

河南省能源中长期发展规划(2012—2030 年)

能源是经济社会发展的物质基础,是我省加快建设中原经济区、全面建成小康社会、实现富民强省和现代化的重要保障。为促进能源全面、协调、可持续发展,加快构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系,保障中原经济区建设和现代化事业全面推进,根据《中原经济区规划(2012—2020 年)》、《河南省国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》、《河南省建设中原经济区纲要》,制定本规划。本规划是 2012—2030 年我省能源发展的纲领性文件。

一、现状与形势

(一)发展现状

改革开放以来特别是近年来,我省能源产业快速发展,已成为全国重要的能源生产大省和消费大省,初步形成煤炭、电力、石油天然气以及新能源和可再生能源全面发展的能源供应体系,有力保障了国民经济长期平稳较快发展和人民生活水平持续提高。

保障能力显著增强。2011 年全省能源生产总量达到 18298 万吨标准煤,其中,原煤产量 20935 万吨,原油产量 485.5 万吨,天然气产量 5.02 亿立方米。电力装机容量达到 5406 万千瓦,初步形成以沁北电厂为中心的豫北火电基地、以姚孟电厂为中心的豫南火电基地和沿陇海铁路火电带。河南电网已形成 500 千伏骨干网架和市域 220 千伏环网、县域 110 千伏双电源供电的格局,110 千伏及以上变电总容量达到 1.58 亿千伏安,线路总长度达到 4.2 万公里,实现了与西北、华北、华中三大区域电网联网。原油炼化能力达到 1000 万吨,油气长输管道达到 6350 公里,初步形成以郑州为中心的成品油“十字”干线管网和多气源供气网络。

结构调整成效明显。2011 年全省能源消费总量中煤炭所占比重为 83.5%,比 2005 年下降 3.7 个百分点,石油、天然气、可再生能源所占比重为 9.8%、3.3%和 3.4%,分别比 2005 年提高 1.1、1.1 和 1.5 个百分点。探索并在全

率先开展火电机组“上大压小”工作,累计关停小机组 1100 多万千瓦,30 万千瓦及以上机组占火电装机比重达到 76%,比 2005 年提高 40 个百分点。煤炭资源整合和企业兼并重组深入推进,全部淘汰了年产 15 万吨以下矿井,骨干企业煤炭产量占全省比重达到 85%以上。核电项目前期工作取得积极进展,风能、生物质能、光伏等非水可再生能源发电装机达到 50 万千瓦,万吨级纤维乙醇产业化示范取得成功,沼气利用、太阳能热水器推广等已具备一定基础。

节能减排效果突出。1981—2011 年,我省能源消费以年均 6.4%的速度增长,支撑了国民经济年均 11.3%的增长。2011 年全省万元生产总值能耗比 2005 年累计下降 23%;火电机组平均每千瓦时供电标准煤耗 322 克,比 2005 年下降 68 克;发电厂用电率为 6.03%,电网综合线损率为 5.18%,分别比 2005 年降低 1.8 和 0.67 个百分点。在运燃煤火电机组全部实现脱硫改造,新上机组全部同步建设脱硫设施,部分机组实现脱硝排放,燃煤机组除尘设施安装率和废水排放达标率达到 100%。国有重点煤炭企业原煤入选率达到 65%,矿井水利利用率达到 95%,煤矸石等固体废弃物综合利用率达到 85%,分别比 2005 年提高 34、16 和 28 个百分点;煤矿瓦斯年抽采量达到 5.2 亿立方米,比 2005 年增长 1.74 倍。

用能水平大幅提高。2011 年全省人均一次能源消费量达到 2.2 吨标准煤,其中,人均生活能源消费量达到 242 千克标准煤,分别比 2005 年增长 46.9% 和 50.3%。人均用电量 2535 千瓦时,其中,人均生活用电量 328 千瓦时,分别比 2005 年提高 78.1%和 1.55 倍。人均天然气消费量 52.2 立方米,其中,人均生活天然气消费量 8.7 立方米,分别比 2005 年提高 1.1 倍和 58.3%。13.5 万千瓦及以上热电联产机组容量达到 1180 万千瓦,比 2005 年增长 3.5 倍。城市集中供热面积达到 1.18 亿平方米,比 2005 年增长 1.2 倍。实施了无电地区电力建设、农村电网完善和新一轮改造升级、农田机井通电、新农村电气化县建设等工程,使农村用电状况发生了根本性变化,彻底消除了农网改造“盲点村”,实现了全省农村“户户通电”。

体制改革稳步推进。能源投资主体进一步多元化,河南煤业化工集团、

中国平煤神马能源化工集团等大型能源企业培育成效显著,与中央大型能源企业战略合作不断深化拓展,鼓励民间投资力度得到加大。煤电价格联动、成品油税费、居民生活阶梯电价、可再生能源发电上网电价等改革稳步推进。煤矿开发秩序逐步规范,煤炭生产和流通基本实现市场化。煤炭安全生产监管体制和问责制度进一步健全,煤矿安全生产形势总体稳步好转。节能发电调度深入实施,全省地方电厂实现省级统一调度,发电权交易等措施有效推行。电力企业实现厂网分开,发电侧从建设到经营基本形成多种投资主体有序竞争的局面,中央主要发电集团全部在豫设立分支机构。煤电油气供应预警和应急机制初步建立。

(二)面临的形势

今后一段时期是我省加快建设中原经济区、全面建成小康社会、实现中原崛起河南振兴,为21世纪中叶与全国同步基本实现现代化奠定基础的关键时期,我省仍将处于工业化、城镇化加快发展阶段,能源需求持续增长,能源供应保障任务更加艰巨,能源发展面临严峻挑战。

资源约束日益加剧。我省煤炭可开发后备资源严重不足,且开采条件较差,煤炭产能增加潜力有限,常规油气资源趋于枯竭,省内化石能源产能提升难度较大,煤炭、石油、天然气调入量逐年增加,对省外能源依存度持续攀升。我省水能资源基本开发殆尽,核电建设短期内很难突破,生物质能、风能、太阳能等可再生能源较长时期内只能作为补充能源。资源约束日益加剧推动能源价格总体持续上行,我省经济发展质量和产业结构层次总体不高,对能源价格承受力较低,保障能源供应面临更大困难。

环境压力不断加大。我省以煤炭为主的能源生产和消费结构仍将维持较长时间,化石能源的大规模开发利用对生态环境造成严重影响。大量土地被占用和破坏,水资源污染加剧,二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物、细颗粒物(PM_{2.5})和有害重金属排放量大。随着国家大力推进生态文明建设和人民群众对环境质量的期望越来越高,国家将不断加大对主要污染物和二氧化碳减排目标的考核力度,我省能源发展将受到来自环境容量方面的多重限制,迫

切需要加快调整能源结构、实现绿色转型。

节能控耗难度较大。我省能源原材料等资源性产业占规模以上工业的70%左右,且多处于产业链的前端和价值链的低端,造成第二产业特别是高耗能工业能源消耗比重过高,钢铁、有色、化工、建材四大行业能源消耗占全部工业能源消耗的70%,全省单位生产总值能耗仍高于全国平均水平12.9%。目前,我省人均能源消费量仅为全国平均水平的85%,未来能源消费还将大幅增长,特别是我省正处于工业化、城镇化加快发展阶段,产业结构偏重的状况短期内难以根本改变,推进节能降耗和控制能耗总量面临较大压力。

体制改革亟待深化。能源体制机制深层次矛盾不断积累,价格机制尚不完善,行业管理仍较薄弱。能源项目科学布局和协调推进的机制需进一步健全。合理控制能源消费总量仍处于起步阶段,部分领域节能管理亟待加强,能源统计体系、核算标准和监测方法需进一步完善。能源发展不协调、不平衡、不可持续的问题依然突出,促进新能源和可再生能源快速发展的政策体系还不健全,能源普遍服务和城乡能源公共服务均等化水平亟待提高,农村能源以及城镇集中供热管网、燃气供应设施建设有待加强。

与此同时,中原经济区建设已上升为国家战略,国家相继出台了《国务院关于支持河南省加快建设中原经济区的指导意见》(国发〔2011〕32号)、《国务院关于大力实施促进中部地区崛起战略的若干意见》(国发〔2012〕43号)和《中原经济区规划(2012—2020年)》,加大了对中部地区崛起和我省加快建设中原经济区的支持力度,我省能源发展仍处在重要战略机遇期。

