

安徽省能源发展“十三五”规划

“十三五”时期（2016—2020年）是我省决战决胜全面小康、加快建设五大发展美好安徽的关键时期。为贯彻落实五大发展理念，推动我省能源消费、生产、科技、体制革命和扩大区域合作，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，支撑全省经济社会持续健康较快发展，根据《安徽省国民经济和社会发展的第十三个五年规划纲要》和《国家能源发展“十三五”规划》，编制本规划。

一、“十二五”能源发展情况

“十二五”以来，全省能源系统紧紧围绕科学发展主题和全面转型、加速崛起、兴皖富民主线，坚持经济工作项目化、项目工作责任化，大力推进重大项目建设，积极深化能源体制改革，加强能源行业节能减排，能源经济平稳运行，产业结构优化升级，发展方式积极转变。

（一）能源和新能源产业加快发展。2015年，能源产业规模以上工业增加值931.9亿元，占全省规模以上工业增加值的9.5%。其中，电力工业增加值456.1亿元，是全省第8大工业行业。规模以上能源企业创造税收270.4亿元，占全省规模以上工业的18.6%。6家能源企业主营业务收入超过百亿元，占全省主营业务收入超百亿元工业企业的22.2%，其中省电力公司、淮北矿业集团销售收入超过500亿元。新能源产业产值641.2亿元，比上年增长18%。

（二）供应保障能力增强。“十二五”期间，建成朱集东、口孜东、邹庄等8座现代化煤矿，新增产能2010万吨/年；建成芜湖港国家级煤炭物流园区，新增年吞吐能力2000万吨；建成安庆电厂二期、铜陵电厂5号机等25台超临界、超超临界机组和一批可再生能源发电装机，全社会新增发电装机2228万千瓦，其中可再生能源发电装机446万千瓦；建成淮南—淮北—上海特高压输电工程，加强骨干电网建设，推进农村电网升级改造，各级电网协调运行；建成天然气管道600公里，新增用气人口500万人；建成成品油管道520公里，新增供给能力240万吨。截至2015年底，全省煤炭生产矿井51对，核定产能1.57亿吨/年。全社会发电装机5160万千瓦，其中“皖电东送”机组1288万千瓦。天然气干支管道总长度突破2000公里，城镇居民气化率提高到45%。成品油管道总长度760公里，管道输送覆盖率达到40%。

（三）可再生能源快速发展。“十二五”期间，建成风力发电项目31个，新增装机135万千瓦；建成生物质发电项目22个，新增装机59万千瓦，总装机规模约占全国的8%，在全国名列前茅；建成29个地面光伏电站和一批分布式光伏发电项目，新增装机130万千瓦。首座百万千瓦级芜湖响水涧抽水蓄能电站建成投产，新增水电装机122万千瓦。2015年，可再生能源发电装机规模达到640万千瓦，占全社会装机的12.4%；发电量116亿千瓦时，比2010年增长2倍多。

（四）能源清洁化水平不断提高。清洁高效机组比重显著提高，2015年，60万千瓦级超临界或超超临界火电机组占全省火电装机容量72%，比2010年提高12个百分点；10万千瓦以上火电机组均已安装了脱硫装置，20万千瓦以上火电机组全部安装了脱硝设施，完成27台、1282万千瓦现役煤电机组节能升级改造。全省供电煤耗301克标煤/千瓦时，比全国平均水平低10克/千瓦时。天然气利用规模进一步扩大，2015年，天然气消费量33亿立方米，是2010年的2.2倍。天然气占一次能源消费比重由2010年的2.1%提高到3.2%。

（五）能源科技研发和装备生产能力提升。国家煤炭开采工程技术研究院在淮南矿业集团成立运行，国家煤矿水害防治工程技术研究中心在皖北煤电集团设立，阳光电源股份有限公司技术中心被认定为国家级企业技术中心。清洁燃煤气化系统、大型煤矿采掘成套装备、水泥余热发电成套设备、冶金行业余热锅炉生产技术处于国内领先水平。光伏逆变器、新型动力电池等研制能力居全国前列。

（六）能源领域改革开放不断扩大。积极推进煤电一体化和煤电联营，煤炭企业全资和参股电厂30余个，权益装机规模1400万千瓦；赴西部地区开发煤炭资源取得积极进展，托管、参股、控股煤矿9对，产能约1000万吨。放宽民间资本准入范围，吸引各类社会资本投资经营天然气管道约300公里。拓展与长三角能源领域合作，“皖电东送”二期工程建成投产7台机组，新增装机530万千瓦，开工建设淮南—南京—上海特高压线路；开通皖苏省际天然气连接线，与上海电气（集团）在生物质发电领域开展合作。深化电力体制改革，组建全国首个电力直接交易平台，不断扩大电力直接交易规模和范围。

