

河北省人民政府办公厅

关于印发河北省“十三五”能源发展规划的通知

冀政办字〔2017〕114号

2017年9月13日

各市（含定州、辛集市）人民政府，雄安新区管委会，省政府有关部门：

《河北省“十三五”能源发展规划》已经省政府同意，现印发给你们，请认真贯彻执行。

河北省“十三五”能源发展规划

为贯彻落实《国家发展改革委国家能源局关于印发能源发展“十三五”规划的通知》精神，依据《河北省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》《京津冀能源协同发展规划（2016-2025年）》等制定本规划。

规划期为2016-2020年。

一、总体要求

（一）指导思想。

贯彻创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，落实能源革命战略思想，坚持节约、清洁、安全战略方针，抢抓机遇、改革创新，围绕保供应、调结构、转方式、强支撑，着力增强有效供给、推进清洁

替代、提高利用效率、完善基础设施，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，促进京津冀协同发展，保障经济强省、美丽河北建设。

（二）基本原则。

1.安全可靠，统筹好自给与外供的关系。把保障供应作为能源发展的底线。合理开发利用省内能源资源，增强电力、热力、成品油等二次能源自给能力，稳定煤炭、石油、天然气输入，主动融入国内外能源发展大格局。

2.绿色低碳，统筹好当前与长远的关系。把节能环保作为结构优化的主攻方向。满足现实需求，着眼长远战略目标，加快“双重替代”进程，促进加快转型、绿色发展。

3.多元互补，统筹好供给与需求的关系。把开放融合作为能源发展的现实途径。积极开发利用核能、风能、太阳能、生物质能、天然气等各类清洁能源，围绕加工转换、梯级利用、分散互补等模式，建立多品种、多源头、多方式能源供需系统。

4.节约高效，统筹好增量与存量的关系。把科技创新作为转型发展的强大动力。从供需两侧全面着力，坚持增量清洁、存量优化，增强清洁能源供应保障能力，实施能源消费总量和强度“双控”，推广利用能源新技术、新模式、新业态，努力打造清洁、高效、智慧能源系统。

（三）主要目标。

1.控制总量。到 2020 年，全省能源消费总量控制在 3.27 亿吨标准煤左右，年均增长 2.2%。电力消费 3900 亿千瓦时，年均增长 4.2%。

2.优化供给。压减省内煤炭产能 5100 万吨，原油、天然气产量稳定在 580 万吨和 9 亿立方米左右。电力装机容量 9850 万千瓦，其中煤电 5200 万千瓦。原油加工能力 7000 万吨左右，油、气、电输入能力大幅提升。

3.调整结构。煤炭实物消费量控制在 2.6 亿吨以内，天然气消费比重提高到 10%以上，风电、光电装机分别达到 2080 万千瓦、1500 万千瓦，非化石能源占能源消费总量的比重达到 7%左右。

4.提高效率。单位 GDP 能耗比 2015 年下降 19%（争取），能源转换效率达到 81%，煤电单位供电煤耗降至 305 克标煤，电网综合线损率降至 6.4%以下。

5.降低排放。分散燃煤压减到 1000 万吨以内，电煤比重提高到 40%以上，燃煤发电全部达到超低排放标准（烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度不高于 10、35、50 毫克/立方米），工业燃煤排放达到先进标准，燃油全部达到国 V 以上标准。能源消费烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放总量大幅下降，单位 GDP 二氧化碳排放浓度较 2015 年下降 20.5%。

6.改善民生。县城以上城区集中供热率达到 90%以上，农村清洁取暖率达到 70%，天然气管网覆盖率 95%以上，配电网基本实现城乡一体化，居民生活人均用电量 640 千瓦时。

专栏 1 “十三五”主要发展目标				
类别	指 标	单 位	2015 年	2020 年
生 产	一次能源产量	万吨标煤	7096	6480
	煤炭产量	万吨	8215	5500
	原油产量	万吨	580	580
	天然气产量	亿立方米	10.4	9
	一次电力	亿千瓦时	213	630
类别	指 标	单 位	2015 年	2020 年
消 费	能源消费总量	亿吨标煤	2.94	3.27
	其中：煤炭	亿吨	2.9	2.6
	非化石能源占消费总量比重	%	3.05	7
	全社会用电量	亿千瓦时	3176	3900
	单位 GDP 能耗下降（争取）	%	—	—
	煤电供电煤耗	克/千瓦时	321	305
	电网综合线损率	%	6.7	6.4
电	电力装机容量	万千瓦	5836	9850
	其中：煤电	万千瓦	4115	5200

环 保 民 生	电煤比重	%	35	40
	单位 GDP 二氧化碳 排放浓度下降	%	—	—
	居民人均生活用电	千瓦时/人	500	640
	县以上城镇集中供热率	%	80	90
	农村清洁取暖率	%	—	70

注：括号内为 5 年累计值

二、重点任务

（一）深化供给侧结构性改革，推进能源生产革命。

1.优化煤炭生产供应。

积极推进煤炭去产能。强化政策引导，推动地质条件复杂、开采难度大、安全隐患大的煤矿退出市场，依法关闭长期亏损、运营困难和非机械化生产的落后煤矿，到 2020 年压减煤炭产能 5100 万吨。结合煤炭资源、区域功能等情况优化布局，到 2020 年张家口、承德、秦皇岛、保定基本形成“无煤市”。推进煤矿企业整合，推动生产集约化，到 2020 年煤炭开采企业控制在 10 家以内、煤矿数量 60 处左右。合理确定煤矿产能，打击超能力开采行为，煤炭产能、产量分别保持 7000 万吨、6000 万吨水平。