区位优势更加突出。能源资源禀赋及其与主要消费区逆向分布的特点决定了我国必须加快建设铁路、管道、电网等大型能源运输通道,构建能源综合运输体系。我省地处中部,毗邻我国西部和北部能源资源富集地区,是全国煤电油气大型运输战略通道的重要途经地,加之我省骨干能源企业竞争力不断提升,实施“走出去”战略取得良好成效,综合交通运输体系日趋完善,有利于我省进一步发挥区位优势,扩大省外能源资源利用量,增强能源保障能力。

新兴能源快速发展。我省核电厂址资源比较丰富,南阳、信阳、洛阳、平顶山等地已初步确定了核电厂址并启动了前期工作。我省生物质能资源丰富,风能、太阳能等资源具有较大开发潜力,《中原经济区规划(2012—2020年)》明确指出,要支持我省建设国家先进生物质能源化工产业示范基地。我省煤层气资源比较丰富,页岩油、页岩气成藏条件较好。随着国家加快发展非化石能源和煤层气、页岩气开发技术攻关不断取得进展,我省非化石能源和非常规油气资源有望获得较快发展。

能源消费加快变革。加快转变经济发展方式是涉及我国经济社会发展全过程和各领域的深刻变革。随着能源市场化程度日益提高,价格改革逐步深化,节能减排和控制能源消费总量的倒逼力度不断加大,能源消费方式、结构、理念等也将发生转变,这有利于我省加快转变能源发展方式,推动能源生产和消费领域变革。

能源科技推动转型。在保障能源安全、保护生态环境和应对气候变化的迫切需求下,全球能源科技创新步伐明显加快。在今后较长一个时期内,能源发展将进一步呈现全球化、多元化、清洁化和高效化的趋势,加速向低碳化、无碳化转型,非化石能源和化石能源中相对低碳的天然气将获得更大发展,煤炭、石油加工转换和利用的清洁化、高效化程度将进一步提高,这有利于我省推进能源清洁、高效、多元、低碳发展。

(三)需求预测和平衡分析

按照省委、省政府提出的“到2020年全省生产总值比2012年翻一番”的目标要求,展望2030年前后我省将完成工业化进入后工业化阶段,在分析国内外能源发展趋势的基础上,综合考虑结构调整、技术进步、城镇化、能源替代以及国家控制能耗总量等因素,预计2020年全省能源总需求为3.8亿吨标准煤,2030年为5.1亿吨标准煤,“十二五”、“十三五”和2021—2030年均分别增长6.3%、5.6%和3%,弹性系数分别为0.63、0.58和0.4;到2020年,煤炭占能源消费总量的比重有望下降到70%以下,天然气和非化石等清洁能源的比重有望达到18%左右,2030年有望达到23%左右。综合分析省内能源

资源、水资源、环境容量、交通等要素支撑条件,预计到2020年,省内能源生产供应能力为2亿吨标准煤,需净调入能源1.8亿吨标准煤,对外依存度为47.4%;到2030年,省内能源生产供应能力为2.4亿吨标准煤,需净调入能源2.7亿吨标准煤,对外依存度为52.9%。

二、总体要求

(一)指导思想

以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导,以科学发展为主题,以加快转变能源发展方式为主线,以安全有效保障为核心,坚持“内增外引”开放发展,推动能源生产和消费革命,优化能源结构和布局,推进能源高效开发,扩大引入省外能源规模,加强能源体制改革,促进能源科技创新,强化节能环保优先,控制能源消费总量,加快构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系,把我省建设成为全国重要的区域性综合能源基地,为建设中原经济区、加快中原崛起河南振兴,全面建成小康社会和持续推进现代化事业提供强劲动力和稳固支撑。

(二)基本原则

适度超前、突出保障。坚持能源建设适度超前发展的原则,更加突出能源的基础性保障作用,把不断提升有效供应能力作为首要任务,加强能源生产、转化、输配、供应等各个环节的能力建设,有效保障经济社会发展对各类能源的合理需求。

统筹内外、多元互补。积极应对能源对外依存度不断提升的压力,在高效开发省内能源资源的同时,充分发挥区位优势,加强煤炭、电力、油气等能源输送基础设施建设,积极利用省外各种能源资源,建立多渠道共同保障、互为补充的能源供应体系。

绿色高效、多能并举。加快能源科技创新,全方位提高能源效率和产业竞争力,强力推进新能源和可再生能源发展,促进传统能源清洁、高效发展,

最大限度减少能源活动造成的环境污染、生态破坏和碳排放,实现能源发展与生态文明建设高度融合。

协调发展、服务民生。统筹能源需求和供应、总量和结构、消费和节约、本省保障和外供、能源点建设和配套网络布局等各方面关系,深化能源体制改革,促进能源协调发展,着力加强民生能源工程和农村能源建设,提高能源普遍服务水平。

经济合理、促进转型。坚定不移走新型工业化、信息化、城镇化、农业现代化道路,实行供需双向调节,积极引导科学合理用能,控制能源消费总量过快增长,促进经济发展方式加快转变,以尽可能少的能源消耗支撑经济社会持续健康较快发展。

(三)总体布局

围绕建设全国重要的区域性综合能源基地,重点建设“四个基地”、“一个枢纽”和“两个中心”,形成依托“四个基地”提升省内能源供应能力、依托“一个枢纽”和“两个中心”扩大利用省外能源规模的“内增外引”保障格局。

国家大型煤炭基地。以骨干煤炭企业为主体,以平顶山、郑州、焦作、鹤壁、义马、永夏六大矿区深部及外围为重点,加快现代化大中型矿井建设,积极推进周口、濮阳、开封等区域资源勘查开发,着力培育大型企业集团,推进煤炭安全、高效、绿色开采,努力稳定煤炭生产能力,继续巩固和发挥河南大型煤炭基地在全国煤炭供应保障中的重要地位和作用。

国家先进生物质能源化工产业示范基地。以纤维乙醇等先进生物质能源化工技术研发推广为核心,以豫西南、豫东和豫北为重点,开展生物质能梯级开发和高值化利用,配套发展相关生物化工产品产业链和生物质能源化工装备制造产业,逐步建成集生物质能源化工产品研发、生产使用和装备制造为一体的国家先进生物质能源化工产业示范基地。

区域性大型火电基地。继续围绕豫北、豫南大型煤炭矿区和沿陇海、蒙西—华中等重要铁路输煤通道,以高参数、大容量清洁高效机组为重点,布局建设大型坑口、路口电站和低热值煤发电项目,加快建设热电联产机组,兼顾建设电网末端支撑电源,逐步建成全国重要的区域性大型火电基地,强化在华中电网南北水火调剂乃至全国电力联网运行中的支撑作用。

中原炼化基地。积极扩大原油加工能力,重点推进洛阳石化公司、河南油田精蜡厂、中原油田石化总厂等炼化企业扩能改造以及商丘新建千万吨级炼油厂建设,配套完善油品输送网络,使我省成为保障中原经济区乃至中部地区成品油需求的石油炼化基地。

全国电力联网枢纽。立足于提高河南电网电力供应和省间调配能力,稳步推进特高压跨区输电和联网工程以及河南电网与华中、西南水电调剂通道建设,加强省级 500 千伏输电网架与特高压电网衔接,逐步建成南连湘贵、北接蒙冀、西通陕晋、东达苏鲁的多方向、多途径电力互联通道,不断提升河南电网作为全国电力联网枢纽的地位和作用。

全国重要煤炭储配中心。加快煤炭铁路运输通道建设,并依托主要煤炭铁路运输通道和大型煤炭矿区,以南阳、濮阳、鹤壁、义马等为重点,布局建设以满足电煤供应、煤化工项目用煤和煤种调剂等需要为主的大型煤炭物流储配园区,使我省成为全国重要的煤炭储配中心,提高中原经济区的煤炭供应保障和应急储备能力。

区域性油气输配中心。重点推进途经我省的西气东输后续工程、新疆煤制天然气外输、海外进口液化天然气入豫、炼化基地配套原油和成品油、跨区输油等骨干油气管道以及大型储气库和油库建设,统筹完善省内油气管网和储配调峰设施,使我省成为全国重要的区域性油气输配中心,满足中原经济区乃至整个中部地区油气输运和调配的需要。

