

2021 年中国电力行业经济运行报告

中国电力企业联合会

2021 年，面对复杂严峻的国际环境和国内疫情散发等多重考验，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，各地区各部门认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，坚持稳中求进工作总基调，科学统筹疫情防控，国民经济持续恢复发展。全年电力消费增速实现两位数增长，电力装机结构延续绿色低碳发展态势。受电煤供应紧张等多重因素影响，9、10 月全国电力供需总体偏紧，多地出现有序用电。国家高度重视并出台一系列能源电力保供措施。电力行业认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，落实相关部门要求，全力以赴保民生、保发电、保供热，采取有力有效措施提升能源电力安全稳定保障能力。2021 年 11 月 7 日起至 2021 年底，全国有序用电规模基本清零，仅个别省份对部分高耗能、高污染企业主动执行有序用电。

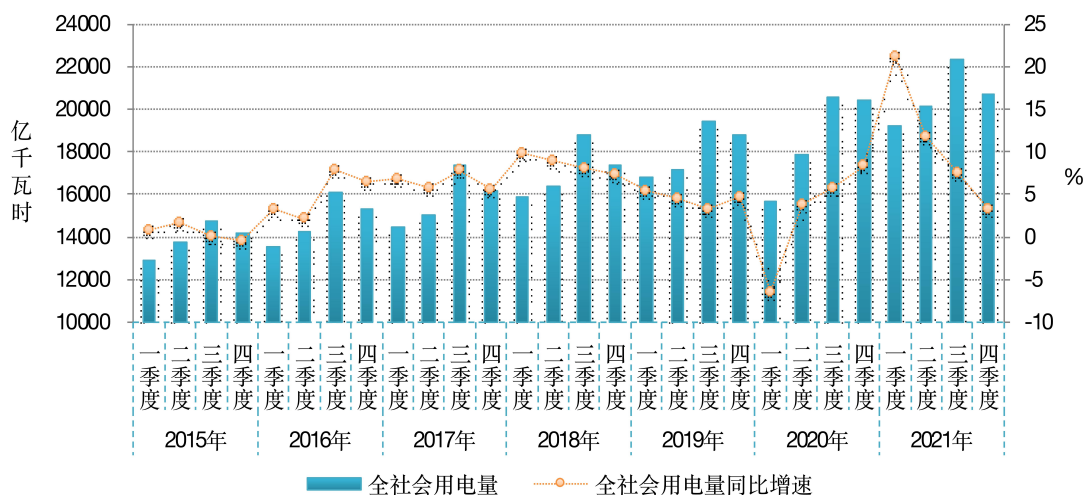
一、2021 年全国电力供需情况

（一）电力消费需求情况

2021 年，全国全社会用电量 8.31 万亿千瓦时，比上年增长 10.3%，用电量快速增长主要受国内经济持续恢复发展、上年同期低基数、外贸出口快速增长等因素拉动。一、二、三、四季度，全社会用电量同比分别增长 21.2%、11.8%、7.6% 和 3.3%，受同期基数由低走高等因素影响，同比增速逐季回

落。2021年，全社会用电量两年平均增长7.1%，各季度的两年平均增速分别为7.0%、8.2%、7.1%和6.4%，总体保持平稳较快增长。

分季度全社会用电量及其增速



一是第一产业用电量1023亿千瓦时，比上年增长16.4%，两年平均增长14.6%。各季度第一产业用电量同比分别增长26.4%、15.9%、16.4%和12.4%，均保持两位数增长。国家深入推进乡村振兴战略，农村电网改造升级持续推进，乡村用电条件持续改善，第一产业电气化水平逐步提升，多重因素拉动第一产业用电量快速增长。

二是第二产业用电量5.61万亿千瓦时，比上年增长9.1%，两年平均增长6.4%。各季度第二产业用电量同比分别增长24.1%、10.6%、5.1%和1.1%，受上年同期基数逐步提高影响，用电量同比增速逐季回落。各季度第二产业用电量两年平均增速分别为7.4%、7.3%、6.1%和5.4%，三、四季度增速回落受高载能行业增速回落的影响较大。

