为我国调峰能力最大的储气库，日采气量在往年的基础上翻一番，大幅提升对东北及京津冀地区冬季天然气保供能力；中国石化加快布局中原储气库群、湖北黄场储气库等重点项目，山东永 21、中原卫 11、东北孤西、四川清溪等储气库相继投产。

3.LNG 接收能力快速增长

根据行业统计数据，截至 2021 年底，我国已建成的 LNG 接收站共 22 座（含转运站），接收能力为 10800 万吨/年，比上年增长 16.5%。已建成 LNG 储罐 92 个，总罐容 1330.5 万立方米，最大可储存 79.8 亿立方米天然气。根据各 LNG 接收站公布的设计接收能力测算，2021 年 LNG 接收站平均负荷率为 81.1%，比上年提高 8.4 个百分点；LNG 接收站月度负荷率均在 70%以上，其中 1 月最高，达到 107%，10 月最低，为 70.4%。根据相关报道，中国石油、中国石化、广汇、新奥等公司将加快推动 LNG 接收站新建及二期扩建项目、重

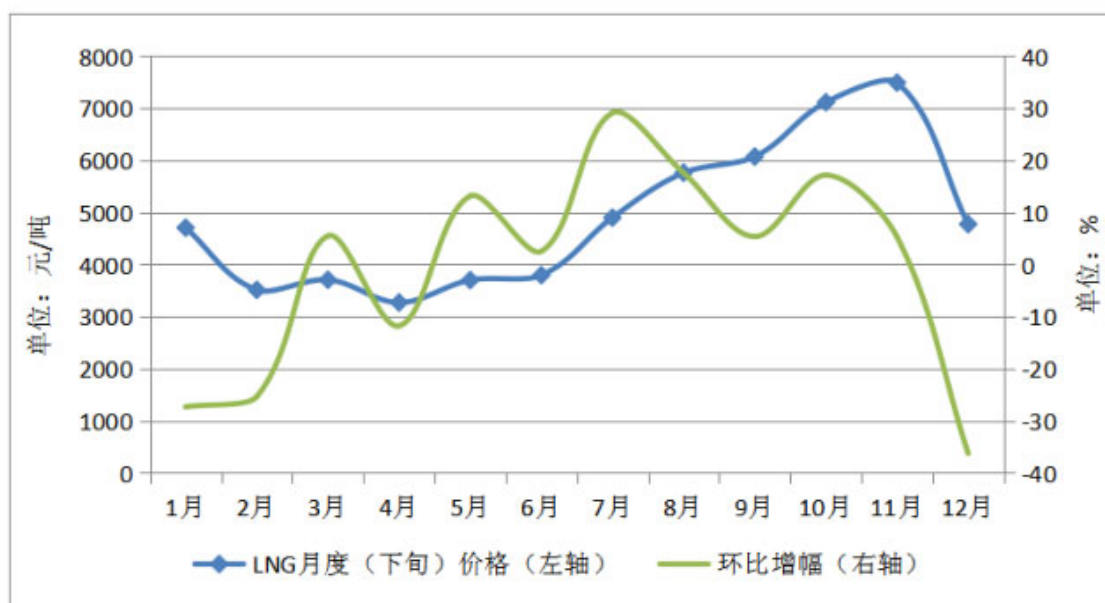
点 LNG 储运设施、LNG 储备基地等项目建设投产。“十四五”末期我国 LNG 接收站接收能力有望超过 1.4 亿吨/年。

4.天然气输配体系建设取得新进展

2021 年，我国天然气输配体系建设与完善取得新进展。2021 年 1 月，中俄东线天然气管道工程（永清—上海）江苏段第 7 标段正式点火开焊，中俄东线南段全面开工建设。中俄东线天然气管道全长 1509 千米，新建管道 1243 千米，预计 2025 年建成投产。全线贯通后，中俄东线每年可输送 380 亿立方米俄罗斯天然气至我国东北、华北、长三角等地区，提高全国油气管网南北方向调气能力以及应急保供能力。2021 年 9 月，随着西气东输三线中段（中卫—吉安）天然气管道中卫二站开工建设，西气东输三线中段（中卫—吉安）天然气管道工程项目正式启动。该管道全长 2090 千米，设计年输气量为 250 亿立方米，建成投产后将打通已建成的西气东输三线西段和东段，实现西部进口气、国产天然气资源和东部主力市场的有效连接，进一步完善我国中东部地区天然气管网布局，助力“十四五”期间构建天然气管道“五纵五横”新格局。

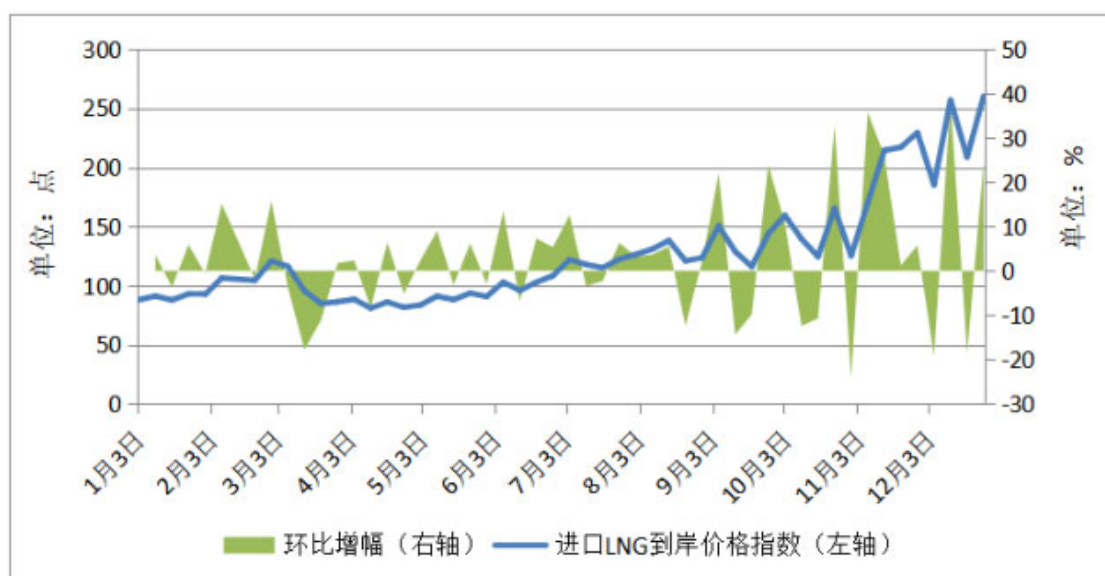
三、天然气价格

2021 年，天然气价格一路飙升，国内外气价出现了不同幅度的上涨，淡季不淡特征表现明显。“反季节”“高位”成了当年天然气市场的代名词。究其原因，首先，2021 年，随着疫情好转以及新冠疫苗的全球普及，全球工商业开始全面复工复产，天然气消费被不断拉高，供需开始进入紧平衡状态，特别是在我国疫情得到有效防控后，这一特征更为明显。其次，在全球碳排放的相关政策影响下，天然气成为化石能源中的首选。在“碳达峰碳中和”“煤改气”等相关政策的支撑下，我国天然气消费在能源消费中的占比也越来越高。再次，2021 年冬季全球再次遭遇“拉尼娜”现象，在各国气象部门的寒冬预警之下，各国积极囤气过冬。从国内情况来看，10 月各大油气商也纷纷表态稳产增产、注气存气。进入 12 月，由于气温未达原先寒冷预期，城燃企业补库存需求较小，国内保供压力得到缓解，天然气现货市场开始出现供大于求的现象，天然气价格开始出现回落。



(数据来源：国家统计局)

图 4-4 2021 年全国 LNG 市场价格变动情况



(数据来源：上海石油天然气交易中心)

图 4-5 2021 年进口 LNG 到岸价格指数走势

四、天然气政策

1. 我国全部油气主干管网实现并网运行

2021 年 3 月 31 日，国家管网集团与中国石油举行资产交接座谈会，国家管网集团于当日 24 时接管原中国石油昆仑能源下属北京天然气管道有限公司和大连液化天然气有限公司股权，标志着我国油气体制改革的关键一步——油气主干管网资产整合已全面完成，实现了我国全部油气主干管网并网运行。国家管网集团称，本次收购的资产中，北京管道公司下属资产主要为陕京管道系统，主要包括

陕京一线至四线、永唐秦管道、唐山 LNG 外输管道、大唐煤制气外输管道北京段、港清线、港清复线、港清三线及（大港、华北）两座储气库群，总里程 5387 千米。上述管线途经陕西、内蒙古、山西、河北、北京、天津四省两市，连接西北、华北和华东天然气资源，主要服务华北地区与环渤海区域，全年总供气量超 350 亿立方米，占 2020 年全国天然气表观消费量的 11%，是“全国一张网”不可或缺的重要组成部分。国家管网集团资产重组交易全部完成，进一步推动了“X+1+X”油气市场体系形成，我国油气体制将更加凸显市场在资源配置中的关键作用。同时，国家管网集团的全国干线油气管网布局更加完善，进一步实现了管网的互联互通，打造“全国一张网”，提升油气资源配置效率，对保障国家能源安全具有重要意义。

2.深化价格机制改革行动方案出台

2021 年 5 月 18 日，国家发展改革委印发《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》，明确到 2025 年，竞争性领域和环节价格主要由市场决定，网络型自然垄断环节科学定价机制全面确立，能源资源价格形成机制进一步完善。《行动方案》提出，稳步推进石油天然气价格改革。按照“管住中间、放开两头”的改革方向，根据天然气管网等基础设施独立运营及勘探开发、供气和销售主体多元化进程，稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。积极协调推进城镇燃气配送网络公平开放，减少配气层级，严格监管配气价格，探索推进终端用户销售价格市场化。结合国内外能源市场变化和国内体制机制改革进程，研究完善成品油定价机制。完善天然气管道运输价格形成机制。适应“全国一张网”发展方向，完善天然气管道运输价格形成机制，制定出台新的天然气管道运输定价办法，进一步健全价格监管体系，合理制定管道运输价格。此外，《行动方案》还指出，认真落实关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展的意见，清理取消不合理收费，加快完善价格形成机制，严格规范价格收费行为。

3.管道运输价格管理新办法落地

2021 年 6 月 7 日，国家发展改革委印发《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（暂行）》，在 2016 年两个试行办法基础上进一步完善了天然气管道运输价格管理体系。新办法符合国家管网集团成立后管道运输行业主体重构新形势的要求，适应“全国一张网”的发展方向，

是天然气市场“管住中间”的进一步深化，顺应了天然气市场化改革的需要。新办法具有以下四个特点：一是实行区域统一运价率，适当简化运价率体系。新的机制一改此前的“一企一价”，形成西北、西南、东北及中东部四个价区，分区核定运价率，实行“一区一价”。运价率也由此前的 15 个合并为 4 个。二是动态调整准许收益率。《价格管理办法》规定，本办法出台后首次核定价格时，准许收益率按 8% 确定，后续将统筹考虑国家战略、行业发展需要、用户承受能力等因素动态调整。这既保持了政策的衔接和平稳过渡，又为未来预留了调整空间。三是延长管道折旧年限。《成本监审办法》将主要固定资产分 11 类明确了折旧年限和残值率。考虑天然气管道实际使用寿命，将天然气管道的折旧年限从 30 年延长到 40 年。拉长折旧和摊销年限符合行业特点及资产的实际使用情况和经济寿命，可以减少当期折旧和摊销费用，有利于降低当期管输费水平，进而有利于降低用气成本。四是其他市场主体经营的跨省管道暂按现行价格水平执行。《价格管理办法》适用于确定国家管网集团经营的跨省（自治区、直辖市）天然气管道运输价格，其他市场主体经营的类似管道原则上按照国家管网集团价格执行，所有新投产管道按照所属价区运价率执行。这将使国家管网集团管输价格成为管输行业价格标杆，对其他市场主体的管道投资和建设起到鼓励先进和鞭策落后的作用。

4. 多家省级天然气管网公司融入国家管网

继 2020 年广东、海南、湖北等省级管网融入国家管网集团以后，2021 年 1 月，国家管网集团与湖南省政府签署合作协议，双方将尽快完成湖南省级天然气管网平台整合，成立国家管网集团湖南省天然气管网有限公司。2021 年 4 月，国家管网集团与福建省政府签署合作协议，双方同意成立国家管网集团福建省管网有限公司，福建省网以市场化方式融入国家管网。2021 年 6 月，国家管网集团与甘肃省政府签署合作协议，双方成立国家管网集团甘肃省天然气管网有限公司，作为甘肃省天然气管网的唯一建设运营主体。截至 2021 年底，国家管网集团已与多个省份签署合作协议建立省级管网公司，天然气“全国一张网”全面铺开。国家管网集团挂牌成立后陆续接管三大石油公司下属的油气基础设施相关资产，油气行业“X+1+X”的格局初步形成。此后，国家管网集团按照《石油天然气管网运营机制改革实施意见》等文件要求，积极引导和推动省级天然气管网公司以全部融入或部分融入的形式融入国家管网集团。省级管网公

司成立后，将有效减少该地区天然气管输层级中的“省级管网”环节，有效助力天然气“全国一张网”范围内的集约高效输送，不断释放油气改革红利，促进国家管网集团与各省级管网之间协同、健康发展。

5.组织开展天然气管网和 LNG 接收站公平开放专项监管

2021 年 5 月 31 日，国家能源局印发《天然气管网和 LNG 接收站公平开放专项监管工作方案》。该《方案》在《2021 年能源监管重点任务清单》的框架下，细化了专项监管的具体要求。监管内容包括油气体制改革相关要求落实情况、天然气管网设施互联互通和公平接入情况、天然气管网设施公平开放信息公开情况、天然气管网设施公平开放服务和市场交易情况、天然气管网设施公平开放实际运行情况等五方面的内容。《方案》发布的目的在于推动天然气管网设施公平开放，促进管网设施高效利用，规范管网设施运营企业开放服务行为，主要着眼于检查各地天然气管网设施运营企业对于 2019 年发布的《油气管网设施公平开放监管办法》及其相关文件的落实情况。《方案》还特别明确监管重点是山西、山东、浙江、安徽、广东、四川、陕西省内的天然气管网设施运营企业。其他省份可由相关派出机构根据实际情况决定是否组织开展。

6.部署开展全国城镇燃气安全排查整治工作

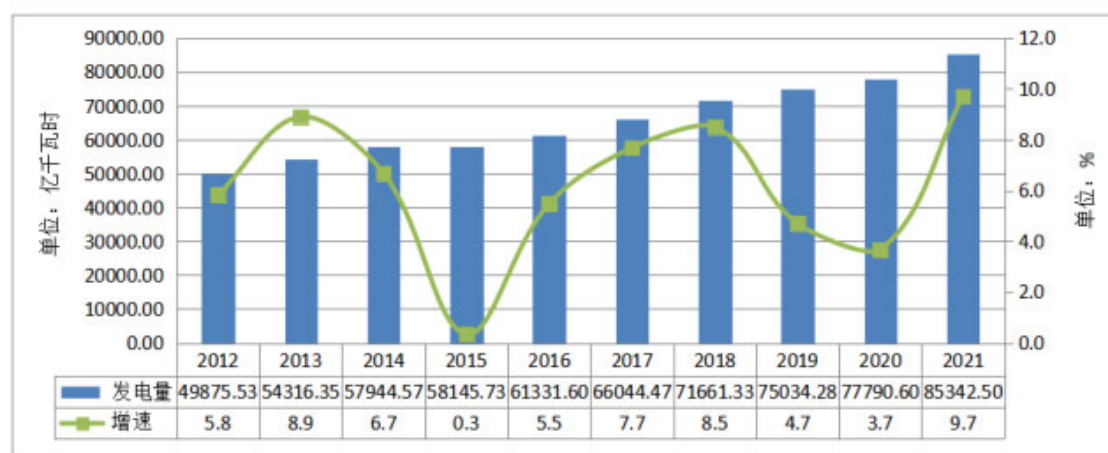
2021 年以来，一些地方城镇燃气事故多发频发，燃气安全形势严峻。2021 年 11 月 24 日，国务院安全生产委员会印发《全国城镇燃气安全排查整治工作方案》，部署开展为期一年的全国城镇燃气安全排查整治，要求各地各有关部门和单位认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，坚持长短结合、标本兼治，深刻吸取近年来国内外燃气事故教训，紧盯燃气安全运行重点部位和关键环节，全面排查整治老旧小区、餐饮等公共场所，以及燃气经营、燃气工程、燃气管道设施和燃气具等安全风险和重大隐患，开展综合性、精准化治理。同时，加快完善安全设施，加强预警能力建设，加快推进燃气管网等基础设施更新改造和数字化、智能化安全运行监控能力建设，普及燃气安全检查、应急处置等基本知识，提升燃气安全保障水平。

