# 陕西发改委等十部门关于印发陕西省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）的通知

陕发改能源〔2018〕735号

各设区市人民政府，韩城市人民政府，杨凌示范区管委会、西咸新区管委会，神木市、府谷县人民政府，各军分区（警备区），有关企业：

为全面贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想和党的十九大精神，落实习近平总书记在中央财经领导小组第14次会议上的重要指示，按照国家发展改革委等10部委《关于印发北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）的通知》（发改能源〔2017〕2100号）和省政府的要求，省发展改革委、省财政厅、省国土厅、省环保厅、省住建厅、省质监局、西北能源监管局、陕西银监局、陕西证监局、省军区保障局制定了《陕西省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）》，已经省政府同意。现印发你们，请按照执行。同时，请各市（区）抓紧编制本市清洁取暖工作方案和2018年工作计划（其中，西安市包括西咸新区，渭南市包括韩城市，榆林市包括神木市、府谷县），8月底前报送省发展改革委备案，并抄送省财政厅、省环保厅、省住建厅、省质监局、省军区保障局。

省发展改革委 省财政厅
省国土厅 省环保厅
省住建厅 省质监局
西北能源监管局 陕西银监局
陕西证监局 省军区保障局
2018年6月12日

## 陕西省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）

为加快推进我省冬季清洁取暖工作，促进大气污染物减排，根据国家发展改革委等10部委《关于印发北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）的通知》（发改能源〔2017〕2100号）精神，结合我省实际，制定本方案。

### 一、清洁取暖现状

（一）总体情况

清洁取暖是指利用天然气、电、地热、生物质、太阳能、工业余热、清洁化燃煤（超低排放）、核能等清洁化能源，通过高效用能系统实现低排放、低能耗的取暖方式，包含以降低污染物排放和能源消耗为目标的取暖全过程，涉及清洁热源、高效输配管网（热网）、节能建筑（热用户）等环节。

1.取暖面积。我省处于我国南北方分界区域，陕南地区基本为传统非供暖地区。截至2016年底，全省（关中和陕北）城乡建筑取暖总面积约9.2亿平方米。其中，城镇建筑取暖面积7.3亿平方米，农村建筑取暖面积1.9亿平方米。关中和陕北地区取暖总面积分别为7.7亿平方米和1.5亿平方米。

2.供暖热源。城镇地区主要通过热电联产、燃煤、燃气锅炉房等集中供暖为主，天然气、电、可再生能源等分散供暖为补充，关中地区30万千瓦及以上热电联产机组都已达到超低排放。城乡结合部、农村等地区主要采用散烧煤取暖，少部分采用天然气、电、可再生能源供暖。全省集中供热面积约3.8亿平方米。

3.用能结构。取暖使用能源以燃煤和天然气为主，其他能源所占比例较小。燃煤供暖面积约5.4亿平方米，其中热电联产约1.1亿平方米，燃气供暖面积约3.4亿平方米，可再生能源、电和工业余热供暖面积约0.4亿平方米。燃煤、天然气、可再生能源、电、工业余热取暖面积占总取暖面积的比重分别为59%、37.3%、1.6%、1.2%和0.9%，2016年全省清洁取暖率约50%。

4.热网系统。截至2016年底，城镇集中供热管道总里程3488.7公里，其中城市2362.3公里、占67.7%，县城1126.4公里、占32.3%。

（二）发展面临的问题

1.缺少统筹规划与管理。长期以来，取暖主要由市级负责，缺少省级对各种能源形式供热的统筹谋划，各市对清洁取暖特别是农村地区规划布局、发展推广力度不够。同时，清洁取暖工作涉及面广，职能分散，缺少牵头部门，具体推进过程中协调联动不足。

2.体制机制需进一步改进。各市供热区域热源不能互相调节情况普遍存在。热价等执行地方政府统一定价，市场化调节能力不足。供暖行业仍处于向市场化运作转变的过程中，投资运行依靠补贴，服务方式单一，经营管理模式、融资方式、服务范围和水平等方面有待进一步提升。

3.清洁能源供应存在短板。燃煤热电机组覆盖范围内多种热源并存，中长距离供热管网投资大，且落实热用户难度大。天然气用气结构不平衡，季节性用气特征明显，加之储气调峰设施相对滞后，管网设施不完善，气源供应保障单一，冬季高峰期供需矛盾突出。地热资源勘查精度、深度滞后开发利用需求，产业布局不明确，资源利用率低。部分集中供热管网老化，影响供热系统安全与供热质量。同时，清洁供暖成本普遍高于普通燃煤供暖，一定程度上制约了清洁取暖推广。