(四)发展目标

到 2020 年,基本建成全国重要的区域性综合能源基地,初步形成生产和

消费方式转变取得积极进展、以“内增外引、集约节约”为基本特征、适应生态文明建设需要、有力支撑中原崛起的现代综合能源体系。争取全省能源消费总量不突破 3.8 亿吨标准煤,生产总量达到 2 亿吨标准煤,能源自给率达到 52.6%;非化石能源占能源消费总量的比重达到 8%左右,天然气占能源消费总量的比重达到 10%左右;煤炭产能稳定在 2.2 亿吨以上,原油炼化能力达到 3300 万吨,电力装机总容量达到 1.14 亿千瓦。

专栏 1 我省能源发展战略目标体系						
类别	指标	单位	2011 年	2015 年	2020 年	2030 年
能源总量	能源消费总量	亿吨标准煤	2.31	2.9	3.8	5.1
	其中:天然气	%	3.3	7 左右	10 左右	11 左右
	非化石能源	%	3.4	5 以上	8 左右	15 左右
	能源生产总量	亿吨标准煤	1.83	1.8	2	2.4
	能源自给率	%	79.2	62.1	52.6	47.1
化石能源	煤炭产能(产量)	万吨	20935	22000	22000	21000
	原油炼化能力	万吨	1000	2000	3300	3700
	成品油消费量	万吨	1260	1760	2250	3000
	天然气消费量	亿立方米	52	150	280	420
非化石能源	利用总量	万吨标准煤	784	1600 以上	3000 左右	7400 左右
	核电装机容量	万千瓦			250	1000
	可再生能源发电装机容量	万千瓦	325	960	1950	3720
电力发展	电力装机容量	万千瓦	5406	7700	11400	17400
	其中:煤电	万千瓦	4793	6300	8300	11000
	燃气(热)电站	万千瓦	156	320	600	1000

	火电供电标准煤耗	克 / 千瓦时	322	<320	<315	<305
民生改善	人均生活用电量	千瓦时	328	540	960	1450
	人均生活天然气用量	立方米	8.7	14.4	27	30
	省辖市、县(市)城区管道燃气覆盖率	%	65	95	100	100
	省辖市、县(市)城区集中供热覆盖率	%	16	22	50左右	90左右

到 2030 年,形成生产和消费方式符合科学发展观要求、“内增外引”统筹协调、与生态文明建设高度融合、支撑保障更加有力的现代综合能源体系。争取全省能源消费总量不突破 5.1 亿吨标准煤,生产总量达到 2.4 亿吨标准煤,能源自给率达到 47.1%;非化石能源占能源消费总量的比重达到 15%左右,天然气占能源消费总量的比重达到 11%左右;煤炭产能稳定在 2.1 亿吨以上,原油炼化能力达到 3700 万吨,电力装机总容量达到 1.74 亿千瓦。

三、协调发展电源电网,构建现代电力体系

坚持“源网并重”,充分发挥交通和区位优势,输煤输电并举,加快电力结构调整,建设坚强智能电网,推进电力资源优化配置和合理布局,构建适度超前、区域平衡、输配协调、集约高效、智能便捷、安全环保的现代电力体系,建成全国重要的区域性大型火电基地和电力联网枢纽。

(一)继续建设大型火电基地

进一步优化发展火电。重点发展 60 万千瓦及以上超超临界机组,继续以豫北、豫南煤炭矿区及沿陇海线原有“两点一线”布局为主,同时在宁西、晋豫鲁、蒙西—华中等重要输煤铁路沿线建设大型路口、坑口电站,在电网末端地区加快建设支撑电源。鼓励煤电联营和煤电一体化发展,积极支持省内外骨干煤炭企业控股或参股建设大型燃煤发电项目、参与现有骨干电力企

业经营。积极建设整体煤气化联合循环发电等洁净煤发电示范工程。在郑州、洛阳等中心城市市区及近郊,除热电联产机组外不再规划建设燃煤电厂。在确保全省电力安全可靠供应的前提下,稳步关停能耗高、污染重和服役期满的单机 20 万千瓦及以下小火电机组。到 2020 年,全省 60 万千瓦及以上机组占煤电装机比重达到 60%以上。

专栏 2 火电建设重点工程

“十二五”:以“上大压小”为重点,推进沁北三期、新密二期、三门峡三期等 2×100 万千瓦级机组,登封二期、商丘神火、焦作龙源、洛阳龙泉金亨、新乡中益、鹤壁鹤淇、大唐巩义、焦作电厂异地扩建等 2×60 万千瓦级机组,林州、驻马店、浉池、焦作东区、新乡渠东、洛阳阳光二期等 2×30 万千瓦级热发电机组以及具备条件的低热值煤发电机组建设,新投运煤电装机 2100 万千瓦以上;推进周口、信阳等高参数燃气热电和天然气分布式能源发电示范项目建设,新投运燃气发电装机 170 万千瓦左右。

“十三五”:推进姚孟扩建、焦作丹河异地扩建、国投内乡、华能豫南、鸭河口三期等 2×100 万千瓦级机组,国电宛西、新安电力扩建、周口隆达扩建、省投濮阳等 2×60 万千瓦级机组,商丘、许昌西区、邓州、滑县—浚县、武陟、新郑、潢川—光山等 2×30 万千瓦级热发电机组以及具备条件的低热值煤发电机组建设,新投运煤电装机 2000 万千瓦以上;推进郑州、洛阳吉利、开封西等高参数燃气热电及天然气分布式能源发电项目,新投运燃气发电装机 280 万千瓦左右。

2021—2030 年:继续推进沿陇海铁路、晋鲁豫铁路、宁西铁路以及蒙西—华中铁路火电基地等 2×100 万千瓦级机组以及一批热电联产机组建设,新投运煤电装机 2700 万千瓦以上;继续在其他空气质量敏感省辖市城区和热电(冷)负荷中心布局建设高参数燃气热电(冷)联产机组,加快天然气分布式能源发电项目建设,新增燃气发电装机 400 万千瓦。

加快发展热电联产。重点在省辖市及经济较发达的县级中心城市建设 30 万千瓦及以上大型热电联产机组,满足辖区居民和工业企业用热需要。支持工业热负荷稳定的企业、产业集聚区(园区)和城镇建设背压式供热机组,兼顾区域内和周边居民集中供热需要。积极支持郑州、洛阳等空气质量敏感、经济较发达、电价热价承受能力强的大型城市和热电(冷)负荷中心区域建设燃气热电(冷)联产机组。鼓励以居民用热为主、不具备建设大型热机组条

件的城镇综合采用大型燃煤或燃气锅炉房、可再生能源供热等方式,实现集中供热。推进供热管网与热源同步建设、协调发展,鼓励城镇集中供热管网向临近的新型农村社区延伸,确保热源供热能力充分发挥。争取到2020年,实现集中供热覆盖全部省辖市、50%左右的县城、有工业用热需求的产业集聚区和乡镇以及部分有条件的新型农村社区;到2030年,实现集中供热覆盖90%左右的县级以上城市、产业集聚区、有条件的乡镇和新型农村社区。

积极发展低热值煤发电。依托骨干煤炭企业,重点围绕平顶山、郑州、焦作、鹤壁、义马、永夏六大矿区展开布局,加快推进低热值煤发电项目建设。根据煤矸石、煤泥、洗中煤等低热值煤资源条件和燃料特性,优先选用高效、成熟大型循环流化床发电机组,尽可能兼顾周边城区及产业集聚区集中用热需要,采用热电联产或具备一定供热能力的机组。

稳步发展调峰电源。综合用电负荷特性、燃煤电源布局及核电、风电、光伏发电等新能源发电发展情况,有序推进南阳天池、信阳五岳、信阳大坪、平顶山花园沟、洛阳大鱼沟、新乡宝泉二期等抽水蓄能电站项目前期工作并适时开工建设,争取到2020年全省抽水蓄能电站装机容量达到350万千瓦,2030年达到710万千瓦。探索建立能效电厂调峰机制,积极研究应用其他蓄能方式,促进全省电力系统平稳、经济运行,提高对新能源发电发展的支撑能力。