2021年，制造业用电量比上年增长9.9%，两年平均增长7.2%。其中，四大高载能行业合计用电量增长6.4%，两年平均增长6.0%，均呈逐季回落态势，四季度同比下降1.9%。2021年，消费品制造业合计用电量比上年增长12.6%，两年平均增长6.1%，低于制造业两年平均增速1.1个百分点。2021年，其他制造业行业合计用电量增长13.9%，两年平均增长9.0%。2021年，高技术及装备制造业合计用电量增长15.7%，两年平均增长9.9%，占制造业用电量比重比上年提高1.1个百分点；其中部分新兴制造业行业用电量高速增长，医疗仪器设备及器械制造用电量增长24.9%，风能原动设备制造用电量增长25.4%，新能源车整车制造用电量增长46.8%，光伏设备及元器件制造用电量增长91.3%，反映出制造业延续转型升级态势。

三是第三产业用电量1.42万亿千瓦时，比上年增长17.8%，两年平均增长9.5%。第三产业用电量两年平均增速已基本恢复至疫情前的水平，但存在结构性差异。得益于电动汽车的持续迅猛发展，充换电服务业用电量两年平均增速达到79.0%。各季度，第三产业用电量同比分别增长28.2%、23.6%、13.1%和9.0%；两年平均增速分别为7.9%、12.0%、9.4%和8.7%，受多地疫情散发等因素影响，三、四季度的两年平均增速有所回落。部分接触型聚集型服务业受疫情的影响相对较大，三、四季度交通运输仓储和邮政业用电量两年平均增速分别回落至6.7%和4.9%；住宿和餐饮业用电量两年平均

增速分别回落至 6.8%和 7.3%。

四是城乡居民生活用电量 1.17 万亿千瓦时,比上年增长 7.3%,两年平均增长 7.0%。各季度,城乡居民生活用电量同比分别增长 4.7%、4.2%、11.3%和 8.0%;两年平均增速分别为 3.9%、7.9%、8.0%和 8.8%。一季度用电量增速偏低,主要受 1 月中旬之后气温偏暖因素影响;二、三、四季度,城乡居民生活用电量两年平均增速已基本恢复至近年来的正常增长水平。

五是全国共有 19 个省份用电量增速超过 10%, 31 个省份两年平均增速均为正增长。2021 年,西藏、青海、湖北用电量增速分别为 22.6%、15.6%和 15.3%;江西、四川、福建、浙江、广东、重庆、陕西、安徽、海南、湖南、宁夏、江苏、山西、上海、新疆、广西 16 个省份用电量增速超过 10%。2021 年,西藏、四川、江西用电量两年平均增速分别为 14.1%、11.5%和 10.1%;青海、山东、福建、安徽、云南、新疆、广东、广西、浙江、陕西 10 个省份两年平均增速位于 8%—10% 之间。

(二) 电力生产供应情况

截至 2021 年底,全国全口径发电装机容量 23.8 亿千瓦,比上年增长 7.9%;全国规模以上工业企业发电量 8.11 万亿千瓦时,比上年增长 8.1%。

一是电力工程年度完成投资再次超过 1 万亿元,比上年增长 2.9%,新增海上风电并网装机 1690 万千瓦。2021 年,

重点调查企业电力完成投资 10481 亿元，比上年增长 2.9%。其中，电源完成投资 5530 亿元，增长 4.5%。电源投资中，非化石能源发电投资占比达到 88.6%。2021 年，全国新增发电装机容量 17629 万千瓦，其中，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%，比上年提高 5.2 个百分点。2021 年是国家财政补贴海上风电新并网项目的最后一年，全国全年新增并网海上风电 1690 万千瓦，创历年新高。

二是全口径非化石能源发电装机容量达到 11.2 亿千瓦，首次超过煤电装机规模。截至 2021 年底，全国全口径火电装机容量 13.0 亿千瓦，比上年增长 4.1%；其中，煤电 11.1 亿千瓦，增长 2.8%，占总发电装机容量的比重为 46.7%，比上年降低 2.3 个百分点。水电装机容量 3.9 亿千瓦，增长 5.6%；其中，常规水电 3.5 亿千瓦，抽水蓄能 3639 万千瓦。核电 5326 万千瓦，增长 6.8%。风电 3.3 亿千瓦，增长 16.6%；其中，陆上风电 3.0 亿千瓦，海上风电 2639 万千瓦。太阳能发电装机 3.1 亿千瓦，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。全口径非化石能源发电装机容量 11.2 亿千瓦，增长 13.4%，占总装机容量比重为 47.0%，比上年提高 2.3 个百分点，历史上首次超过煤电装机比重。