“十二五”以来，我省能源产业保持平稳较快发展，但也存在一些问题。一是能源结构有待进一步优化。煤炭占全省能源消费78%、比全国高14个百分点，燃煤机组占电力装机比重80%左右、比全国高约20个百分点，天然气消费占比比全国低2.7个百分点。二是人均能源消费水平较低。2015年，我省人均能源消费1.77吨标煤，人均电力消费2360千瓦时，人均天然气消费47立方米，仅为全国平均水平的56.5%、57.2%和48%。三是煤炭企业发展压力加大。煤炭赋存

条件差、开采成本高、企业在传统销售市场的区位优势减弱，竞争力下降。

二、“十三五”能源发展环境

“十三五”时期，国家深入实施“一带一路”、长江经济带和制造强国战略，大力实施“互联网+”行动计划，加快完善基础设施网络，我省加快建设五大发展美好安徽，能源发展宏观环境总体有利。面向未来，我省能源发展既面临厚植发展优势、调整优化结构、加快转型升级的战略机遇期，也面临诸多矛盾交织的严峻挑战。我们要认清形势、坚定信心，趋利避害、主动作为，着力突破瓶颈制约、补齐发展短板，努力把我省能源发展推向新的更高水平。

（一）有利因素。

1. 能源消费需求刚性增长。我国调结构转方式积极推进，经济保持中高速增长，加快建设全面小康社会，推进精准扶贫、精准脱贫进程，人民生活水平不断提高。我省工业化、城镇化加速发展，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。

2. 能源产业发展条件较好。资源条件优势明显，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，坐拥华东能源消费市场。电网坚强智能，新能源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。能源产业基础深厚，骨干企业实力较强。

3. 能源政策带来新的机遇。国家出台支持煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展，鼓励发展新能源可再生能源、热电联产和能源清洁替代等一系列政策措施，为煤电一体化建设、热电产业发展、扩大光伏应用等营造了良好环境。深入实施新一轮农网改造和大气污染防治，为改善农村电力基础设施、扩大天然气应用、推进煤炭清洁高效利用提供了难得机遇。

4. 能源改革释放发展潜力。国家和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，回归能源商品属性，拓宽社会资本进入能源领域渠道，进一步释放改革红利。

（二）面临挑战。

1. 传统能源发展受限。我国经济发展进入新常态，能源需求增长减速换挡，煤炭产能过剩，供求关系失衡，煤电装机阶段性过剩初步显现，设备平均利用小时数持续下降。煤炭市场化深入推进，我省煤炭埋藏深、赋存条件差、开采成本高，省内市场受外来煤炭挤压，煤炭企业经营困难。国家实行煤电规划建设风险预警机制，我省煤电建设规模有限。

2. 资源环境约束强化。煤炭开采形成大量沉陷区，破坏耕地和地下水资源，影响生态环境。煤炭、石油等化石能源存在粗放使用，大量排放二氧化硫、氮氧化物和烟尘，污染大气环境，雾霾已经成为大众身心健康的重大危害和社会高度关注的热点问题。加快调整能源结构，推进化石能源清洁高效利用势在必行。

3. 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，我省煤炭占能源生产、消费比重较高。2015年，煤炭占全省能源生产的96%左右，煤炭消费比重比全国平均水平高14个百分点；非化石能源消费比重比全国平均水平低8.8个百分点。在应对气候变化的大背景下，必须推进能源生产和消费革命，提高天然气和非化石能源消费比重，推进化石能源清洁高效利用。

三、“十三五”能源发展总体要求

（一）指导思想。

深入贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会以及省第十次党代会精神，认真学习贯彻习近平总书记系列重要讲话特别是视察安徽重要讲话精神，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，遵循能源发展“四个革命、一个合作”的战略思想，坚持节约、清洁、绿色、安全的发展方针，着力提高能源发展质量和效益，着力推进能源供给侧结构性改革，着力培育能源生产消费新模式新业态，着力提升能源普遍服务水平，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为加快建设五大发展美好安徽提供坚实的能源保障。

（二）基本原则。

1. 节约优先。充分考虑能源资源的有限性，将能源工作重点由生产供应领域拓展到消费领域，把节约能源贯穿于经济社会发展和能源发展的全过程，集约高效开发能源，科学合理使用能源，大力提高能源效率，实施能源消费强度和总量双控制，控制煤炭消费过快增长，以较少的能源消费支撑经济社会较快发展。
2. 清洁低碳。把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向，坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举。降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重，降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平。加快形成与我省经济社会发展相适应的、科学合理的能源生产和消费结构。
3. 创新驱动。把创新作为能源发展的第一动力，加快技术创新、体制机制创新、商业模式创新，增强发展活力。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，全面实施电力体制改革，稳步推进油气体制改革，在能源基础设施投资领域推行政府和社会资本合作模式。
4. 合作发展。发挥我省在长江经济带中的区位优势，利用我省能源企业的技术、管理和人才优势，深化区域能源合作。巩固长三角地区传统能源合作，拓展新能源和油气领域合作，推进基础设施互联互通。支持省内大型煤炭企业发挥综合优势，实施“走出去”战略。