第五章 电力行业发展

一、电力生产

1.全国发电量同比增长 9.7%，全口径非化石能源发电量同比增长 12.0%

2021 年全国电力生产供应能力进一步提高，供需总体平衡，结构进一步优化。根据国家统计局发布的国民经济和社会发展统计公报，2021 年，全国发电量 85342.5 亿千瓦时¹，同比增长 9.7%，较上年提高 6 个百分点。其中，火电发电量 58058.7 亿千瓦时²，同比增长 8.9%；水电发电量 13390 亿千瓦时，同比降低 1.2%；核电发电量 4075.2 亿千瓦时，同比增长 11.3%。另据中电联全口径统计，风电、太阳能发电量分别为 6556 亿千瓦时、3270 亿千瓦时，同比分别增长 40.5%、25.2%。生物质发电量 1637 亿千瓦时，同比增长 23.6%。



注：数据来自国家统计局历年国民经济和社会发展统计公报，增速系计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 5-1 2012-2021 年全国发电量及增速

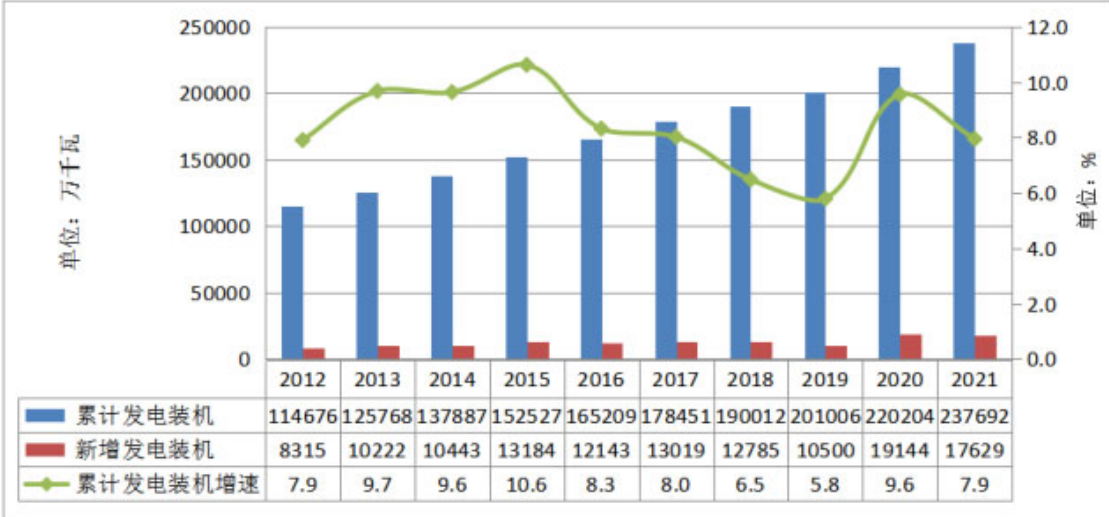
发电结构持续优化。2021 年，全口径非化石能源发电量 2.9 万亿千瓦时，同比增长 12.0%；占全口径总发电量的比重为 34.6%，同比提高 0.7 个百分点。风电和太阳能发电对全国电力供应的贡献不断提升。全口径煤电发电量 5.03 万亿千瓦时，同比增长 8.6%，占全口径总发电量的比重为 60.0%，同比降低 0.7 个百分点。

2.全国电力总装机容量近 24 亿千瓦，同比增长 7.9%

截至 2021 年底，全国新增发电装机容量 17629 万千瓦，同比降低 7.9%；全国发电装机容量约 23.8 亿千瓦，同比增长 7.9%，增幅收缩 1.7 个百分点。

近十年来，我国发电装机容量持续增长，新增发电装机总规模连续九年超过亿千瓦。总装机增速呈波动走势，2017-2019 年连续下降，特别是 2018、2019 年

受电力供需形势变化等因素影响，新增水电、核电、太阳能发电装机几乎减半，导致两年新增装机规模连续下滑。2020 年，在水电、风电、太阳能发电装机高速增长的带动下，新增装机容量大幅提升，带动全年装机增速陡然回升。2021 年受火电、风电新增装机容量减少 18%、34% 的影响，整体新增规模同比降低 7.9%。



注：2021 年数据来自中电联快报，其他来自中电联历年电力工业统计数据，增速系计算所得，如无特殊标注，下同

（数据来源：中电联，下同）

图 5-2 2012-2021 年全国发电装机及增速

3.新增非化石能源发电装机比重近八成，非化石能源总装机规模首次超过煤电

2021 年，新增火电装机 4628 万千瓦，并网水电、风电分别为 2349 万千瓦、4757 万千瓦，太阳能发电 5493 万千瓦，核电 340 万千瓦，生物质发电 808 万千瓦。新增非化石能源发电装机容量 13809 万千瓦，占新增发电装机总容量的比重为 78.3%，同比提高 5.2 个百分点。

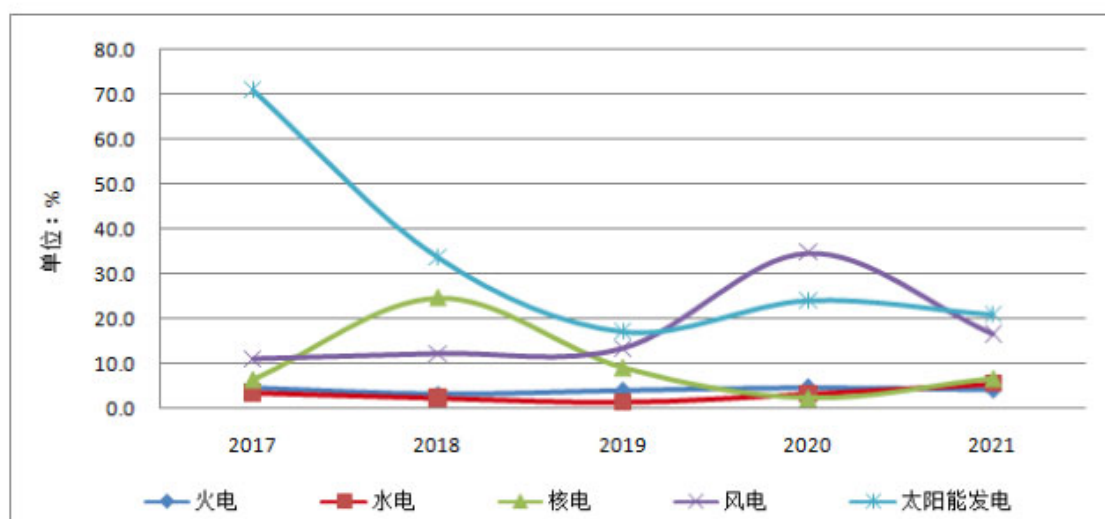


图 5-3 2017-2021 年全国分类型发电装机增速

截至 2021 年底，全国全口径火电装机容量 13.0 亿千瓦，同比增长 4.1%，其中，煤电 11.1 亿千瓦，同比增长 2.8%，占总发电装机容量的比重为 46.7%，同比降低 2.3 个百分点。2021 年全口径非化石能源装机达 11.2 亿千瓦，同比增长 13.4%，占总发电装机容量比重为 47%，首次超过煤电装机规模。水电、风电、太阳能发电装机均突破 3 亿千瓦。其中，水电装机容量 3.9 亿千瓦（常规水电 3.5 亿千瓦，抽水蓄能 3639 万千瓦）；风电 3.3 亿千瓦（陆上 3.0 亿千瓦，海上 2639 万千瓦）；太阳能发电装机 3.1 亿千瓦（集中式 2.0 亿千瓦，分布式 1.1 亿千瓦，光热 57 万千瓦）。风电并网装机容量已连续 12 年稳居全球第一，太阳能发电并网装机容量连续 7 年稳居全球第一，海上风电装机跃居世界第一。核电 5326 万千瓦。生物质发电 3798 万千瓦。

从装机增速看，2021 年，风电和太阳能发电装机以超过 15% 的速度大幅增长，太阳能发电同比增长 20.9%，风电同比增长 16.6%。核电同比增长 6.8%。水电同比增长 5.6%。火电同比增长 4.1%，其中，煤电同比增长 2.8%，占总发电装机容量的比重同比下降 2.3 个百分点。

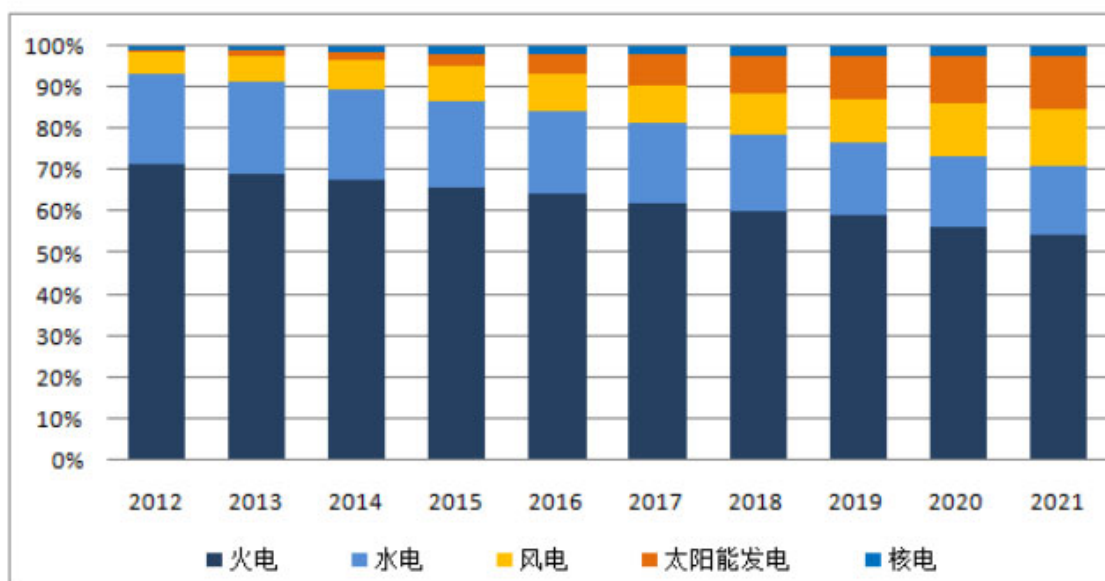


图 5-4 2012-2021 年全国电力装机结构

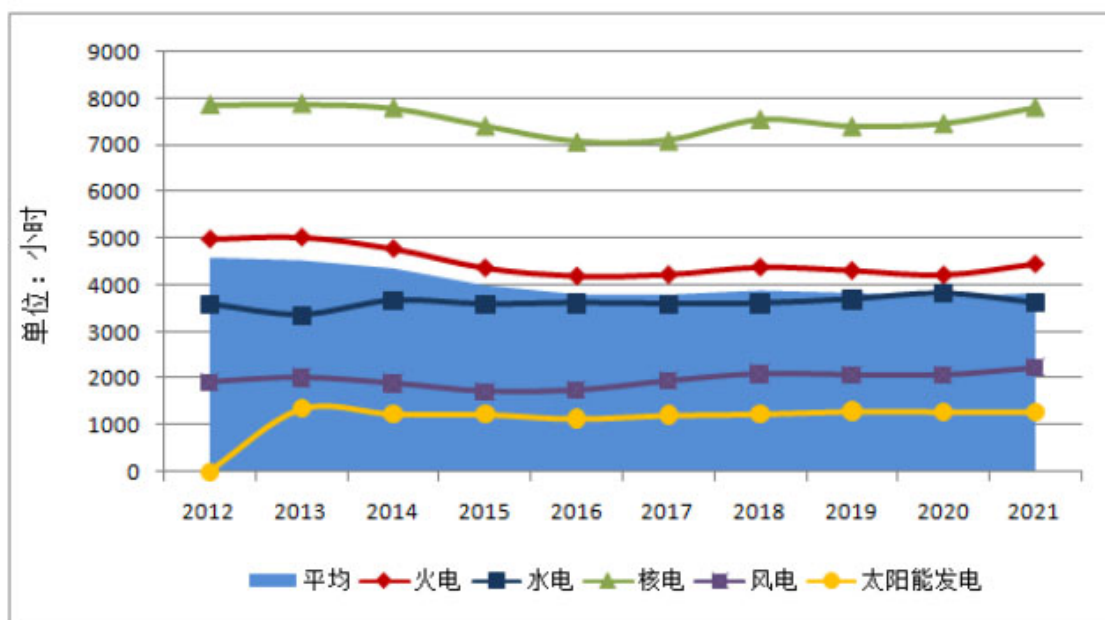


图 5-5 2012-2021 年不同电源发电设备利用小时数

4.全国发电设备利用小时同比提高 60 小时

2021 年，全国发电设备利用小时数为 3817 小时，同比提高 60 小时。火电设备利用小时 4448 小时，同比提高 237 小时；其中，煤电 4586 小时，同比提高 263 小时；气电 2814 小时，同比提高 204 小时。水电 3622 小时，同比降低 203 小时。核电 7802 小时，同比提高 352 小时。并网风电 2232 小时，同比提高 154 小时。并网太阳能发电 1281 小时，与上年总体持平。

二、电力消费

1.全社会用电量同比增长 10.3%，增速逐季回落

根据国家能源局发布数据，2021 年，全社会用电量 83128 亿千瓦时，同比增长 10.3%，较 2019 年同期增长 14.7%，两年平均增长 7.1%。受经济整体回暖、外贸出口拉动等因素影响，以及新冠肺炎疫情导致用电量增速低基数效应，电力消费大幅回升。2021 年全社会用电量增速达到近十年来新高，略低于 2010 年的 14.8%和 2011 年的 12.0%。

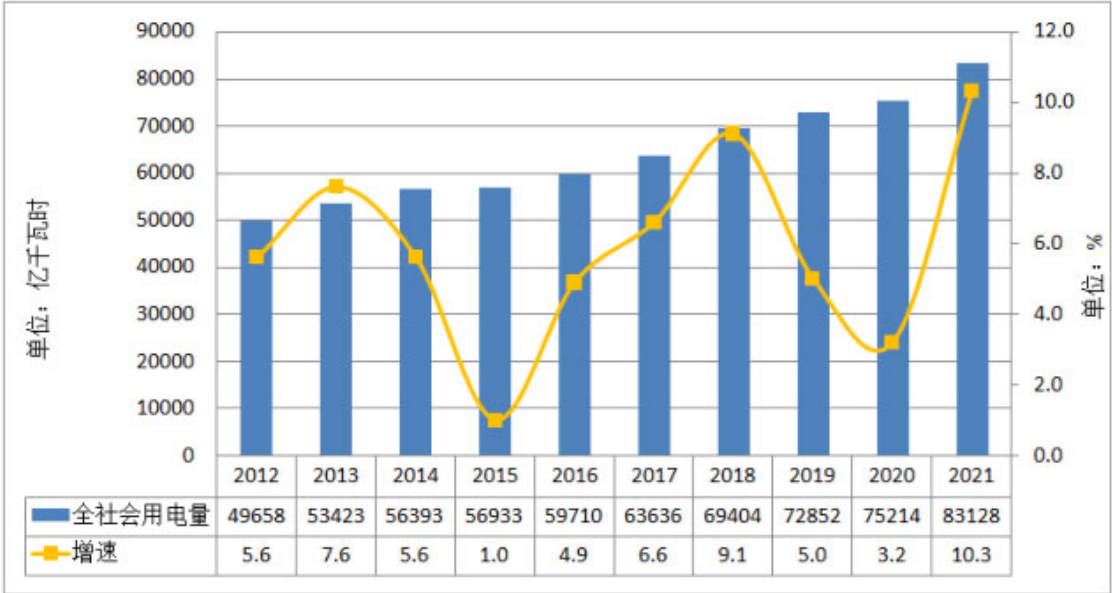


图 5-6 2012-2021 年全国全社会用电量及增速

2021 年各季度全社会用电量总体保持平稳较快增长，一、二、三、四季度，全社会用电量同比分别增长 21.2%、11.8%、7.6%、3.3%，同比增速逐季明显回落。