(二)加快建设坚强智能电网

着力构建稳固输电网架。完善省级500千伏骨干网架,着力优化网络结构,提高电力输送和灵活调配能力,逐步建成豫北、豫中、豫西南、豫东南4个安全可靠、区域互济、上下灵活、接入便捷的500千伏区域性双环网。加快市域220千伏网架建设,统筹优化输配网络,逐步建成市市以两个以上500千伏变电站为支撑、分区运行的220千伏主网架,县县建成220千伏双环网供电网架。

提升改造城乡电网。以提高终端客户的供电质量和可靠性为核心,着力优化110千伏及以下城乡配电网供电半径,保持电网“微循环”通畅,加快城

市新区、县域产业集聚区以及新型农村社区和农田机井通电配套电网建设,持续推进中心城区、老城区和农村电网改造升级,全部省辖市、县(市)逐步建成以坚强 220 千伏网架为支撑,各电压等级协调匹配、可靠灵活的城乡配电网。大力推进标准化、集约化发展,支持有条件的城市实施城区电网入地工程。

稳步建设全国电力联网枢纽。在确保经济合理的前提下,综合采用直流、交流等方式,着力提高河南电网电力供应和省间调配能力。加快建设新疆哈密—郑州±800 千伏直流特高压输电工程,按照国家规划积极建设山西、陕西、内蒙古等省(区)电力入豫和跨区输电工程以及河南电网与华中、西南水电调剂通道,逐步建成多方向、多途径的外电入豫和省间调剂通道,加强省级 500 千伏输电网架与特高压电网衔接,进一步强化河南电网在全国电力联网中的枢纽地位。到 2020 年,河南电网省间电力交换能力达到 3000 万千瓦左右,2030 年达到 5000 万千瓦左右。

专栏 3 电网建设重点工程

“十二五”:新建扩建 500 千伏变电站 23 座次、220 千伏及以下变电站 790 座次,按照国家规划积极推进新疆哈密—郑州直流特高压及其他特高压输电工程河南段建设;优化 110 千伏及以下城乡配电网供电半径,重点建设郑州、鹤壁、洛阳 3 市配电自动化系统。新增 110 千伏及以上输变电容量 11700 万千伏安,其中,特高压交直流输变电容量 2900 万千伏安;110 千伏及以上智能变电站比例达到 30%以上。

“十三五”:新建扩建 500 千伏变电站 27 座次、220 千伏及以下变电站 960 座次,按照国家规划稳步推进以豫北、南阳、驻马店等为落(节)点的外电入豫和跨区输电工程;持续改造提升城乡配电网,重点建设许昌等 5 市配电自动化系统。新增 110 千伏及以上输变电容量 13200 万千伏安,其中,特高压交直流输变电容量 2500 万千伏安;基本建成坚强智能电网;110 千伏及以上智能变电站比例达到 65%以上。

2021—2030 年:继续推进现有特高压变电站扩建以及国家规划的其他特高压输变电工程河南段建设,新建扩建 500 千伏变电站 45 座次、220 千伏及以下变电站 1520 座次;继续完善城乡配电网,重点建设济源等 10 市配电自动化系统。新增 110 千伏及以上输变电容量 21100 万千伏安,其中,特高压交直流输变电容量 2500 万千伏安;

全面建成坚强智能电网;110千伏及以上智能变电站比例达到90%以上。

积极发展智能电网。以加快电力骨干和中低压通信网建设为基础,全面建设智能变电站、输变电设备状态监测和220千伏及以上线路智能运行维护巡检系统,积极推进常规机组能耗水平、污染物排放水平及主要运行参数在线监测系统建设和风电、太阳能等新能源发电功率预测及运行控制技术应用,加快建设智能用电小区、智能楼宇、电力光纤到户和智能电表应用工程,逐步建成适应分布式电源和微电网便捷接入、与用户高效互动、电力运行实时在线连续评估和故障自动处理、具备自我恢复能力的智能化电网。

四、优化发展化石能源,夯实能源安全保障基础

推进煤炭资源优化配置、安全高效开采和合理利用,加大非常规油气资源勘探开发力度,实施炼能提升和“气化河南”工程,加强煤炭、油气运输储配设施建设,建成国家大型煤炭基地、中原炼化基地、全国重要煤炭储配中心和区域性油气输配中心,进一步夯实能源安全保障基础。

(一)集约开发利用煤炭资源

加大煤炭资源勘查力度。加快预测区资源勘查,重点加强对已设立勘查区块和焦作、平顶山、义马等老矿区深部及外围资源勘查,尽快提高勘查程度。加大煤炭资源基础性勘查力度,加快推进周口、濮阳、开封等地深部资源勘查,储备后续资源。研究开展隐伏区资源勘查,力争实现找煤新突破。到2030年,新提交可建井资源100亿吨以上。

专栏4 煤炭资源勘查重点工程

“十二五”：推进襄城县首山二矿、汝州黄庄、禹州张得、永城李大庄、新乡块村营、台前吴坝、鹤壁石林、巩义西村、宜阳李沟樊村等19处井田勘探，提交精查储量50亿吨；实施禹州蔡寺白沙、焦作五里源矿、永城薛湖深部、郟县狮王寺、濮阳城西—滑县等井田详查，提交详查储量30亿吨；开展新密大隗、荥阳丁店、尉氏三石等矿区外围及深部资源普查，提交普查储量40亿吨。

“十三五”：推进禹州蔡寺白沙、焦作五里源矿、永城茴村、永城薛湖深部、郟县狮王寺、永城马桥北、濮阳城西—滑县等井田勘探，提交精查储量30亿吨；实施新密大隗、荥阳丁店、新乡薄壁、洛阳高山、柘城胡襄、尉氏三石等井田详查，提交详查储量40亿吨；开展六大矿区外围及周口、商丘等区块资源普查，提交普查储量30亿吨。

2021—2030年：推进新密大隗、新乡薄壁、柘城胡襄、尉氏三石、周口含煤区等井田勘探，提交精查储量30亿吨；实施六大矿区外围及周口、商丘等区块详查，提交详查储量20亿吨。

优化煤炭开发布局。强化矿区总体规划指导作用，重点开发平顶山、郑州矿区，稳步开发焦作、鹤壁、义马、永夏矿区，积极推进后续资源开发。实施煤炭产能接续工程，按照“机械化、自动化、集约化”的原则，依托骨干煤炭企业，加强现代化大中型矿井建设，新建矿井单井规模不低于90万吨/年，2020年及以后全省煤矿平均单井规模不低于60万吨/年，90万吨/年及以上矿井占产能比重达到60%以上。深化煤矿企业兼并重组，合理配置后备资源，优先配置给骨干煤炭企业，构建“大集团建设大基地”开发格局。到2020年，培育形成若干个在全国具有较强竞争力、2个拥有亿吨级煤炭产能的大型煤炭企业集团，提高煤炭产业集中度。

专栏5 煤矿建设重点工程

“十二五”：重点推进赵固二矿180万吨/年、禹州平禹九矿120万吨/年、孟津矿120万吨/年、新郑李粮店矿240万吨/年等29处矿井建设，新增产能2200万吨/年；大力推进煤炭产业升级，完成登封丰阳煤矿60/90万吨/年、平顶山吴寨矿45/90万吨/年等31处矿井改造工程，新增产能900万吨/年。

“十三五”：建成襄城县首山二矿300万吨/年、汝州黄庄矿240万吨/年、新乡块村营120万吨/年、巩义西村300万吨/年、新密

李岗矿 120 万吨/年、郑县安良矿 120 万吨/年、安阳伦章矿 120 万吨/年等 22 处矿井,新增产能 3000 万吨/年。

2021—2030 年:建成禹州蔡寺矿 120 万吨/年、焦作五里源矿 240 万吨/年、永城苗村矿 120 万吨/年、郑县狮王寺矿 120 万吨/年、永城马桥北矿 240 万吨/年、永城薛湖二矿 90 万吨/年、台前吴坝矿 120 万吨/年等矿井,新增产能 1000 万吨/年。

提升煤炭安全高效开采水平。深入贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”的方针,强化煤矿安全基础建设,加大安全投入,实施煤矿瓦斯、水害等重大灾害防治工程,加强职业危害防治,建设本质安全型矿井。加强煤矿安全应急管理,提高矿井安全应急处理能力,努力实现“零事故、零死亡”。大力实施煤炭产业升级改造,积极推广应用先进适用技术,加快淘汰落后工艺和设备,提高煤炭生产效率和机械化、自动化水平。到 2020 年,全省大中型矿井机械化程度达到 90%以上。