（三）主要目标。

按照《安徽省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《国家能源发展“十三五”规划》要求，我省能源发展主要目标是：到2020年，一次能源消费总量控制在1.42亿吨标煤左右，非化石能源占能源消费比重提高到5.5%，天然气占能源消费比重提高到5.9%，煤炭占能源消费比重降低到75%以下。煤炭产量控制在1.3亿吨左右，电力总装机7700万千瓦左右，煤电供电煤耗300克标煤/千瓦时以下，30万千瓦及以上燃煤火电机组主要污染物实现超低排放。

表 1：“十三五”时期能源发展主要目标

类别	指 标	2015	2020 目标	年均 增长	属性
能源	一次能源生产总量（亿吨标煤）	1.05	1		预期性
总量	电力装机总量（万千瓦）	5160	7700	8.3%	预期性
	一次能源消费总量（亿吨标煤）	1.23	1.42	2.9%	约束性
	煤炭消费总量（亿吨原煤）	1.58	1.8	2.6%	预期性
	天然气消费量（亿立方米）	33	70	16.2%	预期性
	石油消费量（万吨）	1350	1470	1.7%	预期性
	全社会用电量（亿千瓦时）	1639.8	2400	7.9%	预期性
能源 结构	非化石能源装机比重（%）	12.4	23	[10.6]	预期性
	非化石能源发电量比重（%）	5.6	10	[4.4]	预期性
	非化石能源消费比重（%）	3.2	5.5	[2.3]	约束性
	石油消费比重（%）	15.6	13.6		预期性
	天然气消费比重（%）	3.2	5.9	[2.7]	预期性
	煤炭消费比重（%）	78	75	[-3]	约束性
能源 效率	单位国内生产总值能耗降低（%）			[16]	约束性
	煤电供电煤耗（克标准煤/千瓦时）	301	<300		约束性
	电网线损率（%）	7.42	7.2		预期性
能源 环保	原煤入选率（%）	93	97	[4]	预期性
	煤电二氧化硫排放浓度（毫克/立方米）	100	35		预期性
	煤电氮氧化物排放浓度（毫克/立方米）	100	50		预期性
	煤电烟尘排放浓度（毫克/立方米）	30	10		预期性

注：[]内为五年累计数。

四、主要任务

综合考虑我省能源资源赋存、水资源分布、生态环境承载能力和区域经济发展等因素，合理规划全省能源发展布局。落实两淮大型煤炭基地化解过剩产能任务，加大煤矿安全改造和技术升级力度，推进重点煤炭企业实施煤电化运一体化发展和赴省外开发煤炭资源。提高煤炭集中高效发电比例，优先建设坑口电厂和低热值煤综合利用电厂。加强可再生能源资源勘查和建设规划，推进皖北平原和江淮丘陵地区风电开发利用，扩大皖北、皖中地区光伏发电应用规模，加快粮食主产区农林生物质电厂建设，有序推进皖南和大别山区抽水蓄能电站规划建设。推动特高压工程和皖中负荷中心、皖南交换中心电网建设，形成500千伏“五纵四横两平台”骨干网架。加快天然气干支线管道建设，初步形成“三纵四横一环”干线网架和多通道、多气源供应格局。

（一）推进煤炭产业转型发展。合理控制煤炭产能，提高煤炭安全生产水平，鼓励煤炭分级分质利用。进一步深化煤炭企业改革，支持煤电化运一体化发展，实现煤炭行业脱困发展和转型升级。

1. 合理控制煤炭产能。从2016年起，3年内停止核准除产能置换项目外的新增煤炭产能项目。对资源枯竭、赋存条件差、长期停产、停建的煤矿，引导有序退出。适时启动信湖、杨村、板集等停缓建项目。到2020年，保有生产矿井37对，核定产能1.3亿吨/年左右。

2. 推进煤矿绿色高效安全生产。加强安全生产隐患排查整治，科学设立停采区或缓采区，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。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。到2020年，煤矿百万吨死亡率保持低于国家控制指标，职业病发病人数下降至200人/年以下。