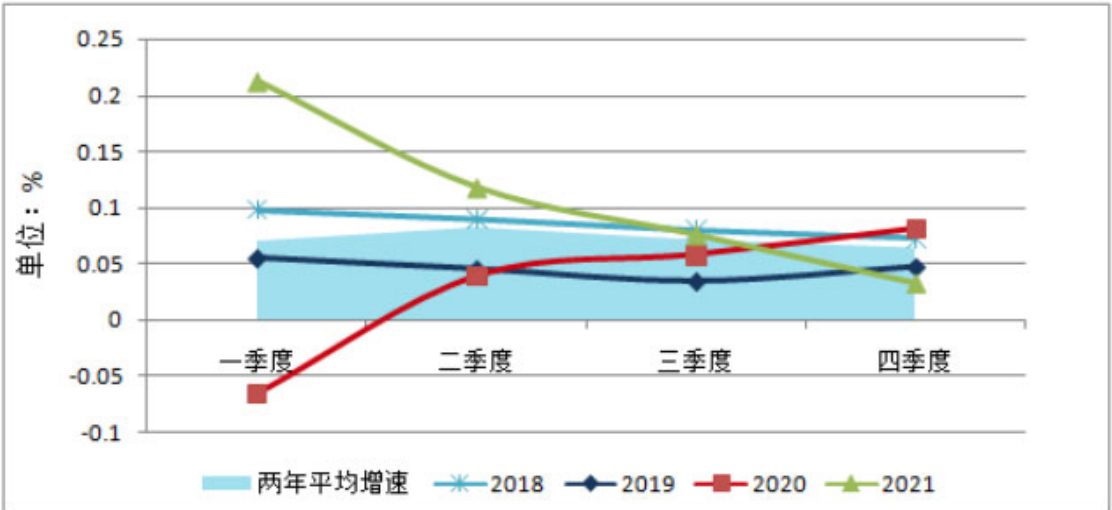


图 5-7 2018-2021 年全国全社会用电量季度增速

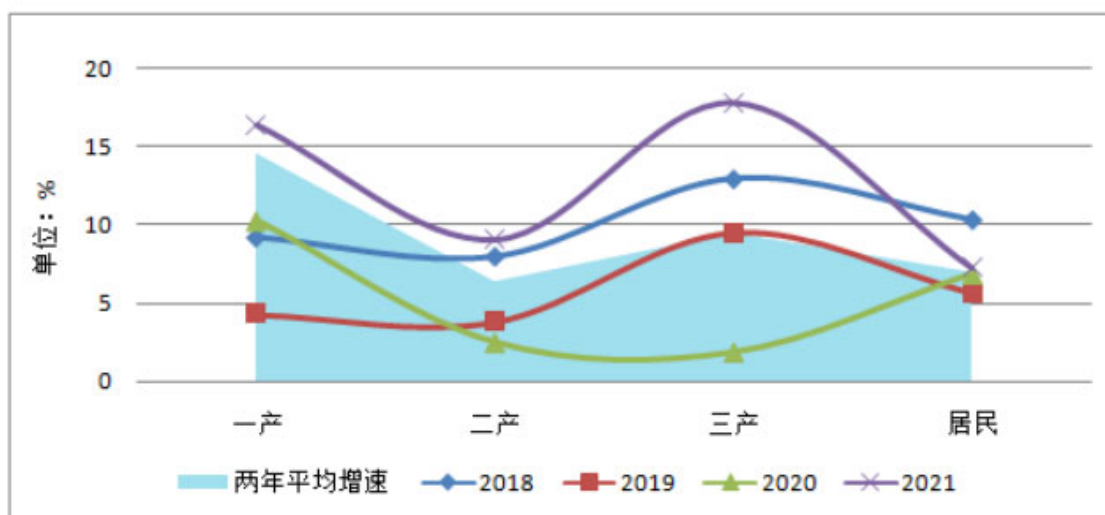


图 5-8 2018-2021 年分产业用电量增速

一季度，全社会用电量拉动全年用电量同比增长 4.5 个百分点，较 2019 年同期增长 14.4%。其中，二产用电成为拉动全社会用电增长的主要动力，同比增长 24.1%，较 2019 年同期增长 15.4%，对全社会用电增长的贡献率达 72.8%。进入二季度，各产业用电增速较一季度有所回落，然而一产用电量仍保持稳步大幅增长，三产用电量增速回升至 2019 年同期水平。虽然高技术及装备制造业用电量增速明显高于同期制造业平均水平，但是由于国家坚决遏制“两高”项目盲目发展政策逐步落实，四大高载能行业增速逐步回落，三、四季度第二产业增速受到直接影响，叠加部分地区受到疫情影响，三、四季度第三产业用电增速回落。2021 年，全社会用电量两年平均增长 7.1%，各季度两年平均增速分别为 7.0%、8.2%、7.1%和 6.4%，总体保持平稳增长。

2. 电力消费结构继续优化，二产用电占比逐年递减

2021 年，全社会用电量保持平稳增长的同时，电力消费结构日益优化。第一产业用电量 1023 亿千瓦时，同比增长 16.4%，两年平均增长 14.6%；第二产业用电量 56131 亿千瓦时，同比增长 9.1%，两年平均增长 6.4%；第三产业用电量 14231 亿千瓦时，同比增长 17.8%，两年平均增长 9.5%；城乡居民生活用电量 11743 亿千瓦时，同比增长 7.3%，两年平均增长 7.0%。

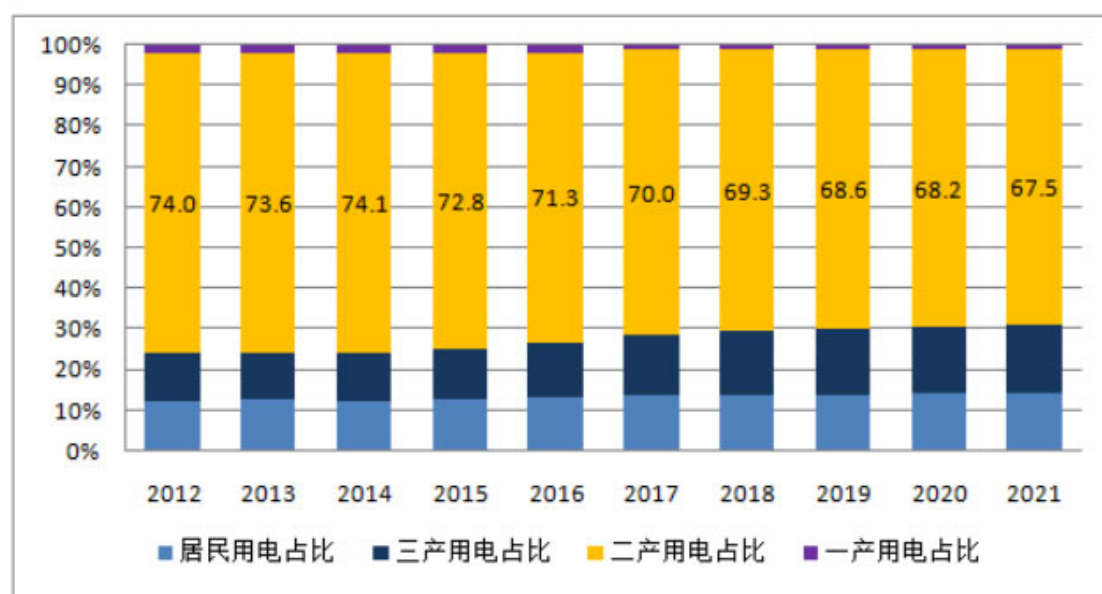


图 5-9 2012-2021 年全社会用电结构

第二产业用电比重逐步收缩，第一产业、第三产业比重略微扩大。随着乡村用电条件持续改善，高技术及装备制造业、充换电服务业、新兴服务业等进一步快速发展和城乡居民生活水平的提高，用电结构将进一步向一产和三产倾斜。

3. 主要能耗指标持续下降，碳排放量有效减少

全国供电标准煤耗持续下降。根据国家能源局数据，2021 年全国供电标准煤耗 302.5 克/千瓦时，同比再降 2.4 克/千瓦时，较 2012 年下降了 22.5 克/千瓦时。

全国线损率保持下降趋势。2021 年全国线损率 5.26%，同比下降 0.34 个百分点，保持继续下降走势，较 2012 年下降了 1.48 个百分点。

2021 年厂用电率尚未见公开数据，但总体呈现下降趋势。2020 年，全国厂用电率下降至 4.65%，比上一年降低 0.02 个百分点。其中，水电 0.25%，比上年升高 0.01 个百分点，火电 5.98%，比上年降低 0.03 个百分点。

表 5-1 2012-2021 年 6000 千瓦及以上电力行业能耗情况

费用项目	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
供电煤耗（克/千瓦时）	325	321	319	315	312	309	308	306.4	304.9	302.5
线损率（%）	6.74	6.68	6.64	6.64	6.47	6.48	6.21	5.93	5.60	5.26
厂用电率（%）	5.10	5.05	4.83	5.09	4.77	4.8	4.69	4.67	4.65	-
其中：火电（%）	6.08	6.01	5.84	6.04	6.01	6.04	5.95	6.01	5.98	-

燃煤电厂超低排放改造稳步推进，污染物排放下降明显。截至 2020 年底，全国煤电总装机容量的 89% 已实现超低排放。据中电联统计，2020 年，全国电力烟尘排放总量约为 15.5 万吨，同比降低 15.1%。二氧化硫排放量约为 78 万吨，同比降低 12.7%。氮氧化物排放量约为 87.4 万吨，同比下降 6.3%。

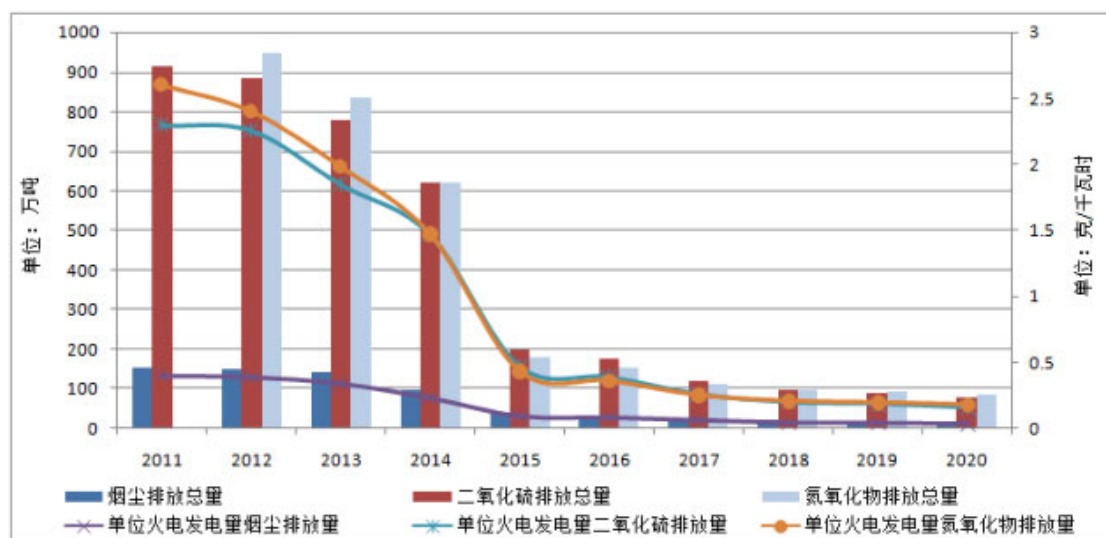


图 5-10 2011-2020 年污染物排放总量和排放绩效

电力行业碳排放量有效减少。根据中电联数据，2020 年全国单位火电发电量二氧化碳排放量约为 832 克/千瓦时，比 2005 年降低 20.6%；单位火电发电量一氧化碳排放量约为 565 克/千瓦时，比 2005 年降低 34.1%。2006-2020 年，通过发展非化石能源、降低供电煤耗和线损率等措施，电力行业累计减少二氧化碳排放约 185.3 亿吨，有效减缓了电力行业二氧化碳排放总量的增长。

全国碳市场建设稳步推进。2021 年，《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030 年前碳达峰行动方案》相继发布。7 月 16

日，全国碳市场正式启动，第一个履约周期为 2021 年全年，纳入发电行业重点排放单位 2162 家，覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放量，是全球规模最大的碳市场。至 12 月 31 日，全国碳市场累计运行 114 个交易日，碳排放配额累计成交量 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元。

三、电力基建

1. 全国电力投资创近十年新高，投资结构再次调整

国家能源局数据显示，2021 年全国电力工程投资总额达 10481 亿元，同比增长 2.9%。其中，电源基本建设投资完成 5530 亿元，电网基本建设投资完成 4951 亿元。2018 年以来，电力工程建设投资额连年增长。

网源投资差距继续缩小。2021 年全国电源基本建设投资占电力投资的比重为 52.8%，较上年增加 0.9 个百分点；电网基本建设投资占电力投资的比重为 47.2%，较上年降低 0.9 个百分点。

从近十年数据来看，电力投资总体呈增长态势。“十二五”期间年均投资约为 7800 亿元，“十三五”期间年均投资约为 8900 亿元。“十四五”开局之年，电力工程建设投资创下十年来新高。电网投资占比在“十二五”期间整体呈上升趋势，“十三五”期间整体呈下降趋势。“十四五”开年持续降低。



图 5-11 2012-2021 年全国电力投资及增速

2. 新能源投资大幅上扬，火电投资连续五年下滑

2021 年，全国电源基本建设投资完成 5530 亿元，同比增长 4.5%。其中，水电投资 988 亿元，同比减少 7.4%，占电源投资的比重为 17.9%。火电投资 672 亿元，同比上升 18.3%，占电源投资的比重为 12.2%。核电投资 538 亿元，同比上升 42%，占电源投资的比重为 9.7%，扭转“十三五”期间投资量一直收缩的局面。

“十二五”以来，新能源投资力度加大。2019-2021 年受平价上网政策影响，风电投资猛增，2020、2021 年风电投资占电源总投资的比重分别为 50.1%、44.8%。

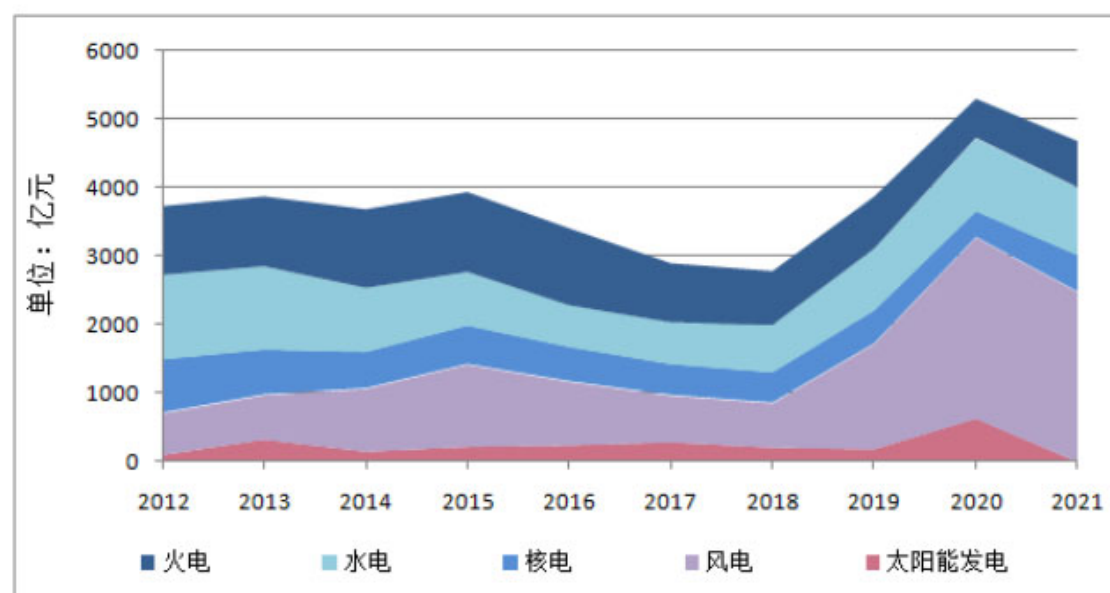


图 5-12 2012-2021 年分类型电源投资

3. 电网投资同比增长 1.1%，投运总规模平稳增长

2021 年全国电网基本建设投资完成 4951 亿元，同比增长 1.1%。从近十年数据看，电网投资占比在“十二五”期间整体呈上升趋势，“十三五”期间整体呈下降趋势。“十四五”开年继续降低。

电网投运总规模平稳增长。2021 年，全国新增 220 千伏及以上变电设备容量 24334 万千伏安，比上年多投产 2046 万千伏安，同比增长 9.2%；全国新增 220 千伏及以上输电线路回路长度 3.2 万千米，较上年少投产 2809 千米，同比减少 8%；新增直流换流容量 3200 万千瓦，比上年少投产 2000 万千瓦，同比下降 38.5%。截至 2021 年底，全国 220 千伏及以上变电设备容量共 49.4 亿千伏安，同比增长 5.0%；220 千伏及以上输电线路回路长度共 84 万千米，同比增长 3.8%。

