安徽省能源发展“十三五”规划实施监测和评估报告

按照《国家能源局关于印发“十三五”能源规划实施评估工作方案的通知》（国能发规划〔2017〕72号）要求，安徽省能源局会同有关单位和研究机构对《安徽省能源发展“十三五”规划》（以下简称《规划》）实施情况进行了监测和评估，在此基础上编制《安徽省能源发展“十三五”规划实施监测和评估报告》。

一、《规划》实施情况

（一）能源发展总体情况

“十三五”以来，全省能源系统深入学习贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，认真贯彻落实党中央国务院和省委省政府的决策部署，坚持稳中求进工作总基调，积极构建能源安全保障体系，大力推进能源供给侧结构性改革，不断提升能源发展质量和效率，《规划》目标和重点任务完成情况良好。

1.能源供应保障能力增强。2016—2017年，累计新增电力装机1308万千瓦，截至2017年底，全省电力装机6468万千瓦、发电量2470亿千瓦时，比2015年分别增长25.3%和19.8%；拥有煤炭生产矿井44对、核定产能1.43亿吨/年，单井平均产能320万吨/年，单井规模居全国前列。“一体化、网络化”现代能源基础设施体系日益完善，全省在运110千伏及以上变电站840座，变电容量1.6亿千伏安、输电线路长度4.4万公里；现有天然气长输管道2605公里，原油管道690公里，成品油管道760公里，天然气储气能力2888万方，成品油库容90万方。

2.能源消费结构持续优化。2016—2017年累计新增可再生能源发电装机894万千瓦，截至2017年底，全省可再生能源发电装机达到1534万千瓦、2017年发电量229亿千瓦时，分别是2015年的2.4倍、2倍。2017年，全省能源消费总量13051.9万吨标准煤、能源消费年均增长2.9%，单位地区生产总值能耗降至0.497吨标准煤/万元（地区生产总值按照2015年可比价格计算），连续两年完成国家下达的能源消费总量和强度“双控”目标。煤炭消费占能源消费的比重降至72.5%，比2015年下降4.3个百分点；油品消费占17.37%、天然气消费占4.48%，非化石能源消费占5.66%，比2015年分别提高1.17、0.68和2.16个百分点。

3.化石能源清洁高效利用水平提高。2017年，全省原煤入选率提高至95%、矿井水综合利用率提高至70%，比2015年分别提高5个、7个百分点。煤矸石综合利用率达到100%。电煤占煤炭消费的比重提高至55.2%，比2015年提高2.2个百分点。低热值煤发电装机达到265万千瓦、年利用低热值煤超过800万吨，瓦斯发电装机14万千瓦、瓦斯抽采量6.8亿立方米、利用量2.6亿立方米。60万千瓦级以上火电机组占全省火电装机容量的80%，大幅高于全国平均水平。火电供电煤耗297克标煤/千瓦时，比全国平均水平低13克/千瓦时。燃煤火电机组全部安装了环保设施，20万千瓦及以上燃煤火电机组全部实现超低排放，提前一年完成国家目标任务。

4.能源惠民利民成效显著。累计实施8批次216亿元农网改造升级专项工程，截至2017年底，农村户均配变容量由2015年的1.74千伏安提高到2.3千伏安、年均停电小时由26.1小时降至11.3小时。通过实施“两年攻坚战”，在全国率先实现村村通动力电，率先完成平原地区机井通电全覆盖，中心村电网改造完成数量居全国首位。先行探索光伏扶贫这一精准扶贫、精准脱贫的有效方式并推向全国，截至2017年底，全省累计并网光伏扶贫装机199.3万千瓦，居全国首位，每年可为贫困户增收约20亿元。

5.能源体制改革稳步推进。扎实推进能源行业供给侧结构性改革。累计退出煤炭产能1689万吨，提前完成煤炭去产能五年任务三年“大头落地”目标；有效防范煤电产能过剩风险，淘汰落后煤电产能44.6万千瓦，缓建煤电装机96万千瓦。电力体制改革全面推进。发用电计划有序放开，市场化交易机制逐步完善，电力直接交易规模逐年大幅增加。2015—2017年，分别完成电力直接交易量178、394、550亿千瓦时，占全社会用电量的比重为11%、23%和28.6%，累计降低企业用电成本73.4亿元。油气体制改革稳步推进。引进各类社会资本参与建设天然气管道近400公里。鼓励开展多种形式大用户直供气，直供气用气量已达到全省非居民用气量的30%以上，年减少企业用气支出2.5亿元。推行工业用户倒阶梯气价，2017年降低工业企业大用户用气支出4亿元。