3. 提升煤炭综合利用水平。促进煤炭分级分质利用，提高两淮矿区原煤入选率，采用配煤、型煤等先进煤炭加工技术，提升煤炭产品质量和等级。统筹推进坑口电厂、低热值煤综合利用等项目建设，加强煤炭焦化、气化、液化、煤制天然气和烯烃等关键技术研发应用，实现煤炭由单一燃料向原料和燃料并重转变。

4. 加快煤炭物流发展。鼓励我省重点煤炭企业剥离煤炭运销业务，发展大型现代化煤炭物流企业。完善两淮矿区专用铁路网，提高两淮煤炭基地外运能力。依托长江、淮河黄金水道和港口资源，完善芜湖煤炭物流园区功能，开展安庆、淮南煤炭储配基地等项目前期工作，增强皖南、皖中地区煤炭接卸、中转和储备能力，形成布局合理、功能完善的煤炭物流体系。

专栏1 控制煤炭产能主要任务

淮北矿区

续建信湖煤矿，建设规模300万吨/年。

适时开工建设赵集煤矿，建设规模300万吨/年。

关闭刘店、袁庄、海孜（大井）、杨庄、朔里、石台、双龙、岱河、芦岭、百善、刘桥一矿、卧龙湖、金石等13对煤矿，退出产能1705万吨/年。

淮南潘谢矿区

续建朱集西煤矿，建设规模400万吨/年。

关闭李嘴孜、谢家集一矿、新庄孜、潘集一矿等4对煤矿，退出产能1420万吨/年。

淮南新集矿区

续建杨村、板集等2对煤矿，建设规模800万吨/年。

关闭新集三矿，退出产能75万吨/年。

(二) 促进燃煤火电有序发展。合理规划燃煤火电建设项目，提升煤炭就地转化率。合理选择火电机组，提高高效环保机组比重，新建燃煤火电项目采用66万千瓦及以上超超临界机组，低热值煤发电、热电联产采用35万千瓦及以上机组。

1. 优先建设坑口电站。发挥两淮地区煤水资源组合优势，加强坑口电站建设，推进煤电一体化发展，巩固两淮大型煤电基地地位，为全省电力供应提供可靠保障。
2. 合理布局低热值煤发电。根据不同矿区煤炭产能、煤质特点及洗选能力，结合各地低热值煤产量、消纳和小机组关停情况，合理布局低热值煤发电项目。
3. 积极发展热电联产。科学编制热电联产规划，结合城市热网建设、工业园区发展、小锅炉替代等情况，统筹建设高参数、环保型、符合国家产业政策的热电联产项目，同步配套建设高效、快捷热力管网，提高产业集聚区、工业园区热电联产水平。企业自备热电项目应与周边区域热源、热用户和电网相衔接。
4. 加快现役机组升级改造。积极推进现役煤电机组超低排放与节能改造，加快淘汰煤耗高、污染重的小火电，改善区域大气环境质量。到2020年，火电供电标准煤耗下降到300克/千瓦时，30万千瓦及以上现役燃煤火电机组实现超低排放。

专栏2 “十三五” 燃煤火电项目

续建项目：利辛板集电厂、华能巢湖电厂二期、国电蚌埠电厂二期、皖能铜陵电厂6号机组、华电芜湖电厂二期第一台机组、神皖庐江电厂、钱营孜低热值煤电厂、阜阳华润电厂二期。

开工项目：大唐滁州电厂、淮北平山电厂二期示范项目。

储备项目：淮南潘集电厂、淮北国安电厂二期、华能蒙城电厂、华电宿州电厂二期、平圩电厂四期、淮南田家庵电厂扩建等坑口电厂。刘庄低热值煤电厂、涡北低热值煤电厂、朱集西低热值煤电厂、临涣电厂三期、谢桥低热值煤电厂、合肥金源热电等低热值煤及热电联产电厂。华电六安电厂三期、国电舒城电厂、华电芜湖电厂二期第二台机组、中电投芜湖电厂扩建、神皖池州电厂二期、大唐马鞍山电厂二期、国投宣城电厂三期等。

(三) 积极发展可再生能源。坚持集中开发与分布式利用并举，大力发展光伏发电。落实生态环保措施，稳妥推进风电建设。加快生物质电厂建设，提高农作物秸秆使用量。有序推进抽水蓄能电站建设，统筹优化站址布局。推广热泵系统、冷热联供等技术应用，扩大地热能 and 空气能利用。继续做好现有核电站址保护工作。