4.技术支撑能力有待提升。很多清洁供暖技术应用范围还不广，相关技术标准和规范仍不完善，造成市场标准不统一，操作不规范，产品质量和性能不够稳定，导致用户体验较差。

5.建筑节能水平较低。特别是农村地区建筑，围护结构热工性能较差，导致取暖过程中热量损耗较大，不利于节约能源和降低供暖成本。

6.取暖消费方式落后。受长期以来的观念、习惯和宣传不足，社会整体认知度低等因素影响，相当数量取暖用户仍依赖传统的供暖方式满足取暖需求，对新的清洁供暖方式接受度较低。

## 二、总体要求

（一）指导思想

全面贯彻落实习近平新时代中国特色社会主义思想和党的十九大精神，坚持新发展理念，以保障人民群众温暖过冬、减少大气污染排放为立足点，按照企业为主、政府推动、居民可承受的方针，突出重点、全面推进，因地制宜尽可能利用清洁能源，加快提高清洁供暖比重，从热源、管网、用户等取暖全过程降低污染物排放和能源消耗，构建绿色、节约、高效、协调、适用、安全的清洁供暖体系，推动能源生产和消费革命、农村生活方式革命，促进全省居民生活水平和环境空气质量持续改善，为追赶超越和加快建设美丽陕西作出贡献。

（二）工作原则

1.确保民生、因地制宜。以清洁化为目标，在确保居民取暖安全的前提下，科学评估、因地制宜，从落实各类清洁能源替代方式着手，明确替代、有序推进，避免出现替代脱节，居民取暖不能保证的情况。

2.明确重点、全面推进。关中地区冬季治污降霾情势紧迫，工作任务重，成效显现慢，是我省推进清洁取暖工作的重点地区。陕北地区地处高原，气流充分，虽自身控霾压力不大，但应防止对关中造成污染增大压力。陕南地区基本为传统非供暖区域，市政供暖配套建设不足，应以防为主，按照市场化、自主化原则，逐步改善供暖条件。

3.省级指导、市级负责。清洁取暖以市（区）级为主。省级主要负责编制方案，明确思路、目标和要求等，做好部门联动，加强指导协调和监督考核。各市（区）具体推动，编制市（区）级工作方案和年度工作计划，细化相关要求，分解目标任务，明确工作措施，组织抓好落实。

4.企业为主、政府推动。充分发挥企业清洁供暖的主体责任，具体实施好清洁供暖工程、热力生产供应服务等。政府通过政策引导、资金支持、目标要求、监督检查等，推动清洁取暖工作。

5.军民一体，协同推进。地方政府与驻地部队加强沟通，建立完善清洁取暖军地协调机制，确保军地一体衔接，同步推进实施。军队清洁取暖享受省市有关支持政策。

（三）工作目标

1.全省目标

到2019年，全省（关中和陕北地区）清洁取暖率达到63%；到2021年，全省清洁取暖率达到70%以上。供热系统平均综合能耗、热网系统失水率、综合热损失明显降低。实现城镇地区以热电、燃气锅炉等集中供暖为主，分散式天然气、电、可再生能源等利用为辅的清洁取暖格局；农村地区综合采用天然气、电、可再生能源等取暖方式，加快替代散烧煤取暖。

2.区域目标

关中地区冬季大气污染较为严重，是我省清洁取暖发展的重点区域，要率先实现清洁取暖。2019年，城市城区清洁取暖率达到90%以上，县城和城乡结合部（含中心镇、下同）达到70%以上，农村地区达到40%以上，35蒸吨/时以下燃煤锅炉全部拆除。2021年，城市城区全部实现清洁取暖，县城和城乡结合部清洁取暖率达到80%以上，农村地区达到60%以上。

陕北地区，2019年，城市城区、县城和城乡结合部清洁取暖率达到60%以上，农村地区达到20%以上。2021年，城市城区清洁取暖率达到80%以上，20蒸吨/时及以下燃煤锅炉全部拆除；县城和城乡结合部清洁取暖率达到70%以上，10蒸吨/时及以下燃煤锅炉全部拆除；农村地区清洁取暖率达到40%以上。