三是全口径非化石能源发电量增长 12.0%，煤电发电量占总发电量比重为 60.0%。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比上年下降 2.5%；受电力消费快速增长、水电发电量负增长影响，全国规模以上工业企业火电发电量增长 8.4%。核电发电量增长 11.3%。全口径非化石能源发电量 2.90 万亿千瓦时，增长 12.0%；占全口径总发电量的比重为 34.6%，比上年提高 0.7 个百分点。全口径煤电发电量 5.03 万亿千瓦时，增长 8.6%，占全口径总发电量的比重为 60.0%，比上年降低 0.7 个百分点。无论从装机规模看还是从发电量看，煤电仍然是当前我国电力供应的最主要电源，也是保障我国电力安全稳定供应的基础电源。

四是核电、火电和风电发电设备利用小时比上年分别提高 352、237、154 小时。2021 年，全国发电设备利用小时 3817 小时，比上年提高 60 小时。其中，水电设备利用小时 3622 小时，降低 203 小时。核电 7802 小时，提高 352 小时。并网风电 2232 小时，提高 154 小时。并网太阳能发电 1281 小时，与上年总体持平。火电 4448 小时，提高 237 小时；其中，煤电 4586 小时，提高 263 小时；气电 2814 小时，提高 204 小时。

五是跨区输电量增长 6.2%，跨省输电量增长 4.8%。2021 年，全国完成跨区送电量 6876 亿千瓦时，比上年增长 6.2%，两年平均增长 12.8%；其中，西北区域外送电量 3156 亿千瓦时，增长 14.1%，占全国跨区送电量的 45.9%。全国完成跨省送出电量 1.60 万亿千瓦时，增长 4.8%，两年平均增长

5.4%。

六是电力市场交易电量增长 20.1%。2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787 亿千瓦时，比上年增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，比上年提高 3.3 个百分点。其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 30405 亿千瓦时，增长 22.8%。

七是电煤供需阶段性失衡，煤炭价格创历史新高，煤电企业全面亏损。2021 年，全国原煤产量比上年增长 5.7%。3—9 月各月原煤产量接近零增长或负增长，四季度原煤产量增速明显回升，电煤供应紧张局势得到缓解。全年进口煤炭 3.2 亿吨，增长 6.6%。煤炭供应紧张导致电煤价格屡创历史新高。由于电煤价格的非理性上涨，燃料成本大幅上涨，煤电企业和热电联产企业持续大幅亏损。大致测算，2021 年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加 6000 亿元左右。8 月以来大型发电集团煤电板块整体亏损，8—11 月部分集团的煤电板块亏损面达到 100%，全年累计亏损面达到 80%左右。2021 年底的电煤价格水平仍显著高于煤电企业承受能力。

（三）全国电力供需情况

2021 年，全国电力供需形势总体偏紧，年初、迎峰度夏以及 9—10 月部分地区电力供应紧张。1 月，受寒潮天气等因素影响，江苏、浙江、蒙西、湖南、江西、安徽、新疆、四川等 8 个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，

采取了有序用电措施。迎峰度夏期间（6—8月），广东、河南、广西、云南、湖南、贵州、江西、蒙西、浙江、重庆、陕西、湖北等12个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。9—10月，全国电力供需总体偏紧，共有超过20个省级电网采取了有序用电措施。从有序用电执行情况看，部分地区有序用电负荷达到最大负荷的20%以上，甚至达到工业负荷的50%以上，接近可限负荷极限，导致个别地区少数时段出现拉闸限电。

分析9—10月大部分省份执行有序用电措施的原因：从需求端看，我国经济形势稳定恢复以及出口快速增长，拉动我国电力消费以及电煤消费需求快速增长。从供给端看，电煤供应紧张导致煤电机组出力受限，这是9、10月全国多地电力供需形势紧张的最主要原因；来水偏枯导致水电发电量同比减少、电煤屡创历史高位下煤电企业整体严重亏损导致资金链异常紧张、煤电机组淡季检修、部分时段天然气供应紧张等也是导致电力供应紧张的原因。此外，部分地区为加强“能耗双控”，在部分时段主动采取了有序用电措施。