推动绿色安全开采。大力实施矿井安全技术改造，安全生产整体达到国际先进水平。实施矿井机械化改造，掘进机械化程度达到 85%

以上，采出机械化程度达到 90%以上。因地制宜推广充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术。继续推进采煤沉陷区综合治理，完善矿区生态环境恢复补偿机制，实现矿山生产开发与生态建设同步，建设生态文明矿区。

优化省外输入煤源。发挥我省邻近资源省（区）、输送通道密集等优势，建设全国性煤炭集散中心，保障煤炭供应。深化与周边煤炭资源大省合作，积极引进神木低硫煤、榆林兰炭等优质煤源，优化燃煤质量。强化煤炭市场监管，坚决取缔外来煤洗选，严格控制劣质煤流入。

加强资源勘探储备。深化煤田勘探程度，增加资源储量。开展现有矿井深部和外围补充勘探，提高勘探级别。论证地下气化技术，探索深部资源开发技术措施，强化开采技术储备。

2.强化油气安全保障。

加强油气资源开发。做好华北油田、冀东油田资源接续，采用先进技术，创新开采方式，努力实现稳产、增产。积极开展战略合作，勘探开发渤海湾油气资源，增强资源储备。强化基础研究，推进地质条件勘查，做好页岩气、致密气等非常规油气资源开发利用工作。

提高资源输入能力。协调配合、加快建设陕京四线等气源干线，推进 LNG（液化天然气）接卸站建设，扩大接卸能力。到 2020 年形成管道气源输入能力 1800 亿立方米、海上 LNG 接卸能力 1300 万吨，我省保障供应能力达到 300 亿立方米。结合石化基地建设布局，建设原油码头，海上原油接卸能力达到 6000 万吨。

优化原油加工生产布局。发挥消费中心区、“一带一路”能源合作节点区、沿海临港等优势，结合油品质量升级工程，推进石化基地建设。加强国内外战略合作，促进燕山石化等省外炼化企业搬迁，整合省内地方炼厂，结合淘汰落后，建设曹妃甸石化基地。依托海上原油进口通道，提升改造沧州地区炼油能力。推进千万吨级炼油企业油品质量升级改造。

完善油气输配管网。按照统一规划、互联互通、功能互补原则，完善省内天然气集输干线网，省内集输能力达到 300 亿立方米以上；继续推进“县县通”工程，完善天然气输配支线网，基本实现县（市、区）全覆盖。完善港口至内陆炼厂原油配送管线，改善炼厂原油输入条件；谋划建设炼厂至消费集中区成品油输配管线，提高成品油输配水平。

专栏 2 煤炭、油、气供应保障

煤矿建设和改造：推进邢台矿西井、九龙矿产业升级改造等在建煤矿建设，形成先进接续产能。争取国家资金支持，加快现有矿山安全生产改造、技术装备升级和生态恢复建设。支持冀中能源集团、开滦集团、建投集团等企业在山西、内蒙古等地合作建设符合国家发展规划的煤电基地。

油气资源输入：建设陕京四线、中俄天然气东线、蒙西煤制气管线、鄂安沧管线、天津 LNG 外输管线等气源干线，到 2020 年新增气源输入能力 1300 亿立方米；加快曹妃甸、黄骅港原油码头建设，配套建设原油输入管线，海上原油接卸及输入能力分

别达到 6000 万吨、2000 万吨；建设曹妃甸、黄骅港 LNG 接收站，配套储输设施，确保海上 LNG 输入能力达到 1300 万吨。

原油加工生产布局：淘汰、整合抚宁东奥石油炼化、河北炼化轻化工、河北大港石化、河北金锐石油化工等省内地方炼厂，建设曹妃甸石化基地，力争形成 3000 万吨原油加工能力。推进中捷石化、鑫海化工、浅海石油化工等企业升级改造，原油加工能力保持在 2000 万吨左右。加快实施石炼、华北石化油品质量升级改造项目，建成千万吨级现代化炼油企业。

原油及成品油管线：依托原油码头和输入干线，建设、完善至各炼厂的配送管线。推进锦郑成品油管线建设，加强华北石化成品油外输能力，加快华北石化—北京新机场航空煤油管线项目建设。谋划建设曹妃甸、沧州等地成品油外输管道，推进省内成品油配送管网建设。

天然气输配管网：加快我省与天津的省际联络线港清三线建设，形成输气能力 91 亿立方米。完善省内集输管线，重点建设京邯复线、邯渤管道、黄骅至武邑管道、迁安至承德管道、唐秦沿海管道、永清至涿州管道、安平至青县管道、安平至深泽管道、涉县至沙河煤层气管线、冀中十县管网(二期)、冀州至南和管线、小韩庄至留各庄管线、沧州—安平—丘头（化工园区）管线、石家庄—保定输气管线等 14 条管线，新增输气能力 378 亿立方米。

3.大力发展绿色电力。

安全发展核电。加快海兴核电项目前期工作，争取尽早核准和开工建设。积极做好陆上核电厂址保护、前期论证等工作，力争长河、冀东核电具备核准条件。积极推进核小堆建设，争取列入国家首批示范工程，建成我国北方首个核小堆项目。加快建设核燃料产业园。

