

2017 年上半年全国电力供需形势分析预测报告

(信息来源: 中国电力企业联合会)

摘要:上半年,经济运行保持在合理区间,稳中向好态势趋于明显。全国电力供需总体宽松,部分地区电力供应能力富余。全社会用电量同比增长 6.3%,增速同比提高 3.6 个百分点,延续了 2016 年下半年以来的较快增长势头。第二产业用电量同比增长 6.1%,拉动全社会用电量增长 4.4 个百分点,是全社会用电量增长的主要动力。第三产业用电量同比增长 9.3%,拉动全社会用电量增长 1.2 个百分点;所占全社会用电量比重为 13.7%,同比提高 0.4 个百分点。受上年同期高基数、一季度气温偏暖等因素影响,居民生活用电量同比增长 4.5%,为近十年同期第二低增速。

上半年,经济运行保持在合理区间,稳中向好态势趋于明显。全国电力供需总体宽松,部分地区电力供应能力富余。全社会用电量同比增长 6.3%,增速同比提高 3.6 个百分点,延续了 2016 年下半年以来的较快增长势头。第二产业用电量同比增长 6.1%,拉动全社会用电量增长 4.4 个百分点,是全社会用电量增长的主要动力。第三产业用电量同比增长 9.3%,拉动全社会用电量增长 1.2 个百分点;所占全社会用电量比重为 13.7%,同比提高 0.4 个百分点。受上年同期高基数、一季度气温偏暖等因素影响,居民生活用电量同比增长 4.5%,为近十年同期第二低增速。

上半年,全国规模以上电厂发电量同比增长 6.3%;6 月底,全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 16.3 亿千瓦,同比增长 6.9%,供应能力充足。煤电有序发展效果明显,煤电投资同比下降 29.0%、煤电新增装机规模同比下降 48.3%。电源结构及布局持续优化,新增非化石能源发电装机占新增总装机的 73.4%,比重同比提高 20 个百分点;东、中部地区新增风电、太阳能发电装机占比分别达到 57.9%和 76.1%。电力企业多措并举有效促进新能源消纳,弃风弃光问题有所缓解,风电设备平均利用小时同比提高 67 小时,太阳能发电设备平均利用小时同比提高 39 小时。全国煤炭供需平衡偏紧,各环节库存下降,电煤价

格高位上涨,煤电企业电煤成本大幅攀升,大部分发电集团煤电板块持续整体亏损。

受 2016 年下半年高基数等因素影响,预计今年下半年全社会用电量增速略高于 4%,全年同比增长 5%左右、与上年总体持平;若迎峰度夏期间出现长时间大范围极端高温天气,则全年全社会用电量增速将可能略高于 5%。预计全年新增装机略超 1 亿千瓦,年底发电装机容量达到 17.6 亿千瓦左右,非化石能源发电装机占比进一步提高至 38%左右。预计下半年全国电力供应能力总体富余、部分地区相对过剩。电煤价格继续高位运行,市场交易电量降价幅度较大、且规模继续扩大,发电成本难以有效向外疏导,预计煤电企业将持续亏损,发电企业生产经营继续面临严峻困难与挑战。

一、上半年全国电力供需状况

(一) 全社会用电量增速同比提高,二产用电量较快增长是主要拉动力

上半年,全国全社会用电量 2.95 万亿千瓦时、同比增长 6.3%,为 2012 年以来同期最高增长水平,增速同比提高 3.6 个百分点。用电较快增长的原因主要有四个方面:一是宏观经济总体延续稳中向好,工业增加值、社会消费品零售总额、基础设施投资、外贸出口等关键指标增速回

升。二是工业品市场供需关系有所改善，市场价格回升，企业生产形势明显好转，拉动用电增长。三是高技术产业、装备制造业等新技术以及新产业新业态快速发展，带动用电速度快速增长，逐步孕育出拉动全社会用电量增长的又一重要力量。四是上年同期基数相对偏低。