电力行业认真贯彻党中央、国务院决策部署，落实相关部门要求，全力以赴保民生、保发电、保供热，采取有力有效措施提升能源电力安全稳定保障能力。经过各相关方面共同努力，电力等能源保供工作取得阶段性成效，煤炭产能得到释放，电力供应能力持续提升、供需形势逐步恢复常态。2021年11月7日起至2021年底，全国有序用电规模基本清

零，仅个别省份对部分高耗能、高污染企业主动执行有序用电。

二、2022 年全国电力供需形势预测

(一) 2022 年全社会用电量预计增长 5%—6%

中央经济工作会议强调 2022 年经济工作要稳字当头、稳中求进，各方面要积极推出有利于经济稳定的政策，为 2022 年全社会用电量增长提供了最主要支撑。综合考虑国内外经济形势、电能替代等带动电气化水平稳步提升、上年基数前后变化等因素，并结合多种方法对全社会用电量的预测，以及电力供需形势分析预测专家的预判，预计 2022 年全年全社会用电量 8.7 万亿千瓦时—8.8 万亿千瓦时，增长 5%—6%，各季度全社会用电量增速总体呈逐季上升态势。

(二) 2022 年底非化石能源发电装机占总装机比重有望首次达到 50%

在新能源快速发展带动下，预计 2022 年基建新增装机规模将创历年新高，全年基建新增发电装机容量 2.3 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产 1.8 亿千瓦左右。预计 2022 年底全口径发电装机容量达到 26 亿千瓦左右，其中，非化石能源发电装机合计达到 13 亿千瓦左右，将有望首次达到总装机规模的一半。预计水电 4.1 亿千瓦、并网风电 3.8 亿千瓦、并网太阳能发电 4.0 亿千瓦、核电 5557 万千瓦、生物质发电 4500 万千瓦左右，煤电装机容量 11.4 亿千瓦左右。

（三）全国电力供需总体平衡，迎峰度夏和迎峰度冬期间部分区域电力供需偏紧

随着我国消费结构及产业结构持续调整升级，负荷“冬夏”双高峰特征逐步呈现常态化。全球疫情仍在持续，外部形势更加复杂多变，既要保障电力供应，又要积极推动能源转型。宏观经济、燃料供应、气温、降水等多方面因素均给电力供需形势带来较大的不确定性。根据电力需求预测，基于对气温、来水、电煤供应等关键要素的分析，并综合考虑新投产装机、跨省跨区电力交换、发电出力及合理备用等，预计2022年全国电力供需总体平衡，迎峰度夏、迎峰度冬期间部分区域电力供需偏紧。

迎峰度夏期间，电力供需总体平衡，高峰时段电力供需偏紧；其中，华北、东北、西北区域电力供需基本平衡，华东、华中、南方区域电力供需偏紧。迎峰度冬期间，电力供需总体平衡，高峰时段电力供需偏紧；其中，华北、东北区域电力供需基本平衡，华东、华中、西北、南方区域电力供需偏紧。

三、有关建议

（一）确保电力燃料稳定供应，发挥煤电兜底作用，保障电力供需平衡

一是加强能源安全监测预警。提升对电力燃料运行和发展趋势的监测能力、对潜在能源供需风险的研判预警能力，关注重点时段重点区域的供需形势，及时发布监测预警信

息，保障能源稳定运行。二是**继续增加国内煤炭供应总量，并形成煤矿应急生产能力**。坚定不移增加国内煤炭供应能力，加大优质产能释放力度，增加煤炭总供给。制定煤矿保供与弹性生产办法，优先组织满足条件的先进产能煤矿按一定系数调增产能，形成煤矿应急生产能力。加快推进煤炭储备能力建设，多措并举扩大煤炭储备规模，提升全国储煤能力。保持进口电力燃料政策的稳定性，通过市场手段调节进口煤供应，充分发挥进口电力燃料的有效作用。三是**推进电煤中长协签订及履约监管工作**。进一步明确煤炭中长期合同采用“基准价+浮动价”价格机制的基本要求，规范合同签订，不折不扣贯彻落实国家政策。加强履约监管，明确监管范围，所有合规中长期合同均应纳入政府监管，且标准要求一致；将中长期履约评价纳入企业信用体系，建立信用管理常态化机制，对恶意违约、中长期合同履约率过低的责任方企业，实施失信联合惩戒。四是**继续给予火电企业金融等政策支持，保障企业燃料采购资金**。对符合支持条件的煤电、热电等企业建立快速响应机制，开辟绿色办贷通道，优先安排贷款审批投放；对符合支持条件的煤电等企业和项目不违规抽贷、断贷，维持企业资金链正常运转，切实保障企业燃料采购资金到位，避免因资金短缺而出现缺煤缺气停机问题。