积极开发风电。坚持基地建设与分散开发相结合，充分利用各类风能资源，合理优化布局，扩大装机规模。加快建设张家口、承德千万千瓦级风电基地，有序推进唐山、沧州海上风电建设，积极布局发展低风速风电项目。

大力发展光电。坚持集中式与分布式相结合，推广先进技术装备，创新开发利用模式，提升就地消纳能力，加快发展村级电站和居民屋顶、公共建筑等多能互补分布式光电，因地制宜发展农光、渔光、牧光等规模化集中电站，稳步推进光热发电示范工程。

合理发展热电。结合提升清洁集中供热能力、保障民生用热需求，推动在建热电联产项目尽快建成投产，优化布局建设一批燃煤、燃气热电联产机组，鼓励发展背压机组、多联供燃气分布式电站。

加快优化火电。大力实施淘汰落后、改造提升、置换替代、退城进郊等“四个一批”工程，关停淘汰落后机组 400 万千瓦以上，改造提升煤电机组 1700 万千瓦以上，等容量、减煤量、减排放替代建设超临界热电机组和超超临界大型支撑电源，高参数大容量机组装机占比达 90%以上，支持发展生物质发电、垃圾发电和余热余压发电，构建布局合理、清洁高效、保障有力的火电系统。

核电：加快推进核电项目前期工作，力争海兴核电开工建设，长河、冀东核电列入厂址保护目录。

风电：推进张家口风电基地三期、承德风电基地二期和三期、唐山沿海风电建设，到 2020 年全省风电装机达到 2080 万千瓦，张承风电基地风电装机容量争取达到 1800 万千瓦，沿海风电装机容量争取达到 80 万千瓦。鼓励省内东南部地区开展低风速风电开发建设；支持分散式风电发展。

光伏发电：加快张家口市可再生能源示范区、京张奥运光伏廊道、采煤沉降区和尾矿综合利用光伏发电领跑技术基地建设，大力发展分布式光伏发电，建设光伏扶贫村级电站，开展光热发电试点示范，力争到 2020 年全省光伏发电装机总量达到 1500 万千瓦。

燃气热电：建成石家庄热电九期、石家庄北郊、廊坊燃机等，推进保定涑水、石家庄循环化工园区、秦皇岛北戴河等燃气热电，预计投产 400 万千瓦。

燃煤热电：按照超低排放标准，加快建成涿州热电、保定西北郊热电、廊坊热电、唐山北郊热电、邢台热电、承德上板城热电、沧州运东热电、遵化热电、邯郸东郊热电、秦皇岛开发区热电、保定热电九期、三河电厂三期等在建项目；推进曹妃甸百万千瓦机组、蔚县电厂早日投产。

生物质发电：在农林作物富集、收贮便利等条件好的区域，推广生物质（垃圾）发电，到 2020 年农林生物质发电装机达到

50 万千瓦，垃圾发电装机达到 25 万千瓦，沼气发电 3.1 万千瓦。

4.建设坚强智能电网。

改造城乡电网。围绕提高供电能力、改善供电质量、消除薄弱环节，突出电力扶贫、保障电代煤、促进可再生能源消纳三个重点，继续加大城乡电网改造力度。

完善输电主网架。围绕消除瓶颈、优化布局、改造老旧线路，强化全省 220 千伏及以上变电站和输电线路，构建冀南电网“目”字形和冀北电网“田”字形 500 千伏环网，增强南北电网联络互通能力；完善 220 千伏地市级供电网，争取每县（市、区）拥有 2 座以上 220 千伏变电站。

推进输电通道建设。融入国家西电东送、北电南输电力输配大格局，争取蒙西—天津南、锡盟—山东、榆横—潍坊等特高压通道电力在我省更多落地；加快建设张北±500 千伏柔性直流示范工程，积极推进张北—北京西特高压通道尽早开工建设，促进张承地区可再生能源输送消纳；谋划建设内蒙和陕西煤电、金沙江上游水电至冀南电网送电通道，增强全省电力保障能力。支持省内重点企业参与省外能源基地和输电通道建设。

专栏 4 绿色电力供应系统
配电网：新建、改造一次和二次配电设备，增强城乡配网供电可靠性，提高供电质量。新增（改造）110 千伏、35 千伏、10 千伏变电容量约 0.6 亿千伏安、线路约 9 万公里。户均配变容量

不低于 2 千伏安，完成户表改造约 30 万户。

电网主网架：新建承德东 500 千伏变电站及相关 500 千伏线路，形成北网东部纵向通道；新建邢西—彭村—石家庄—武邑 500 千伏输电通道，完善南网中部横向通道，分别建成北网“田”字型、南网“目”字型 500 千伏网架结构，配套建设大型电源并网、特高压落点送出等 500 千伏送变电工程。新（扩）建 500 千伏变电站 23 座，增加变电容量 3635 万千伏安，线路 3615 千米。结合可再生能源电力汇集、在建热电联产机组接入、负荷及网架优化需求，新（扩）建 220 千伏变电站 112 座，增加变电容量 3654 万千伏安，线路 6400 千米。

输电通道：推进蒙西—天津南、锡盟—山东、榆横—潍坊特高压通道建设，配套建设绥中—冀北、孟县—邢西等点对网电源通道，完善忻都—石北等 500 千伏电力输送通道。

省外输入电源：新增辽宁绥中电厂、山西孟县电厂、陕北神木府谷电厂等点对网受电电源 640 万千瓦，推进省建投寿阳、武乡二期电源项目 200 万千瓦，确保点对网受电电源接入规模达 1670 万千瓦，力争达到 1870 万千瓦；新增北京西、石家庄、北京东交流特高压受电落点，增加特高压电力 390 万千瓦（能力 900 万千瓦）。