（二）能源发展形势分析

党的十九大提出，壮大节能环保产业、清洁能源产业，推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。我省加快建设五大发展美好安徽，着力构建现代基础设施体系，能源发展宏观环境总体有利。但我省能源发展改革也面临结构调整任务艰巨、供应保障形势偏紧、体制机制有待完善等突出问题。

有利因素方面：一是能源消费需求仍将保持稳步增长。2017年，我省人均用能2.08吨标准煤，仅为全国平均水平的64%。未来一个时期，我省仍处于工业化、城镇化加速发展阶段，工业用能稳步增长，交通、建筑用能快速增长，人均用能保持较快增长。随着我省与全国同步全面建成小康社会，能源需求仍将保持刚性增长，为能源发展提供了较大的空间。二是能源产业发展条件较好。我省资源条件相对优势明显，煤、水资源兼备。区位条件优越，地处长江经济带承上启下、承东启西位置，随着长三角更高质量一体化进程加快，与长三角兄弟省市能源互济互保、基础设施互通互联进程加快。电网坚强智能，可再生能源消纳能力较强。能源通道完善，水运、铁路运输通畅，超高压、特高压输电通道齐备。三是能源改革释放发展潜力。“十三五”以来，按照国家部署，我省坚持市场化改革方向，推进简政放权，发挥市场在资源配置中的决定性作用，深入推进电力、石油天然气等重点领域改革和能源市场建设，拓宽社会资本进入能源领域渠道，改革红利进一步释放。

不利因素方面：一是能源保供压力增大。“十三五”以来，国家深入推进煤炭去产能，防范化解煤电产能过剩风险，我省煤炭、电力等行业发展受限，而能源需求刚性增长，加之我省可再生能源资源缺乏、天然气资源供应紧张，预计“十三五”后期及今后一个时期，能源供应短缺风险加大。二是能源结构调整任务艰巨。受能源资源禀赋和产业结构等因素影响，我省对煤炭依赖度较高。2017年，煤炭占全省能源生产的91.6%，煤炭消费比重比全国约高12个百分点；非化石能源消费比重比全国低8.5个百分点。在打好污染防治攻坚战的背景下，能源结构调整任务异常艰巨。三是体制机制有待完善。能源行业自然垄断、竞争性垄断和无序竞争现象仍然存在，能源价格、税收、财政、环保等政策衔接不够，市场体系有待完善，市场配置资源的作用没有得到充分发挥。天然气、电力调峰成本补偿及相应价格机制亟待完善，科学灵活的价格调节机制尚未完全形成。

（三）主要指标完成情况

《规划》设定的能源总量、结构、效率、环保等4个方面、20项指标全面按序时进度完成规划目标。

1.约束性指标完成情况。《规划》设定约束性指标5项。截至2017年底，煤炭占能源消费比重降至72.5%，煤电供电煤耗降至297克标准煤/千瓦时，非化石能源消费占能源消费的比重提高至5.66%，上述3项指标提前并超额完成2020年规划目标；全省能源消费总量13051.9万吨标准煤，单位国内生产总值能耗较上年下降5.28%，上述2项指标按序时进度完成规划目标。

2.预期性指标完成情况。《规划》设定15项预期性指标。截至2017年底，石油消费量约1595万吨，石油消费比重提高至17.37%，非化石能源装机比重提高至23.7%，电网线损率下降至7.18%，煤电二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度分别降至28、43、6毫克/立方米。上述7项指标提前完成2020年规划目标。能源生产总量9144万吨标准煤，电力装机规模6468万千瓦，全社会用电量1921亿千瓦时，非化石能源发电量占比达到9.2%，天然气消费量44.17亿立方米（含煤层气），天然气消费占比4.48%，原煤入选率达到95%。上述7项预期性指标按序时进度完成规划目标。

2017年，全省煤炭消费量16084.6万吨，比规划序时进度少412.2万吨；煤炭消费年均增长1.3%，比规划年均增速低1.3个百分点。主要原因是：“十三五”以来，我省大力推进能源消费总量控制，严格控制新增耗煤项目。同时，按照国家要求，启动煤炭消费减量替代，煤炭消费增速回落。

