

# 安徽省电力发展“十三五”规划

## 前言

电力是关系国计民生的重要基础产业和公用事业，是人民生产生活不可缺少的基本要素。随着工业化和城市化的快速发展，电能终端能源消费中的比重越来越大。电力的安全稳定供应，对确保经济社会又好又快发展，具有十分重要的意义。为促进我省电力可持续发展，依据国家《电力发展“十三五”规划》、《安徽省“十三五”能源发展规划》等，制定本规划。

本规划内容涵盖水电、煤电、风电、太阳能发电等各类电源和输配电网，重点阐述“十三五”时期我省电力发展的指导思想和基本原则，明确主要目标和重点任务，是“十三五”电力发展的行动纲领、编制相关专项规划的指导文件和布局重大电力项目的依据。

本规划基准年为2015年，规划期为2016-2020年，展望到2030年。规划实施过程中，适时进行滚动修编调整。

## 一、发展基础

### (一)取得成绩

电力建设步伐不断加快。“十二五”期间，全省电力工业发展规模迈上新台阶。截至2015年底，全省全社会用电量达到1640亿千瓦时，发电装机达到5153万千瓦。“皖电东送”规模达到1288万千瓦；新能源实现较快发展，光伏、风电、生物质发电(含垃圾发电)装机分别达到130、135和84万千瓦；110千伏及以上线路合计4万公里，变电容量1.35亿千伏安；人均装机达到0.83千瓦，人均用电量达到2669千瓦时。

电力装机结构持续优化。“十二五”以来，全省新增装机2220万千瓦。煤电占总装机容量的比重由2010年的94%下降到2015年的85%；30万千瓦及以上煤电机组比重由2010年的89%提高至94%，60万千瓦及以上煤电机组比重由2010年60%提高至72%。首台百万千瓦级铜陵电厂5号机组、超低排放安庆电厂二期项目和首座百万千瓦级芜湖响水涧抽水蓄能电站建成投产。风电、光伏发电装机从无到有，包括常规水电、抽水蓄能以及风电、光伏等非化石能源发电装机容量所占比重由2010年的6.3%提高到12.4%。

电网配网能力明显提高。建成投运世界首个同塔双回特高压交流输电示范工程——“皖电东送”淮南~浙北~上海特高压交流输电示范工程，建设淮南~南京~上海特高压交流输电工程，加大500千伏、220千伏输变电工程建设力度，全省骨干网架全面实现了由220千伏向500千伏的跨越，基本形成了分层分区运行的电网体系。通过加快城乡电网建设和改造，全省户均配变容量由2010年的1.2千伏安提升至2015年的2.0千伏安。

电力节能减排达到新水平。“十二五”期间共关停小火电机组13.7万千瓦。推进煤电节能减排升级改造，2015年全省煤电平均供电煤耗301克标煤/千瓦时，较2010年下降21.4克标煤/千瓦时，比全国平均水平低14克标煤/千瓦时；全省电网线损率7.42%，比2010年下降了1.72个百分点。新增可再生能源发电量累计达到68亿千瓦时，等效节约205万吨标煤。电动汽车充换电272万次，充电电量7631万千瓦时，替代燃油5450万升。

电力技术水平不断提升。“十二五”以来，我省发电技术取得了巨大进步，在机组容量、参数、效率、环保性能、节水等技术指标上不断突破和提高。超超临界机组加快推广应用，循环流化床、脱硫脱硝等先进技术全面推广。特高压技术在工程设计、施工调试等多项关键技术上取得重大突破并实际应用，淮南~上海1000千伏特高压交流输电示范工程建成投运，处于世界领先水平。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，光伏逆变器、新型动力电池等研制居全国前列。

体制改革和对外合作取得新进展。电力市场化改革稳步推进，积极推进电力直接交易，制定了全省电力用户与发电企业直接交易实施方案和交易规则，进一步降低了准入门槛，建立了国内首个正式投入运营的电力直接交易平台，“十二五”期间累计交易电量294亿千瓦时。稳步推进电煤市场化改革，煤电联营取得重大进展。支持企业采取独资、均股、参股等多种形式建设煤电一体化项目，四大矿业集团全资建设或参股电厂30余个，权益装机规模约1400万千瓦。加快建设“皖电东送”二期工程，新增装机530万千瓦，缓解了长三角地区电力供应紧张的局面。