上半年电力消费主要特点有：

一是第二产业及其制造业用电较快增长。第二产业及其制造业用电量同比分别增长 6.1%和 7.0%，增速同比分别提高 5.6 和 7.3 个百分点，分别拉动全社会用电量增长 4.4 和 3.7 个百分点。宏观经济稳中向好以及上年同期低基数是第二产业及其制造业用电较快增长的主要原因。

传统产业中的有色金属冶炼、石油加工炼焦及核燃料加工业、化学纤维制造业、木材加工及制品和家具制造业等 4 个行业用电量增速超过 10%。其中，有色金属冶炼行业用电增长对全社会用电量增长的贡献率达 19.3%。代表工业转型方向、高技术制造比例较高的通用及专用设备制造业、交通运输电气电子设备制造业、医药制造业用电量同比分别增长 10.2%、9.7%和 7.6%；三个行业合计用电量比重(7.5%)比上年同期提高 0.2 个百分点，成为电力消费结构调整的亮点。

二是第三产业用电快速增长，生产性服务业用电形势好于消费性服务业。第三产业用电量同比增长 9.3%，拉动全社会用电量增长 1.2 个百分点。其中，信息传输计算机服务和软件业用电量增长 14.3%，延续近年来用电快速增长势头。交通运输仓储和邮政业用电量增长 12.9%，主要是在高铁、动车快速发展以及电动汽车快速推广的拉动下，城市公共交通、电气与铁路用电同比分别增长 26.0%和 14.2%。

三是城乡居民生活用电量增速同比回落，为近 10 年来同期第二低增速。受上年同期高基数以及一季度气温偏暖等因素影响，居民生活用电量同比增长 4.5%，增速同比降低 3.2 个百分点；拉动全社会用电量增长 0.6 个百分点，拉动率比上年同期降低 0.4 个百分点。

四是各地区用电增速均同比提高，西部地区增速领先。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 5.3%、6.1%、9.0%和 3.9%，增速同比分别提高 1.7、2.7、8.1 和 3.3 个百分点。东、西部地区对全国用电量增长的拉动大，分别拉动 2.6 和 2.4 个百分点；西部地区受上年低基数和今年高耗能行业用电明显回升的拉动，用电增速大幅提高。

（二）发电投资及新增装机同比减少，电力供应能力增长放缓

上半年，电源投资节奏继续放缓、结构继续清洁化、布局进一步优化，弃风弃光问题有所缓解，电力供给侧结构性改革成效明显。全国主要电力企业总计完成投资同比增长 1.6%；其中，发电企业有效控制投资节奏，电源完成投资同比下降 13.5%。电网企业贯彻落实国家配电网建设改造行动计划及新一轮农村电网改造升级等政策，完成投资同比增长 10.0%；其中，110 千伏及以下电网投资占比达到 54.9%。

上半年，全国基建新增发电装机 5056 万千瓦，同比少投产 643 万千瓦；其中，新增非化石能源发电装机占新增总装机比重为 73.4%，同比提高 20 个百分点。截至 6 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量为 16.3 亿千瓦、同比增长 6.9%，增速同比降低 4.3 个百分点。全国规模以上电厂发电量 2.96 万亿千瓦时，同比增长 6.3%。

上半年电力供应主要特点有：

一是火电完成投资和新增装机规模双降，火电设备利用小时同比提高。火电完成投资同比下降 17.4%，其中，煤电完成投资同比下降 29.0%。全国基建新增火电装机容量 1421 万千瓦、同比少投产 1290 万千瓦；其中，煤电投产 1112 万千瓦、同比少投产 1037 万千瓦。煤电投资及投产规模大幅减少，反映出国家促进煤电有序发展系列政策措施效果持续显现。截至 6 月底，全国 6000 千瓦及以上火电装机容量 10.6 亿千瓦、同比增长 4.6%，增速同比降低 3.3 个百分点。在电力消费需求较快增长、水电发电量下降等因素拉