输电通道建设稳步推进，跨区跨省资源配置能力提升。2021 年，全国共建成投运 2 条特高压工程。6 月 21 日，雅中-江西±800 千伏特高压直流工程竣工投产，成为“十四五”期间首个建成投运的特高压直流输电工程。12 月 26 日，南昌-长沙特高压交流工程建成投运，成为国家电网“十四五”开局之年的首个特高压交流工程。截至 2021 年底，全国共建成投运 32 条特高压线路。其中，15 条交流特高压，均在国家电网；17 条直流特高压，国家电网 13 条，南方电网 4 条。

电力业务资质许可服务质量和“获得电力”服务水平持续提升。2021 年电力业务资质许可“好差评”评价中,“很好”13248 件,占 96.52%，“好”446 件,占 3.25%,整体好评率 99.77%；“一般”22 件,占 0.16%；“差”“很差”9 件,占 0.07%。2021 年以来,全国范围内通过深化“三零”（零上门、零审批、零投资）和“三省”（省力、省时、省钱）服务等一系列举措,电力营商环境得到持续优化。2021 年全年为用户节省办电成本超 650 亿元。

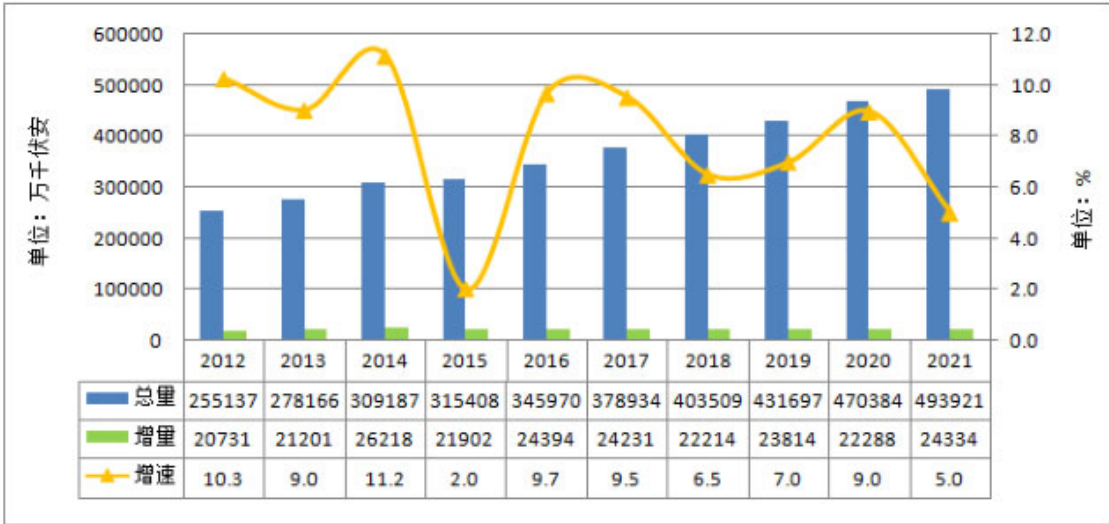


图 5-13 2012-2021 年 220 千伏及以上变电设备容量及增长情况

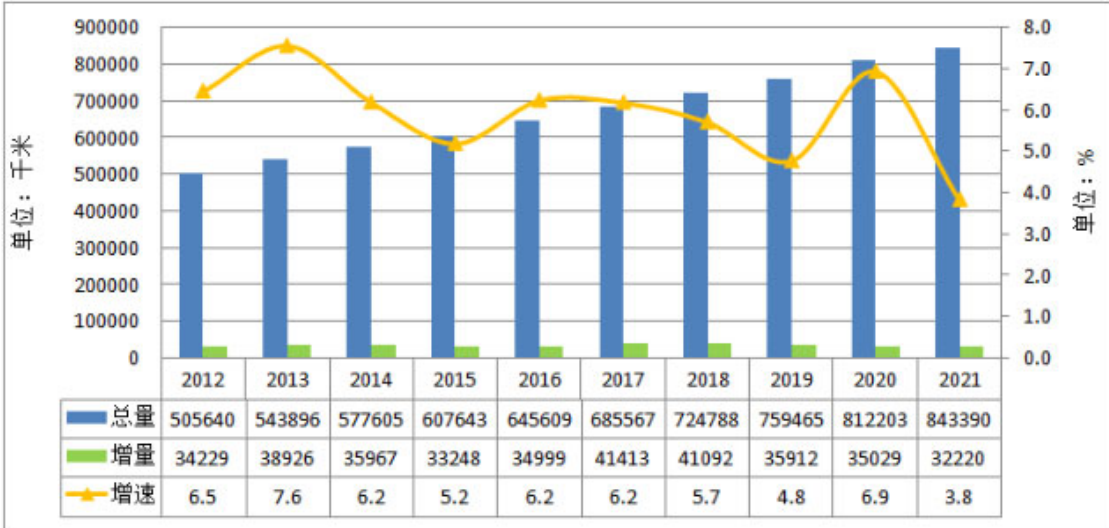


图 5-14 2012-2021 年 220 千伏及以上输电线路回路长度及增长情况

四、电力体制改革形势与政策

1. 电力市场体系结构逐步完善，市场化交易不断增长

我国已初步形成在空间范围上覆盖省间、省内，在时间周期上覆盖多年、年度、月度、月内的中长期交易及日前、日内现货交易，在交易标的上覆盖电能量、

辅助服务、合同、可再生能源消纳权重等交易品种的全市场体系结构。目前省间、省内中长期市场已较为完善并常态化运行。

根据中电联数据，2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。省内交易电量（仅中长期）合计为 30760.3 亿千瓦时，省间交易电量（中长期和现货）合计为 7027.1 亿千瓦时。国家电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 29171.5 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 44.5%；南方电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 6702.8 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 46.6%。

市场主体方面，国家电网经营区域电力交易平台已累计注册各类市场主体 36.6 万家，同比增长 85%；南方电网区域电力市场注册的主体共 8.98 万家，同比增长 39.9%。

2.我国省间电力交易体系已基本建成

《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》经多轮修订后于 2021 年 9 月正式印发，成为落实《电力中长期交易基本规则》的操作细则，为市场主体参与跨区跨省电力中长期交易提供依据。细则在年度、月度交易的基础上，增设月内（周、多日）交易。

在 2017 年 7 月出台的《跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）》下，省间现货方面，2020 年，国家电网实现了跨区域省间富余可再生能源电力现货交易全覆盖。在此基础上，2021 年 11 月，国家电网印发了《省间电力现货交易规则（试行）》，计划在国家电网公司和内蒙古电力公司范围内启动试点交易。此次规则不仅放开售电公司、电网代购、电力用户参与省间电力现货交易，市场范围由跨区域省间扩大到所有省间，还将市场定位在落实省间中长期交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易的省间电力现货交易。实现覆盖全国大部分省份的空间维度，覆盖多种能源的电能量交易，对建立完整的电力市场体系起到了重要的衔接和支撑作用。其运行标志着我国完整、统一的省间电力交易体系已经基本建成。

3.电力价格市场化改革走向纵深

有序放开全部燃煤发电电量上网电价与工商业用户用电价格。2021 年 10 月，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，

明确有序放开全部燃煤发电电量上网电价，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，上下浮动原则上均不超过 20%，电力现货价格不受上述幅度限制。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。居民、农业用电执行现行目录销售电价政策。目前尚未进入市场的用户，10 千伏及以上的用户要全部进入，对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电（《国家发展改革委关于企业代理购电工作有关事项的通知》对电网企业代理购电方式流程进行了规范）。此外，为保障燃煤发电上网电价市场化改革，进一步放开各类电源发电计划，加强与分时电价政策衔接。

完善目录分时电价机制。《关于进一步完善分时电价机制的通知》称，在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，建立尖峰电价机制，健全季节性电价机制。据不完全统计，已有 24 省市出台完善分时电价机制相关政策 25 条。

输配电价进入第二监管周期。国家发展改革委 2021 年 4 月印发的《关于做好 2021 年降成本重点工作的通知》称，平稳执行新核定的 2021 年输配电价和销售电价，进一步清理用电不合理加价，继续推动降低一般工商业电价。持续推进电力市场化改革，允许所有制造业企业参与电力市场化交易。2021 年 10 月 14 日，国家发展改革委印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》，对 2017 年出台的《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》作了修订。在第一监管周期（2017-2019）的基础上，考虑到 2020 年应对疫情降电价（电费）的影响，核定后的各省级电网第二监管周期输配电价自 2021 年 1 月 1 日起执行。与第一监管周期相比，第二监管周期输配电价整体下降，其中，五大区域电网两部制输电价格中的电量电价，从第一周期的 2 个电量电价变化为第二周期的 5 个电价，各区域电网都有所属的电量电价。此外，自 2021 年 12 月 2 日起，对陕北-湖北、雅中-江西特高压直流工程执行临时输电价格。

完善抽水蓄能价格形成机制。国家发展改革委 2021 年 5 月发布《进一步完善抽水蓄能价格形成机制》，明确要坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，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，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场。

4.中长期交易落实“六签”，绿色电力交易方案出台

“六签”工作要求包括“全签”“长签”“分时段签”“见签”“规范签”“电子签”六方面内容，旨在全面深化电力市场化改革，构建更加完善有序的市场体系和市场结构。中电联数据显示，2021 年，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 30404.6 亿千瓦时，同比增长 22.8%。其中，省内电力直接交易电量合计为 28514.5 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 1890 亿千瓦时，分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 93.8%和 6.2%。此外，广州电力交易中心已于 12 月在全国范围内率先完成 2022 年电力中长期合同签订工作，交易成交规模达 2423 亿千瓦时（落地端），创历史新高，超过近三年平均送电规模，市场主体参与率达 100%，并首次实现所有“网对网”“点对网”交易全量签约，还提前锁定了 2022 年南方区域跨省区送电安排，其中西电东送电量达 2308 亿千瓦时。

《绿色电力交易试点工作方案》称绿色电力交易将在现有中长期交易框架下，设立独立的绿色电力交易品种。参与绿色电力交易的市场主体，近期以风电和光伏发电为主，逐步扩大到水电等其他可再生能源，绿色电力交易优先安排完全市场化上网的绿色电力，进一步体现能源的绿色属性和价值。中电联数据显示，2021 年省内绿色电力交易 6.3 亿千瓦时。

5.电力现货试点第二批稳步推进，广东 2022 年将开启整年结算试运行

省内电力现货市场在第一批 8 个试点均已完成至少一个月以上连续结算试运行的基础上，甘肃、福建、浙江、四川、山西、广东陆续启动连续结算试运行；山东已经启动 5 次电力现货市场结算试运行，自 2022 年 1 月 1 日起进入长周期连续结算试运行；南方（以广东起步）电力现货市场原则上自 2022 年 1 月 1 日起进入全年连续结算试运行。

第二批电力现货试点面世。2021 年 4 月发布的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，选择辽宁、上海、江苏、安徽、河南、湖北作为第二批现货试点。此外，上海、江苏、安徽现货市场建设应加强与长三角区域市场的统筹与协调；支持开展南方区域电力市场试点，加快研究京津冀电力现货市场建设、长三角区域电力市场建设的具体方案。江苏能源监管办已于 11 月对《江苏省电力现货交易规则（征求意见稿）》展开研讨。

此外，可再生能源参与市场的新机制在广东省现货市场规则中显现。12 月，广东省能源局发布《南方（以广东起步）电力现货市场实施方案》（征求意见稿），提出建立“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系，引入有可再生能源电力消纳

需求的市场化用户，通过售电公司与集中式风电、光伏和生物质等可再生发电企业开展交易。条件成熟时，研究开展可再生能源电力参与现货市场交易。

6.持续推进售电侧改革

国家发展改革委、国家能源局印发的《售电公司管理办法》用以替代已经执行了5年的《售电公司准入与退出管理办法》。新版管理办法明确了售电公司注册条件、注册程序及相关权利与义务等内容，共计9章46条。其有三个亮点，一是注册条件和注册程序更有针对性，二是更加注重售电公司动态管理和风险管理，三是启动保底售电服务，衔接电网企业代理购电机制。

增量配电业务改革方面，国家发展改革委、国家能源局批复了五批459个增量配电业务改革试点项目。中国能源研究会配售电研究中心与华北电力大学国家能源发展战略研究院联合发布的《2021年增量配电发展研究白皮书》显示，有292个试点完成配电网规划编制，300个试点确定业主，240个试点业主单位通过工商注册，224个试点公布股比。共计220个试点确定供电范围，其中第一批有85个，第二批有50个，第三批有53个，第四批有29个，第五批有3个。共计185个试点6个区域电网和30个省级电网已启动电力辅助服务市场，实现各区域、省级辅助服务市场坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种，建立用户参与的分担共享机制。

跨区跨省电力辅助服务机制正在陆续出台。除了《电力辅助服务管理办法》明确跨省跨区电力辅助服务机制外，《新型主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则（试行）》《川渝一体化电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》相继发布。国内首个调峰容量市场机制在华北电力调峰容量市场正式启动。

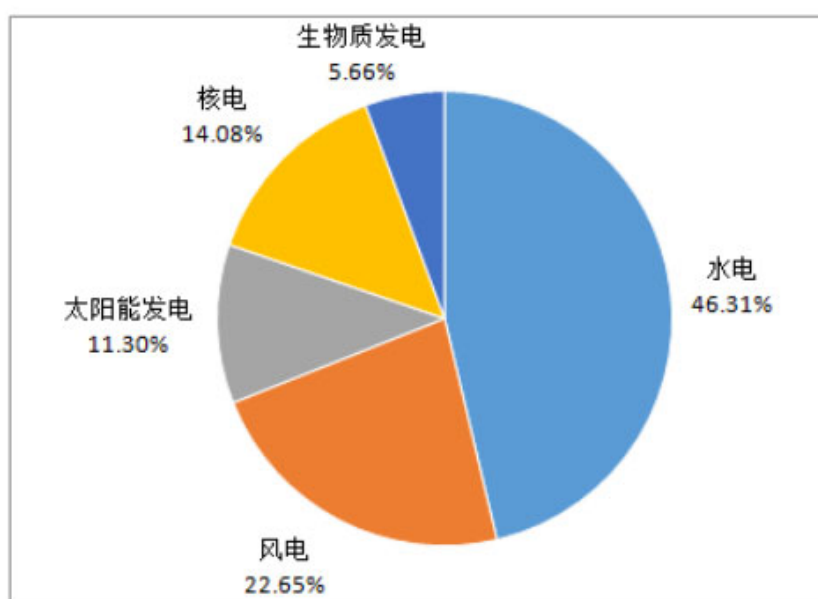
- 1.国家统计局发电量数据统计口径为全部工业企业，与中电联采用全口径统计存在数据差异。
- 2.火电包括燃煤发电量，燃油发电量，燃气发电量，余热、余压、余气发电量，垃圾焚烧发电量，生物质发电量。

第六章 非化石能源发展

一、总体发展概况

1.全口径非化石能源发电量 2.9 万亿千瓦时，同比增长 12.0%

根据中电联发布数据，2021 年，全口径非化石能源发电量 2.9 万亿千瓦时，同比增长 12.0%；占全口径总发电量的比重为 34.6%，同比提高 0.7 个百分点。其中，风电、太阳能发电、生物质发电创历史新高，发电量分别达 6556 亿千瓦时、3270 亿千瓦、1637 亿千瓦时，同比分别增长 40.5%、25.2%、23.6%。核电发电量 4075 亿千瓦时，同比增长 11.3%。水电发电量 13401 亿千瓦时，同比下降 1.1%。

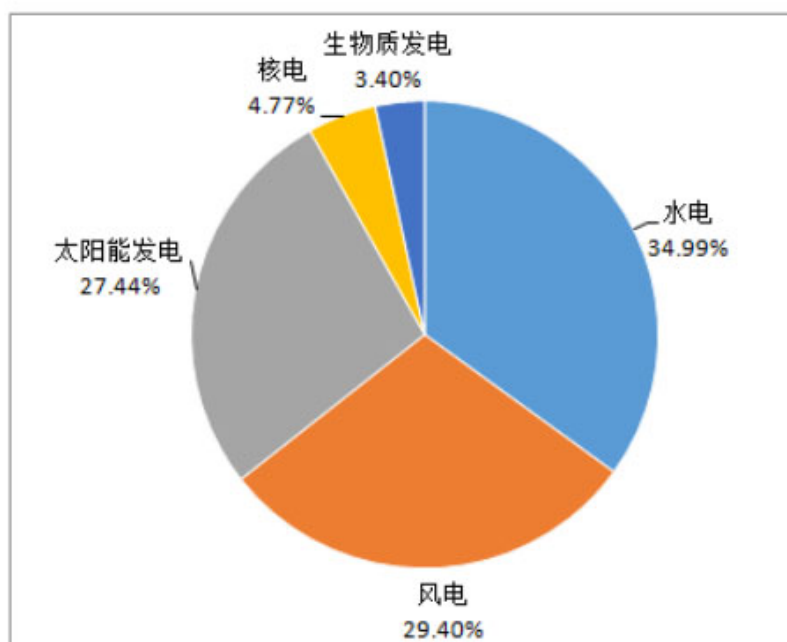


注：占比系计算所得（数据来源：中电联、国家能源局）

图 6-1 2021 年非化石能源发电量结构

2.非化石能源发电装机容量突破 11 亿千瓦，历史上首次超过煤电装机比重

截至 2021 年底，全国全口径非化石能源发电装机容量突破 11 亿千瓦，达 111720 万千瓦，同比增长 13.4%，占总发电装机容量比重约为 47%，比上年提高 2.3 个百分点，历史上首次超过煤电装机比重。其中，水电装机容量 3.9 亿千瓦。风电、太阳能发电装机容量突破 3 亿千瓦，分别达 3.3 亿千瓦、3.1 亿千瓦。核电装机容量突破 5000 万千瓦，达 5326 万千瓦。生物质发电装机容量 3798 万千瓦。