**专栏1 “十二五”电力工业发展情况**

类别	指标	2010年	2015年	年均增速
用电量	全社会用电量（亿千瓦时）	1078	1640	8.8%
	人均用电量（千瓦时）	1810	2669	8.1%
电力装机	总装机规模（万千瓦）	2933	5153	11.9%
	人均装机（千瓦/人）	0.5	0.83	11.3%
	火电（万千瓦）	2749.5	4605	10.9%
	常规水电（万千瓦）	109	123	2.4%
	抽水蓄能（万千瓦）	68	168.0	19.8%
	风电（万千瓦）	0	135	从无到有
	光伏（万千瓦）	0	130	从无到有
电网规模	110千伏及以上线路（万公里）	2.73	4.02	8.0%
	110千伏及以上变电容量（亿千伏安）	0.78	1.35	11.6%
电力流	皖电东送规模（万千瓦）	758	1288	[530]
能耗	火电机组平均供电煤耗（克标煤/千瓦时）	322.4	301	[-21.4]
	综合线损率	9.14%	7.42%	[-1.72%]

注：[]为五年累计值。

我省电力工业发展取得成绩的同时，也暴露出一些问题。一是电力发展水平仍较低，2015年人均装机0.83千瓦，人均用电量2669千瓦时，分别仅相当于全国平均水平的75%和64%。二是夏季高峰负荷时仍存在一定的电力缺口，局部时段和地区电力供需紧张的局面仍然存在。三是电源装机以煤电为主，省内煤电机组占总装机容量85%左右，水电、风电、光伏等可再生能源装机比重较小，电源结构性矛盾依然突出。四是500千伏变电站对地区电网支撑能力不强，地区内部坚强环网尚未普遍形成，运行方式灵活性不足。五是电源与电网建设需要进一步协调，部分负荷中心缺少电源支撑，电源与需求分布的不协调影响了电力系统整体效益的发挥。

## （二）面临形势

电力需求保持较快增长，产业发展空间较大。“十三五”期间，我省经济将延续“十二五”快速发展的态势，电力需求仍将保持较快增长势头。为满足经济社会发展和城乡居民生活用电的需要，电力建设必须适度超前发展。

环境政策约束趋紧，煤电建设空间受限。“十三五”期间，环境、土地、水资源等要素制约更加突出，环保、节能的要求日趋严格；国家《电力发展“十三五”规划》（2016-2020年）提出2020年全国煤电装机控制在11亿千瓦以内，新增装机规模仅1亿千瓦左右，全省煤电发展将受到一定制约。

电源结构有待优化，可再生能源亟待加快发展。“十二五”期间，全省光伏、风电等可再生能源实现跨越式发展，但由于基数小，占比仍然不高，装机依然以煤电为主，电源结构需进一步优化。为实现2020年非化石能源消费比重达到5.5%的目标，进一步加快可再生能源发展迫在眉睫。

电网运行难度加大，智能电网建设需要加快。随着光伏、风电等间歇性电源和电动汽车等多元化负荷的大规模接入，电网运行难度加大，需全面提升电网智能化水平，提升电网的接纳能力和协调控制能力。

电力改革持续深入，体制机制有待创新。随着电力体制改革的深入推进，竞争环节电价将逐步放开，电力直接交易

规模不断扩大，增量配电网等方面的改革将稳步实施，对电力行业管理体制和电力企业运营机制提出新的要求。

## 二、指导思想、原则和目标

### (一)指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，按照省委省政府相关部署，紧紧围绕“坚定不移闯出新路、决战决胜全面小康、加快建设创新协调绿色开放共享的美好安徽”的总目标，以加快转变电力发展方式为主线，以保障安全、优化结构、节能减排、协调发展为重点，以技术创新为支撑，努力构建清洁低碳、安全高效的现代电力工业体系和竞争有序的电力市场，服务全省经济社会持续健康发展，为全面建成小康社会和美好安徽提供坚实保障。

### (二)基本原则

坚持统筹协调。牢牢把握电力发展方向和总体布局，统筹落实保障电力安全可靠供应和推进生态文明建设的双重任务，重点促进电力供给与电力需求协调发展，不同电源品种协调发展，省内电力生产和省外电力供应协调发展，电源与电网协调发展。