动下，全国规模以上电厂火电发电量同比增长 7.1%；全国火电设备平均利用小时 2010 小时（其中煤电 2040 小时）、同比提高 46 小时。

二是水电发电量负增长，设备平均利用小时同比下降。全国基建新增水电装机 564 万千瓦、同比多投产 126 万千瓦。截至 6 月底，全国 6000 千瓦及以上水电装机 3 亿千瓦（其中抽水蓄能装机 2769 万千瓦）、同比增长 4.2%。受上年同期高基数以及上年底蓄能值偏低等因素影响，全国规模以上电厂水电发电量同比下降 4.2%；全国水电设备平均利用小时 1514 小时、同比降低 144 小时。

三是并网风电新增装机超半数布局在东、中部地区，弃风问题明显缓解。新增并网风电装机容量 601 万千瓦、同比多投产 27 万千瓦；其中，东、中部地区新增风电装机占比达到 57.9%，风电布局呈现出向东、中部地区转移趋势。6 月底，全国并网风电装机容量 1.54 亿千瓦、同比增长 12.0%；全国 6000 千瓦及以上电厂并网风电发电量 1490 亿千瓦时、同比增长 21.0%，明显超过装机容量增速。在有关部门和电力企业的共同努力下，弃风问题有所缓解，全国风电利用小时数 984 小时、同比提高 67 小时；其中，东北、西北地区风电设备平均利用小时数同比分别提高 92 和 173 小时。

四是并网太阳能发电装机和发电量持续快速增长，设备利用小时同比提高。上半年，全国新增并网太阳能发电装机 2362 万千瓦、同比增加 602 万千瓦；其中，6 月份太阳能新增装机规模占上半年的比重达到 50.5%。从布局上看，东、中部地区太阳能新增规模占全国的比重达到 76.1%。截至 6 月底，全国并网太阳能发电装机容量为 9797 万千瓦、同比增长 53.8%，占总发电装机容量比重为 5.9%。全国并网太阳能发电量 501 亿千瓦时、同比增长 74.3%。太阳能发电设备平均利用小时 630 小时、同比提高 39 小时，弃光问题有所缓解。

五是核电新投产一台机组，发电量及设备平均利用小时均同比增长。广东阳江核电站 4 号

机组（109 万千瓦）投产，截至 6 月底，全国核电装机 3473 万千瓦、同比增长 17.3%。全国核电发电量同比增长 19.6%；核电设备平均利用小时 3406 小时、同比提高 59 小时。

六是跨区跨省送电较快增长。全国完成跨区送电量 1680 亿千瓦时、同比增长 6.9%。全国跨省送电量 4804 亿千瓦时、同比增长 8.3%。

七是煤炭供应平衡偏紧，煤电企业电煤成本大幅攀升、经营形势严峻。全国煤炭供需平衡偏紧，各环节库存下降，电煤价格高位上涨，煤电企业燃料成本大幅攀升，大部分发电集团煤电厂块持续整体亏损，发电行业效益大幅下滑。

（三）全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩

上半年，全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩。其中，华北区域电力供需总体平衡；华中、华东和南方区域供需总体宽松、部分省份供应能力富余；东北和西北地区电力供应能力相对过剩。

二、下半年全国电力供需形势预测

（一）全年电力消费走势前高后稳，年度增速与上年大体持平

综合宏观经济形势、外贸出口、服务业发展、电能替代、房地产及汽车行业政策调整、气温等方面因素，预计全年电力消费增长呈前高后稳走势。考虑到 2016 年下半年高基数因素形成的下拉影响（2016 年下半年全社会用电量增长 7.2%，比上年增速 2.7% 提高 4.5 个百分点），预计今年下半年全社会用电量增速略高于 4%；全年全社会用电量同比增长 5% 左右，增速与上年大体持平。若全国出现长时间大范围极端高温天气，则将导致全年全社会用电量增速略高于 5%。

（二）全国电力供应能力充足，电煤供应平衡偏紧

预计下半年全国基建新增装机容量 6000 万千瓦，全年全国新增发电装机 1.1 亿千瓦左右，其中，新增非化石能源发电装机 6500 万千瓦左右。预计 2017 年底全国发电装机容量将达到 17.6 亿千瓦、同比增长 7% 左右；其中，非化石能源发电 6.7 亿千瓦，占总装机容量比重 38%，