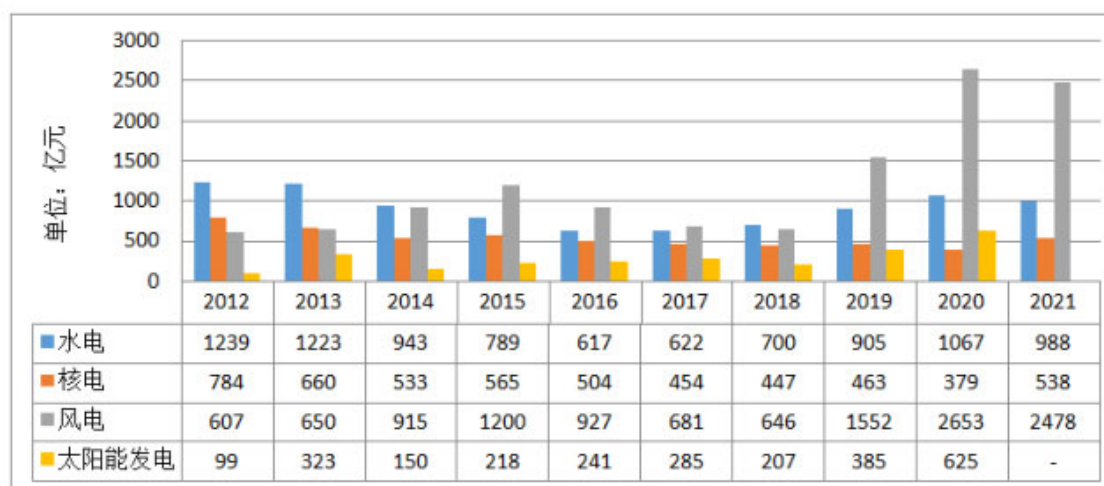
注：占比系计算所得（数据来源：中电联、国家能源局）图 6-2 截至 2021 年底非化石能源发电装机结构

3.非化石能源新增装机占新增装机总量近八成

2021 年，我国全力增加清洁电力供应，推动非化石能源新增装机容量保持较快增长。新增非化石能源发电装机容量 13809 万千瓦，占新增发电装机总容量的比重为 78.3%，同比提高 5.2 个百分点。其中，新增水电装机 2349 万千瓦，创 2014 年以来年新增容量新高；新增风电装机 4757 万千瓦，为“十三五”以来年投产第二多；太阳能发电、生物质发电年度新增装机容量创历史新高，分别达 5493 万千瓦、808 万千瓦；新增核电装机 340 万千瓦。

4.核电投资额创“十三五”新高

2021 年，全国电力投资 10481 亿元，同比增长 2.9%，非化石能源发电投资占电源投资比重达到 88.6%。其中，水电投资 988 亿元，同比下降 7.4%；核电投资 538 亿元，同比提升 41.8%，创“十三五”以来历史新高；风电投资 2478 亿元，同比下降 6.6%。



(数据来源：中电联)

图 6-3 2012-2021 年不同能源投资情况

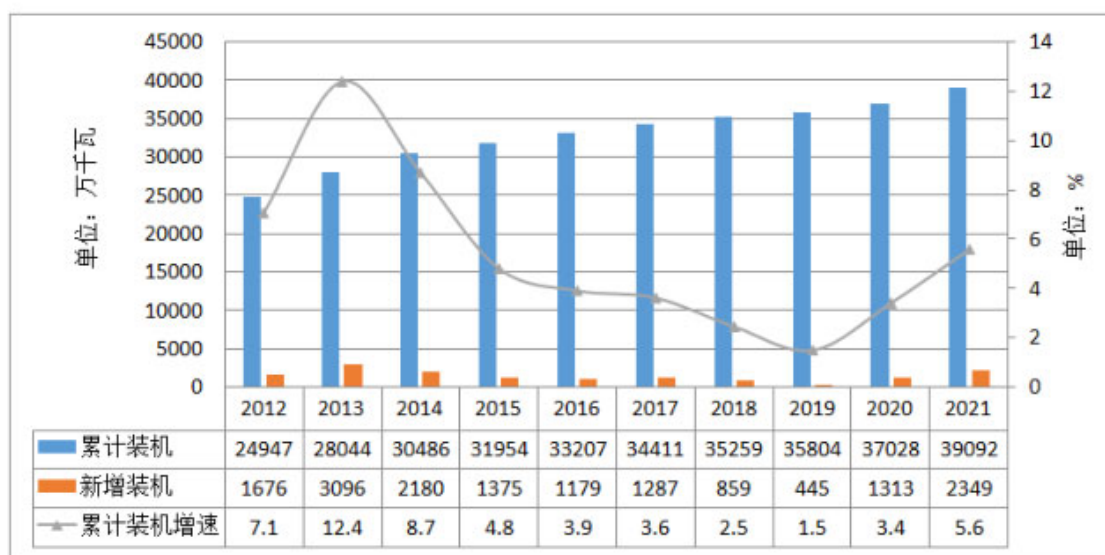
5.非化石能源利用水平持续提升，利用率均提高到 96%以上

2021 年，我国风电、太阳能发电和水能利用率均提高到 96%以上，利用率分别达到 96.9%、98%和 97.8%。广东、广西、云南、贵州、海南五省区风电、太阳能发电利用率均达 99.8%，区域能源结构转型成效显著。

二、水电

1.水电装机增速持续提升，同比增长 5.6%

截至 2021 年底，全国水电装机容量约 3.91 亿千瓦（其中常规水电装机 3.55 亿千瓦，抽水蓄能装机 0.36 亿千瓦），同比增长 5.6%，增速较上年提升 2.2 个百分点。2021 年，水电新增装机 2349 万千瓦，较上年多投产 1036 万千瓦，创 2014 年以来年投产容量新高。《“十四五”现代能源体系规划》明确，到 2025 年，全国常规水电装机容量将达到 3.8 亿千瓦左右。根据这一目标计算，截至 2021 年底，我国已达到目标的 93.42%。按照此前的年增长速度，“十四五”时期我国水电发电装机容量可超额完成任务。



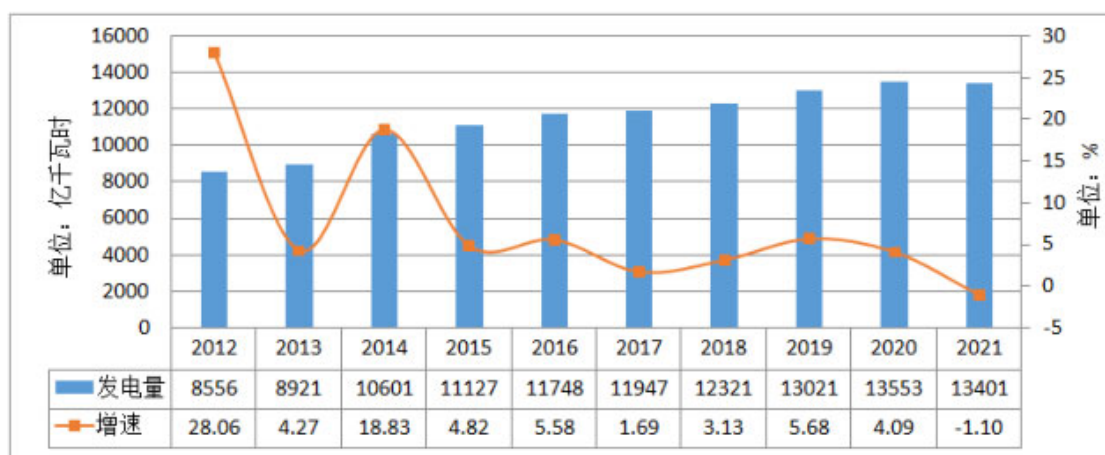
(数据来源: 中电联)

图 6-4 2012-2021 年水电装机及增速

自 2013 年以来,我国水电新增装机增速连续多年持续下降,2020 年重新呈现上升趋势。截至 2021 年 12 月底,白鹤滩水电站已有 8 台机组投产发电,雅砻江两河口水电站 5 台机组投产发电。

2.水电年发电量创近十年来第二高

2021 年,受汛期主要流域降水偏少等因素影响,全国规模以上工业企业水电发电量同比下降。2021 年水电发电量 13401 亿千瓦时,为近十年来年发电量第二高,同比降低 1.1%,为近十年来首次下降。

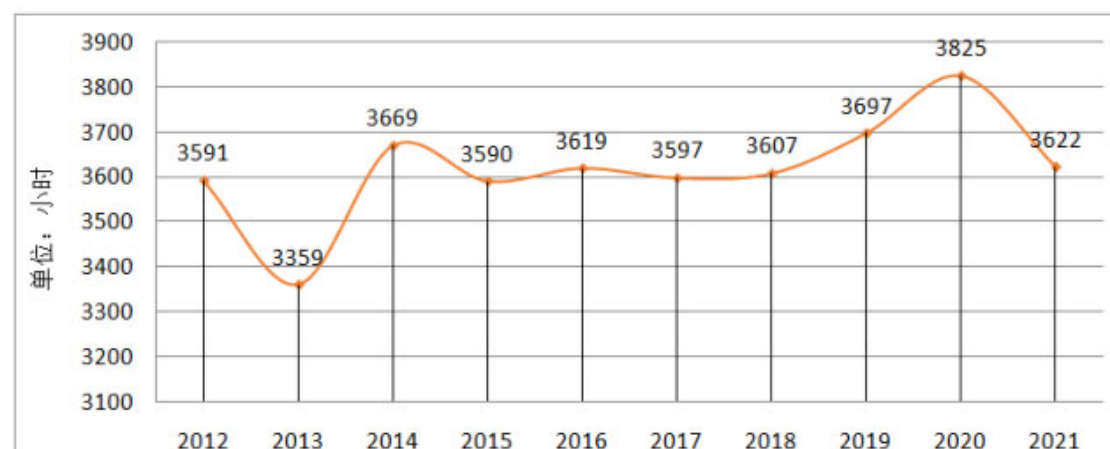


(数据来源: 中电联)

图 6-5 2012-2021 年水电发电量及增速

3.水电设备利用小时数五年来首次下降

2021 年，水电设备利用小时数 3622 小时，比上年减少 203 小时，为五年来首次下降。



(数据来源：中电联)

图 6-6 2012-2021 年 6000 千瓦及以上水电设备利用小时数

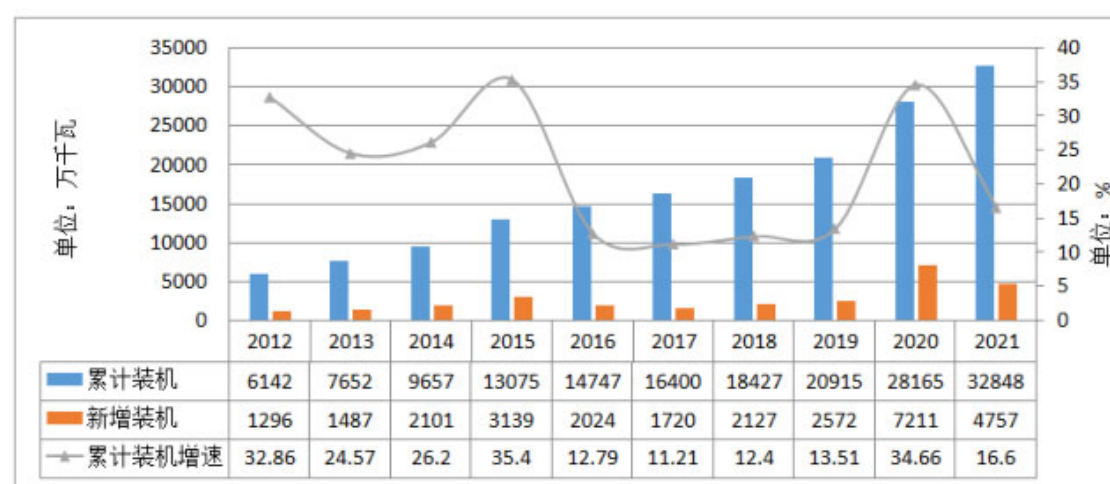
4. 水能利用率持续提升，弃水电量较上年同期减少 149 亿千瓦时

弃水状况持续缓解。2021 年，全国主要流域水能利用率约 97.9%，同比提高 1.5 个百分点；弃水电量约 175 亿千瓦时，较上年同期减少 149 亿千瓦时。

三、风电

1. 风电年度新增并网装机 4757 万千瓦，为“十三五”以来第二高

截至 2021 年底，全国风电累计装机容量突破 3 亿千瓦，达 3.28 亿千瓦，同比增长 16.6%。其中，陆上风电累计装机 3.02 亿千瓦；海上风电累计装机突破千万千瓦，达 2639 万千瓦，跃居世界第一。



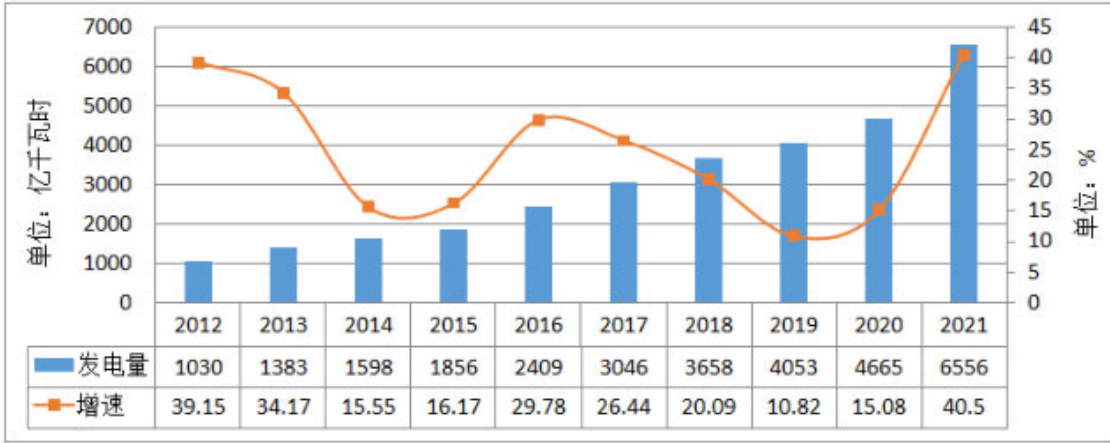
(数据来源：中电联)

图 6-7 2012-2021 年风电装机及增速

2021 年，全国风电新增并网装机 4757 万千瓦，为“十三五”以来年投产第二多，其中陆上风电新增装机 3067 万千瓦、海上风电新增装机 1690 万千瓦。2021 年是国家财政补贴海上风电新并网项目的最后一年，全国年度新增并网海上风电规模几乎达到此前累计建成总规模的 1.8 倍，创历年新高。从新增装机分布看，中东部和南方地区占比约 61%，“三北”地区占 39%，风电布局进一步优化。