1. 加快光伏发电建设。推进两淮采煤沉陷区等国家光伏领跑者基地和金寨高比例可再生能源示范县建设。积极组织实施光伏扶贫工程。鼓励采用农光互补、渔光互补等“光伏+”模式建设光伏电站。大力推广厂房、公共建筑等屋顶分布式光伏发电。2020年，全省光伏发电装机规模达到800万千瓦。
2. 稳妥推进风电开发。按照生态友好、环境优美的要求，支持平原、低丘、滩涂地区采用先进技术有序建设低风速风电场，控制山区风电项目建设，实施风电场生态环境整治修复工程，提升绿色风电建设水平，实现风电开发与生态环境有机融合。2020年，全省风电装机规模达到260万千瓦。
3. 加大生物质能利用。加强农作物秸秆能源化利用，加快建设秸秆电厂，探索开展高效清洁煤电耦合生物质发电技术研究和试点示范，鼓励发展固体成型燃料、生物天然气、纤维素燃料乙醇等生物质燃料。适应新型城镇化发展需要，合理规划生活垃圾焚烧发电厂建设。2020年，全省秸秆电厂装机规模达到150万千瓦左右，垃圾焚烧发电装机规模达到50万千瓦左右。
4. 有序发展抽水蓄能。稳步建设绩溪、金寨抽水蓄能电站等续建项目，力争开工建设桐城、宁国抽水蓄能电站。积极开展抽水蓄能电站选点规划调整论证工作，争取岳西、霍山、石台等抽水蓄能站址纳入国家新一轮选点规划。2020年，全省抽水蓄能电站装机规模达到378万千瓦。

专栏3 “十三五” 可再生能源发展重点

光伏发电：新增两淮采煤沉陷区等领跑者基地光伏发电规模200万千瓦，光伏扶贫工程规模约180万千瓦，普通地面光伏电站规模200万千瓦，屋顶分布式光伏发电规模100万千瓦。

风力发电：续建全椒龙王尖、怀宁石镜、当涂围屏等项目，装机规模50万千瓦；新建灵璧朝阳、五河饮马湖、宿松新洲渡等项目，新增装机规模100万千瓦以上。

秸秆发电：续建中船重工阜南、光大怀远、凯迪宁国、湖南里昂郎溪等项目，装机规模39万千瓦；新建光大萧县、凯迪全椒、上海电气蒙城、皖能长丰等项目，装机规模54万千瓦。

垃圾发电：续建光大马鞍山、皖能宿州、桑德环境亳州等项目，装机规模8万千瓦；新建皖能颍上、天楹太和、盛运环保宣城二期、中电新能源芜湖城南等项目，装机规模15万千瓦。

（四）加强输配电网建设。完善全省骨干电网，加快电力输送通道和变电设施建设，着力提高电网利用效率。加强配电网建设改造，满足城乡居民用电快速增长和可再生能源大规模发展需要。

1. 完善省级骨干电网。建设淮南—南京—上海、淮东—皖南等安徽段特高压工程。加快阜阳三、肥北、安庆三等500千伏输变电工程建设，构建“五纵四横两平台”网架。2020年，拥有特高压变电站2座、换流站1座，变电容量2400万千瓦安；拥有500千伏变电站37座，变电容量6335万千瓦安，线路7220公里，每个设区市拥有1座及以上500千伏变电站。

2. 优化市级主干网架。依托500千伏变电站，加快亳州乐土、六安崔庄、马鞍山塔岗等220千伏输变电工程建设，推进各市主干网架结构升级，构建220千伏环网结构。2020年，拥有220千伏变电站275座、变电容量8754万千瓦安、线路20000公里，每个县拥有1座及以上220千伏变电站。

3. 推进城市配电网建设改造。实施城市配电网建设改造行动计划，优化网架结构，加快标准化、智能化建设，建设宿州丁湖、滁州沃公、池州陵阳等110千伏输变电工程，形成结构合理、技术先进、灵活可靠、经济高效、环境友好的新型城市配电网。2020年，中心城区用户年均停电时间不超过1小时。

4. 加强农村电网改造升级。实施新一轮农村电网改造升级工程，加大贫困地区农村电网改造力度，统筹推进光伏扶贫配套电网、小城镇（中心村）电网改造、村村通动力电和皖北平原机井通电等建设，基本解决农村电网低电压和“卡脖子”问题。2020年，农网户均容量达到2.8千伏安。

专栏4 “十三五”电网建设重点

特高压输变电工程：续建淮南—南京—上海、宁东—浙江（安徽段）、山西—江苏（安徽段），新建淮东—皖南、皖南（宣城）换流站—皖南（芜湖）变电站、皖南（芜湖）变电站扩建。新增换流站1座，变电容量1500万千瓦安。