比上年提高 1 个百分点左右。预计下半年电煤供应将延续平衡偏紧局势，若迎峰度夏期间出现持续大范围极端高温天气、水电欠发、运力受限等因素交织叠加的情况，局部地区部分时段将可能出现电煤供应紧张局面。

（三）电力供需维持总体宽松，全年火电设备利用小时数接近上年

预计下半年全国电力供需总体继续宽松，东北、西北电网区域电力供应能力相对过剩。受 7 月中旬大范围高温天气影响，多地电网负荷创历史新高，华北地区电力供需偏紧。预计全年全国发电设备利用小时 3720 小时左右，其中火电设备利用小时 4150 小时左右，好于年初预期。

三、有关建议

（一）落实迎峰度夏工作方案及预案，确保电力系统安全稳定运行

当前全国电力供需总体宽松，但在极端气候条件下部分地区仍存在电力供应偏紧甚至紧张情况，应积极应对高温热浪等气温因素带来的负荷突变，始终把电力系统安全稳定运行放在首位，防止发生大面积停电，保障生产生活用电需求，为党的十九大顺利召开提供坚强的电力保障。

一是制定并落实相关方案和预案。相关地方及企业应严格贯彻落实国家发展改革委《关于做好 2017 年迎峰度夏期间煤电油气运保障工作的通知》（发改运行〔2017〕1129 号），统筹做好煤电油气运保障工作。

二是加强省间互济，做好余缺调节。针对部分电力供需偏紧的地区，充分利用高峰时间段差异，增加省间、区域间高峰电力保障能力，消除省间壁垒，根据需要及时组织临时交易，实现省间互济、余缺调节。

三是加强电力需求侧管理。综合运用财政、税收、物价等政策杠杆，完善峰谷分时电价，精细化做好有序用电工作，平抑高峰负荷需求。通过多平台及时发布电力供需信息，创新推广“虚拟电厂”等需求侧管理形式，引导社会积极参与有序用电，营造良好供电、保电环境。

四是密切关注持续高温大负荷和强雷雨等自然灾害，确保电力系统安全稳定运行。高温天气会促使降温负荷陡增，自然灾害、外力破坏是导致线路跳闸的首要因素。部分输电线路负载过重，负荷高峰时段满负荷、超负荷运行，电网安全稳定运行面临不确定性。建议密切关注天气变化，做好短期电力负荷预测，及时优化调整电力交易安排。加强输变电设备运维管理，做好各类灾害天气和突发事件的应对措施，保障大坝、电力设施安全度汛。

（二）强化迎峰度夏和度冬期间电煤供应，保障电力稳定供应

针对当前电煤供应持续偏紧、用电需求较快增长的形势，要密切关注迎峰度夏、度冬期间电煤供应季节性矛盾。尤其当前已进入迎峰度夏保供关键期，降温负荷拉动用电需求持续较快增长，应全力保障煤炭充足供应，确保迎峰度夏形势的平稳有序。

一是加快推进煤炭优质产能释放，有效增加煤炭市场供给量。各地方及企业应严格贯彻落实发改运行〔2017〕763 号、发改运行〔2017〕1129 号文件精神，落实“放管服”要求，加快推进煤炭优质产能释放。抓紧对部分符合条件的优质产能煤矿重新核定生产能力；积极协调和组织具备条件的煤矿加紧落实产能置换方案；各地应针对停工停产煤矿进行认真梳理、提出分类处置措施，对具备条件的抓紧组织复工复产验收，力争应复尽复；不应以简单停产方式应付安全生产、环保等检查。严格限制部分地区通过“煤管票”等行政行为变相操控煤炭产量。统筹协调好控制劣质煤进口与保证电煤有效供应，充分考虑电煤需求的季节性特征，合理缩短迎峰度夏期间进口煤检验周期。