陕南地区，非供暖区域按照市场化、自主化原则，通过采用分户采暖或小区自行建设、改造小区集中供暖方式解决冬季取暖问题，热源全部采用清洁能源；供暖区域应实现清洁排放。

**三、重点任务**

（一）因地制宜使用清洁热源

新建和改造同步推进，新建热源全部采用清洁热源，禁止新建燃煤供热锅炉，同时积极以热电、天然气、可再生能源等各类清洁热源改造替代传统燃煤热源。

1.积极扩大热电联产供热面积。以关中地区为重点，从2018年起，用三年时间全面推动燃煤机组供热改造，实施跨行政区域中长距离供热工程，充分发挥现役燃煤机组供热能力。对华能秦岭、神华店塔等具备改造条件且运行未满15年的30万千瓦级以上纯凝发电机组实施供热改造；对陕能渭河、大唐宝鸡等现有能力基本饱和的机组，适时开展改造提升供热能力；对国电宝鸡、华电蒲城等富裕供热能力较大的机组，实施中长距离供热，向周边区县扩大供热面积。加快富平、延安、榆林、渭南等热电项目及配套管网建设，尽快建成投产，合理规划布局新的热电联产机组。积极落实替代热源，限期关停关中地区10万千瓦以下热电机组。优化热电机组运行方式，严格落实“以热定电”。全面启动热电机组灵活性改造，提高深度调峰能力，实现热电解耦。积极采用先进技术，实施节能环保综合改造，提升清洁供暖水平。力争到2021年全省热电联产供暖面积达到2.5亿平方米。

2.稳步推进天然气供暖。在落实气源气量前提下有序推进天然气供暖，供用气双方要签订并严格履行“煤改气”供气协议，各地要根据供气协议制定“煤改气”实施方案和年度计划。按照“宜管则管、宜罐则罐”原则，综合利用多种气源，以关中地区为重点，推进新建取暖设施用气，加大现有燃煤锅炉天然气置换力度。在具有稳定冷热电需求的楼宇或建筑群，发展天然气分布式能源。在热网覆盖不到，具备管道天然气、撬装液化天然气、压缩天然气供气条件地区，鼓励安装燃气锅炉房、燃气壁挂炉等。

3.大力推进可再生能源供暖。以关中地区为主，积极发展地热能供暖，提高地热能在建筑中的应用比例。关中地区新建建筑采用地热能供暖不低于30%，西安市和西咸新区具备条件的新建建筑全部采用地热能供暖。重点推动政府投资的公共建筑率先应用地热能进行供暖制冷。新建单体建筑面积2万平方米以上，有集中供暖制冷需求且具备条件的，应采用地热能供暖制冷。引导社会投资的1万平方米以上的酒店、商场等公共建筑优先采用地热能供暖（制冷）。积极推进老旧建筑地热能供暖改造，率先在党政机关和企事业单位，建设一批分布式供暖（制冷）示范项目。同时，加快洛川生物质直燃和秦岭、韩城等煤电耦合生物质发电项目建设，积极推进太阳能供暖和农村太阳能炕供暖示范项目建设，尽快启动核能供暖规划工作。到2021年全省可再生能源供暖面积达到8000万平方米。

4.有序推进电供暖。结合我省电力装机盈余、区域用热需求等实际情况，因地制宜发展电供暖。在非连续性供暖的学校、办公楼等场所，以及热网覆盖不到的城乡区域，推广蓄热电锅炉、电热膜、蓄热电暖器等电供暖。结合可再生能源消纳建设集中电锅炉供暖，配套建设储热调峰设施。依据水源、气温和土壤条件，科学使用空气源、水源、地源热泵供暖。到2021年全省电供暖面积达到3000万平方米。

5.有效利用工业余热供暖。结合清洁供暖需求，统筹整合化工、钢铁等企业余热资源，挖掘供暖潜力，实施余热暖

民工程，推进扩大长青能源化工、陕煤化能源、兴化集团等企业供热能力，最大范围保障周边城镇和工业园区供热。

6.全力推进燃煤供热锅炉拆改。以关中地区为重点，加快关停热电机组供热范围内燃煤等化石能源热源点，或转为调峰备用。在热网覆盖不到的地区积极推进燃煤供热锅炉清洁能源改造，在落实资源供给前提下，改为天然气、电、可再生能源等供暖，暂不具备改造条件的，执行超低排放标准并限期完成改造。到2020年，关中地区所有燃煤集中供热锅炉全部完成替代或改造。陕北地区城市城区燃煤锅炉开展环保提升改造，达到超低排放。