（四）重点任务推进情况

“十三五”以来，全省能源系统认真推进《规划》实施，《规划》确定的重点任务完成情况较好。

1.煤炭产业转型升级成效明显。一是煤炭产能控制取得阶段性成果。“十三五”以来，我省停止核准新增煤炭产能项目，并对在建矿井采取缓建措施。2016—2017年，全省仅投产矿井2对，新增产能445万吨/年。认真贯彻国家化解煤炭过剩产能部署，累计关闭资源枯竭、灾害严重、长期亏损矿井11对，退出产能1689万吨/年；4对矿井实施减量生产，核减产能55万吨/年。二是煤矿绿色安全高效生产水平进一步提高。加强生产矿井安全生产隐患排查整治，对存在重大安全隐患和不具备安全生产条件的矿井，依法依规停产整顿。2016—2017年，全省煤矿年均发生死亡事故7.5起、死亡7.5人，百万吨死亡率降至0.062，比“十二五”分别下降61.9%、77.4%和74.5%。大力提高煤炭生产机械化、信息化、智能化水平，推行充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术，加大安全系统改造和重大灾害治理力度。截至2017年底，全省拥有安全高效矿井28对，核定产能10545万吨/年，占全省产能的73.7%。生产矿井采煤机械化、掘进机械化程度提高至100%和98%，达到国内先进水平。三是企业转型升级步伐加快。截至2017年底，全省重点煤炭企业电力权益装机容量1226万千瓦，煤炭物流设施周转量10221万吨/年，静态储量610万吨，焦炭、甲醇和合成氨产能分别为440万吨/年、40万吨/年和50万吨/年。省属3家煤炭企业获得内蒙古、山西、陕西等省区多对矿井的主体开发资格，规划建设规模约4600万吨/年。煤炭企业经营状况大幅改善，2017年，煤炭行业实现利润超过80亿元，全行业亏损局面得到扭转。

2.燃煤火电项目建设放缓。“十三五”以来，国家推进供给侧结构性改革，防范化解煤电产能过剩风险，我省燃煤火电建设放缓。2016—2017年，仅建成淮北平山电厂2号机、利辛板集电厂、皖能铜陵6号机等5台“十二五”结转燃煤火电机组，新增装机331万千瓦，完成规划目标的24%；在建蚌埠电厂二期、钱营孜煤矸石、神皖庐江电厂、华电芜湖3号机等7台机组，装机424万千瓦；华能巢湖电厂二期、阜阳华润电厂二期未能如期开工，大唐滁州电厂尚未核准，列入规划的煤电储备项目没有开展实质性工作。燃煤火电节能减排成效显著，累计淘汰关停小火电机组6台、44.65万千瓦，完成规划目标的90%；完成3205万千瓦的超低排放改造和1300万千瓦节能改造任务，烟尘、二氧化硫和氮氧化物排放总量比2015年分别减少了63%、44%和29%，全省煤电平均供电煤耗297克标煤/千瓦时，电网线损率下降至7.18%，提前2020年规划目标。

3.可再生能源开发利用高速增长。“十三五”以来，我省将发展可再生能源作为推进能源结构调整的重要抓手，创新发展方式、完善支持政策，可再生能源开发利用迎来爆发式发展。一是积极发展光伏发电。落实《国家发展改革委国家能源局关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见》，采用招标方式配置光伏发电规模，积极探索“光伏+”模式建设农光互补、渔光互补等各类综合应用光伏电站。探索将采煤沉陷区治理和发展水面光伏相结合的新路，积极推进两淮采煤沉陷区国家光伏领跑基地建设。先行探索光伏扶贫这一精准扶贫、精准脱贫的有效方式并推向全国。积极在工业、公共建筑等各类屋顶推广分布式光伏发电。截至2017年底，全省累计并网光伏发电装机888万千瓦，提前3年完成规划目标。二是稳步推进风电发展。注重集中式风电场开发与环境保护协调发展，有序建设平原、低丘、滩涂地区低风速风电场。统筹风能资源、土地利用、生态保护、交通运输等建设条件，因地制宜探索接入低压配电网分散式风电项目建设。截至2017年底，全省累计并网风电装机217万千瓦。三是大力推进生物质发电。我省高度重视农作物秸秆综合利用，省政府先后出台《关于加快发展农作物秸秆发电的意见》《大力发展以农作物秸秆资源利用为基础的现代环保产业的实施意见》，省发展改革委、省财政厅印发《关于对农作物秸秆发电实施财政奖补的意见》，构建起促进秸秆能源化利用的政策体系。截至2017年底，全省累计并网生物质发电装机119万千瓦，居全国第4位。四是有序推进水电开发。实施小水电增效扩容改造，新增并网装机19万千瓦。有序推进绩溪、金寨抽水蓄能电站建设，累计完成投资34.5亿元、15.1亿元，占总投资的35%、21%，稳步推进桐城等抽水蓄能电站前期工作。截至2017年底，全省水电装机310万千瓦，其中抽水蓄能168万千瓦、常规水电142万千瓦。