坚持优化结构。有序推进清洁高效煤电机组建设，加快淘汰煤电落后产能，积极发展清洁能源发电，提高非化石能源消费比重。优化电网结构，加快建设以特高压和500千伏为骨干网架，各级电网协调发展的坚强智能电网。

坚持清洁利用。加快推进重点行业节能降耗，提高电能在终端能源消耗中的比重，降低单位产值能耗。加快推广高效节能环保技术应用，深入推进煤电节能减排升级改造，进一步降低发电煤耗和烟气排放。

坚持开放共享。发挥能源资源以及区位优势，加强华东能源基地建设。加强省际合作，建立多样化的电力输送渠道，统筹考虑送电华东与接受区外来电，实现电力资源更大范围的优化配路。

坚持深化改革。把推进改革作为实现电力工业科学发展的内生动力，充分发挥市场配路电力资源的基础性作用，构建有效竞争的电力市场结构和市场体系，加快推进电力体制改革，提高电力资源配路效率和效益。

### (三)发展目标

#### 1.供应能力

预计全省2020年全社会用电量2240—2400亿千瓦时，年均增长6.4%—7.9%;2020年全社会最大负荷4300—4610万千瓦，年均增长6.4%—7.9%。全省发电装机容量7760万千瓦，年均增长8.5%。人均装机突破1.2千瓦，由2015年全国平均水平的75%提升至2020年的86%;人均用电量3800千瓦时左右，由2015年全国平均水平的64%提升至2020年的76%。

#### 2.电源结构

2020年全省发电装机容量达到7760万千瓦，其中：火电6000万千瓦，占77.3%;非化石能源发电装机达到1760万千瓦，占比约22.7%，比2015年提升10.2个百分点。非化石能源发电装机中，水电(含抽水蓄能)500万千瓦，风电260万千瓦，光伏发电800万千瓦，生物质和垃圾发电200万千瓦。预计2020年非化石能源发电量260亿千瓦时，占全社会用电量比重达到11.8%，比2015年提高6.1个百分点左右。

#### 3.电网发展

加快建设特高压电网，增强特高压输电通道转送能力。在现有500千伏通道式网架结构基础上增强通道间横向联系，“纵向式、外送型”网架发展为“网格式、枢纽型”网架。全面推进地区网架结构升级，地区220千伏电网基本围绕枢纽电源点形成双端环网或单侧花瓣式电网结构。

中心城市(区)电网智能化建设和应用水平大幅提高，城镇地区供电能力及供电安全水平显著提升，城市供电可靠率达到99.99%，户均容量达到4.5千伏安;乡村地区全面解决电网薄弱问题，基本消除“低电压”，农网供电可靠率达到99.89%，户均配变容量达到2.8千伏安，农村用户年均停电时间不超过9.6小时。



#### 4. 节能减排

“十三五”期间，全省关停小机组49.65万千瓦，完成3257万千瓦的超低排放改造和1748万千瓦节能改造任务。到2020年，全省煤电平均供电煤耗小于300克标煤/千瓦时，烟尘、二氧化硫和氮氧化物排放总量与2015年相比分别减少53%、6.1%和17%左右。到2020年，电网线损率下降到7.2%，电能替代累计新增用电量约120亿千瓦时。

#### 5. 民生用电

完成小城镇和中心村农网改造升级、贫困村通动力电，实现平原地区机井用电全覆盖，基本实现城乡供电服务均等化。加快电动汽车充电基础设施建设，到2020年，新增集中式充换电站500座，建成电动汽车充电桩18万个以上。

专栏2 “十三五”电力工业发展主要目标					
类别	指标	2015年	2020年	年均增速	属性
用电量	全社会用电量（亿千瓦时）	1640	2240—2400	6.4%—7.9%	预期性
	人均用电量（千瓦时）	2669	3550—3800	5.8%—7.3%	预期性
电力装机	总装机规模（万千瓦）	5153	7760	8.5%	预期性
	人均装机（千瓦/人）	0.83	1.2	7.9%	预期性
	火电（万千瓦）	4605	6000	5.4%	预期性
	常规水电（万千瓦）	123	125	0.3%	预期性
	抽水蓄能（万千瓦）	168	378	17.6%	预期性
	风电（万千瓦）	135	260	13.8%	预期性
	光伏（万千瓦）	130	800	45.9%	预期性
	生物质能（万千瓦）	84	200	19.9%	预期性
电网规模	110千伏及以上线路（万公里）	4.02	5.74	7.4%	预期性
	110千伏及以上变电容量（亿千伏安）	1.35	2.45	12.7%	预期性
电力流	皖电东送送出（万千瓦）	1288	1354	[66]	预期性
能耗	火电机组平均供电煤耗（克标煤/千瓦时）	301	300	[-1]	约束性
	综合线损率	7.42%	7.20%	[-0.22%]	预期性