（二）提高清洁高效利用水平，推进能源消费革命。

1. 推进煤炭清洁高效利用。

大力压减煤炭消费总量。结合产业结构转型升级和大气污染防治，落实“工程减煤、技改节煤、政策限煤、清洁代煤”措施，严格控制增量，积极减少存量，到2020年消费量控制在2.6亿吨以内。对新增燃煤建设项目，严格落实煤炭减量替代政策，严控消费增量。着力推进钢铁、火电、焦化、水泥等去产能，加快实施工业窑炉、燃煤锅炉等集中供热替代和燃料置换，减少和优化消费存量。

加快治理散烧。以集中供热、煤改气、煤改电等为主要方式，加快替代居民生活、服务业、农业等领域分散燃煤。严格按照燃煤锅炉治理要求，分区域、分年度逐次淘汰35蒸吨以下燃煤锅炉，对保留的燃煤锅炉实施清洁高效燃煤技术改造。严格执行燃煤质量标准，杜绝劣质煤流入。2017年保定、廊坊禁煤区实现电煤、集中供热和原料用煤外燃煤“清零”，到2020年平原农村采暖散煤基本清零、山坝等边远地区采暖散煤控制在800万吨以内。

深入开展燃煤减排提效。统筹使用燃煤减量替代指标，加快燃煤向规模化集中利用转变，优先支持发展燃煤热电，到2020年电煤占煤炭消费的比重提高到40%以上。突出钢铁、建材、化工等燃煤大户，突出窑炉、锅炉等主要燃煤方式，深入实施工艺技术和环保改造，挖掘潜力、提高能效、减轻排放，达到国际先进能效标准，达到排放限值（或特别排放限值）要求。

推进煤品加工及转化利用。依托省内煤矿，配套原煤洗选设施，改造提高洗选技术水平，到2020年省内原煤入选率达到90%以上。合理布局、有序发展煤制气，建设武安煤制天然气、沙河煤制气项目，

谋划沿海大型煤气化工程。推动建设矸石、煤泥电厂，促进资源综合利用。

2.积极扩大天然气利用规模。

扩大居民生活用气。结合清洁取暖，扩大取暖燃气规模。完善燃气管网，建设 LNG、液化石油气、煤气配送设施，增强储气调峰能力，按照“宜管则管、宜罐则罐”原则，推进燃气入户，形成管道气为主、多渠道补充的燃气配送体系，努力实现城乡居民生活燃气全覆盖。

拓展产业用气。完善工艺技术，降低燃气成本，鼓励工业窑炉煤改气。深入实施锅炉治理工程，鼓励工业锅炉煤改气。强化政策措施，在餐饮、住宿、商业、旅游等第三产业以及机关事业单位、学校、医院等公共服务领域，加快实施燃料气化。

推进交通燃气。扩大天然气公共交通工具覆盖率，推动货运车、乘用车、运输船舶油改气，配套建设加气设施。

发展燃气热电。紧密结合热力、电力、城镇化等规划，在负荷集中区有序发展燃气热电，大力推进热电冷多联供和燃气分布式能源建设。

3.大力推广利用非化石能源。

完善体制机制。结合电力体制改革，实施可再生能源配额制及竞争性配置机制，落实可再生电力全额保障性收购制度，创新和完善绿色能源优先上网、优先使用政策，鼓励可再生电力参与市场直接交易。

建设示范工程。以规模化开发、大规模储能应用、智能化输电、多元化应用示范工程为重点，加快建设张家口市可再生能源示范区。实施崇礼零碳奥运专区、奥运光伏廊道、风光储输一体化等示范工程，建设低碳城镇和绿色能源县、乡、村，建立不同特色的非化石能源利用区。

提高消纳能力。加快建设张家口、承德市可再生能源电力就地消纳和面向京津冀外送通道，有效避免弃风、弃光率过快增长。加快智能电网建设，提升电网调峰能力，增强电网对不稳定电源适应性，促进可再生电力就地消纳。

拓宽利用途径。鼓励发展风电供热、风电制氢等利用工程，积极推进发展太阳能集热，推广民用太阳能热水、农业太阳能大棚等，建设一批太阳能集热供汽工业园，支持建设农村生物质能供热、供汽和燃料工程。

4.积极推进电能替代。突出重点领域，完善鼓励措施，积极实施电能替代工程，提高电能终端消费比重。到 2020 年全社会用电量达到 3900 亿千瓦时，人均用电量达到 5000 千瓦时。结合传统工业改造提升，扩大电窑炉技术在钢铁、建材、化工等领域的应用。结合工业燃煤锅炉治理，加快推广蓄热式和直热式工业电锅炉。鼓励新建工业项目优先使用电能，支持既有工业企业实施电代煤、电代油。结合绿色交通体系建设，加快发展船舶岸电系统和电驱动装卸技术，支持公共交通工具油改电，适度超前建设充电设施、支持电动汽车发展。对热力管网覆盖范围外的医院、学校、商场、办公楼等公共建筑，推

广蓄热式电锅炉、热泵和电蓄冷技术，鼓励建设空气源、地源、水源热泵供热（制冷）系统。紧密结合清洁取暖，鼓励有条件的区域实施电代煤，推广高效电暖、热泵、电辅助太阳能热水器等适用技术，示范推广蓄热电锅炉等新型供暖工程。