推进煤炭清洁合理利用。健全煤炭分级利用体系,合理布局建设矿区群矿选煤厂,应用先进技术和设备改造现有选煤厂,提高煤炭洗选加工比重,减少煤炭运输和原煤直接利用,到 2020 年,原煤入选率达到 70%,2030 年达到 80%。按照煤种最佳用途,合理配置用于发电、炼焦、煤化工等领域,延伸以煤为主的产业链。推进洁净煤技术产业化,积极发展现代煤化工,加快推进大型煤制烯烃等煤炭深加工项目,限制省内新建煤制气项目。对不能满足建设大中型矿井需要的区块资源、独立块段资源、关闭矿井残留资源等,积极实施地下气化,在“十二五”建成 1—2 个示范工程的基础上逐步推广。

大力开发利用煤层气。加快煤层气资源勘查,依托河南省煤层气开发利用有限公司等企业,加强煤层气抽采利用技术研发推广,促进煤层气产业化发展。推进采煤采气一体化开发,加快建设焦作、鹤壁、平顶山、义马、郑州等规模化抽采矿区,配套建设煤层气浓缩、运输等工程。积极推进低浓度煤矿瓦斯利用和提纯,鼓励建设瓦斯发电、民用燃气等项目,提高煤矿瓦斯利用率。争取到 2020 年全省煤层气产能达到 10 亿立方米,2030 年达到 20 亿立方米以上。

专栏6 煤层气勘查抽采重点工程

“十二五”：积极推进安阳、鹤壁、焦作、平顶山、义马等矿区煤层气勘查和规模开发，建设煤层气地面开发试验工程，新增煤层气产能3亿立方米左右。

“十三五”：重点推进安阳、鹤壁、焦作、平顶山、义马等矿区及周口含煤区煤层气勘查开发，对高瓦斯或煤与瓦斯突出矿井全面实施井上下联合抽采，后备资源全部按照“先采气、后采煤”的原则实施地面煤层气开发，新增煤层气产能7亿立方米左右。

2021—2030年：重点勘查平顶山、焦作、鹤壁、安阳、郑州、义马等矿区和台前、周口及商丘等含煤区，实现各矿区煤层气规模化开发利用，新增煤层气产能10亿立方米以上。

加强煤炭运输通道和储配中心建设。加快蒙西—华中、晋豫鲁等铁路建设和现有煤运铁路扩能及电气化改造，以电煤和化工用煤为主，积极引进山西、陕西、内蒙古、新疆等省(区)煤炭资源。依托主要铁路运输通道和大型煤炭矿区，根据电煤供应、煤化工项目用煤和煤种调剂等需要，加快建设南阳(内乡)、濮阳、鹤壁、义马等煤炭物流储配园区，逐步建成全国重要的煤炭储配中心。到2020年，全省煤炭储备能力达到830万吨，年周转能力达到1.8亿吨，2030年分别达到1100万吨和2.2亿吨。

(二) 加快建设中原炼化基地

实施炼能提升工程。加快洛阳石化公司1800万吨/年扩能改造和河南油田精蜡厂炼能提升，强力争取尽早开工建设商丘千万吨炼油厂，积极推进中原油田石化总厂产品质量升级和扩能改造，逐步建成以洛阳、商丘、南阳、濮阳4个炼厂为依托的中原炼化基地，提高中原经济区油品供应保障能力。到2020年，全省原油炼化加工能力达到3300万吨，2030年达到3700万吨。

完善输油管网。加快与炼化基地配套的日照—濮阳—洛阳、日照—东明—商丘等原油管道以及郑州—徐州、洛阳石化—新郑机场航空煤油等成品油管道建设，积极推进锦州—郑州等国家骨干成品油管道建设，完善配套油库和加油站等储配设施，逐步建成郑州、洛阳、商丘3个油品输配中心和以郑州为枢纽、以洛阳和商丘2个炼油厂为依托、辐射整个中原经济区的“米”

字型油品输送网络,使我省成为全国重要的区域性油品输配中心。到2020年,全省油品长输管道达到4500公里,2030年突破5000公里。

专栏7 中原炼化基地建设重点工程

“十二五”:推进洛阳石化公司1800万吨/年扩能改造、河南油田精蜡厂炼能提升以及日照—濮阳—洛阳原油管道、锦州—郑州、洛阳—三门峡—运城等成品油管道建设,完善配套油库和加油站等储配设施。新增原油炼化能力1000万吨、油品长输管道1200公里。

“十三五”:推进中石油商丘炼化1000万吨和中原油田石化总厂产品质量升级及配套日照—东明—商丘等原油管道和郑州—徐州、洛阳石化—新郑机场航空煤油等成品油管道建设。新增原油炼化能力1300万吨、油品长输管道1000公里。

2021—2030年:继续推进省内炼油厂扩能改造,进一步完善以郑州为枢纽、辐射全省乃至周边省(市)的油品输送网络。新增原油炼化能力400万吨、油品长输管道500公里。

加强石油资源勘探。加大东濮凹陷及外围、泌阳和南阳凹陷、洛阳—伊川盆地等区域常规和非常规石油资源勘探开发力度,不断采用新技术、新工艺,提高开发效率,尽可能延长中原油田、河南油田稳产时间,努力稳定省内原油产量在300万吨以上。扩大勘探范围,积极开展油砂油、页岩油等资源评价和工业化试采,争取早日实现商业化开采利用。

(三)着力扩大天然气利用规模

建设区域性天然气输配中心。加快推进途经我省的西气东输三线和五线、新疆煤家主干线河南段以及配套的中原油田、平顶山叶县等大型储气库建设,大力引进制天然气外输新粤浙和新鲁管线、海外液化天然气登陆连云港—商丘管道等国天然气、煤层气、煤制天然气等各种燃气资源,构建省内“井”字型国家干线输气通道,逐步建成全国重要的区域性天然气输配中心。争取2020年全省储气调峰能力达到60亿立方米,2030年达到100亿立方米。

全面推进“气化河南”工程。重点依托国家干线输气管道,加快省级干线和配套支线建设,尽快将管道燃气覆盖到各类用气集中区域,率先实现“气

化郑州”，逐步建成以豫南、豫北 2 个省级环网为骨干，通连市县、延伸城乡，多种资源互通互补统一调控、省市县和上中下游协调有序的供气网络。积极建设液化天然气等应急调峰设施，完善天然气应急储备体系。统筹利用省内煤层气、页岩气、煤制气、生物质制气、煤矿瓦斯、焦炉煤气等燃气资源，支持建设主产气区至附近省级干网或市域支线的连接线，实现“就近入网”和与常规天然气管网互联互通。争取到 2020 年，全省天然气长输管道突破 8000 公里，所有县级以上城市、产业集聚区、有条件的乡镇和 60% 以上的新型农村社区用上管道燃气，使用天然气人口达到 4700 万人；到 2030 年，全省天然气长输管道突破 10000 公里，全部乡镇和新型农村社区用上管道燃气，使用天然气人口达到 7000 万人。

积极合理开发天然气市场。认真落实国家天然气利用政策，优先发展居民、公共服务、车用、集中式采暖、空调等城市燃气以及可中断的工业燃料和制氢，积极发展天然气分布式能源、热电联产等用户，大力支持高效能工业用气。以空气质量敏感城市为重点，积极发展以气代油、代煤和代煤气项目，对中心城区的燃煤工业锅炉进行改造和燃料置换。推进各种燃气资源科学合理利用，切实提高利用效率。争取到 2020 年，全省天然气利用量达到 280 亿立方米，2030 年达到 420 亿立方米以上。

专栏 8 “气化河南”重点工程

“十二五”：建设西气东输三线、新粤浙线及豫鲁支干线河南段，西气东输二线南阳—信阳支线、濮阳—开封—薛店、唐河—平顶山—伊川、博爱—洛阳煤层气等管道及一批县域支线，中原油田文 96、文 23 和平顶山储气库及一批压缩天然气母站和液化天然气调峰设施。新增燃气长输管道 3000 公里。