#### 6. 2030年目标展望

到2030年，全省全社会用电量3330—3900亿千瓦时，2020—2030年均增长4.0%—5.0%；2030年全社会最大负荷6430—7550万千瓦，2020—2030年均增长4.1%—5.1%。全省发电装机容量达到1.1亿千瓦，受进区外电力规模2000万千瓦。人均装机达到1.57千瓦，人均用电量5300千瓦时左右。

500千伏及以上骨干网形成“三区六片”供电格局。220千伏电网向配电网功能转变，市域形成独立的环网结构。110千伏及以下电网实现传统配电网向现代配电网转型升级。全面建成绿色高效坚强智能电网，形成集电能传输、资源配置、市场交易、智能互动于一体的综合服务平台。

### 三、重点任务

### (一)积极发展清洁能源

大力发展光伏发电。继续推进金寨高比例可再生能源示范县建设。利用采煤塌陷区建设水面光伏电站，积极推进两淮采煤沉陷区国家光伏领跑者基地建设。利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘等资源建设光伏电站，鼓励农光互补、渔光互补等“光伏+”模式。在工业园区建设分布式光伏发电，大力推广厂房、公共建筑等屋顶分布式光伏。重点开展户用和村级光伏扶贫电站建设，全面实施光伏扶贫。2020年，全省光伏发电装机规模达到800万千瓦左右。

稳妥推进风电开发。加强全省风能资源勘查评价和风电项目建设管理，对有条件集中开发建设的区域，同步推进风电场和配套电网建设，形成2-3个集中连片风电场。结合电网布局和电力负荷分布特点，按照“因地制宜、就近接入”的原则，积极探索发展分散式风电。2020年，全省风电装机规模达到260万千瓦左右。

加大生物质能利用。加快推进秸秆电厂建设，鼓励固体成型燃料利用。按新型城镇化发展要求，积极建设生活垃圾焚烧发电。积极利用燃料乙醇、生物柴油等生物质燃料。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。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。

扩大地热能、空气能开发利用。加大地热能资源勘查评估，在资源条件优越和建筑用能需求旺盛的地区推广地热能供暖制冷，探索开展中深层地热能高效梯级利用。2020年，浅层地热能供暖制冷面积达到4800万平方米，替代标煤120万吨，减排二氧化碳310万吨。结合建筑节能和提升居住舒适度需要，扩大空气源热泵工程应用规模。

适时推进天然气发电。推进天然气与电力、新能源可再生能源融合发展，推广多能互补的能源利用方式，鼓励风电、光伏发电等发电端配套建设燃气调峰电厂。推广燃气空调和天然气分户式采暖，发展城市新区、主要负荷中心、工业园区等天然气集中供热和天然气分布式能源，在合肥、芜湖、滁州等市有序发展天然气热电联产。

稳妥推进核电前期工作。继续做好现有核电站址保护工作，密切跟踪国家内陆核电政策，适时启动我省核电项目建设。

### 专栏3 “十三五”新能源和可再生能源发展重点

**光伏发电：**两淮采煤沉陷区等水面光伏发电规模200万千瓦，光伏扶贫工程规模约200万千瓦，普通地面光伏电站规模300万千瓦，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、当涂围屏等风电项目，装机规模50万千瓦；新建灵璧朝阳、五河饮马湖、宿松新洲渡等风电项目，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、湖南理昂郎溪等项目，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；新建天津泰达黄山、绿色动力蚌埠、中电新能源芜湖城南、盛运环保宣城二期、皖能临泉等项目，装机规模15万千瓦。