专栏 5 推广应用清洁能源

天然气利用：依托“县县通”工程，普及城镇居民生活燃气，拓展农村居民生活燃气，推进实施气代煤清洁取暖。依托石太、京张、保阜、京石等高速公路及晋冀、蒙冀公路运输通道，布局建设 LNG 加气站，支持重载汽车油改气。

电动汽车充电设施：按照“同步推进、适度超前”原则，以高速公路服务区、京津冀城际连接通道、省内城际公路等为重点，因地制宜推进城区充电设施建设，逐步形成快速充电服务网络；到 2020 年基本建成车桩相随、智能高效的充电设施体系，形成 20 万辆电动汽车充电服务能力。

可再生能源就地消纳：结合张家口市可再生能源示范区建设，实施冬奥场馆绿色供能，建设风电供暖、风电制氢项目，推进张北大数据中心可再生能源供电。着眼就地消纳，在张家口、承德等市开展风电供暖试点。支持易县英利科技生态小镇等可再生能源特色小镇建设。

地热利用：以保定、承德、廊坊等地热资源条件优越的市为重点，打造 1-2 个北方地热温室示范基地。以环京津地区等区位优势明显的城市为重点，推进石家庄平山、张家口赤城、秦皇岛

北戴河、承德避暑山庄、保定白洋淀、邯郸古城、唐山菩提岛等区域的地热旅游资源开发。在保定博野等地规划建成若干地热梯级综合利用示范工程。到 2020 年全省实现地热种植 30000 亩，地热养殖 3200 亩，接待地热旅游等 6000 万人次/年。

5.全面深化节能。

强化消费调控政策。完善能源消费总量、消费强度考核制度，强化调控措施，确保完成“双控”目标。发挥能源结构优化倒逼作用，大力优化产业结构，严格限制高耗能产业规模，实行高耗能企业能耗天花板制度，不断优化能源消费存量。对新增用能项目，严格节能审查制度，强化节能标准、能耗限额、总量目标等消费约束，有效调控能源消费增量。

完善消费约束机制。配合产业政策，完善峰谷电价、阶梯气价等价格制度，进一步扩大差别电价实施范围，加大惩罚性电价实施力度，积极推进非居民用气季节性差价、可中断气价政策，限制不合理能源消费，引导全社会科学合理使用能源。探索建立用能权初始分配制度，创新用能权有偿使用，培育和发展交易市场，促进能源消费向更高效领域流动。完善能源消费统计体系，实施重点用能单位能耗在线监测，建立高效的能源消费监测预警系统。

突出重点领域节能。抓住工业、建筑、交通等重点行业，加快推广节能技术和产品，夯实能效提升基础。制定并实施工业能效提升行动计划，推广应用先进工艺技术和装备，推行能效对标达标考核制度，严格工艺系统能效标准或限值，建设工业企业能源管控中心，推动工

业节能不断深入，力争钢铁、水泥、平板玻璃等高耗能产品单位综合能耗达到国内或国际先进水平。加强建筑用能规划，深入开展绿色建筑行动，执行 75%居住建筑节能设计标准，推行公共建筑能耗限额和绿色建筑评级标识制度，加快既有建筑节能改造，推进建筑供热计量，推广被动房等新型用能模式，推广建筑节能新产品。大力发展城市公交、轨道交通，完善公共交通体系，鼓励公交出行和非机动车出行；在全国率先提高汽车燃油经济性标准，提高车用燃油效率。

（三）大力提升创新驱动能力，推进能源技术革命。

1.打造科技创新平台，夯实科技创新基础。打造京津冀联合创新平台。依托我省完善的能源产业链，借助京津等地人才、技术优势，强化企业、高等学校、研究机构合作，着力构建企业为主体、市场为导向的能源协同创新中心和产学研联盟。加强现有创新平台建设。多渠道增加资金投入，引进和培育能源科技人才，培育建设一批国际或国内领先的能源技术中心和重点实验室。积极融入国家科技创新体系，承担重大科技创新项目，不断增强省内能源技术中心实力。完善鼓励创新政策机制。支持能源企业培育“人才高地”和“能源智库”，完善能源科技创新激励政策，健全能源科技创新资金投入制度，畅通科技成果转化通道，形成市场主导、多方合力、融合互动的能源科技创新运行体系。

2.实施技术进步工程，提高产业技术水平。结合我省能源生产消费领域重大问题，加快推广相对成熟的先进技术，改善能源生产消费结构和利用方式。重点推进燃煤高效发电和超低排放技术、清洁高效

微粉燃煤锅炉、燃气热电冷联供系统、地热集中供暖、高效太阳能利用、大功率和低风速风机等技术。突出重点领域，实施试点示范工程，打好推广应用基础。结合国家要求和我省实际，着力推进智能微网和“互联网+”智慧能源、多能互补集成优化、规模化储能、风光储输一体化、核小堆供热、新能源开发利用等一批示范项目。侧重关键和重大技术，开展联合攻关。重点实施清洁能源开发利用、能源互联及信息化融合、智慧能源核心设备研发、生物液体燃料、氢能利用、大功率动力电池、碳捕获和封存等攻关行动。