“十三五”：建设西气东输五线、新鲁线、海外液化天然气登陆连云港—商丘等管道河南段，漯河—周口—商丘液化天然气资源接替管道等省内天然气配套支线及一批调峰储备设施。新增燃气长输管道 1500 公里。

2021—2030 年：继续完善省内输气网络，重点建设洛阳—郑州、南阳—郑州等省内煤层气、页岩气生产配套储运设施管道，省内天然气配套支线及调峰等附属基础设施管道。新增燃气长输管道 2000 公里。

大力推进页岩气勘探开发。在继续推进东濮凹陷及外围常规天然气资源勘探开发的同时,依托省煤层气公司等企业,采取多种合作形式,以温县、中牟、东濮、洛阳—伊川、泌阳、南阳、济源、汝州、周口等区域为重点,大力推进页岩气等非常规天然气资源勘探开发,加强技术引进和研发攻关,争取早日实现规模化开采。争取到 2020 年,全省页岩气产能达到 10 亿立方米左右,2030 年达到 20 亿立方米以上。

五、大力发展非化石能源,增强有效替代能力

围绕提高非化石能源在能源消费中的比重,安全高效推进核电建设,加强生物质能、风能、太阳能等可再生能源开发和综合利用,加快新能源产业化发展,增强非化石能源对传统能源的替代作用。

(一)安全高效发展核电

依托中国核工业集团、中国广东核电集团、中国电力投资集团等专业核电开发企业,稳步推进南阳、信阳、洛阳、平顶山等核电项目前期工作,积极争取建设条件较好的核电项目纳入国家规划并做好核电厂址保护工作,争取南阳核电项目尽早开工建设,有序推进其他具备条件的核电项目建设,力争 2020 年前后建成核电装机 250 万千瓦,2030 年建成 1000 万千瓦左右。

专栏 9 核电及抽水蓄能建设重点工程

“十二五”:保护好南阳、信阳等核电厂址;争取开工南阳天池、信阳五岳抽水蓄能电站。

“十三五”:力争开工南阳核电项目,稳步推进信阳、洛阳、平顶山等核电项目前期工作;建成南阳天池、信阳五岳抽水蓄能电站项目,推进信阳大坪、平顶山花园沟、洛阳大鱼沟、新乡宝泉二期等项目前期工作。

2021—2030 年:力争尽早建成南阳、信阳核电项目,开工洛阳、平顶山等核电项目;推进信阳大坪、平顶山花园沟、洛阳大鱼沟、新乡宝泉二期等抽水蓄能电站建设。

(二)建设国家先进生物质能源化工产业示范基地

专栏 10 生物质能发展重点工程

“十二五”：重点在南阳、新乡、周口、商丘等市布局纤维乙醇产业化及联产生物质发电、生物基化工产品项目；在以农副产品深加工为主导产业的产业集聚区建设大型沼气工程和配套沼气发电项目；在郑州、洛阳开展餐厨废弃物生产沼气或生物柴油试点示范。新增纤维乙醇产能 50 万吨、醇电和沼气等生物质发电装机 50 万千瓦。

“十三五”：在全省布局纤维乙醇产业化及联产生物质发电、生物基化工产品项目；建设纤维乙醇配套联产沼气、农副产品深加工有机废水大中型沼气工程；扩大餐厨废弃物生产沼气或生物柴油试点示范范围，在省辖市和较发达县级城市推广建设垃圾填埋气回收利用装置。新增纤维乙醇产能 250 万吨、醇电和沼气等生物质发电装机 170 万千瓦。

2021—2030 年：继续在全省布局纤维乙醇产业化及联产生物质发电、沼气、生物基化工产品项目；推广餐厨垃圾生产生物柴油和沼气技术，在县级以上城市推广建设垃圾填埋气回收利用装置。新增纤维乙醇产能 200 万吨、醇电和沼气等生物质发电装机 150 万千瓦。

重点推进秸秆纤维乙醇产业化，逐步实现燃料乙醇非粮替代，在南阳市开展示范的基础上向全省推开，因地制宜推广醇气、醇电、醇化电联产等模式，积极发展生物丁醇、微藻生物柴油等其他先进生物质能源化工产业，做大做强相关装备制造业，形成豫西南、豫东和豫北 3 个百万吨级纤维乙醇先进生物质能源化工产业区。到 2020 年，纤维乙醇产能达到 300 万吨，2030 年达到 500 万吨。结合大中型畜禽养殖场粪便处理、垃圾填埋气收集、城市有机垃圾和污水处理、工业有机废水处理，积极建设大中型沼气工程，大力推广车用生物天然气、沼气发电和集中供气等高值化利用方式。推动餐厨废弃物生产沼气和生物柴油产业化，开展林木果实生产航空生物燃料试点。稳步推进城市生活垃圾发电等资源化利用。到 2020 年，全省生物质能开发利用总量达到 1500 万吨标准煤，2030 年达到 2400 万吨标准煤。

(三) 加快开发风能资源

按照集中与分散开发并重的原则，加强风能资源勘测开发。以伏牛山区、大别山区、太行山区等浅山丘陵区为重点，加快集中开发型风电场建设。在

用电负荷中心附近区域,因地制宜推进分散式接入小型风电项目建设,积极探索推广风电与其他分布式能源相结合的互补开发模式,实现分散的风能资源就近分散利用。适时推进低风速风能资源规模化开发利用。到2020年,全省风电装机容量达到1100万千瓦,2030年达到2000万千瓦。

(四)加强太阳能多元化利用

大力发展光伏发电,积极创建分布式光伏发电规模化应用示范区,推广与建筑相结合的并网光伏发电系统,鼓励在有条件的产业集聚区、高新技术开发区、生态农业园区安装屋顶光伏发电系统,与用电负荷相匹配,就近接入、就地消纳。进一步提高太阳能热利用普及率,大力推广应用太阳能热水器和新型太阳能热水系统,积极研究应用季节性储热技术。推进供暖、制冷、空调系统、工商业用热等太阳能中温利用技术研发和推广。到2020年,全省太阳能发电装机容量达到300万千瓦,集热利用面积达到3000万平方米,2030年分别达到1000万千瓦和8000万平方米。

专栏 11 风电和太阳能发电重点工程

“十二五”:重点在三门峡、南阳、信阳、驻马店、平顶山等地建设并网风电项目,因地制宜建设分散式风电示范项目;重点推进郑州航空港区、许昌新区、洛阳阿特斯、安阳农业大棚等示范工程及新能源示范城市、分布式光伏发电规模化应用示范区建设。新增风电装机容量490万千瓦、光伏发电装机容量100万千瓦。

“十三五”:重点在三门峡、南阳、信阳、驻马店、平顶山、洛阳等地建设风电项目,因地制宜建设分散式风电项目;积极推进屋顶并网型光伏发电和以自发自用为主的用户侧光伏发电工程。新增风电装机容量600万千瓦、光伏发电装机容量200万千瓦。

2021—2030年:重点建设低风速和分布式风力发电项目以及公共设施、住宅小区等屋顶太阳能发电项目。新增风电装机容量900万千瓦、光伏发电装机容量700万千瓦。

(五)推动分布式可再生能源发展

发挥可再生能源资源分布广、利用形式多样、能源产品丰富的特点,加快分布式可再生能源应用,实现可再生能源就地利用。推进地热能资源合理

开发和有序利用。支持可再生能源资源丰富的城市建设新能源示范城市,采用多样化的新能源利用技术,推进太阳能、生物质能、地热能等新能源综合应用,满足城市电力、供热、制冷等能源需求,形成新能源利用的局部优势区域。支持县(市、区)和乡镇因地制宜建设中小型可再生能源设施,改善城镇和农村居民生产和生活用能条件。积极建设以智能电网、物联网和储能技术为支撑的新能源微电网示范工程,通过电网调剂和储能设施解决新能源相对集中区域的供用电问题。

(六)推进新能源汽车供能设施建设

配合充电式混合动力汽车、纯电动汽车发展,积极推动在城市路网、居民区、公共停车场、高速公路服务区、重要公路沿线等区域建设统一标准的可满足各类电动汽车需要的充(换)电设施。以满足公共交通工具加气需要为重点,合理规划建设加气站。积极建设集加油、加气、充电等多种功能为一体的综合场站。