500千伏输变电工程：续建淝河、福渡、广德、涓桥输变电工程，新建肥北、肥西二、安庆三、芜湖三、铜北、阜阳三、同乐、石店、金寨等输变电工程；新建伯阳、徽州、塘桥开关站升压工程，扩建沙河、皋城、河沥、禹会、清流、肥南、肥西、昭关、双岭、楚城、福渡、伯阳、淝河、涓桥、釜山、广德等变电站；新建板集电厂、巢湖电厂、铜陵电厂、绩溪抽水蓄能电站等送出工程，皖南特高压直流配套工程；新建皖南交流站—铜北、肥西—繁昌线路开断环入福渡、徽州—绩溪抽蓄等线路工程。新增500千伏变电站16座，变电容量3550万千瓦安、线路2480公里。

220千伏输变电工程：续建阜阳孙楼、合肥北城等31个输变电工程；新建马鞍山塔岗、合肥万山、亳州乐土等91个输变电工程；扩建六安崔庄、蚌埠陈桥等30座变电站，新建蚌埠电厂二期等10个送出工程；新建合肥常青—锦绣线路等67个线路工程。新增220千伏变电站91座，变电容量3242万千瓦安，线路5753公里。

110千伏输变电工程：110千伏电网续建淮北光明、宣城阳江等118项输变电工程；新建宿州丁湖、滁州沃公等247个输变电工程，扩建池州陵阳、安庆宿松等72座变电站，新建滁州全椒石沛风电等37个送出工程；新建蚌埠苏岗—官塘二回线等118个线路工程。新增110千伏变电站247座，变电容量2571万千瓦安，线路7519公里。

35千伏及以下配电网工程：新增35千伏变电站222座、变电容量594万千瓦安、线路5472公里；新增10千伏配电变电站3.7万台、变电容量1909万千瓦安、线路2.3万公里。完成9680个小城镇（中心村）电网改造、皖北平原机井通电、1685个自然村动力电建设改造工程。

（五）扩大石油天然气利用规模。统筹规划石油天然气基础设施布局，提高基础设施利用效率，保障安全稳定供应。加快形成天然气省级干线管网，推进支管道、独立供气 and 应急储备设施建设。

1. 加快天然气省级干线管道建设。建设亳州—池州、宿州—黄山、淮北—滁州等3条纵线，阜阳—宿州、颍上—蚌埠、长丰—金寨、庐江—无为等4条联络线，基本形成“三纵四横一环”主干管网架构。到2020年，境内国家和省级干线管道达到2000公里以上。
2. 提升天然气“县县通”水平。依托国家和省级干线管网，建设支线管道，形成覆盖沿线县城、主要园区、重点乡镇和企业的支线网络，启动“镇镇通”天然气管道建设工程。支持毗邻地区引入邻省气源，鼓励偏远地区建设天然气独立供气设施。到2020年，支线管道达到2000公里左右。
3. 增强天然气储备调峰能力。依托合肥环线和北城LNG储备站建成合肥天然气储备中心，规划建设皖北、皖南区域LNG储备设施，支持各市建设城市高压环网。加强城市燃气企业储气设施建设，鼓励重点用气企业自建储气设施。到2020年，形成不低于3天用气量的储备能力。
4. 促进天然气多元供应。建设中海油LNG配套管线安徽段，改扩建西气东输太和、刘巷子、定远、滁州和川气东送池州、安庆等分输站，推进长江干线LNG江海联运试点和芜湖LNG接收站项目，支持建设跨省连接线，加强煤层气抽采利用，推进煤制气示范项目和页岩气勘探开发。
5. 提升原油成品油储运能力。续建仪长原油管道复线安徽段，争取国家原油储备库在我省落地，新建阜阳—亳州、合肥—六安等成品油管道。鼓励成品油经营企业扩大储备规模，提升油品应急保障和供应能力。到2020年，原油管输能力达到1000万吨/年、储备能力达到500万立方米，成品油管输能力达到410万吨/年。

专栏5 天然气基础设施建设重点

天然气干线：续建西纵线西气东输干线113#阀室—太和、中纵线宣州—徽州段等项目。新建西纵线庐江—贵池段、中纵线禹会—长丰、东纵线烈山—埇桥、联络线金寨—金安等项目。

天然气支线：续建贵池—青阳等支线，新建望江—潜山等支线。

天然气储气调峰设施：依托合肥环线和北城LNG储备站建成合肥天然气储备中心，建设皖北、皖南区域LNG储备设施，加强城市高压环网和储气设施建设，鼓励重点用气企业自建储气设施。

（六）构建智慧能源系统。加强能源互联网基础设施建设，营造开放共享的能源互联网体系，建立新型能源市场交易体系和商业运营平台，积极发展分布式能源、电动汽车、能源大数据服务等新模式和新业态。