2.风电发电量同比增长 40.5%，创十年新高

2021 年，全国风电发电量 6556 亿千瓦时，同比增长 40.5%，创近十年新高。

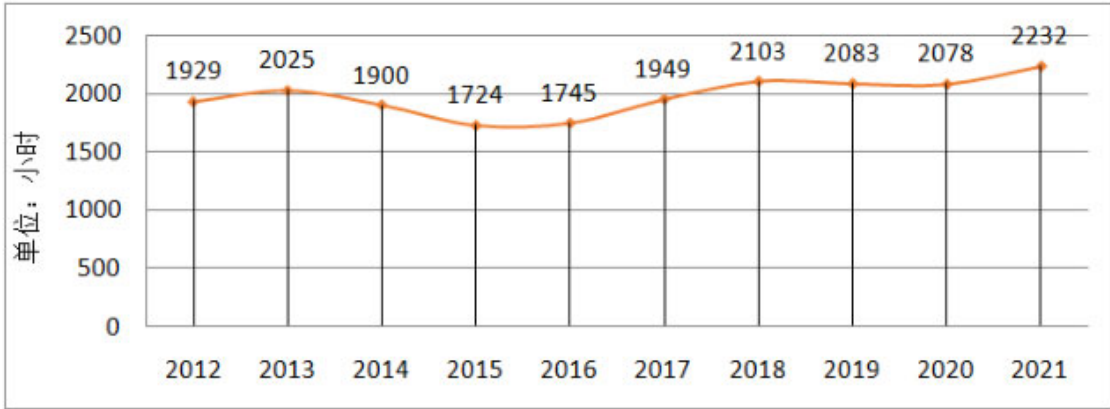


（数据来源：中电联）

图 6-8 2012-2021 年风电发电量及增速

3.风电设备利用小时数创近十年新高

2021 年，风电设备利用小时数 2232 小时，较上年提高 154 小时，创近十年新高。利用小时数较高的地区中，福建达 2836 小时、蒙西达 2626 小时、云南达 2618 小时。



（数据来源：中电联）

图 6-9 2012-2021 年 6000 千瓦及以上风电设备利用小时数

4. 风电进入后补贴时代

2021 年 6 月 7 日，国家发展改革委印发《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》明确，2021 年起，对新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新核准（备案）海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。

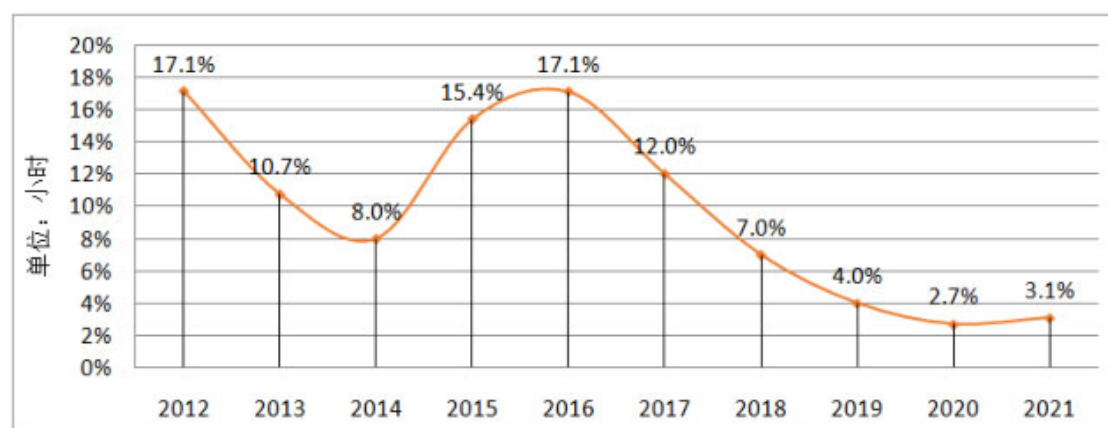
表 6-1 2009-2021 年风电上网电价（单位：元/千瓦时，含税）

		2009.8.1 -2014	2015	2016- 2017	2018- 2019.7.1	2019.7.1 -2019.12.31	2020 年	2021 年
陆上 风电	I 类	0.51	0.49	0.47	0.4	0.34	0.29	当地燃 煤发电 基准价
	II 类	0.54	0.52	0.5	0.45	0.39	0.34	
	III 类	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38	
	IV 类	0.61	0.61	0.6	0.57	0.52	0.47	
海上 风电	近海		0.85		0.8		0.75	不高于 0.75
	潮间带		0.75		不高于当地陆上风电指导价			

（数据来源：国家发展改革委）

5. 风电平均利用率持续提升至 96.9%

2021 年，全国风电平均利用率 96.9%，同比提高 0.4 个百分点。湖南、甘肃和新疆，风电利用率同比显著提升。其中，湖南风电利用率 99%、甘肃风电利用率 95.9%、新疆风电利用率 92.7%，同比分别提高 4.5、2.3、3.0 个百分点。



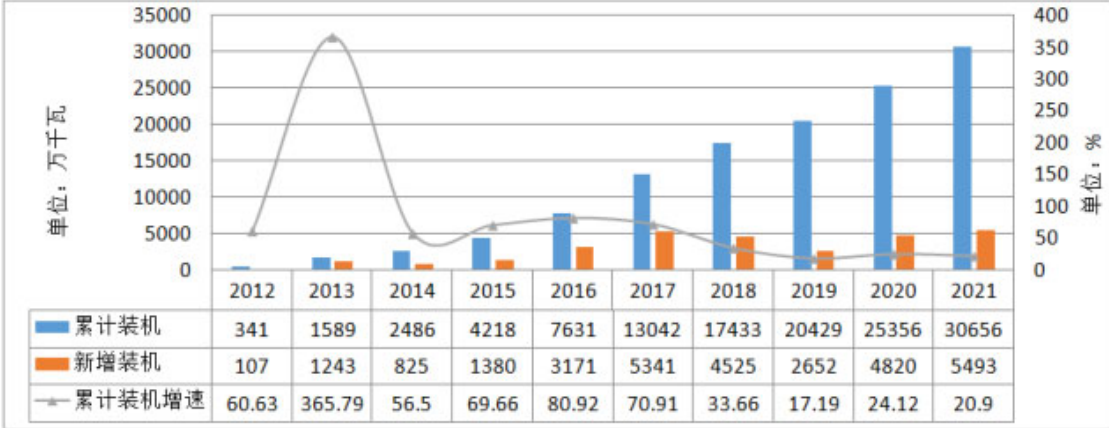
（数据来源：国家能源局）

图 6-10 2012-2021 年风电弃风率

四、太阳能发电

1. 太阳能发电新增装机 5493 万千瓦，创历史新高

截至 2021 年底，太阳能发电累计装机容量突破 3 亿千瓦，达 3.1 亿千瓦，同比增长 20.9%。其中，集中式光伏发电 2.0 亿千瓦，分布式光伏发电 1.1 亿千瓦，光热发电 57 万千瓦。



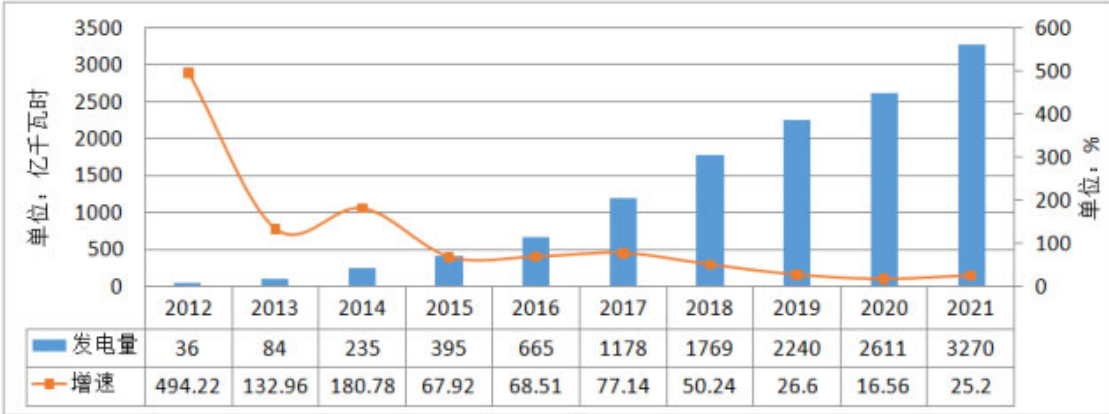
（数据来源：中电联）

图 6-11 2012-2021 年太阳能发电装机及增速

2021 年，全国太阳能发电新增装机 5493 万千瓦，创历史新高。其中，集中式电站 2560 万千瓦、分布式电站 2928 万千瓦。从新增装机布局看，装机占比较高的区域为华北、华东和华中地区，分别占全国新增装机的 39%、19%和 15%。

2.太阳能发电量 3270 亿千瓦时，创历史新高

2021 年，全国太阳能发电量 3270 亿千瓦时，创历史新高，同比增长 25.2%。

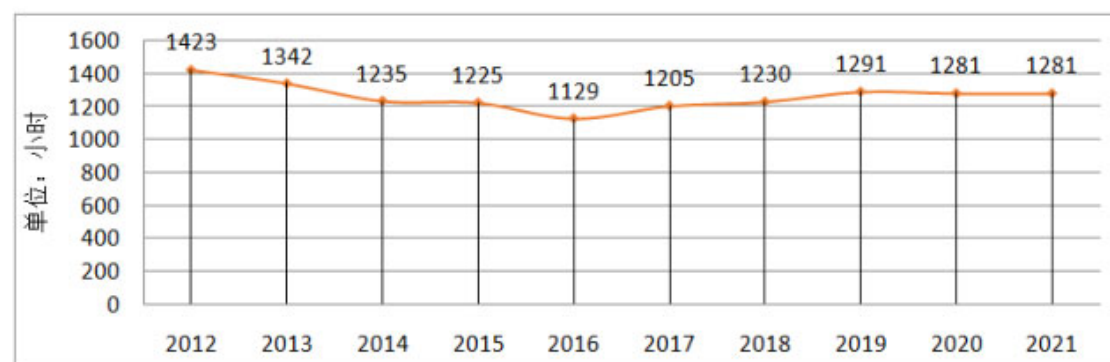


（数据来源：中电联）

图 6-12 2012-2021 年太阳能发电量及增速

3.太阳能发电设备利用小时数与上年持平

2021 年，太阳能发电设备利用小时数 1281 小时，与上年总体持平。利用小时数较高的地区分别为东北地区、华北地区，利用小时数分别为 1471 小时、1229 小时。利用率最高的省份依次为内蒙 1558 小时、吉林 1536 小时和四川 1529 小时。



(数据来源：中电联)

图 6-13 2012-2021 年 6000 千瓦及以上太阳能发电设备利用小时数

4.集中式电站、工商业分布式项目进入平价上网时代

5 月，国家能源局印发《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》明确，2021 年给予户用光伏发电项目国家财政补贴 5 亿元，由电网企业保障电量并网消纳。6 月，国家发展改革委印发《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》明确，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。

表 6-2 2011-2021 年太阳能发电上网电价（单位：元/千瓦时，含税）

			2011.7- 2013.8	2013.9 -2015	2016	2017	2018.1- 2018.5.30	2018.5.3- 2019.6.30	2019.7.1- 2020.5.31	2020.6.1- 2020.12.31	2021
集中式光伏	I 类		*1.15 (1.2011 年7月1 日前核准, 年内建成 投产。2. 西藏)	0.9	0.8	0.65	0.55	0.5	0.4	0.35	无
	II 类			0.95	0.88	0.75	0.65	0.6	0.45	0.4	
	III 类			1	0.98	0.85	0.75	0.7	0.55	0.49	
分布式光伏	工商业光伏	“自发自用、 余额上网”	*1（其他 情况）	0.42	0.42		0.37	0.32	0.1	0.05	无
		当地光伏上网电价									
	户用光伏				—				0.18	0.08	5亿元

(数据来源：国家发展改革委)

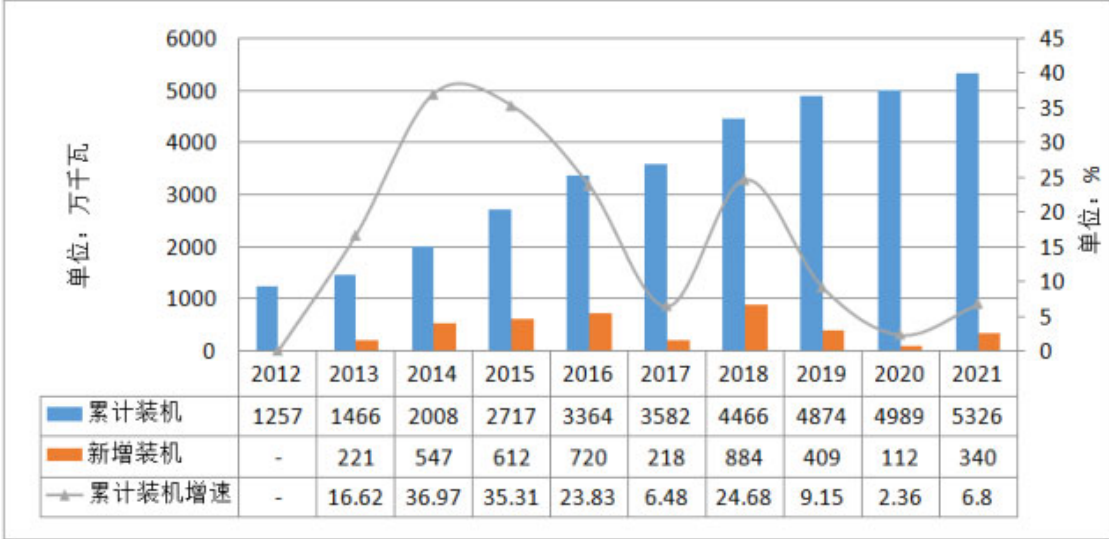
5.太阳能发电利用率 98%，消纳水平持续提升

2021 年，全国太阳能发电利用率 98%，与上年基本持平。新疆、西藏等地太阳能发电消纳水平显著提升，利用率同比分别提高 2.8 和 5.6 个百分点。

五、核电

1.核电新增装机 340 万千瓦，比上年增加 228 万千瓦

截至 2021 年底，全国核电装机容量突破 5000 万千瓦，达 5326 万千瓦，同比增长 6.8%。2021 年，全国核电新增装机 340 万千瓦，比上年增加 228 万千瓦。“华龙一号”全球首堆示范工程—福清核电站 5 号机组正式投入商业运行，全球首个并网发电的第四代高温气冷堆核电项目—石岛湾高温气冷堆核电站示范工程首次并网发电，田湾核电 6 号、红沿河核电 5 号机组建成投产。随着国内第二台“华龙一号”机组—福清核电站 6 号机组于 2022 年 1 月并网发电，我国并网核电机组达 53 台，继续位居世界第三位。



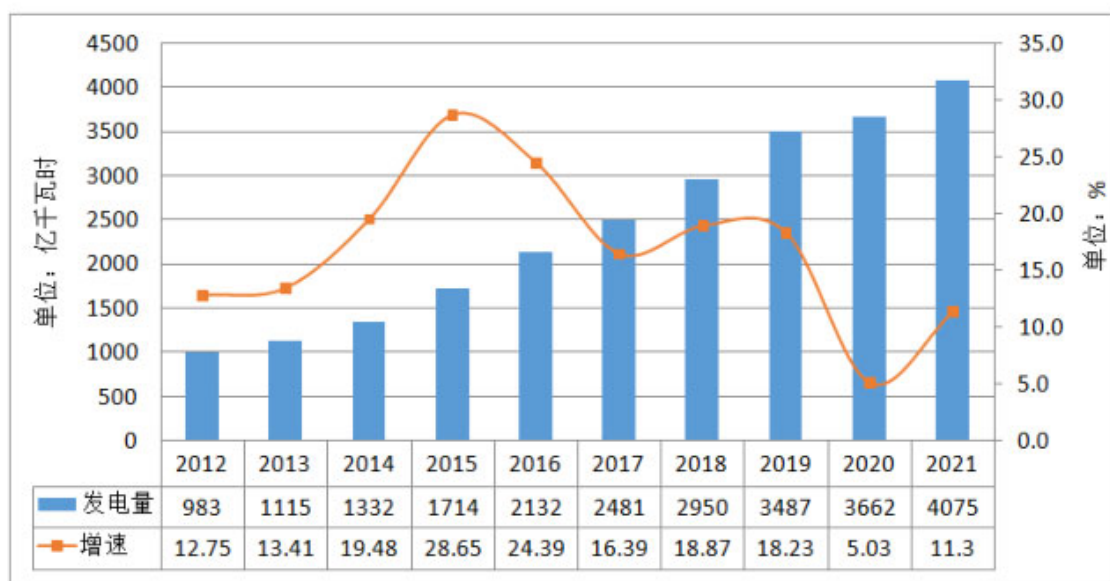
(数据来源：中电联)

图 6-14 2012-2021 年核电装机及增速

《“十四五”现代能源体系规划》明确，到 2025 年，全国核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。