4.电网建设全面加强。省委、省政府高度重视现代基础设施体系建设，印发实施《安徽省电网发展规划（2017—2021年）》，坚强智能电网建设全面提速。省级骨干电网方面，建成淮南—南京—上海（安徽段）特高压工程，省际电力交换能力提高到1700万千瓦；准东—皖南特高压工程（安徽段）建设稳步推进。500千伏肥北、怀洪、福渡、广德、涓桥等5座变电站建成投运，平山电厂送出、板集电厂送出、铜陵电厂二期送出、沙河扩建2号主变等工程按期建成，开工建设安庆三、阜三、金寨等17个500千伏输变电工程。市级主干网架方面，建成合肥牌坊、滁州护桥等22个220千伏输变电工程；完成阜阳薛桥、蚌埠蒋南等7个变电站扩建工程；建成蚌埠电厂二期等2个220千伏电源送出工程；建成文都—庐江线路等8个线路工程；开工建设合肥小庙、马鞍山塔岗等39个220千伏输变电工程。配电网建设改造方面，密切跟踪市区、县城、中心城镇和产业园区等经济增长热点，不断提升供电能力，消除城镇用电瓶颈；加大农网改造升级力度，推进城乡供电服务均等化进程。110、35千伏变电容载比分别为2.11、1.9，城网、农网户均配变容量分别达到3.7千伏安/户、2.3千伏安/户。电网智能化发展方面，新建和改造智能变电站206座、配电自动化主站3座、配电终端2009个。

5.天然气利用规模进一步扩大。印发实施《安徽省油气管网基础设施建设规划（2017—2021年）》，加快天然气基础设施建设。2016—2017年新增省级干支线管道525公里，管道总里程达到1659公里，其中省级干线280公里，支线1379公里。开工建设宣城—黄山、芜湖—江北集中区、合肥—六安、亳州—太和、巢湖—无为、阜阳—太和干线，蚌埠—合肥、池州—青阳、蚌埠—凤阳支线等10条省级管道，总长度600公里。建成LNG储罐8座，其中大型LNG储备站1座，新增储气能力1500万方，全省天然气储备能力达到2888万方。芜湖LNG内河接收站（一期接收能力100万吨/年）前期工作有序推进。2017年，全省天然气消费量44.17亿立方米，天然气占能源消费的比重由2015年的3.8%提高至4.48%。全省16个省辖市、61个县（市）用上天然气，其中，15个省辖市、37个县（市）接通长输管道天然气，比2015年新增13个县（市）。24个未通长输管道的县（市）通过槽车、点供站等形式用上LNG或CNG。

6.能源消费革命稳步推进。严格推进能源消费总量和强度“双控”。“十三五”以来，累计新增能源消费752万吨标准煤，单位生产总值能耗持续下降，连续两年完成国家下达的能源消费总量和强度控制目标。深入推进煤炭清洁高效利用，启动散煤使用治理，加强商品煤质量管理，限制劣质煤销售、使用，提高电煤消费比重。2017年，全省煤炭消费16084.6万吨，其中电煤消费8883.8万吨，占55.2%，比2015年提高2.2个百分点。重点推进居民生活、生产制造、交通运输等重点领域电能替代，电能替代累计新增用电量约75亿千瓦时，完成规划目标的63%。大力推进煤泥矸石、煤矿瓦斯等能源资源综合利用。至2017年底，全省煤矸石电厂装机达到265万千瓦、余热余压余气发电装机达到163千瓦，比2015年增长9%、20.7%。累计抽采煤矿瓦斯15.3亿立方米，瓦斯利用率达到37.5%。

7.能源体制改革全面深化。持续推进电力体制改革，先后出台《关于进一步深化电力体制改革的实施意见》《安徽

省电力体制综合改革方案》《安徽省交易机构组建方案和章程》《安徽省电力直接交易规则》《安徽省电力市场交易主体准入退出实施细则》《安徽省电力市场管理委员会组建方案》、《发电计划管理办法》等规范性文件。明确了各电压等级输配电价标准。组建了相对独立的电力交易机构和电力市场管理委员会，已注册电力用户3928家、售电公司138家、发电企业25家。2017年，全省直接交易电量达到550亿千瓦时，比2016年增长40%，占全年全社会用电量的30%，降低企业用电成本约36亿元。宁国经济技术开发区河沥园区等增量配电改革项目列入国家试点。天然气管道建设向各类社会资本开放。鼓励开展多种形式大用户直供气，推行工业用户倒阶梯气价。