（二）加快建设高效热网系统

1.加强热网整合联网。各地要按照热网互联互通、供热统一调度的要求，整合优化区域供热管网，加强供热区域内不同热源的互联互通和环网联网运行，形成多热源联合供热环网，互相调剂、互相补充，提高供暖可靠性，降低供暖能耗。通过增设必备的监控调节设备和热计量装置等手段，推动供热企业加快供热系统自动化升级改造，搭建统一的供热系统数据监测平台，提升供热的现代化管理水平，实现从热源、一级管网、热力站、二级管网及用户终端全系统的运行调节、控制和管理。

2.加快热网系统改造优化。各地要建立供热管网运行状况检测评估机制，及时摸底排查，制定改造计划，重点加快改造严重漏损或存在安全隐患的管网和热力站设施，降低供暖输配损耗，解决影响供暖安全、节能节费方面的突出问题，同时加大老旧一、二级管网、换热站及室内取暖系统的节能改造力度。鼓励采用综合管廊方式建设改造城市地下管网。积极推广热源侧运行优化、热网自动控制系统、管网水力平衡改造、无人值守热力站、用户室温调控及无补偿直埋敷设等节能技术措施。新建或改造热力站应设有节能、控制系统或设备。

（三）努力提高热用户端能效

1.进一步推广按热计量收费。加快关中、陕北既有居住和公共建筑供热计量改造，新建住宅配套建设供热设施时，全部安装供热分户计量和温控装置，促进热用户端节能降耗。探索创新供热管理模式，开展供热公司直管到户的示范试点，解决热用户端按需用能问题，提高用热末端的精细化管理能力。

2.提高建筑节能水平。在现行节能设计标准基础上，开展单项技术的叠加集成应用试点示范，推动新建建筑采用更高能效的建筑新技术、新材料、新产品。指导西安市、西咸新区开展居住建筑建筑节能标准（75%）、公共建筑节能标准（70%）的试点示范。发展以被动式技术为核心的建筑节能技术体系，优先推动关中被动式低能耗建筑试点示范。积极推动既有建筑节能改造，以政府机关办公建筑、政府投资和以政府投资为主的公共建筑为重点，与城市基础设施改造、旧城改造、居住小区综合改造相结合，有计划、分步骤实施综合改造。

**四、保障措施**

（一）明确责任落实任务

按照省级制定实施方案，加强指导监管，协调保障热源清洁能源供应，市（区）级具体负责，从热源、管网、用户各环节细化相关要求，组织抓好落实，企业承担清洁供暖主体责任，提供优质服务，合力推进清洁取暖工作。

1.省级部门加强指导协调监管。省级相关部门根据职能，确定总体推进路径，解决共性问题，做好相关政策的统筹衔接，加强指导、协调和监管。

省发展改革委会同省住建厅、省环保厅等省级相关部门制定省级清洁取暖实施方案，明确总体要求、工作目标、重点任务等，研究制定清洁取暖目标考核体系。

省发展改革委作为省级清洁取暖牵头部门，牵头建立清洁取暖省级部门联席会议机制，指导督促方案落实，协调清洁取暖过程中需要省级解决的重大问题，保障清洁能源供应，改革完善价格、市场交易等体制机制，推动重点地区煤炭消费减量替代等。清洁取暖省级部门联席会议办公室设在省发展改革委（省能源局），负责日常工作。

省住建厅负责指导城镇、农村清洁取暖和建筑能效提升工作。

省财政厅会同相关部门积极争取中央财政支持，研究制定财政支持政策等工作。

省环保厅负责各类清洁供暖的排放标准制定及监管，指导燃煤锅炉拆改工作。

省国土厅负责地热资源勘查及矿权管理等工作。

省质监局负责锅炉安全、节能、环保的监督检查工作，配合开展锅炉节能环保改造及落后锅炉淘汰工作。

省军区保障局负责驻陕部队清洁取暖工作，编制规划计划，协调落实相关政策，指导督促工作任务落实。

按照国家要求，省发展改革委、省住建厅、省财政厅、省环保厅、西北能源监管局建立清洁取暖规划实施情况监管组织体系，有效开展监管工作，定期组织开展监督检查和考核评价，编制规划实施情况评估报告报送清洁取暖规划部级联席会议办公室。