2.核电发电量 4075 亿千瓦时，创历史新高

2021 年，核电发电量 4075 亿千瓦时，创历史新高，同比增长 11.3%，增速经短暂放缓后重新回到二位数。

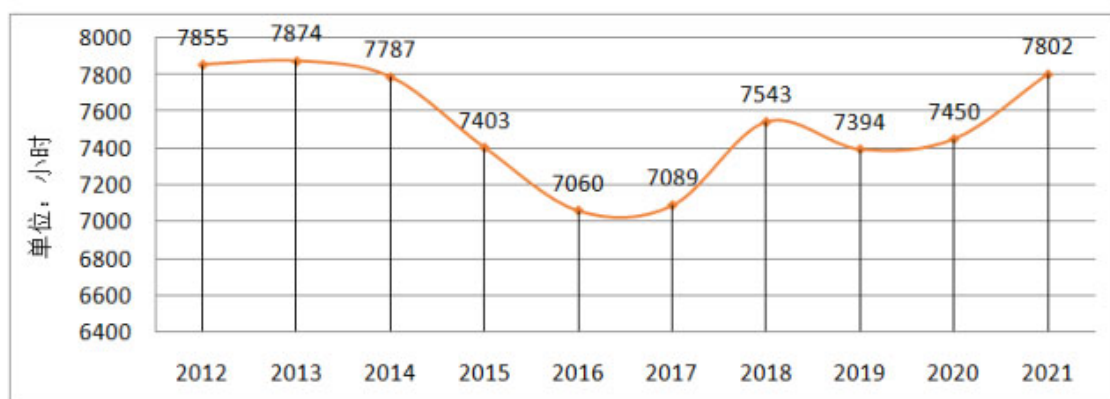


(数据来源：中电联)

图 6-15 2012-2021 年核电发电量及增速

3.核电利用小时数持续提升，创近十年来第三高

2021 年，核电利用小时数 7802 小时，比上年提升 352 小时，创近十年来第三高。



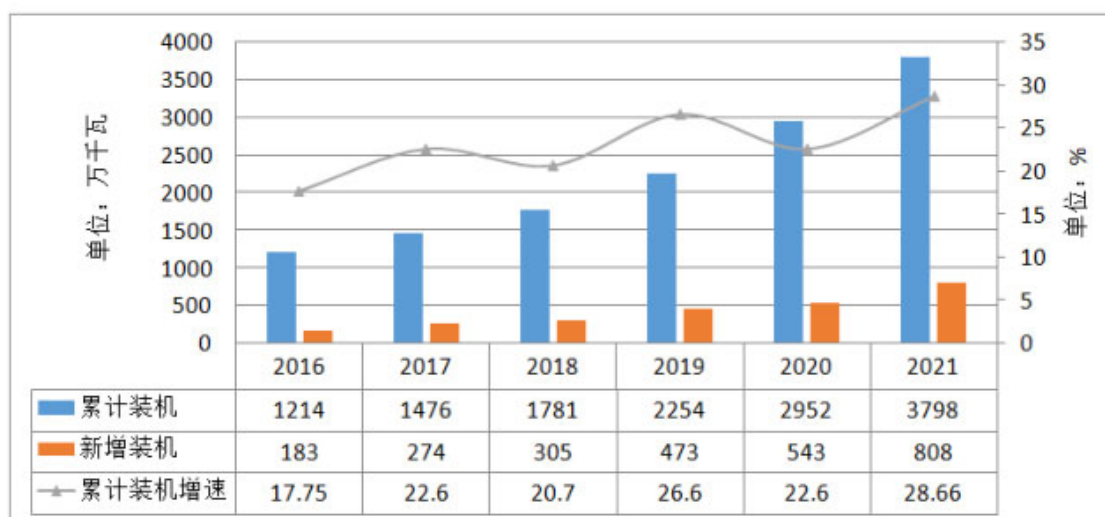
(数据来源：中电联)

图 6-16 2012-2021 年 6000 千瓦及以上核电设备利用小时数

六、生物质发电

1.生物质发电新增装机 808 万千瓦，创历史新高

截至 2021 年底，生物质发电累计装机达 3798 万千瓦，同比增长 28.66%，增速创“十三五”以来新高。累计装机排名前五位的省份是山东、广东、浙江、江苏和安徽，分别为 395.6 万千瓦、376.6 万千瓦、291.7 万千瓦、288 万千瓦和 239.1 万千瓦。



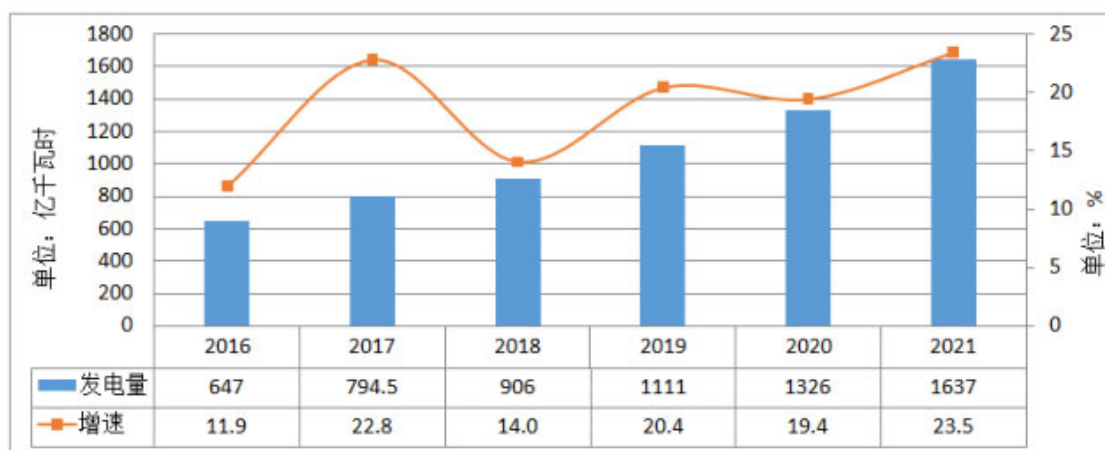
（数据来源：国家能源局）

图 6-17 2016-2021 年生物质发电装机及增速

2021 年，生物质发电新增装机 808 万千瓦，创历史新高。新增装机排名前五位的省份是河北、河南、黑龙江、山东和浙江，分别为 91.8 万千瓦、78.7 万千瓦、72.3 万千瓦、61.1 万千瓦和 58.1 万千瓦。

2. 生物质发电量突破 1500 亿千瓦时

2021 年，生物质发电量突破 1500 亿千瓦时，达 1637 亿千瓦时。广东省年发电量突破 200 亿千瓦时，达 206.6 亿千瓦时，位列全国之首。其后分别是山东、浙江、江苏、安徽和黑龙江，年发电量分别为 180.2 亿千瓦时、143.8 亿千瓦时、133.9 亿千瓦时、117.4 亿千瓦时和 79.7 亿千瓦时。



（数据来源：国家能源局）

图 6-18 2016-2021 生物质发电量及增速

七、非化石能源政策

1. 强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

根据 2019 年印发的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，我国将建立健全可再生能源电力消纳保障机制，按省级行政区域确定消纳责任权重（含总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重），并按年度设定最低消纳责任权重和激励性消纳责任权重，以建立促进可再生能源持续健康发展的长效机制。《2021 年能源工作指导意见》明确，发布 2021 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重，加强评估和考核，增强清洁能源消纳能力。随后，国家能源局于 2021 年 5 月发布《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》，明确强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制。国家不再下达各省（区、市）的年度建设规模和指标，而是坚持目标导向，测算下达各省年度可再生能源电力消纳责任权重，引导各地据此安排风电、光伏发电项目建设，推进跨省跨区风光电交易。同月，国家发展改革委、国家能源局发布的《关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》明确，从 2021 年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重。其中，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年轻重为预期性指标，各省按此开展项目储备。同时，各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。对超额完成激励性权重的，在能源双控考核时按国家有关政策给予激励。

2.引导新能源陆续开展平价上网

2021 年，国家发展改革委、国家能源局等部门多措并举，引导风电、太阳能发电等新能源陆续开展平价上网。5 月，国家能源局发布的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》明确，2021 年给予户用光伏发电项目国家财政补贴 5 亿元，由电网企业保障电量并网消纳，以稳步推进户用光伏发电建设。6 月，国家发展改革委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》明确，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，上网电价按当地燃煤发电基准价执行，也可自愿通过参与市场化交易形成上网电价；新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。

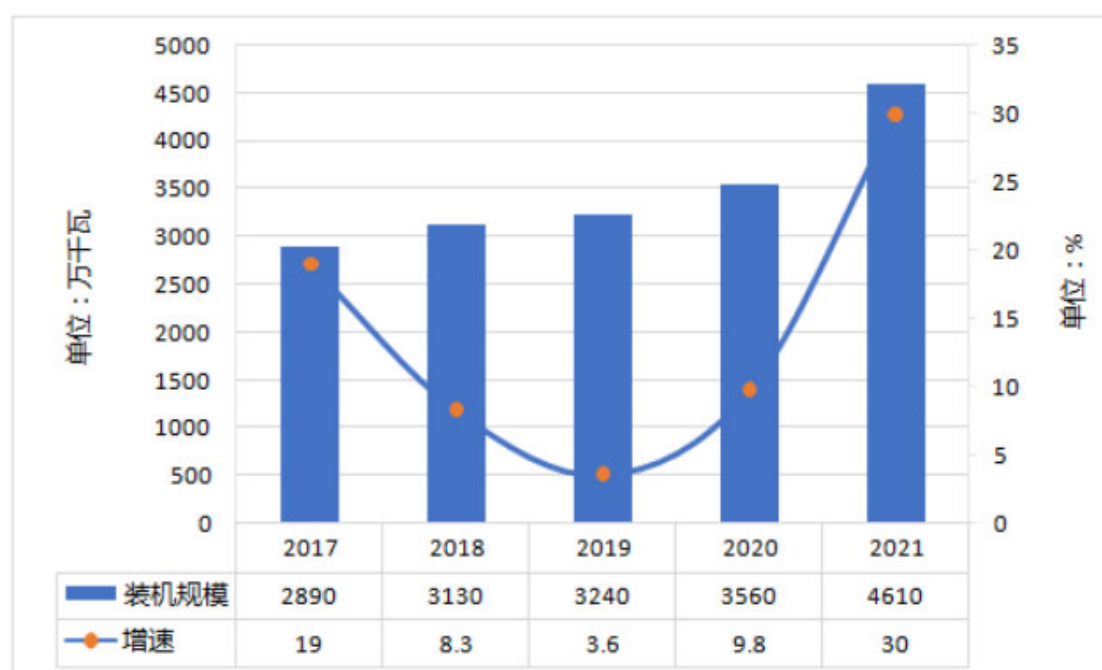
3.积极推进乡村能源低碳转型

2021 年，我国为支持革命老区全面巩固拓展脱贫攻坚成果衔接推进乡村振兴发布多项政策，为社会主义现代化建设提供坚实支撑。1 月，国家能源局发布的《关于因地制宜做好可再生能源供暖工作的通知》要求，在乡村振兴战略实施过程中，将可再生能源作为满足乡村取暖需求的重要方式之一，因地制宜推广地热能、生物质能、太阳能、风能等各类可再生能源供暖技术，在具备条件的地区开展试点示范工作和重大项目建设，做好可再生能源供暖支持政策保障。11 月，国家发展改革委、农业农村部、国家乡村振兴局、国家能源局等 15 个部门联合印发的《“十四五”支持革命老区全面巩固拓展脱贫攻坚成果衔接推进乡村振兴实施方案》明确，支持陕甘宁、太行等革命老区建设清洁能源基地，支持大别山、川陕、湘鄂渝黔、湘赣边、浙西南等革命老区大力发展清洁能源产业，支持左右江革命老区加快建设清洁能源基地，支持革命老区积极推进整县分布式光伏开发试点，以推进农业农村现代化，为社会主义现代化建设提供坚实支撑。

一、储能

1. 储能累计装机 4610 万千瓦，同比增长 30%

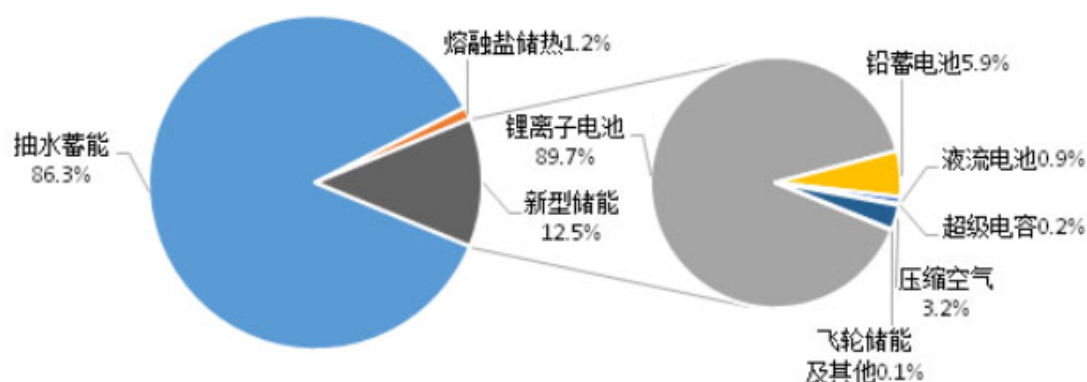
2021 年是我国储能产业政策密集出台的一年，也是储能行业从商业化初期向规模化发展转变的第一年。根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库不完全统计，2021 年，我国已投运电力储能项目累计装机 4610 万千瓦，占全球市场总规模的 22%，同比增长 30%。其中，抽水蓄能累计装机 3980 万千瓦，同比增长 25%；新型储能累计装机 572.97 万千瓦，同比增长 75%。



（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

图 7-1 2017-2021 年已投运电力储能项目累计装机及增速

2021 年，新增投运电力储能项目装机规模首次突破 1000 万千瓦，达到 1050 万千瓦。其中，抽水蓄能新增 800 万千瓦，同比增长 437%；新型储能新增 240 万千瓦，同比增长 54%。新型储能中，压缩空气储能实现跨越式增长，新增 17 万千瓦，接近 2020 年底累计装机规模的 15 倍。



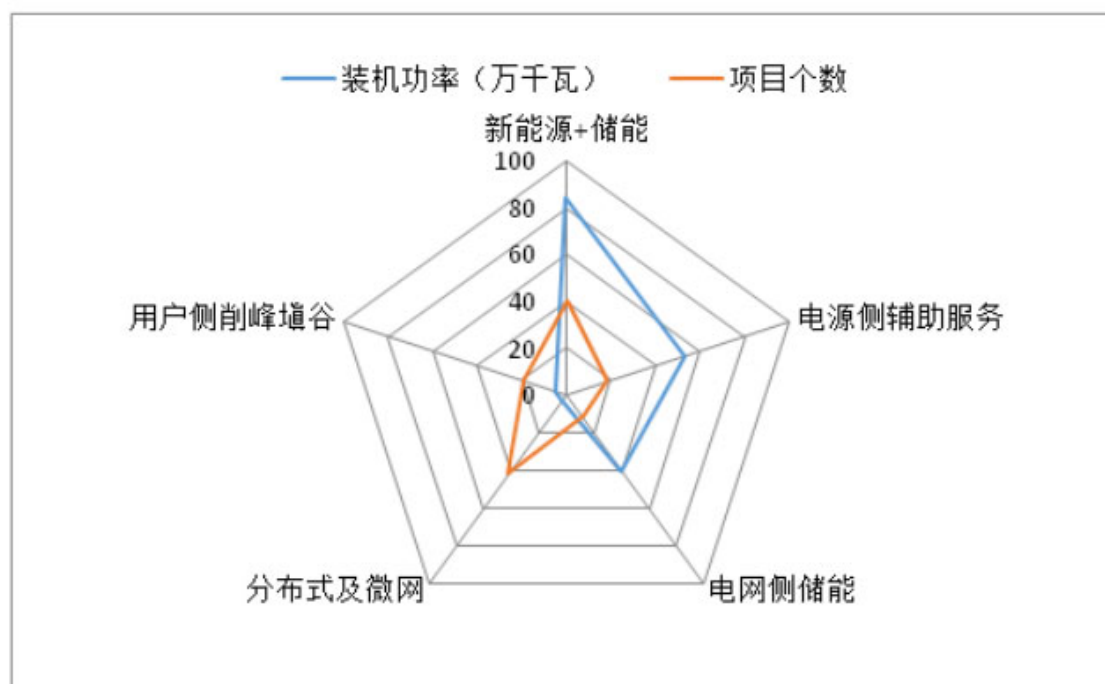
（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

图 7-2 截至 2021 年底电力储能市场装机结构

2. 储能技术多元化发展，电化学储能增长潜力大

储能技术路径主要分为机械储能、电磁储能、电化学储能和其他储能。其中机械储能中的抽水蓄能由于技术成熟，是目前储能市场上应用广、占比高的技术，但其对地理条件依赖度高。电化学储能是目前市场上关注度最高的储能技术，主要分为锂离子电池、铅酸电池、液流电池、钠系高温电池和金属-空气电池等。其中锂离子电池技术较为成熟，已进入规模化量产阶段，是目前发展快、占比较高的电化学储能技术。根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会数据，2021 年，我国新增储能项目 146 个。其中，抽水蓄能项目 5 个，电化学储能项目 131 个。在电化学储能项目中，锂离子电池储能项目高达 120 个。