二是有效保障各环节煤炭库存维持在合理水平。建议合理引导和有效监管煤炭流通企业、生产企业和主要用户的煤炭库存水平；确保环渤海港口库存维持合理水平，并重点关注蒙西、东北、京津唐等地区电煤库存，防止出现缺煤停机。

三是由有关政府部门牵头，加强运力、中长期合同执行的协调和监管。建议有关部门及时有效协调出现的问题，确保迎峰度夏期间重点地区的电煤运输，尤其保障大秦、蒙冀、朔黄等重点铁路运力。

（三）完善调控政策和协同机制，改善电力企业经营环境

煤电企业多重矛盾交织叠加，导致企业连续亏损、经营形势日趋严峻，应引起广泛重视。建议在市场秩序、价格机制、调控政策等方面改善发电企业经营环境，避免行业风险进一步聚集。

一是密切关注煤炭市场波动，有效引导价格合理回归。加快推进煤炭优质产能释放以增加煤炭市场供给量；进一步规范和完善煤炭价格指数体系，提高客观性、准确性、及时性；积极引导社会舆论，从严查处价格欺诈、囤积居奇、哄抬价格等违法行为，尽快将煤价下调至绿色区间。

二是合理疏导发电成本，继续完善煤电价格机制。建议引导发电企业加强燃料成本预测和竞价策略研究，在电力市场交易中充分考虑燃料成本波动，合理疏导发电成本。调整环保电价的补偿方式，将市场化交易电量环保补贴的分担方式调整为“价外补贴”；尽快研究将供热电厂供热部分的电价纳入环保电价补偿范围。对以清洁能源为主的电网推行火电机组备用容量补偿机制，尤其针对长期为清洁能源发电提供调峰、调频、备用等辅助服务的煤电机组逐步实施两部制电价，缓解火电企业存在严重的生存问题，引导煤电行业转型升级。

三是加强政策执行监督，确保相关政策落地。国家出台《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》（发改价格〔2017〕1152号）等文件，对于缓解煤电企业经营困难具有重要意义，建议相关部门加强对该项政策落实的监督，确保政策落地。

四是出台煤电停缓建配套政策，缓解企业经济损失。充分考虑煤电“去产能”停缓建政策，

对行业和企业带来的较大安全隐患和经济损失。客观评估由于投资方、设计、施工、监理和制造等多方面合同协议和审批文件的变更处理，所带来的工程违约索赔费用、设施防护和设备保护费用、支付已贷款项利息等。研究出台财税、利率等方面的配套政策，缓解停缓建给企业带来的财务成本、安全处置成本、违约成本等经济损失，妥善解决相关人员安置问题。

（四）及时化解新问题，稳妥有序推进电力体制改革

随着电力市场化交易规模的扩大，各省级电力市场的相继建立，电力体制改革已逐步进入新的阶段。建议认真总结部分地区电力市场建设中暴露的问题，进一步完善交易体系，提高改革质量和效果。

一是进一步完善市场体系。建议进一步规范市场准入、输配电价核定、电力交易机构设置等关键环节，健全电力市场主体信用体系建设，建立守信激励和失信惩戒机制，加强直接交易合同约定力，保障合同有效执行。

二是进一步加强监督指导。建议加强对各省级电力市场交易工作的指导监管，制定颁布统一的具有强制性的市场准入规则、市场交易规则等范本，及时纠正带有地方保护色彩的不合理政策，维护电力市场秩序，防止行政干预盲目降价，促进电改健康有序开展。

三是进一步开展重点问题研究。建议针对改革中出现的电量放开比例问题、法律问题、合同执行等重点、热点问题开展广泛讨论，深入研究。综合考虑系统安全、装机结构、负荷特性、供需形势以及行业企业经营形势等多因素，研究确定市场交易电量比例的合理阈值和放开节奏；针对交易双方的市场行为，加强法律研究，明确标准、合理引导；针对交易合同执行中出现的履约率低、拖欠电费等问题，逐步建立电费清缴机制，并研究建立违约行为与诚信机制、电力市场准入清出机制的关联机制。