六、加强农村能源建设,提高普遍服务水平

着力改善农村生产和生活用能条件,不断促进农村能源清洁化、优质化、现代化和城乡能源服务均等化,构建用能方式与城市趋同、用能质量明显提高、各类可再生能源资源充分利用的农村绿色能源体系。

(一)切实加强农村清洁能源建设

因地制宜利用农林废弃物、畜禽养殖废弃物、农村生活垃圾等资源,在粮食生产核心区、农作物秸秆丰富区、规模化畜禽养殖发达地方,结合新型农村社区建设,加快发展秸秆沼气、大中型畜禽养殖场沼气、联户沼气、生物质气化等工程,推广集中供气、三沼(沼气、沼液、沼渣)综合利用建设模式,开展沼气冷热电三联供分布式能源示范并逐步推广,促进以沼气为纽带的生态循环农业发展。在丘陵山区、分散养殖地区,继续推进农村户用沼气建设,提高适宜沼气用户普及率。积极推广使用生物质成型燃料。大力实施太阳能热水器下乡工程,推广太阳房、太阳灶和社区太阳能公共浴室。大力

开展绿色能源示范县(市)、示范乡(镇)和示范村(社区)建设。争取到 2020 年,农村沼气、太阳能、生物质供气供热等可再生能源入户率达到 50%以上,2030 年达到 80%以上。

专栏 12 农村清洁能源建设重点工程

“十二五”:重点在养殖业发达地方和粮食主产区,建设新型农村社区大中型沼气集中供气工程 1000 处,推广沼气用户 100 万户,开展农村大中型沼气工程冷热电三联供分布式能源示范;在农林生物质资源分散度高、规模收集难度大的地方开展生物质成型燃料生产使用示范,新增产能 70 万吨;实施农村水电惠民工程,新增小水电装机 8 万千瓦。

“十三五”:建设新型农村社区大中型沼气集中供气工程 2000 处,扩大农村大中型沼气工程冷热电分布式能源示范范围,因地制宜推广沼气用户 140 万户;因地制宜推广使用生物质固体成型燃料,新增产能 100 万吨;继续推进农村水电惠民工程建设,新增小水电装机 15 万千瓦。

2021—2030 年:继续推进农村大中小型集中供气工程建设,推广建设农村大中型沼气工程冷热电分布式能源项目,因地制宜推广沼气用户 150 万户;因地制宜推广使用生物质固体成型燃料,新增产能 100 万吨;继续推进农村水电惠民工程建设,新增小水电装机 25 万千瓦。

(二)全面提升农村电气化水平

持续推进农村电网改造升级,着力完善网络结构,提高终端供电能力和供电质量,逐步建成与上一级电网相衔接、结构合理、技术适用、安全可靠、运行灵活的较为坚强的新型农村电网,实现 110 千伏变电站乡乡覆盖、粮食主产区农田机井“井井通电”。支持具备条件的地方建设小型风电、太阳能户用电源和风光互补电源。合理开发农村小水电资源,推进以水电新农村电气化、农村水电增效改造和小水电代燃料为核心的水电惠民工程建设。积极开展农村分布式发电和微电网建设试点,提高农村用电自给率。

(三)促进城乡能源统筹发展

按照城乡统筹和普遍服务的原则,以能源公共服务均等化为导向,结合

城镇化进程和新型农村社区建设,统筹完善城乡能源供应网络、技术和服务体系,推动城乡能源一体化发展,提高城乡能源公共服务均等化水平。加强农村液化气供应站、加油站、型煤加工点以及生物质燃气站和管网等能源基础设施建设,支持城镇供气、供热管网向临近的新型农村社区等区域延伸覆盖。积极建立各类能源设施维修和技术服务站,培育农村能源专业化服务业企业和人才,加快提高向农村提供能源普遍服务的能力。

七、强化节能优先,构建节约环保型能源体系

坚持能源节约与开发并重,更加突出节能优先,更加注重保护环境,加快调整能源结构和产业结构,实行能源消费强度和总量双控制,着力提高能源开发利用效率,深入推进节能降耗和能源需求侧管理,构建资源节约环境友好型的能源生产体系、消费体系和管理体系。

(一)加快构建节能型产业体系

坚持走新型工业化道路,按照高端、高质、高效的方向,进一步推动产业结构优化升级,加快应用高新技术和先进适用技术改造提升以能源原材料为主的传统产业,大力发展战略性新兴产业和高成长性产业,努力提高服务业在生产总值中的比重。着力加强能源需求侧管理,严格控制“两高”(高耗能、高污染)和产能过剩行业新上项目,深入实施差别电价和惩罚性电价政策,在重点行业推行能耗限额和能效标准。突出抓好重点和关键领域节能,制定实施工业、建筑、交通等节能行动计划。加快推广循环经济先进经验和典型模式。加强重点用能单位节能管理,开展能效水平对标达标活动。加快推行合同能源管理、能效标识管理和节能产品认证管理,积极推广先进节能技术、设备和产品。健全淘汰落后产能任务分解、考核和奖励机制,继续淘汰“两高”行业落后产能。

专栏 13 节能重点工程

工业节能:燃煤锅炉(窑炉)改造、余热余压利用、节约和替代石油、电机系统节能、能量系统优化等,重点对高耗能设备进行更新淘汰或采用新技术、新工艺实施节能改造。

建筑节能:加快既有建筑综合节能改造和供暖空调系统改造,城镇新建建筑全部达到最新节能标准;加强太阳能、浅层地热能等可再生能源在建筑领域一体化、规范化、规模化应用;推广应用智能楼宇节能控制系统。

低碳交通:优先发展城市公共交通;推广清洁燃料汽车、混合动力汽车和纯电动汽车;强制淘汰排放和油耗超标的机动车;加强机场设施、港口码头、铁路运输设备节能改造;建设智能交通运输体系。

公共机构节能:实施办公楼空调系统、建筑围护结构、公共机构食堂灶具以及燃煤供热锅炉等节能改造,全部淘汰低效燃煤供热锅炉;建立公共机构用水、用电、采暖、空调和设备用能等监测平台。

重大节能技术装备产业化示范:研发和推广低热值余气发电、高效热电联产、节能型矿用磨机、新型墙材加工、煤炭清洁高效利用等技术装备。

(二)实行能源消费强度和总量双控制

树立以科学供给满足合理需求的理念,加强供需双向调节,在强化单位生产总值能耗目标考核的基础上,逐步将能源消费总量和用电量控制目标纳入考核范围。制定科学合理的中长期能源消费强度和总量目标,建立健全控制目标逐级分解落实和考核评价机制,加强考核结果运用,并与各地新上能源生产项目和高用能项目挂钩。推行能源消费总量预算管理,开展企业或项目用能指标有偿转让和交易。健全能源统计监测体系和预测预警机制,完善统计数据报送制度、核算标准及监测方法,建立能源行业信息监测和预警平台,开展能源计量数据在线采集、网上直报和实时监测。加强省、市、县三级和重点用能企业的能源统计队伍和基础能力建设。

(三)着力提高能源开发转换效率

加强煤炭、石油和天然气等资源开发综合监管,大力推广高效节能技术,提高资源回收率。对资源较充足或相邻矿井有条件整合的小煤矿实施产业升级,加快淘汰不具备瓦斯防治能力和安全生产条件、达不到最低标准化等级、资源枯竭的小煤矿。大力推进煤矸石、煤泥、粉煤灰、煤层气(煤矿瓦斯)、矿井排放水、与煤共伴生资源、油田伴生气等资源综合利用。提高铁路运煤比重,大幅度减少公路长途运煤。新建电厂能耗必须达到国内先进水平,鼓励对现役大中型燃煤火电机组实施综合提效升级改造,继续关停小火电和老旧机组。加快发展集中供热,实施小锅炉替代工程。完善实施节能发电调度政策,保证可再生能源和高效、清洁大机组优先发电。优化输配电网络结构,促进电网集约节约布局,积极推广使用高效节能输配电技术和设备。加强现有炼厂节能技术改造,优化能源配置系统。

(四) 强化能源行业清洁生产和环境保护

专栏 14 能源行业减排重点工程

电力行业:加快现役机组脱硝和低氮燃烧改造,取消火电厂脱硫设施烟气旁路,新建燃煤机组全部配套安装高效脱硫、脱硝和除尘设施;加快 35 蒸吨/时以上现有燃煤锅炉烟气脱硫、脱硝改造,新建燃煤锅炉全部安装脱硫、脱硝设施;积极建设二氧化碳捕集、封存和综合利用示范项目。