2021 年，在我国电化学储能应用市场中，“新能源+储能”应用场景装机规模位居首位，为 83.75 万千瓦，电源侧辅助服务和电网侧储能紧随其后，分别为 53.23 万千瓦、40.10 万千瓦。各类应用场景中，分布式及微网项目个数居首，为 42 个，其次为“新能源+储能”，为 40 个。

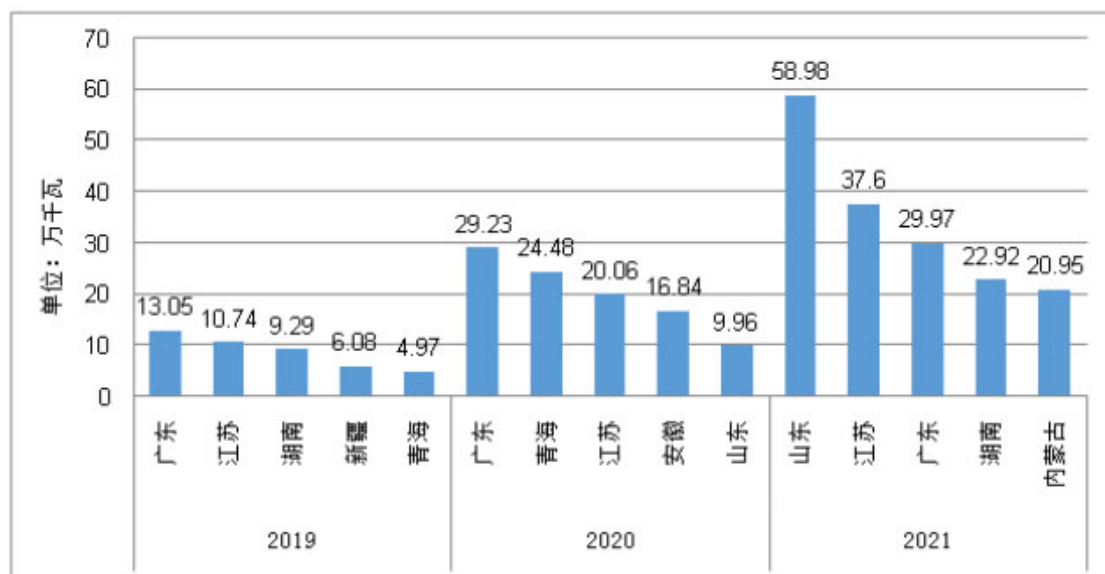


（数据来源：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会）

图 7-3 2021 年新增电化学储能各应用场景装机功率及项目数量

3. 新型储能项目遍地开花，企业创新力不断提升

从分布区域来看，2021 年新型储能新增项目遍布全国 30 多个省（自治区、直辖市）。其中，山东依托“共享储能”创新模式引领全国储能市场发展；江苏、广东延续用户侧储能先发优势，叠加江苏二期电网侧储能项目投运，以及广东辅助服务项目，进一步保持领先优势；湖南利用装备制造和材料领域特别是电化学储能材料领域的基础优势，打造储能产业高地；内蒙古因乌兰察布电网友好绿色电站示范等新能源配储项目，首次进入全国新型储能市场前五之列。



（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

图 7-4 2019-2021 年新型储能市场前五位省（区）装机情况

从参与企业来看，2021 年，我国新增投运的新型储能项目中，装机规模排名前五位的储能技术提供商依次为：宁德时代、中储国能、亿纬动力、鹏辉能源、南都电源。全球市场中，储能电池（不含基站、数据中心备电电池）出货量排名前五的中国储能技术提供商依次为：宁德时代、鹏辉能源、比亚迪、亿纬动力、派能科技。

4. 打出政策“组合拳”，支持储能行业健康有序发展

一是从国家层面要求新能源配储能，储能市场主体地位得以确认。2021 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，对可再生能源发电企业自建、合建、购买调峰和储能能力的挂钩比例进行了量化确认：超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。同样，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照 15% 的挂钩比例购买调峰能力，鼓励按照 20% 以上挂钩比例购买。10 月，国务院发布的《2030 年前碳达峰行动方案》提出，积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。12 月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》《电力并网运行管理规定》，明确将电化学、压缩空气、飞轮等新型储能纳入并网主体管理。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。

二是明确装机规模目标。2021 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出，到 2025 年，新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上；到 2030 年，实现全面市场化发展。9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，明确到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

三是完善储能价格机制。2021 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，明确主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立

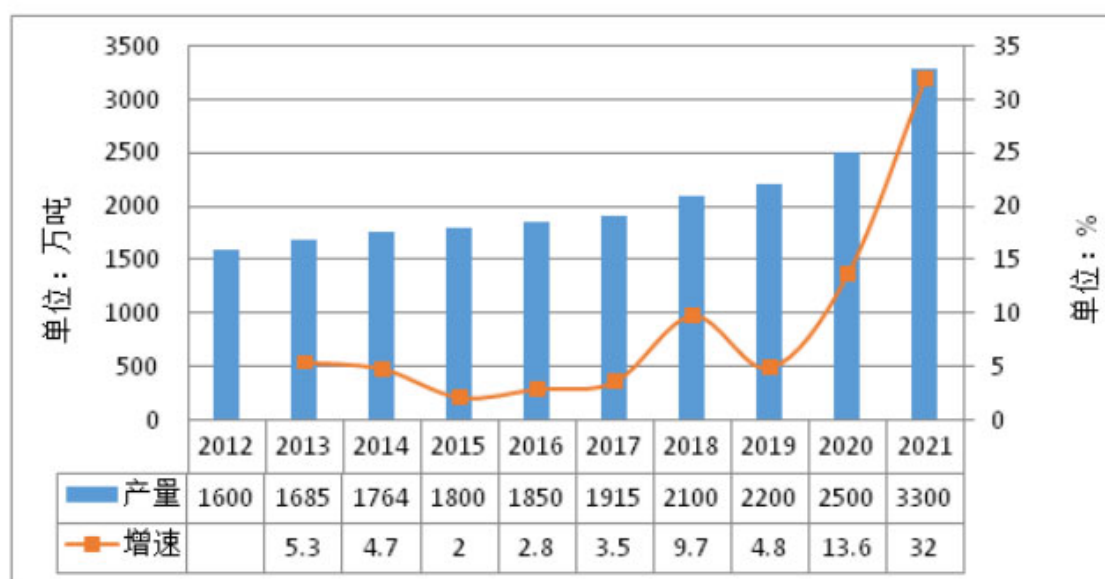
储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。5月，国家发展改革委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，提出将坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制。以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场。同月，国家发展改革委发布《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》，提出持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。7月，国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差，提出上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，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%。充分发挥电价信号作用，将推动储能在更大空间上发展。

四是规范管理储能项目。2021年9月，国家能源局发布《新型储能项目管理规范（暂行）》。《规范》明确了新型储能项目的适用范围，并要求电网企业应根据新型储能发展规划，统筹开展配套电网规划和建设。对于新型储能项目，电网要公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。《规范》的出台将更进一步推动新型储能项目的落地和并网。

二、氢能

1. 氢气产量全球第一，化石能源制氢占比大

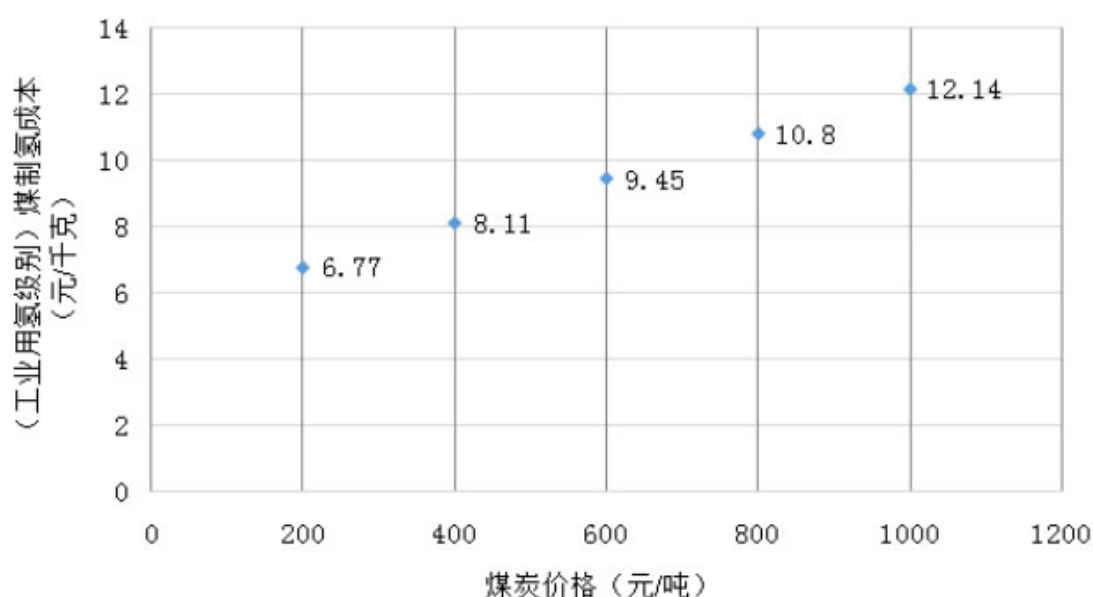
近年来，我国氢气产量保持连续增长，已成为世界第一产氢大国，氢气产能约4000万吨/年，2021年产量达3300万吨。



(数据来源：中国煤炭工业协会、中国氢能联盟)

图 7-5 2012-2021 年氢气产量及增速

我国氢气制取主要由化石能源制氢和工业副产氢构成，煤制氢和天然气制氢占比近八成，焦炉煤气、氯碱、丙烷脱氢等工业副产氢占比约两成，可再生能源制氢规模还很小。据中国标准化研究院不完全统计，目前我国煤制氢占比约 62%，天然气重整制氢占比约 19%，焦炉煤气、氯碱尾气等工业副产提纯制氢和石油制氢占比约 18%，电解水制氢等约占 1%。2021 年以来，在国家和各地政府鼓励下，国企、民企、外企对发展氢能产业都展现了极大的热情，长三角、粤港澳大湾区、环渤海三大区域的氢能产业呈现集群化发展态势。在氢能制备方面，可再生能源制氢项目在华北和西北等地积极推进，电解水制氢成本稳中有降。



(数据来源：中国电动汽车百人会)

图 7-6 煤制氢成本随煤炭价格变化趋势

2. 高压气态储运氢气为主流，液态储运和管道运输尚未成熟

现阶段，我国氢气储运主要以高压气态长管拖车运输为主，常用的高压气态长管拖车氢气储存压力为 20 兆帕，单车运载量约 300 千克氢气。液氢运输和管道运输的基础尚不成熟，液态储运、固态储运均处于小规模试验阶段，目前氢气管道里程约 400 千米，在用管道仅 100 千米左右。预计到 2025 年，液态储运和管道储运的方式有初步发展，到 2035 年，高压气氢储运、液体储运和管道储运等多种氢气储运形式将实现并存。

表 7-1 储运氢技术对比

储运方式	运输工具	单车载氢量 (千克)	储氢密度(千 克/立方米)	能耗(千瓦 时/千克)	成本 (元/千克)	经济距离 (千米)
气态储运	20 兆帕 长管拖车	300~400	14.5	1~1.3	2.02	≤150
	管道	—	3.2	0.3	0.3	≥500
液氢储运	液氢槽罐车	4000	64	12~20	12.25	≥200
有机液体储运	槽罐车	2000	40~50	15~20	15	≥200
固体储运	货车	2000	50	14~18	—	≤150

(数据来源：中国氢能联盟、前瞻产业研究院)

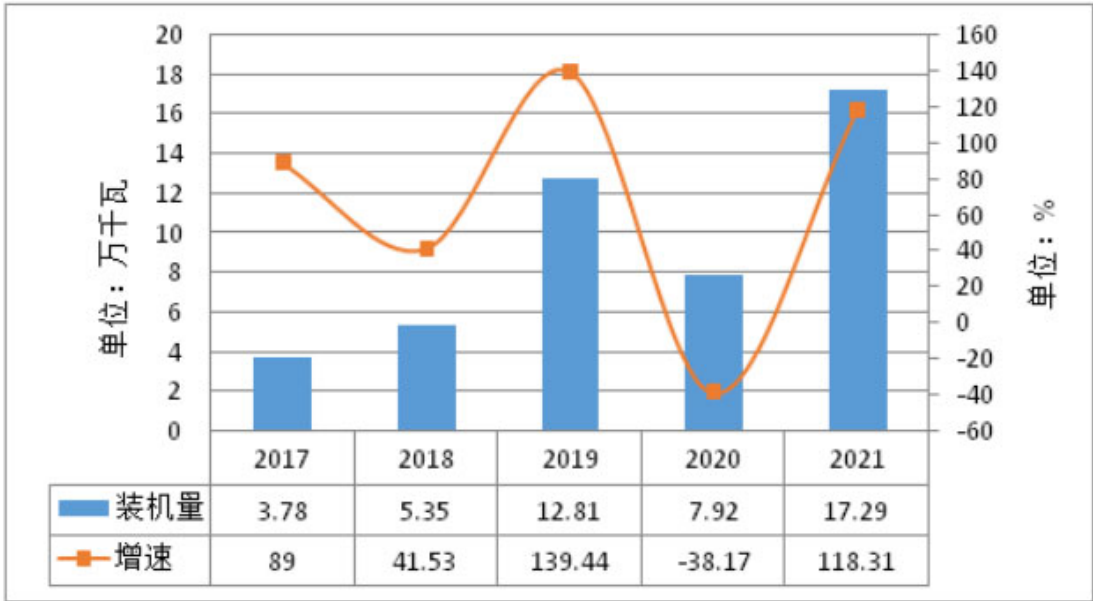
3. 加氢站数量全球第一，下游需求仍有提升空间

目前，我国已累计建成加氢站超过 250 座，约占全球总数的 40%，加氢站数量位居世界第一，35 兆帕智能快速加氢机和 70 兆帕一体式移动加氢站技术获得

突破。现有加氢站的日加注能力主要分布在 500~1000 千克区间，大于 1000 千克的规模化加氢站仍待进一步布局建设。

多元应用方面，除传统化工、钢铁等工业领域，氢能在交通、能源、建筑等领域逐步开展试点应用。在交通领域，我国现阶段以客车和重卡为主，正在运营的氢燃料电池车辆超过 6000 辆，约占全球运营总量的 12%。

随着燃料电池汽车市场的增长及国家政策的扶持，我国燃料电池装机规模呈明显增长态势，但氢燃料电池行业尚未进入商业化阶段。据高工产业研究院(GGII)不完全统计，2021 年我国氢燃料电池装机 17.29 万千瓦，同比增长 118.31%。



(数据来源: GGII)

图 7-7 2017-2021 年氢燃料电池装机及增速

4.政策赋能产业，氢能推动绿色发展

2021 年，氢能产业战略地位进一步提升。2 月，国务院发布《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》，对推动氢能在能源体系绿色低碳转型中的应用、加强加氢等配套基础设施建设提出了要求。

3 月颁布的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，要发展壮大战略性新兴产业，在类脑智能、量子信息、基因技术、未来网络、深海空天开发、氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，这将赋予我国氢能发展更多新任务和新机遇。

6 月，围绕新型电力系统、新型储能、氢能与燃料电池、碳捕集利用与封存 (CCUS)、能源系统数字化智能化、能源系统安全等重点领域，国家能源局发

布《关于组织开展“十四五”第一批国家能源研发创新平台认定工作的通知》，将氢能与燃料电池纳入国家能源研发创新重点领域，明确了氢能在国家能源技术创新体系中的重要地位。

10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，在推动工业领域碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、绿色低碳科技创新行动等重点任务中，均提及氢能领域的发展和应用。

11月，国家发展改革委等十部门印发的《“十四五”全国清洁生产推行方案》提出通过绿氢炼化、氢能冶金等手段加快燃料原材料的清洁替代和清洁生产技术应用示范。

同月，工业和信息化部印发《“十四五”工业绿色发展规划》，明确提出要加快氢能技术创新和基础设施建设，推动氢能多元利用。

12月，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于启动新一批燃料电池汽车示范应用工作的通知》，张家口牵头的河北城市群、郑州牵头的河南城市群申报获批，我国初步形成北京、上海、广东、河北、河南五大燃料电池汽车政策支持示范城市群，推动加氢站建设和氢燃料电池汽车产业规模化发展。