

# 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

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，请认真贯彻实施。

河北省人民政府办公厅

2017年9月13日

## 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规划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。把保障合理需求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。把清洁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 | 年均增长（%） | 属性  |
| 生产              | 一次能源产里          | 万吨标煤  | 7096  | 8480  | -1.8    | 预期性 |
|                 | 煤炭产里            | 万吨    | 8215  | 5500  | -7.7    | 预期性 |
|                 | 原油产里            | 万吨    | 580   | 580   | 0       | 预期性 |
|                 | 天然气产里           | 亿立方米  | 10.4  | 9     | -2.9    | 预期性 |
|                 | 一次电力            | 亿千瓦时  | 213   | 630   | 24.2    | 预期性 |
| 消费              | 能源消费总量          | 亿吨标煤  | 2.94  | 3.27  | 2.2     | 预期性 |
|                 | 其中：煤炭           | 亿吨    | 2.9   | 2.6   | -2.2    | 约束性 |
|                 | 非化石能源占消费总量比重    | %     | 3.05  | 7     | --      | 约束性 |
|                 | 全社会用电量          | 亿千瓦时  | 3176  | 3900  | 4.2     | 预期性 |
|                 | 单位GDP能耗下降（争取）   | %     | --    | --    | (19)    | 约束性 |
|                 | 煤电供电煤耗          | 克/千瓦时 | 321   | 305   | --      | 约束性 |
|                 | 电网综合线损率         | %     | 6.7   | 6.4   | --      | 预期性 |
| 电力发展            | 电力装机容量          | 万千瓦   | 5836  | 9850  | 11      | 预期性 |
|                 | 其中：煤电           | 万千瓦   | 4115  | 5200  | 4.8     | 预期性 |
|                 | 天然气发电           | 万千瓦   | 0     | 400   | --      | 预期性 |
|                 | 风电              | 万千瓦   | 1022  | 2080  | 15.3    | 预期性 |
|                 | 光伏发电            | 万千瓦   | 280   | 1500  | 39.9    | 预期性 |
| 环保民生            | 电煤比重            | %     | 35    | 40    | --      | 预期性 |
|                 | 单位GDP二氧化碳排放浓度下降 | %     | --    | --    | (20.5)  | 约束性 |
|                 | 居民人均生活用电        | 千瓦时/人 | 500   | 640   | 5.1     | 预期性 |
|                 | 县以上城镇集中供热率      | %     | 80    | 90    | --      | 预期性 |
|                 | 农村清洁取暖率         | %     | --    | 70    | --      | 预期性 |

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、开采难度高、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迁入，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：**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，淘汰原有落后产能，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。积极推进核小堆建设，争取列入国家首批示范工程。

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。

#### 专栏3 绿色电力生产系统

核电：加快推进核电项目前期工作，力争海兴核电开工建设。

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：建设石家庄热电九期等燃气热电，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、北京西-石家庄特高压通道建设，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车辆覆盖率，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，推进能源体制改革。

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、生物质能开发布局和基地建设，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：**推进国家级战略储气库建设，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，建设地方应急调峰设施。

**石油储备：**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通的智慧能源体系。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发电机组。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、畜禽粪便等能源化利用，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。

（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。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/114546.html>