二、《规划》实施面临的主要问题

“十三五”以来，我省《规划》实施情况总体较好，但也面临一些新情况和新问题，主要是：

（一）煤炭、天然气、电力供应短缺风险显现。受化解煤炭过剩产能、减量化生产等措施影响，省内煤炭产量持续下降，煤炭净调入量大幅增长。预计到2020年，我省煤炭净调入量将达到5300万吨，约占全省煤炭消费量的30%以上。受全国供需形势、煤炭运力等因素影响，未来部分地区、部分时段煤炭供应紧张问题不容忽视。由于全国范围内天然气消费快速增长，特别是冬季北方采暖用气大幅增加，加之我省天然气全部依赖外部输入，消费峰谷差大、冬季需求量大幅高于平时，局部地区、时段天然气保供压力加大。2016年以来，一方面我省电力负荷增长较快，高于预期2—4个百分点，另一方面国家严控新增煤电规模，我省未再获得煤电建设规模，规划内煤电项目建设进度放缓，电力供应偏紧。预计2018—2020年全省最大电力缺口达600万千瓦（未考虑华东区域省间电力互济）。

（二）煤炭消费减量替代任务艰巨。按照中共中央国务院印发的《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》和国务院印发的《“十三五”生态环境保护规划》要求，至2020年，我省煤炭消费量要比2015年下降5%，控制在14888万吨以内。近年来，虽然我省大力推进煤炭消费减量替代，但受资源禀赋和能源供应结构制约，以及能源消费刚性需求，煤炭消费仍保持增长态势。根据“十三五”后三年煤电机组及煤化工等耗煤项目建设投产情况，预计煤炭消费需求仍然维持增长。鉴于“十三五”后三年我省能源消费稳步增长，加之可再生能源开发利用难以维持高速增长、天然气利用放缓、省外来电具有较大不确定性，完成煤炭减量替代任务极其艰巨。

（三）可再生能源发展受限。一是光伏发电增长减速。“十三五”以来，社会资本大量涌入光伏行业，我省光伏发电装机呈爆发式增长。电网接入和电力消纳压力对光伏发电增长的制约已经显现，加之国家光伏发电政策调整，光伏发电发展减速已成定局。二是风电项目开工率偏低。由于我省地形复杂、林地较多，且风电场开发建设不同程度存在水土流失、植被破坏等问题，加之后续生态修复不及时、大规模发展下的电力消纳问题等原因，造成风电场开工率偏低，截至2017年底，核准项目开工率不足50%。三是地热能利用推广难度大。由于国家取消可再生能源建筑应用示范城市项目申报和资金支持，我省没有中央财政支持及地方财政配套，地方政府和市场主体缺乏继续推动浅层地热能建筑应用的积极性，浅层地热能利用推广应用难度大。

（四）能源基础设施短板依然存在。一是天然气基础设施短板突出。全省尚未形成互联互通的网络化干线管网架构，多数省辖市仅由单一气源供应。在气源供应紧张的情况下，部分地区不能通过资源串换进行跨区域调剂。我省目前平均储气能力仅为2.6天用气量，大多数市、县政府未达到3天需求量的应急保供标准。多数城镇燃气企业储气能力与至少形成不低于其年用气量5%的储备要求差距较大，少数燃气企业甚至未建储气设施。此外，我省无燃气调峰电厂，调峰能力不足。二是电网、油气管网建设困难较多。管网建设点多、线长、面广，涉及的利益主体多，利益关系错综复杂，特别是居民对电磁环境、管道安全日益敏感，管道沿线无税收分享机制，管道保护属地责任等影响地方管道建设积极性，管网建设难度加大。

（五）能源转型发展支持政策有待完善。一是煤炭去产能企业资产债务处置政策有待完善。国家尚未出台去产能企业资产债务处置专项政策，去产能企业资产负债率上升，影响企业后续融资。二是煤层气（煤矿瓦斯）开发利用、电力辅助服务市场建立、抽水蓄能电站建设运营成本全网分摊等方面政策有待进一步完善。三是由于缺乏支持政策，多能互补、“互联网+”智慧能源等能源生产消费新业态、新模式推进缓慢。