3.提升能源技术水平，强化技术进步支撑。提升传统优势装备。突出输变电成套设备、高压电瓷、煤矿机械等重点，支持技术改造项目，促进产业升级，保持领先地位。做强新能源装备。加强保定“中国电谷”、邢台新能源、廊坊燕郊风能太阳能基地建设，增强制造实力，延长产业链，打造新能源装备基地。壮大节能环保装备。加强节能环保锅炉窑炉、余热余压利用、热电联产集中供热、清洁能源替代、节能监测技术和装备研发应用，促进能源清洁高效利用。发展核产业装备。围绕第三代核电及小型堆建设，加强新材料、新产品研发，以“专、精、特”为方向，发展核电辅助配套设备，建设沧州核材料产业园，建设环渤海核电装备制造产业带，形成具有较强竞争优势的核电装备制造产业集群。

专栏 6 发展能源装备
核产业装备：提升大型铸锻件制造工艺技术，引导推动核岛压力容器、蒸发器、常规岛设备等重装成套设备研发和制造，鼓

励支持钢铁企业研发生产核级钢材等高附加值产品，积极引进核电数字化仪控系统产业化项目。

变电装备与煤炭油气开采装备：增强输变电成套装备生产能力，提升煤炭采掘装备水平，完善油气勘探、开采、储运装备产业链。

风电与太阳能发电装备：提高电叶片和整机生产能力，提升晶硅电池、薄膜太阳能电池光电转化效率，加快光伏生产专用设备、光伏发电系统配套产品及相关生产装备研制和产业化，加强太阳能热发电技术装备研发。

（四）打造公平效能市场环境，推进能源体制革命。

1.深化电力体制改革。落实国家深化电力体制改革总体部署和要求，建立健全电力市场体系。开展输配电价改革试点。核定我省南部电网、北部电网首个监管周期（2017-2019 年）输配电价，建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系。建设有效竞争的电力市场体系。建立相对独立的电力交易机构，完善交易规则，积极培育电力市场主体，扩大直接交易范围，组建市场监管机构，保障电力公平、规范、高效交易。积极开展售电侧改革。有序放开发用电计划和配电增量业务，规范售电公司准入与退出，努力降低电力成本，打破行业垄断。

2.推进油气体制改革。以完善市场准入机制为基础，重点推进网运分离，促进油气管网公平开放，推动完善价格机制。采用特许经营、政府与社会资本合作（PPP）等模式，鼓励民间资本参与油气储输设

施建设和运营，探索油气管网运输业务独立运营，促进管网无歧视开放和公平接入，推动油气管输运营主体多元化。完善天然气多气源体系，促进区域性天然气交易中心建设，鼓励天然气供应与大用户开展现货交易，促进市场主体多元化。落实国家油气价格改革政策，逐步放开油气领域竞争性环节价格，形成主要由市场决定价格的机制。完善油气市场监管制度，加大原油、成品油、天然气等自然垄断环节监管力度，减少和规范中间输配环节，降低供气成本和气价，促进市场规范有序竞争。

3.推进供热计量改革。继续推进既有居住建筑供热计量及节能改造。依据《河北省民用建筑节能条例》，将既改工作纳入当地经济社会发展规划，分步、有序实施；完善配套政策，调动供热单位、产权单位、居民个人以及其他投资主体积极性。健全供热计量技术体系。依据国家现行标准，因地制宜选择供热计量方式，制定相应的实施细则和供热计量设备技术要求，建立完善的标准体系。加强供热系统节能管理。支持供热管网、热源节能改造，实行供热系统节能管理，制定供热系统考评指标体系和考评办法，建立节能监督机制。

（五）加快京津冀协同发展，推进能源战略合作。

1.建设区域清洁能源供应保障基地。

加强非化石能源开发利用。发挥资源和区位优势，积极推进核电建设，统筹区域内风电、光电、地热、生物质能开发布局 and 基地建设，完善风电、光电等输配设施，形成可再生能源、低碳能源优先使用和区域一体化消纳机制，夯实雄安新区“零碳”电力保障基础。

完善清洁能源输入系统。统筹区域能源需求，加强国内外能源战略合作，加大区域外清洁能源供应，实现开放条件下能源安全。扩大山西、内蒙、陕西等地电力输入，加快受电通道建设，优化受电落点布局，保障区域供电安全。协同推进重点气源干线建设，扩大天然气输入规模。结合“一带一路”战略实施，推进与蒙古、俄罗斯等国能源合作，打通俄罗斯进口气源通道，建设渤海西岸油气接卸站及储备基地。

强化区域内电源热源建设。着眼增强区域内电源支撑，统筹优化京津冀电源布局，优先在沿海地区建设大容量、高参数清洁煤电支撑电源。合理布局燃气热电，科学推进地热供暖等工程，建设多用途、智能化核小堆示范项目，加快涿州热电等供热项目建设，全面优化热源布局，不断增强雄安新区及京津冀区域城市清洁供热能力。

2.推进区域能源设施一体化。

加强电网一体化建设。以 500 千伏电网为重点，规划建设雄安新区环网，协同京津环网、河北环网，构筑一体化坚强主网架。加快配电网建设改造步伐，推进高可靠性配电网、智能化标准化配电网示范区建设，加快区域电网智能化进程。

推进油气管网互联互通。统筹京津冀油气需求，整体规划油气输配系统，加强配送网络体系建设，完善区域内联络通道。

统筹规划建设应急调峰系统。统筹区域电力需求，加快推进抽水蓄能电站建设，适度发展燃气调峰机组，加强网内电源深度调峰能力改造，提高区域电力系统协调性和灵活性。加强原油储备库、油气田