（二）发挥行政和市场两种调节手段，平抑电力产业链波动

一是合理确定电煤中长期合同基准价格。综合考虑系统安全及发电企业可持续稳定生产，合理确定电煤中长期合同基准价格；强化“基准价+浮动价”机制的唯一性、严肃性，严禁各区域、各煤矿自行创设指数和定价机制，避免多种价格机制和捆绑搭售引起的价格体系混乱。二是理顺市场环境下电价形成机制。进一步完善和落实煤价机制，引导煤价长期稳定在合理区间。督促各地加快落实《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）文件中燃煤基准价上下浮动20%的政策，切实有效疏导煤电上网电价。稳定上下游价格，防止产业链波动推高终端用能成本，控制燃料及电力成本在社会成本可承受范围之内，促进经济健康可持续发展。三是加快全国统一电力市场建设，完善电力市场规则体系。深化电力市场建设，加快建立现货市场、辅助服务市场和容量补偿机制，完善电价形成机制，给予提供调频、备用等辅助服务的煤电机组合理补偿，化解沉没成本，促进煤电企业可持续发展。进一步明确跨省跨区送电交易价格形成机制。四是深化电力需求侧管理，加强有序用电执行管控。推动电力需求侧管理向“市场化响应”转变，拉大峰谷分时电价差，调动各类负荷侧资源参与系统调节，提高电力系统运行效率。建立健全分级有序用电应急管理工作机制，强化有序用电工作措施。

（三）加快推进新型电力系统建设，促进能源电力结构转型

一是加快研发和突破新型电力系统关键技术。集中力量开展复杂大电网安全稳定运行和控制、大容量风电、高效光伏、大容量储能以及低成本 CCUS 等技术创新。二是科学有序推动新能源建设。持续优化新能源发展布局，因地制宜发展新能源，在东部地区建立多能互补能源体系，在西部北部地区加大风能、太阳能资源规模化、集约化开发力度。针对新能源配置储能建立“统一调度、共享使用”的协调运行机制，最大程度发挥储能促进新能源消纳、调峰调频、功率支撑等多重作用。三是科学有序推进煤电清洁转型，继续发挥煤电基础性作用。在推进煤电机组改造升级过程中，建议统筹考虑煤电节能改造、供热改造、灵活性改造及机组的技术特性，对不同类型的机组采用不同的供电煤耗改造基准线，不“一刀切”。建立合理的电价机制疏导“三改联动”技改成本。四是加快构建大规模源网荷储友好互动系统。加大源网荷储协同互动，对电力柔性负荷进行策略引导和集中控制，充分利用用户侧资源，化解短时电力供需矛盾。将新型电力设备等多类型需求响应资源统筹纳入电力运行调度，提高电网的灵活性。

注释：

两年平均增长（增速）是以 2019 年同期值为基数，采用几何平均方法计算。

四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业 4 个行业。

高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路船舶航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业 9 个行业。

消费品制造业包括：农副食品加工业、食品制造业、酒饮料及精制茶制造业、烟草制品业、纺织业、纺织服装、服饰业、皮革毛皮羽毛及其制品和制鞋业、木材加工和木竹藤棕草制品业、家具制造业、造纸和纸制品业、印刷和记录媒介复制业、文教工美体育和娱乐用品制造业 12 个行业。

其他制造行业为制造业用电分类的 31 个行业中，除四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品行业之外的其他行业，包括：石油煤炭及其他燃料加工业、化学纤维制造业、橡胶和塑料制品业、其他制造业、废弃资源综合利用业、金属制品机械和设备修理业 6 个行业。

东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南 10 个省（市）；中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南 6 个省；西部地区包括内蒙古、广西、重庆、四川、

贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 12 个省（市、自治区）；东北地区包括辽宁、吉林、黑龙江 3 个省。