三、推进《规划》实施的工作计划

（一）加强规划引领。一是对《规划》进行评估调整。结合《规划》实施情况，在与全省经济社会发展规划纲要和国土、环保等专项规划衔接的基础上，对《规划》目标和重点任务进行调整，确保《规划》符合实际，具有可执行性。二是强化《规划》约束力。未纳入《规划》的重大项目，原则上不予办理项目核准、备案手续，不予安排年度建设规模，切实发挥《规划》对能源发展改革的引领作用。

（二）压实工作责任。进一步明确省级和地市，政府部门和企业在推进《规划》实施中的责任。政府部门承担《规

划》实施的组织、服务、保障和监管责任，按照职责分工进一步优化项目审批流程、提高审批效率，加强土地、水资源、环保容量等要素保障，确保项目顺利实施；企业承担《规划》内项目实施的主体责任，按照国家相关法律、法规要求，办理项目核准和备案手续，按计划推进项目建设。

（三）健全监督考核。加大《规划》实施的监督、考核力度，《规划》主要指标、主要任务分解到年度，列入省政府年度重点工作，并纳入省委对省直单位和省辖市年度综合考核范围。贯彻落实省政府重大项目“四督四保”制度，依托安徽省重点项目信息管理系统，对《规划》内项目实行按月调度、季度通报，确保项目顺利推进。

（四）完善支持政策。营造公平竞争的市场环境，无歧视支持各类社会资本参与项目建设运营。落实国家资源税费、煤炭税费、成品油消费税改革措施，促进节能减排，降低企业税费负担。积极争取中央预算内资金和专项基金，加强农网、城市配网升级改造、煤矿安全改造、电网调峰能力提升、石油和天然气储备设施建设、能源战略性新兴产业和重大能源科技装备发展。

四、《规划》目标调整

根据《规划》实施情况和国家相关政策对《规划》以下目标进行调整。

（一）调整煤炭消费量及比重目标。一是根据最新统计数据，将2015年煤炭消费量由15800万吨调整为15671.3万吨、煤炭消费比重由78%调整为76.8%。二是根据《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》及《安徽省煤炭消费减量替代工作方案（2018—2020年）》相关要求，将2020年煤炭消费量由18000万吨下调为14887.75万吨，煤炭消费比重由75%调整为71%左右。

（二）调整可再生能源发展目标。为进一步促进我省可再生能源发展，将2020年光伏发电装机目标由800万千瓦上调至1100万千瓦，风力发电装机目标由260万千瓦上调至300万千瓦，非化石能源消费比重目标由5.5%上调至6%以上，非化石能源装机比重由23%上调至27%。

（三）调整石油消费目标。2017年，我省石油消费量1595万吨，年均增长6.5%。鉴于石油消费量已超过2020年规划目标，且石油消费仍稳步增长，扩大石油消费是煤炭消费减量替代的重要途径，将2020年石油消费量由1470万吨上调至1800万吨，石油消费年均增速由1.7%上调至5%，石油消费占比由13.6%上调至18%。根据最新统计数据，将2015年石油消费量由1350万吨调整为1405万吨。

（四）调整用电量目标。将2020年全社会用电量目标由2400亿千瓦时上调至2450亿千瓦时，电力消费年均增速由7.9%调整为8%。

附表

安徽省能源发展“十三五”规划目标调整表

指标	原规划目标			2017年实际	规划目标调整		
	2015	2020目标	年均增长		2015	2020目标	年均增长
煤炭消费总量（万吨）	15800	18000	2.6%	16084.6	15671.3	14887.75	[-5%]
石油消费量（万吨）	1350	1470	1.7%	1595	1405	1800	5%
全社会用电量（亿千瓦时）	1639.8	2400	7.9%	1921		2450	8%
非化石能源装机比重（%）	12.4	23	[10.6]	23.7		27	[14.6]
非化石能源消费比重（%）	3.2	5.5	[2.7]	5.66		6以上	[2.8]
石油消费比重（%）	15.6	13.6		17.37	16.2	18	[4.4]
天然气消费比重（%）	3.2	5.9	[2.3]	4.48	3.8		[2.1]
煤炭消费比重（%）	78	75	[-3]	72.5	76.8	71左右	[-5.8]

备注：1.根据最新统计数据，对规划2015年数据进行部分修订。
2.[]内为五年累计数。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/133270.html