地下储气库、港口 LNG 储备站、城乡应急调峰设施建设，形成联合保供格局。建立京津冀天然气应急保供统一协调机制，提高区域天然气互济调峰和应急保障能力。

专栏 7 建设区域一体化能源设施

电网一体化：结合雄安新区建设推进海兴核电建设，加快张北±500 千伏柔性直流示范工程、张北—北京西特高压输电工程，畅通张承风电、光电至冀南电网和京津的汇集消纳通道。建设（改造）智能化变电站，持续提升输电及资源配置能力、智能监测能力、输变电设备与线路一体化调控能力，实现电网状态采集、智能分析与灵活控制。

提升配电网自动化水平，到 2020 年配网自动化覆盖率 100%。全面实现分布式不稳定电源的无障碍接入，保障充电桩等短时大容量负荷即插即用、可靠供电，试点主动配电网等供需双侧响应的智能化运行模式。

建设定州市李亲顾等新型城镇化配电网示范区、邢台市祥和城等住宅小区配电网示范区、正定县南楼乡里双店等美丽乡村配电网示范区、阜平镇大道村等边远贫困地区配电网示范区。

油气管网互联互通：建成以永清、安平为枢纽的天然气互联互通骨干网。依托曹妃甸等地多气源汇集优势，建设辐射东北亚的区域性天然气交易中心。结合原油加工产业布局，一体化规划建设成品油输配管线，建成北京新机场航空煤油配送通道等项目。

抽水蓄能：加快丰宁抽水蓄能电站建设，积极推进易县、抚

宁、尚义等抽水蓄能电站前期工作，力争早日开工建设；谋划赤城、怀来、阜平、邢台、迁西等抽水蓄能电站项目，力争列入国家抽水蓄能电站站点规划，力争到 2020 年，丰宁、尚义抽水蓄能电站部分机组投产运营。

储气调峰：在苏桥储气库群运营基础上，推进兴 9、文 23 储气库建设，到 2020 年储气库容达到 139 亿立方米，工作气量达到 78 亿立方米。加快唐山 LNG 接收储气站、沧州 LNG 接收储气站等调峰设施建设，建设华港燃气、中油金鸿能源、保定市液化天然气、石家庄新奥燃气等应急调峰设施。

石油储备：建设曹妃甸 2500 万吨原油战略储备基地，依托曹妃甸炼油基地建设千万吨级商业原油储备和成品油储备，支持地方建设成品油储备设施，支持炼厂提升原油、成品油储备能力。

3.打造智能高效的能源系统。

增强需求侧响应能力。大力推广分布式能源、智能微网等新型用能方式。实施“能效电厂”“能效储气库”建设工程，推行峰谷电价、可中断电价等价格制度，完善合同能源管理等市场化机制，鼓励终端用户主动参与调峰、错峰。

推动供用能终端集成优化。以满足多样化用能需求为导向，统筹建设电力、热力、燃气、供冷等设施，推动能源生产耦合、互补利用。在新建城镇、工业园区、居民住宅区、大型公用设施、商务区等新增用能区域，推广实施终端集成能源工程。在既有工业园区等用能区域，积极推进余热、余压、余能等综合利用。

积极发展“互联网+”智慧能源。推进互联网、信息技术与能源产业深度融合，实施能源生产和利用设施智能化改造，构筑产、储、输、用协调互动以及空间区域互联互济的智慧能源体系。加快发展智能电网，提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力。推进煤、油、气等生产端智能化建设，实施输配设施、用能设施、计量设施、信息系统等数字化改造，推动智能楼宇、工厂、小区等能源微网、局域网建设。统筹能源与通信、交通等基础设施建设，增强能源产、储、输、用互联基础。

（六）建设优质高效服务体系，推进能源惠民共享。

1.大力发展集中供热。在县以上城区及重点镇等热负荷集中区，优先发展集中供热。发展热电联产。加快邢台、廊坊等热电联产项目建设，确保2018年供暖季前全部投产。对现役纯凝燃煤发电机组实施供热改造，力争2020年具备条件机组全部实现热电联产。实施热电联产机组供热挖潜改造，完善配套热网建设，扩大供热能力。以统筹多种集中供热方式为前提，按照热负荷落实、燃煤等量替代、清洁高效利用原则建设一批燃煤背压热电机组。热电联产供热能力达6亿平方米。加快余热供暖。紧密结合循环利用工程，充分利用工业企业余热资源，建设一批余热集中供热设施。推广余热供热先进模式，建设一批示范工程。到2020年全省余热供暖面积达到2.5亿平方米以上。科学开发地热。加强地热资源勘探，制订科学合理利用规划，保障地热供暖有序发展。发挥示范带动作用，推广先进经验，探索建立集供暖、制冷、种养殖、温泉休闲度假等为一体的地热开发模式。

推动有条件的城镇地区优先发展地热集中供暖，“十三五”期间全省地热供暖面积新增 1.3 亿平方米。发展新型热源。适度建设大型燃气热电、燃气锅炉等集中供热工程，示范推广电蓄热锅炉、空气源热泵等集中供热设施。依托大型公用建筑、商业设施、开发区、居民区等，建设一批楼宇式或区域分布式燃气供热工程。合理布局生物质热电联产，支持发展醇基燃料等生物质供热锅炉。加快核小堆项目前期工作，力争国家首个示范项目落地我省。