2.市（区）级组织抓好具体落实。各市（区）要明确市级清洁取暖主管部门，按照国家及省级清洁取暖要求，组织编制市级清洁取暖工作方案（其中，西安市包括西咸新区，渭南市包括韩城市，榆林市包括神木市、府谷县），进一步细化相关要求，抓好具体落实。工作方案制定完成后，需报送清洁取暖省级部门联席会议办公室备案，抄送省财政厅、省环保厅、省住建厅、省质监局、省军区保障局。工作方案滚动调整的，要在当年供暖季开始前三个月报送。

各市（区）要将本方案确定的目标、任务和措施分解落实，明确责任单位，设立常态协调机制和目标考核机制，精心组织实施，加强发改、能源、住建、财政、环保、国土、城市规划、金融、工业和信息化、质监、安全等政府部门及电力、天然气、供暖等相关企业的协作，就推进清洁取暖过程中的能源供应、环保监管、项目用地、资金支持、安全保障等各类问题进行协调，在保证民生供热安全的前提下做好清洁取暖工作。

3.企业积极承担供暖主体责任。企业是清洁供暖的主体，要加强经营模式创新，为用户提供多元化综合能源服务，不断提高产品和服务质量，提升用户满意度，推动成熟、完善、可持续的清洁供暖市场的建立。电力、油气、可再生能源、供暖等相关企业，要及时将政府明确的目标任务分解落实，编制企业清洁供暖工作方案。

（二）加大资金支持力度

1.精准高效使用财政资金。积极争取中央相关资金支持，省级财政通过现有资金渠道或调整财政资金使用方向，以关中地区为重点加大对清洁取暖的支持力度，研究制定财政支持政策。充分发挥2亿元地热能发展基金的引导作用，促进地热能产业发展。各地要结合本地实际，研究出台清洁取暖的政策措施，统筹使用相关财政资金，加大力度支持清洁供暖工作。鼓励创新体制机制、完善政策措施，引导企业和社会加大资金投入，构建“企业为主、政府推动、居民可承受”的运营模式。

2.积极拓宽资金渠道。鼓励引导金融机构在风险可控、商业可持续的前提下，积极探索开发符合冬季清洁取暖需求的金融产品，提供多样化融资服务。积极发展绿色金融、开展政府和社会资本合作PPP等，支持清洁供暖项目建设运营。充分利用已设立省级基金，吸引鼓励社会资本参与，投资清洁取暖项目和技术研发。支持符合条件的清洁供暖相关企业首次公开发行（IPO）股票并上市，鼓励符合条件的上市企业依法依规进行再融资，大力推进清洁供暖相关企业挂牌新三板。鼓励支持清洁供暖相关企业进行债券融资，通过发行企业(公司)债券、短期融资券、中期票据、中小企业集合票据等多种债务融资工具，扩大直接融资的规模和比重。鼓励引导保险公司、信托计划、资管计划等资金在依法合规前提下参与清洁供暖项目建设运营。

（三）完善价格与市场化机制

1.创新完善取暖用电价格政策。实施居民峰谷分时电价政策，利用谷段低电价降低电采暖成本，支持电采暖发展。对符合条件的电采暖居民用户，采暖季用电量全部执行居民阶梯第一档电价。鼓励电采暖用户通过市场化交易降低用电费用，工商业采暖用电参加电力市场化交易谷段输配电价减半执行。对供暖负荷达到一定规模的超低排放燃煤热电联产项目，电力调度时在燃煤机组中优先调度保障供热。利用地热能向居民供暖（制冷）的项目运行电价参照居民用电价格执行。

2.积极完善天然气价格机制。逐步有序放开上游气源门站价格，建立完善天然气上下游价格联动机制，鼓励用气与供气企业通过交易平台直接协商确定购气价格。对储气调峰气价实行市场调节价。按照“准许成本加合理收益”的原则，核定省内管输和城市配气价格，促进清洁能源推广使用。逐步完善居民阶梯气价制度，探索推行季节性差价政策，运用价格杠杆调节天然气供需矛盾，发挥市场配置资源的决定性作用。

3.建立健全供热价格机制。按照服务质量和价格对等原则，各地要根据供热成本变化情况及时调整市政集中供热价格，理顺供热价格矛盾，确保供热企业正常生产运营。对供热价格难以弥补供热生产运营成本的，可由市县政府考虑