1. 推动能源生产消费智能化。支持煤炭企业开展生产监测、管理和安全系统的信息化改造，完善燃煤火电污染物排放监测体系。推广冷热电三联供、热泵系统、工业余热余压等能源综合利用技术，开展冷热电等多能互补项目试点示范，推动可再生能源与天然气分布式能源协同发展。加强电力需求侧管理系统建设，普及智能化用能监测和诊断技术，加快工业企业能源管理中心建设。
2. 推进能源互联网基础设施建设。结合能源重点工程建设，推进能源网络与物联网之间信息设施的连接与深度融合，积极推动园区和城市能源互联网试点示范。鼓励建设智能风电场、光伏电站等设施以及基于互联网的智慧运行云平台。推进全省配电网改造，加速电力通信网等能源互联网信息通信设施建设，普及应用智能电表。鼓励地方和企业对电网、气网、热网等能源网络及其信息架构、存储单元等基础设施进行协同建设，实现基础设施的共享复用。
3. 建设能源行业管理信息系统。建设覆盖能源行业 and 重点企业的全省能源信息管理系统，完善能源预测预警机制，提升政府对能源重大基础设施规划的科学决策水平。加强能源大数据技术运用，促进多领域能源大数据的集成融合和共享。鼓励能源生产、服务企业和第三方企业投资建设面向风电、光伏等能源大数据运营平台，为能源资源评估、选址优化等提供专业化服务。
4. 探索能源互联网交易新模式。积极利用互联网技术拓展电力直接交易平台功能。创新电力交易模式，推动绿色电力点到点实时交易和补贴结算。将各类分布式能源、储电蓄热（冷）及高效用能技术相结合，通过智能电网及综合能源管理系统，形成可再生能源与天然气高效利用一体化分布式能源系统。培育售电公司、综合能源运营商和第三方增值服务供应商等新型市场主体。
5. 发展车网协同的电动汽车推广模式。优先建设公交、出租及环卫、物流等公共服务领域充电基础设施，在新能源汽车示范地区实现电动汽车充、放、换设施全覆盖。支持充换电设施运营商、电动汽车企业等建设基于电网、储能

、分布式用电等元素的新能源汽车运营云平台。积极发展电动汽车短途分时租赁市场。

专栏6 智慧能源重点项目

智慧能源及多能互补项目：合肥北航科学城园区“互联网+”智慧能源示范项目、合肥空港经济示范区“互联网+”智慧能源示范项目、无为高沟电缆基地智能微电网“互联网+”智慧能源示范项目、芜湖基于公共照明系统的能源物联网“互联网+”智慧能源示范项目，合肥滨湖新区区域能源多能互补项目、合肥高新区风光储多能互补项目、安庆华茂第二工业园分布式能源站项目。

电动汽车充电基础设施：新增公交车充换电站200座，出租车充换电站60座，环卫、物流等专用车充电站50座。积极推进居民区与单位停车位充电桩配建工作，新增用户专用充电桩15万个。鼓励有条件的专用充电桩对社会公众开放。按照适度超前原则，新增城市公共充电站70座、分散式公共充电桩3万个。结合骨干高速公路网，形成省内高速服务区城际快充网络，新增城际快充站120座。

（七）推进能源消费变革。坚持节约优先，强化引导和约束机制，抑制不合理能源消费，提升能源消费清洁化水平，逐步构建节约高效、清洁低碳的用能模式。

1. 控制能源消费总量和强度。严格实施能源消费总量与强度双控制，分解落实能源消费控制指标，完善统计、监测和考核体系。大力推广合同能源管理，加强钢铁、有色、水泥、玻璃、化工等重点行业和企业能效管理，提升用能设备能效水平，提高全社会能源利用效率。

2. 推进煤炭清洁高效利用。发展清洁高效燃煤发电，推进城市和园区集中供热，淘汰落后燃煤锅炉，实施燃煤锅炉和窑炉改造提升工程，减少散煤使用，提高电煤比例。加强商品煤质量管理，限制劣质煤炭销售、使用。2020年，煤炭消费总量控制在1.8亿吨左右，占能源消费比重降低到75%左右，电煤占煤炭消费比重提高到55%以上。

3. 实施电能替代。在居民生活领域，加大以电代煤、电采暖技术的推广力度；在生产制造领域，推广电窑炉、电制茶、电烤烟等生产设施；在交通运输领域，推广电动汽车应用、船舶岸电和电动货物装卸；在商业流通领域，推广集中式热泵、电蓄冷空调。制定支持电能替代的电价政策，提高电能终端能源消费中的比重，提升电气化水平。

4. 扩大天然气消费。支持合肥、芜湖、宿州、蚌埠、安庆等中心城市和工业园区，建设一批天然气分布式能源项目。鼓励有条件的乡镇结合新农村建设，通过独立供气实现天然气替代利用。稳步推进合肥、芜湖、滁州等天然气热电联产和长江干线船舶“油改气”。