### (二)有序发展燃煤火电

提升煤炭就地转化率，提高电煤消费比重。合理规划燃煤火电建设，提高高效环保机组比重

优化燃煤火电布局。发挥两淮地区资源禀赋优势，提升煤炭就地转化率，积极发展煤电一体化和煤电联营坑口电站项目，将燃煤火电作为两淮地区主要产业加以发展，为全省电力供应提供可靠保障。皖中地区考虑在两淮运煤主干道附近有序谋划路口电厂，实现电力自给率达到70%以上，以形成对地区供电安全的有力支持。皖南地区以满足当地用电需要为主，依托沿江黄金水道优势，适度建设大型清洁高效燃煤机组。推进电力行业科技进步，建设平山二期135万千瓦高低位布路发电示范工程。

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，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，企业自备热电项目应与周边热源、热用户和电网相衔接。

合理发展低热值煤发电。依托大型洗煤厂或洗煤厂群，以资源综合利用和改善生态环境为前提，根据不同矿区煤炭产能、煤质特点及洗选能力，科学分析各地低热值煤产量及消纳情况，结合矿区现有小机组关停改造，建设低热值煤发电项目。

#### 专栏4 “十三五”火电建设项目

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、平山电厂一期2号机组。

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)加快建设智能电网

完善全省骨干电网，加快电力输送通道和变电设施建设，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。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。

完善省级骨干电网。建设淮南—南京—上海、准东—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36座，变电容量6435万千瓦安，线路7078公里，每个市拥有1座及以上500千伏变电站。

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2000公里，每个县拥有1座及以上220千伏变电站。

#### 专栏5：“十三五”主干电网建设项目

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)，新建准东—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。开展安庆特高压站、安庆-浙中等项目及配套工程前期工作。新增换流站1座，变电容量1500万千瓦安。

500千伏输变电工程：续建怀洪(淝河)、福渡、广德、涓桥输变电工程，新建肥北、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#2号变、沙河#3号变、河沥、长临河(肥南)、肥西、昭关、双岭、楚城、福渡、伯阳、怀洪(淝河)、涓桥、鹭岛(釜山)等变电站；新建板集电厂、巢湖电厂二期、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、孔店—众兴二回线线路工程；增容改造芜湖三—迴峰山线路工程。开展索库、亳州二、紫蓬、金牛、孔店扩、汤庄扩、禹会扩、众兴扩、金寨扩、皋城扩、广德扩、金寨抽蓄送出等工程前期工作。新增500千伏变电站15座，变电容量3650万千瓦安、线路2338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。

推进配电网建设改造。认真实施省配电网建设改造规划，以供电可靠性、配电智能化、服务均等化为目标，推动标准、技术、装备同步提升，科学构建强简有序、标准统一的配电网结构，积极提升配电网装备水平，适度超前建设配电网，全面解决城乡配电网薄弱环节。到2020年，全省110千伏及以下配电网变电容量达1.78亿千伏安，线路长度达到



25.3万公里。

#### 专栏6 “十三五”配电网建设项目

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2571万千伏安，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594万千伏安、线路5472公里；新增10千伏配电变电站3.7万台、变电容量1909万千伏安、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。

提高电网智能化水平。研究推广新能源发电功率预测及调度运行控制技术，提高电网接纳和优化配网多种能源的能力。新建和改造智能变电站450座、配电自动化主站16座、配电终端12000个。积极推广智能电能表，探索“多表合一”应用和居住区电动汽车整体智能充电管理模式。建立适应交直流混联电网、高比例清洁能源、源网荷协调互动的智能调度及安全防御体系。推进智慧能源重点项目建设，充分发挥智能电网在现代能源体系中的作用。

#### 专栏7 智慧能源重点项目

智慧能源项目：合肥北航科学城园区“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。

多能互补项目：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、中电合肥空港经济示范区多能互补集成优化示范项目。

#### (四)不断优化调峰能力

从电源侧、电网侧、负荷侧多措并举，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，提升系统灵活性、适应性。

加快抽水蓄能电站建设。建成投产绩溪、金寨抽水蓄能电站，合计210万千瓦。开工建设桐城、宁国抽水蓄能电站，合计240万千瓦。争取岳西、霍山、石台等抽水蓄能站址纳入国家选点滚动规划，推进滁州琅琊山抽水蓄能电站国内首台首套可变速抽水蓄能机组示范项目的前期工作。