予以补贴。对非市政集中供热的清洁取暖价格实行市场调节价，由供用热各方协商确定具体供热价格。加快按流量计费的两部制热价实施步伐，利用价格杠杆促进节约用热。

4.加快清洁供暖市场化发展。进一步放开供暖行业市场准入，鼓励社会资本进入清洁供暖领域。引导各集中供热特许经营区经营主体通过兼并、收购、重组等方式合并，形成专业化、规模化的大型企业集团，提高供暖质量服务水平。支持延长集团、燃气集团等与西安等关中市区开展深度合作，完善天然气保供链，形成上下游一体，“产、供、销、储”协同发展的天然气供应保障体系。支持鼓励企业发展源、网、站及热用户一体化的经营管理模式，减少中间管理环节，降低供热成本。鼓励供暖企业将符合接入技术条件的部队纳入集中供暖。积极采用合同能源管理、工程总包、政府和社会资本合作、融资租赁、能源托管、以租代建等模式发展清洁供暖。推动以招投标等市场化方式选择供热主体，引导企业和社会资本提供技术咨询、方案设计、设备研制、投资建设、运营管理等清洁供暖工程（项目）整体解决方案，提供多元化综合能源服务。

（四）切实保障清洁能源供应

1.加强天然气供应保障能力。加大资源勘探开发力度，延长集团争取尽快形成年产50亿立方米的能力，新增天然气产量全部用于保障民生用气。推动纳入规划的天然气长输管道项目建设，进一步完善支线管网，加快推进管网互联互通，积极争取过境管道下载气量，努力实现多气源供气。加快天然气储气调峰设施建设，强化各地保供责任，将储气调峰设施建设纳入各地年度目标责任考核，确保2018年底建成保障本区域高峰期3天需求量的应急储气能力，到2020年，天然气销售企业应当拥有不低于其年合同销售量10%的工作气量，不可中断大用户和城燃企业应具备5%的储气能力。天然气企业要按照国家要求签订气源气量保供协议，提前锁定资源量，特别是明确冬季高峰期供气量，防止出现无协议供气问题。各地要加强对本地区燃气特别是农村燃气取暖工作的指导，督促相关企业加强供用气安全管理。相关企业要承担安全供气的主体责任，制定完善企业规范和操作规程。

2.强化电网支撑能力。加快陕北至关中输电通道规划建设，扩大送电能力。加强配电网改造，有效利用农网改造中央预算内投资、电网企业资金等资金渠道，满足新增电采暖等新增电力需求。各地要组织好本地区“煤改电”工程规划与电网规划的衔接，明确“煤改电”电网扩容工程及建设时序，电网企业要及时补充进入企业建设规划，积极推进项目前期及建设工作，确保“煤改电”工程与电网扩容工程同步规划、同步建设、同步投产，保证取暖安全和电网安全。特别是西安市要加快建设坚强电网，确保建成后的电网能够满足西安地区承办大型国际性会议需要和“煤改电”要求。结合配售电改革，调动社会资本参与配电网建设的积极性。加快推动城镇居民用电户表改造和农村智能电表更换工作，力争2018年年底前完成主要改造任务。

3.加快推动关中地区地热能资源普查及综合利用。在现有地热资源普查数据的基础上，尽快推动我省关中地区浅层、水热型及岩土型等地热能的普查及其综合利用，对其开采技术经济性做出评价，为合理开发利用提供依据。对已建设运营的地热能开发利用项目，要逐步建立地热能资源开发利用数据的共享机制，支持有能力的企业积极参与地热资源勘探工作，对开展勘探工作的企业优先配置地热能资源。探索利用现代信息技术，对地热能勘查、开发利用情况进行系统的监测和动态评价。地热能开发企业要主动配合相关部门的工作，逐步在建成和新建项目中全面配备监测系统。

4.建立健全生物质原料供应体系。组织关中、陕南地区农林生物质资源丰富的县（区）开展生物质资源调查，明确可作为能源化利用的资源潜力。支持企业通过“农村小能人”建立健全生物质原料收集体系，推进收储运专业化发展，提高原料保障程度。支持生物质专业化收集企业发展，通过优先土地流转、加大农机补贴等方法，促进专业化收集企业规模化发展。

5.加强余热资源需求调查评价和利用体系建设。各地要深入开展余热资源和热负荷需求调查摸底，全面梳理本地区相关行业余热资源的种类、品质、数量、连续性、稳定性、分布和利用状况。加快建设高效率的余热采集、管网输送、终端利用供热体系，按照能源梯级利用原则，实现余热资源利用最大化。