5. 加强能源综合利用。提升煤泥矸石、煤矿瓦斯等资源综合利用水平，推进瓦斯浓缩、发电。鼓励钢铁、水泥、玻璃等行业建设余热、余压、余气发电项目，支持造纸、酿酒等行业工业有机废水和城市生活污水处理制沼气。推进农村地区农林牧渔废弃物可再生资源开发利用，因地制宜发展农村沼气和生物质天然气工程，大力推广利用太阳能热水器等小型能源设施。

（八）推进能源科技创新。坚持应用带动、市场吸引和科技提升，不断发展壮大我省能源装备制造产业，形成完整的产业链，培育形成新的增长点。

1. 打造新能源产业基地。发挥合肥、滁州、蚌埠部分企业在光伏产业上的生产制造优势，重点发展兆瓦级以上光伏系统集成装备、太阳能电池及组件、逆变器和储能系统等产品。强化大型风电机组整机及关键部件的自主设计、制造与检测技术能力。推进中建材蚌埠铜铟镓硒薄膜太阳能电池、国轩高科新能源汽车动力电池、合肥物质研究院熔盐储能、阳光电源储能系统项目建设。开发生物质燃烧锅炉、高效气化装置、热解液化装置等关键装备。推动分布式发电微网系统、智能电网、间歇式电源并网等领域技术开发利用。

2. 提升传统能源装备制造水平。以“三机一架”和煤矿安全装备等系统集成为重点，促进两淮煤炭机械设备制造产业稳步发展。以电机、电缆、开关等研发制造为重点，推动合肥、芜湖电工电气产业加速发展。以锅炉、水处理和除尘成套设备开发生产为重点，支持芜湖、安庆、滁州、蚌埠等地节能环保装备制造产业集聚发展。

3. 大力发展能源生产服务。鼓励有技术优势的能源企业组建专业化队伍，通过开展咨询评估、培训交流、检验检测、驻点服务、工程总包、托管经营等，开展技术服务，推进成果转化。依托煤炭开采国家工程技术研究院，在煤炭瓦斯防治、深部开采与环境保护等领域打造一流技术服务队伍。

（九）深化能源体制改革。坚持市场化改革方向，发挥市场在资源配置中的决定性作用，深入推进能源重点领域和关键环节改革，破除体制机制障碍，为能源产业持续健康发展营造良好制度环境。

1. 建设现代能源市场。放开竞争性领域和环节，实行统一市场准入制度，健全市场退出机制，鼓励和引导各类市场主体进入“负面清单”以外的领域，推动能源投资多元化。加快电力市场建设，落实国家可再生能源配额及绿色电力证书交易工作。健全能源市场监管机制，强化自然垄断业务监管，规范竞争性业务市场秩序。

2. 推进能源价格改革。放开电力、油气等领域竞争性环节价格，加强电力输配和油气管输环节政府定价，完善峰谷分时价格、阶梯价格及可中断负荷价格等制度。落实财税补贴和电价机制，促进新能源产业和天然气利用持续健康发展。

3. 深化重点领域体制改革。深入推进电力体制改革，组建由政府监管的相对独立电力交易机构，有序放开发电计划和配电增量业务，实施输配电价和售电侧改革，建立优先发电权和优先购电权制度。落实国家油气体制改革部署，积极推进社会资本参与管道建设，逐步实施管输业务与其他业务分离，开展天然气长输管道运产权分离试点，组建国有资本控股的省级主干管网统一运营平台，推动管网设施公平开放接入。

五、保障措施

（一）强化规划实施机制。

发挥规划引领作用，提高规划的约束性，分解规划各项发展指标，加强监督考核，确保分年度约束性指标按时完成。将规划作为能源项目核准和建设的基本依据，引导各地能源产业布局和项目建设。组织开展能源规划实施中期评估，并以适当方式向社会公布。加大规划实施监管力度，重点监管规划指标、产业政策、改革措施和项目落实情况，促进能源规划与相关战略、产业政策落实到位。

（二）推进重大项目建设。

依据“十三五”能源发展规划，组织编制能源分类专项建设规划，做好与土地、城乡等规划的衔接工作，确保建设项目落地。按照“四督四保”要求，抓好规划重大项目的谋划和实施。列入规划的重大能源项目，优先配置资金、土地、用水、环境容量等要素资源。优化项目审批流程，完善联审联批机制，加强事中事后监管。

（三）落实财税金融政策。

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、石油和天然气储备基地建设、能源战略性新兴产业和重大能源科技装备发展。落实国家化解过剩产能政策，做好煤炭企业职工分流安置工作。鼓励社会资本依法进入能源领域，加快地热能、非常规天然气、可再生能源勘探开发。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/108718.html>