积极发展储能系统。加强风电、光伏发电配套的储能设施建设，提高区域配电网调峰能力，促进风光等新能源消纳。推广用户侧储电、储热、储冷等技术应用，引导用户低谷充电。加快推进六安市金寨县分布式电源和多元化负荷高效接纳综合示范工程。

深入推进电力需求侧管理。加快电力需求侧管理系统建设，完善配套政策和激励机制，提高电能利用效率和智能用电水平。完善电力需求侧管理公共平台建设，整合系统大数据资源，提高电力需求响应能力；完善峰谷电价激励机制，引导用户错峰用电，减少系统峰谷差；完善有序用电方案，保障电力供应平稳有序，提升应急响应水平。

#### (五)深入开展节能减排

淘汰煤电落后产能，促进煤电行业结构优化。加快现役机组升级改造，有效降低火电供电标准煤耗。应用节能降损技术，加强规划和运行管理，推进电网节能降耗。在生产制造领域、交通运输领域、电力供应与消费领域大力推进电能替代，提高电能占终端能源消费比重。

淘汰落后产能。计划关停煤电机组落后产能49.65万千瓦。重点淘汰单机30万千瓦以下，达到或超过设计寿命，不具备供热改造条件的纯凝煤电机组；供电煤耗未能达到《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》规定的煤电机组；污染物排放不符合国家和省级环保要求且不实施环保改造的煤电机组。

加快现役机组升级改造。按照《安徽省煤电节能减排升级与改造行动计划(2015-2020年)》要求，积极推进现役煤电机组升级改造，完成1748万千瓦节能升级改造和3257万千瓦超低排放改造，有效降低煤耗和污染物排放，30万千瓦及以上现役燃煤火电机组实现超低排放。

推进电网节能降耗。应用节能降损技术，优先采用节能金具、节能主变和高导电率钢芯铝绞线，科学匹配导线截面

和主变规格，减少电能损失。加强系统无功规划和运行管理，实现各电压层级无功就地平衡，减少传输损耗，推广应用高效节能电力设备，全面完成老旧配变、高损配变升级改造，进一步提高电网运行效率。

大力实施电能替代。加快实施“以电代煤”、“以电代油”，扩大电力消费，提升我省电气化水平，提高电能终端能源消费中的比重。在居民生活、生产制造领域“以电代煤”，大力推广热泵、电采暖、电锅炉、电制茶、电烤烟，以及电磁炉、电饭煲等电炊具应用。在交通运输领域“以电代油”，推广靠港船舶使用岸电和电驱动货物装载，推进空港陆电、机场运行车辆和装备“油改电”工程建设，加快推进新能源汽车推广应用，建设城市及城际快充网络，合肥、芜湖做好国家新能源汽车推广应用示范城市工作。到2020年，实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油消费总量约200万吨标准煤，电能占终端能源消费比重提高2个百分点。

#### (六)大力实施民生工程

围绕农业现代化和美丽乡村建设，着力解决乡村及偏远地区供电薄弱问题，加大电力精准扶贫力度，为全省农村经济社会快速发展、加快贫困地区和贫困群众脱贫致富提供坚强电力保障。加快推进电动汽车充电基础设施建设，为公众提供方便快捷的充电服务。

加强农村电力供应保障。实施新一轮农村电网升级改造工程。加强组织协调，统筹推进农村电网改造升级工作。组织编制省、县农村电网改造升级五年规划，建立三年项目库。结合美丽乡村建设、农村人居环境整治，加大配电线路、配电台区和低压进户线改造，全面解决户均供电容量低、安全隐患多等问题。完成小城镇(中心村)电网改造、皖北平原机井通电、贫困村通动力电等建设任务。完成水电供区厂网分开改革，实施水电供区农网改造升级。做好易地扶贫搬迁供电和光伏扶贫电站并网工作。

加快推进充电基础设施建设。制定实施《安徽省电动汽车充电基础设施“十三五”专项规划》，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，积极推进居民区与单位停车位充电桩配建工作，鼓励有条件的专用充电桩对社会公众开放，合理布局社会停车场所公共充电基础设施。结合骨干高速公路网，形成省内高速服务区城际快充网络，将我省打造成为竞争力强、布局合理、网络健全、应用领先的电动汽车充电基础设施快速发展地区。