6.加强节能环保锅炉清洁煤供应能力建设。以提高煤炭清洁高效利用水平为重点，推进与节能环保锅炉配套的清洁煤制备、配送、储存、使用等环节的设施建设与升级改造。推进清洁煤制备储运专业化发展，积极设立区域煤炭配送中心，在暂不具备清洁供暖条件的乡村地区，实现洁净型煤生产仓储配送网点全覆盖。

（五）加强取暖领域排放监管

继续推进燃煤机组超低排放改造，2018年底前全省30万千瓦及以上燃煤机组全部实现超低排放，2019年底前关中所有燃煤机组实现超低排放。陕北地区所有燃煤集中供暖锅炉必须达标排放，安装大气污染源自动监控设施，城市城区

燃煤锅炉要达到超低排放，并纳入超低排放监管范围。加强燃气锅炉低氮燃烧改造，2019年底前完成关中地区改造，改造后的氮氧化物排放低于80毫克/立方米。生物质锅炉（含热电联产）必须配套布袋除尘设施，达到相应环保排放标准要求，并安装大气污染源自动监控设备。其中，生物质热电联产达到超低排放，城市城区生物质锅炉达到天然气锅炉排放标准。建立燃煤质量监管机制，加强煤炭供应、储配、使用等各环节监管，制定严格的民用煤炭产品质量地方标准，对硫分、灰分、挥发分、有害元素等进行更严格的限制，不符合标准的煤炭不允许销售和使用。开展燃煤散烧治理专项检查行动，确保生产、流通、使用的型煤符合标准。

（六）推动技术装备创新升级

充分发挥陕西科教优势，加快供热行业产学研平台建设，加大科研力量投入，增强原始创新、集成创新能力，开展高效热泵、低氮天然气供暖设施、地热能、生物质能利用等关键技术装备研究，推动清洁供暖技术装备升级。按照“集中式与分散式相结合”的方式积极推进无干扰地热供热技术应用，实现井下间接换热，避免抽水取热产生的问题；积极推进水热型地热能综合利用，加快推进地热尾水砂岩回灌技术的开发及应用，提高地热尾水的综合利用率及回灌率。通过物联网技术提升热电联产机组灵活性，满足清洁取暖和电力系统调峰需求。推动智能供热研究及应用示范，重点研究先进传感技术、控制技术、信息技术、通讯技术、大数据技术等新技术，促进供热设备和运行方式升级，推动供热装备行业的高效化、自动化、信息化发展。

（七）加快推进农村清洁取暖

各地要结合实际，明确责任部门，建立管理机制，加强部门协调，加大力度推进农村清洁取暖工作。因地制宜将农村炊事、养殖、大棚用能与清洁取暖相结合，充分利用罐装天然气、电、生物质、太阳能等清洁能源供暖，加快替代散烧煤取暖。对偏远山区等暂不具备清洁供暖条件的地方，重点利用“洁净型煤+环保炉具”、“生物质成型燃料+专用炉具”等模式。积极推进现有农村住房建筑节能改造，不断完善政策和监管措施，提高农村建筑节能水平。

（八）做好全方位宣传推广

充分发挥新闻媒体和基层宣传推广作用，通过各类媒体广泛宣传清洁取暖在安全、环保等方面的重要意义，普及清洁取暖政策知识，及时总结推广清洁取暖工作中涌现出来的好典型、好经验、好做法，不断提高公众清洁取暖意识，引导全社会支持和参与清洁取暖工作，营造出良好的社会舆论和工作氛围，形成多层面、全方位推进清洁取暖的强大合力。

附件：1.陕西省燃煤热电清洁供热实施方案

2.陕西省冬季清洁取暖“煤改气”气源保障实施方案

3.陕西省地热能清洁取暖实施方案

附件1

## 陕西省燃煤热电清洁供热实施方案

清洁燃煤热电联产兼顾电力与热力供应，能源利用效率较高，居民可承受能力较强，是未来较长时间内清洁取暖的基础性热源。为加快推进超低排放燃煤热电集中供热，提高全省清洁供暖率，编制该方案。

### 一、燃煤热电供热现状及存在问题

截止2016年底，全省燃煤火电机组总规模3265万千瓦，其中30万以上机组2741万千瓦，具备供热条件的2155万千瓦，已进行供热改造机组1174万千瓦，供热能力约1.7亿平方米。2016年供暖季，全省燃煤热电机组供暖面积约1.1亿平方米，约占全省集中取暖面积的30%。