煤炭行业:推进煤炭矿区循环经济发展,提高煤矸石、煤泥、洗中煤和伴生矿资源综合利用率;积极推广充填开采、地下气化等绿色开采方式,加强矿区地下水渗透、地表沉陷、水土流失等综合治理和土地复垦工作。

油气行业:大力推广油田伴生气回收利用技术、油气开采节能技术、油气清洁生产工艺,提高废水循环使用和综合利用水平;加强油气管道建设运营中的水土保持、地形地貌恢复和土地复垦等工作。

原油炼化行业:对石油炼制行业催化裂化装置再生烟气、加热炉和锅炉烟气实施脱硫治理;改进尾气硫回收工艺,提高硫磺回收率。

深入推进煤炭矿区循环经济发展、绿色开采、环境保护和生态综合治理,采取有效治理措施解决煤炭地下水渗透、地表沉陷、水土流失等问题,到 2020

年,六大矿区全部建成资源节约型、环境友好型矿区。严格执行火电厂污染物排放最新标准,新老燃煤机组和燃煤锅炉全部配套建设高效脱硫、脱硝和除尘设施,对未采用低氮燃烧技术或低氮燃烧效率低下的现役燃煤机组进行更新改造。禁止在酸雨污染重和二氧化硫环境浓度不达标的地区建设燃煤电厂,火电机组实施“上大压小”必须做到“增产减污”,严格控制电力行业主要污染物排放总量。积极开展碳排放交易试点以及二氧化碳捕集、封存和综合利用示范并适时推广。采取有效措施,降低电网电磁辐射区域环境影响。切实做好石油天然气管网建设运营中的水土保持等工作。加强能源开发利用中的水资源节约、保护与循环利用,严禁开采地下水,严格控制使用地表水,优先利用污水处理厂中水和矿井水,豫西、豫北地区火电项目应根据节能节水要求视情况采用空冷方式。

八、政策措施

(一) 抓好规划组织实施

健全规划实施责任机制,形成能源主管部门牵头组织协调、其他有关部门按照职责分工配合推进、各地政府和能源企业细化落实的工作机制,形成推动规划实施的整体合力。加强能源规划与国民经济和社会发展规划纲要以及主体功能区、土地利用、城镇化、节能、生态环保等相关重点专项规划的衔接和协调,完善煤炭、电力、石油天然气、新能源和可再生能源等专业领域规划,根据需要编制细分领域有关专题规划。充分发挥省级能源规划的宏观调控和引导作用,规范市级能源规划和省属大型能源企业规划编制并对其实行公布实施前备案制度。做好能源发展年度计划与规划的衔接工作,加强对规划实施情况的跟踪监测和评估,适时进行滚动修编。

(二) 健全项目推进机制

把项目带动作为推动规划落实的重要抓手,将规划确定的目标任务细化落实到具体项目,切实抓好事关长远和全局的重大能源项目谋划和实施。统筹资源、交通、环保、市场等条件,科学布局能源项目,避免盲目无序建设,促进能源集约、高效发展。对列入国家和省规划的重大能源项目,优先配置

资金、土地、环境容量、能源总量等要素资源,完善联审联批机制,确保项目顺利实施,对不符合规划布局的能源项目不予办理相关手续。完善能源项目建设协调推进机制,加强协调、督导和服务,建立健全能源项目建设领导包干、进度定期报告、综合考评、现场督导督办、建设环境监督登记和效能监察等制度,为能源项目建设创造良好环境。

(三)强化能源安全保障

加强煤炭、页岩气、煤层气等资源勘查,增强资源接续能力。合理有效保护已确定的核电厂址。健全能源应急储备体系,加强煤炭储配中心、油品储备库、大型储气库和城市储气调峰设施建设,督促重点用能单位加强能源储备,有效防范应对自然灾害和突发事件。科学确定设防标准,提高能源基础设施抗灾能力。切实加强能源安全生产,强化企业主体责任,严格责任追究,持续推进煤矿安全改造,加大石油天然气管道和电力设施保护力度,积极推广应用安全生产新技术和先进管理经验。加强能源应急管理,强化煤电油气运应急与社会综合应急的衔接,建立健全电煤稳定供应与调节机制、煤炭储运应急机制以及成品油、天然气市场预警应急机制,增强能源应急保障能力。

(四)大力推进开放合作

完善省际政府及企业间合作机制,充分发挥区位优势,积极开拓省外能源供应渠道,构建开放合作的能源供应体系。支持中央在豫企业快速发展,持续加强与中央大型能源企业合作,积极利用其在外省或境外能源生产基地向我省供应能源。加强与山西、陕西、内蒙古、宁夏、新疆等煤炭资源丰富省份的合作,鼓励我省优势企业“走出去”,开发省外煤炭资源、建设大型坑口电厂并向我省供应。加快推进输煤通道建设,大力争取运力资源。合理规划建设跨区输电工程,形成多元化电力保障格局。积极争取国家骨干油气管道途经我省,大力引进油气资源。支持优势能源企业建立省外或境外研发中心、生产基地、营销网络,提高综合竞争能力。

(五)完善能源政策体系

积极利用投资补助、财政贴息、税收优惠、价格补贴等多种手段,加大对节能、新能源和可再生能源发展、能源科技创新、能源安全生产、能源普遍服务等方面的支持力度。拓宽能源行业投融资渠道,探索建立能源产业投资基金,引导创业资本进入能源领域,支持企业发行债券和上市融资,鼓励民间资本投资能源产业开发。积极支持骨干能源企业做大做强,继续推动骨干煤炭企业实施跨行业、跨区域、跨所有制联合重组和转型发展。完善资源配置政策,有效保护整装资源。全面落实国家促进新能源和可再生能源发展的价格、投资、信贷、税收、入网等激励政策,制定实施税收优惠、专项资金扶持、临时补贴电价等配套政策,鼓励引导社会各界自愿开发利用新能源和可再生能源。

(六) 加快能源科技创新

积极推动骨干能源企业建立企业研发中心,鼓励企业加强与高校、科研单位以及省外优势企业的合作与联合,组建一批国家级、省级能源研究机构和技术研发(实验)中心,加快构建以企业为主体的能源技术创新体系。完善能源科技投入机制,积极争取国家专项资金支持,统筹运用省相关专项资金,优先支持新能源发展、传统能源高效清洁利用以及高效节能、废物资源化等关键技术、关键设备和前沿技术的研究开发。加快推进能源和节能重大技术与装备产业化示范推广,积极引进、消化、吸收国外先进技术,大力推进新能源技术应用和示范。完善能源技术和产业服务体系,发展壮大能源装备制造业,加快能源人才培养和引进。

(七) 加强能源行业管理

认真贯彻国家能源法规政策和能源行业标准,制定实施煤、电、油、气、新能源等地方能源行业管理办法和地方行业标准,积极推动能源企业标准化建设。加强能源行业准入管理,规范开发建设秩序,优先支持优势骨干企业和勇于承担社会责任的企业发展,促进能源产业集约高效发展。建立健全能源及各专业领域行业协会,积极支持行业协会发挥指导、引导和协调作用,促进行业自律。以省内科研单位和专家为主、省外知名专家为辅,建立全省能源

发展人才智力库,为能源规划编制、政策制定、项目论证、技术选择等提供智力支撑。加强政府部门与行业协会、企业、科研单位的能源统计信息合作,规范能源信息报告和发布制度。

(八)深化能源体制改革

进一步转变政府职能,加强政策市场供求关系、资源稀缺程度以及环境损害成本且有助于结构调整和可持续发展的能源价格体系。推进能源资源税费综合改革,落实从价计征政策。推动引导和信息服务,充分发挥市场机制配置资源的基础性作用。健全灵活反映建立现代煤炭交易市场。深化电力体制改革,积极推行大用户直供电,推动建立直接双边交易电力市场,稳步推进竞价上网和输配分开。全面理顺农村电网供电体制,加快取消县级供电企业代管体制和县域趸售电价机制,实现城乡各类用电同网同价。完善供气、供热管理体制,规范燃气、供热管道建设和运营管理。鼓励能源企业剥离社会化服务功能,成立专业化服务公司。