#### 专栏8 电动汽车充电基础设施发展计划

到2020年，新增集中式充换电站500座，分散式充电桩18万个。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；新增居民区与单位用户专用充电桩15万个，鼓励有条件的专用充电桩对社会公众开放；新增城市公共充电站150座、分散式公共充电桩3万个；新增城际快充站180座。

#### (七)着力提升创新水平

坚持政府引导、市场推动、社会参与，培育新的增长点，不断发展壮大全省电力产业。

推进“互联网+”智慧能源发展。将发电、输配电、负荷、储能融入智能电网体系中，加快研发和应用智能电网、各类能源互联网关键技术装备，实现智能化能源生产消费基础设施、多能协同综合能源网络建设、能源与信息通信基础设施深度融合，形成新型城镇多种能源综合协同、绿色低碳、智慧互动的供能模式。

加快先进电网技术与储能技术研究。推进特高压输电、大容量柔性输电等先进电网技术的研发与应用。推进微电网关键技术研究及示范建设。开展电网防灾减灾技术研究。推进合肥物质研究院熔盐储能、阳光电源储能系统项目建设。

打造新能源产业创新基地。发挥省内企业在光伏产业上的生产制造优势，支持合肥市打造全国一流、技术先进的光伏制造产业集群，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。加强光伏等新能源领域标准化研究，完善检测公共服务平台建设，提升产品认证和服务运营水平。

#### (八)持续推进体制改革

根据国家和省电力体制改革总体部署，按照积极稳妥、有序推进，统筹规划、市场导向，保障民生、安全可靠，节能减排，科学监管的基本原则，稳妥推进全省电力体制改革。

加快推进电价改革，做好输配电价测算和监审工作，分步实现公益性以外的发售电价由市场形成；加强电力需求侧管理，提高电能利用效率；完善市场化交易规则和准入退出机制，建立市场主体信用评价制度，实现电力市场公平有



效竞争;组建安徽电力市场管理委员会,对现有的电力交易中心进行股份制改造,实现交易机构进一步独立;有序放开发用电计划,建立优先购电和优先发电制度,实现除优先发电权以外的非调节性发电计划基本取消;稳步推进售电侧改革,通过试点示范,逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务,调动电网企业和社会各类资本参与配电网建设的积极性,有序向社会资本放开配售电业务,实现配电售电多元化竞争;加强自备电厂监督管理,完善清洁能源和分布能源政策措施,实现全省电力产业健康有序发展。

#### 四、保障措施

##### (一)加强组织领导

建立以省能源局牵头,相关职能部门积极配合,市、县政府和电力企业细化落实的电力规划实施推进工作机制。整合企业、单位的优势资源,加强对电力重大战略问题的研究和审议,推动规划实施。发挥规划引领作用,提高规划的约束性,发挥电力规划在指导和促进常规能源、可再生能源、电力项目建设、电力产业发展、电力结构优化、电力体制改革等方面的作用。将规划作为能源项目核准和建设的基本依据,未纳入电力规划的重大项目不予核准。

##### (二)落实工作责任

省能源局负责本规划的组织实施,做好电网与电源项目建设的协调工作。省直有关部门依照职责分工,落实各项配套支持政策,为电力项目建设营造高效顺畅的发展环境。各市、县政府、能源主管部门要做好电力发展规划与各级土地利用总体规划、城市总体规划和城镇体系规划、交通规划等方面的衔接,加强对电力建设的协调,保障电力项目厂址、站址、走廊通道资源和项目用地等外部条件。业主单位根据建设任务,有序推进项目前期工作,明确时间节点,确保项目如期开工和竣工达产。通过落实省级部门的服务责任、地方政府的保障责任、项目业主单位的主体责任,保障电力建设项目和规划顺利实施。

##### (三)强化实施管理

转变管理理念,创新管理方式,加强电力规划建设全过程管控,实施建设项目目标管理责任制,完善重点项目定期报送制度。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,完善事中事后监管工作体系和工作机制,促进电力规划落实到位。在规划实施过程中,加强规划对接,适时组织开展评估,及时总结经验、分析问题、制定对策。规划确需调整的,由省能源局按程序修订后公布。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/111412.html>