专栏 8 集中供热热源建设

热电联产：除燃煤、燃气热电项目外，统筹多方面条件，建设一批背压热电联产机组；现有煤电机组实施供热改造，大力推进现有热电联产机组供热挖潜改造；热电联产供暖总面积达 6 亿平方米以上。

余热利用：扩大石炼、邢钢等一批余热供热能力，开发正元化肥、东光化工等一批余热供热项目。集中供热能力力争到 2020 年达到 2.5 亿平方米。

地热供暖：重点在石家庄、保定、邯郸、邢台等市推进浅层地热能集中供暖制冷项目开发建设；在保定、石家庄、廊坊、张家口等市推进中深层地热能供暖的开发利用。地热供暖面积新增 1.3 亿平方米。

天然气分布式与核小堆供热：推进石家庄嘉悦中心、新奥泛能微网等一批分布式天然气热电冷多联供项目；推进承德、邢台等核小堆供热示范项目建设。

2.加快推进农村清洁取暖。因地制宜实施集中供热、气代煤、电代煤、可再生能源“四个替代”，到2020年全省农村清洁取暖率达到70%以上。推动城区集中供热热源向周边村镇延伸覆盖，推进有条件的村镇实施集中供热工程。以平原区域农村为重点，按照“宜气则气、宜电则电”的原则，在落实气源的前提下有规划的推进气代煤、电代煤，到2020年完成600万户。支持利用地热能、生物质能、风能、太阳能等可再生能源取暖，打造多模式试点示范工程，构筑多元化清洁取暖格局。突出农作物秸秆、生活垃圾、畜禽粪便等资源化利用，发展生物质、垃圾发电，建设沼气工程和户用沼气设施，发展秸秆成型燃料、纤维素乙醇等液体燃料。努力推进农村清洁取暖规模化、专业化、产业化发展。

3.完善城乡用能设施。

改造提升城乡配电网。持续推进农网改造升级工程，补齐农网发展短板，解决农村配电网“卡脖子”“低电压”问题，实现城乡供电服务均等化，到2017年底前完成中心村电网改造升级和农村机井通电工程，到2020年全面建成现代化农村电网。制定实施城市配电网改造行动计划，推进高可靠性城镇配电网示范区建设，建设智能、高效、可靠、绿色的现代化配电网设施和服务体系，全面提升供电能力、改善供电质量。

完善城乡居民用气设施。改造完善城镇配气管网，扩大覆盖范围，到2020年管道天然气覆盖率达95%以上。在管网难以覆盖区域，积极推进液化天然气(LNG)、压缩天然气(CNG)、液化石油气(LPG)

直供，优先保障民生用气。结合气代煤工程，建设和完善天然气储气调峰设施。

完善城镇综合用能管网。结合城市地下综合管廊建设，鼓励能源管网与通信、供水等管网统一规划建设，支持城市供热、供气管网向周边有条件的村镇区域延伸。

4.实施光伏扶贫工程。结合优化光伏发电布局，以 45 个国家扶贫工作重点县，建档立卡无劳动能力人口为重点，以县为单元统筹规划，因地制宜选择扶贫模式，分阶段推进光伏扶贫工程建设。着力加快村级光伏扶贫电站建设，自 2017 年开始争取利用 2 年左右时间，原则上在具备条件的贫困村每村建设一个 100-500 千瓦的村级光伏扶贫电站，壮大村级集体经济，带动贫困群众脱贫。

三、保障措施

（一）增强规划指导作用。按照国家要求，分解落实约束性发展指标，强化考核，确保规划有效实施，发挥规划投资指导作用。强化规划与产业政策、标准体系、运行监管的配合，发挥好规划对行业发展规范、引领作用。完善规划实施跟踪评价和定期评估制度，结合实施中重大问题适时调整规划内容。

（二）完善标准体系规范。强化工业、建筑、交通等主要耗能行业节能和排放标准，实施区域化特别排放限值，规范能源消费。严格执行煤电机组节能环保改造标准。完善并严格落实商品煤、成品油等能源产品质量标准，保障供给质量。加强智能电网、分布式能源体系、

电动汽车充电设施、燃料电池等重点新兴领域标准建设。进一步加强标准质量监督管理。

（三）强化财税政策引导。用足用好国家支持能源发展的各项政策措施，在煤矿安全生产、新能源开发利用、集成互补、互联网+智慧能源、新能源汽车等领域，积极争取国家建设规模、示范项目和财政税收支持。在散煤治理、背压机组、清洁高效利用等领域，落实财税、价格等方面支持政策。在结构优化、方式转变、技术创新等重大项目上，在财政、土地等方面予以适当政策倾斜。

（四）加强市场监督管理。健全监管组织和法规政策体系，明确监管范围，完善监管规则，创新监管方式，规范监管行为。建立健全监督考核机制，严格落实总量控制、煤炭减量替代等政策。制定完善负面清单，建立健全能源市场准入制度。加强投资监管，规范能源生产供应、基础设施等重大项目建设。加强对垄断环节、垄断行为的监管，推动开发利用、生产运营市场化。建立能源信息化管理平台。建立和完善能源信用体系。

（五）创新融资体制机制。拓宽融资渠道，鼓励企业通过发行债券、上市、融资租赁等形式获得运营资金。推进能源资产证券化，有效盘活存量资产，为存量结构优化提供资金保障。加强金融机构合作，鼓励金融机构加大对重点能源项目和企业的信贷支持力度。创新财政投资，推广政府与社会资本合作（PPP）模式，增强对社会资本的引导、带动作用。