当前，燃煤热电供热存在的主要问题是能力发挥不充分，主要的制约因素一是供热规划缺乏统筹，燃煤热电机组覆盖范围内多种热源并存；二是配套管网建设滞后；三是中长距离供热管网投资大，企业积极性不高，且落实热用户困难，特别是落实用量大、需求稳定的优质用户难度大。深层次的原因主要是燃煤热电企业与市政供热企业间的利益矛盾。同时，也存在大部分机组为亚临界、供热改造机组，适宜小县城、重点城镇供热的背压式热电联产机组发展不足等问题。

## 二、总体思路和工作目标

以保障清洁取暖和电力安全为目标，立足实际，统筹规划，充分利用存量燃煤机组供热能力，科学新建热电联产机组，积极推广中长距离供热，加大供热范围化石能源供热站、10万千瓦以下机组替代关停力度，提高大型热电联产机组供热比重。加大节能减排和灵活性改造，提高环保水平和电网调峰能力。

力争2019年底前，具备条件的30万千瓦及以上燃煤火电机组全部实施供热改造（含高背压改造），新增供热能力1亿平方米以上。关中地区10万千瓦及以下燃煤火电基本关停。2021年底，全省超低排放燃煤热电供热面积达到2.5亿平方米以上，其中关中地区2亿平方米以上。

## 三、重点任务

（一）现役机组热力生产扩能。对城市和工业园区周边具备改造条件且运行未满15年的30万千瓦及以上纯凝发电机组实施供热改造，鼓励同步加装蓄热设施等调峰装置。同时对供热能力偏小和现有能力基本饱和的机组，适时开展背压等供热改造，提升供热能力。实施神华店塔、华能秦岭、华电蒲城电厂等供热改造，陕能渭河5#机组高背压改造，启动大唐渭河、大唐宝鸡、国电宝鸡等供热能力提升改造。力争到2021年新增供热能力1亿平方米以上。

（二）推进中远距离供热。立足现役机组供热能力，统筹协调扩大供热范围，对富裕供热能力较大的机组，实施中长距离供热，向周边区县扩大供热面积。实施鄠邑热电向长安区、杨凌热电向武功县、华能铜川向三原县、国电宝鸡向宝鸡市、神华店塔向神木市、榆横电厂向榆林榆横工业园区、秦岭电厂向华州区、蒲城电厂向渭北县城、韩二电厂向韩城市，以及陕能渭河向西咸新区和西安北郊扩大供热。适时推进陕煤清水川和陕能清水川向府谷县、陕煤黄陵电厂向黄陵县以及大唐彬长向长武县、美鑫自备向铜川印台、王益区供热。

（三）加大化石能源热源点和小火电关停力度。热电机组供热覆盖范围内，燃煤等化石能源热源点全部关停或转为调峰备用。加大关中地区10万千瓦以下燃煤火电机组关停力度，对热电比未达到国家标准或有替代热源的，服役满15年的原则上纳入2018年淘汰关停计划；服役15年以下的机组，2020年底前关停。对热电比达到国家标准要求的供热机组，2018年底前必须达到超低排放，煤耗达到同类机组先进水平，服役期满后关停。

（四）积极推进新建热电机组建设。加快富平、延安、榆林热电及配套管网建设，确保2018年采暖季全面供热，富平热电供热范围延伸至阎良区。渭南热电2019年采暖季前投运。同步在陕北及关中核心区外，合理布局燃煤热电联产项目，优先考虑背压式机组。适时启动神木热电、榆林西南热电和关中彬长旬麟、渭北及陕北重点县城背压式热电联产机组建设。力争到2021年新增热电联产机组供热面积0.5亿平方米。

（五）提升机组运行灵活性和节能环保水平。全面启动热电机组灵活性改造，提高深度调峰能力，实现热电解耦，通过技术改造，增加机组20%以上额定容量的调峰能力，最小技术出力达到40%-50%额定容量。同时，积极采用先进技术，实施节能环保综合改造，提升清洁供暖水平。

（六）加大供热管网优化改造升级力度。同步加快配套热网建设，对城市建成区的老旧管网及换热站进行改造，提高供热能力，防止出现“卡脖子”现象。新建管网要充分考虑供热需求，适当超前建设，鼓励供热管网纳入综合管廊建设。在已形成的大型热力网内，以热电联产机组为基础热源，鼓励不同类型热源一并接入，实现互联互通，提高供热可靠性。

## 四、保障措施

（一）加强统筹规划，完善协调推进机制。按照省政府职能分工，省级各部门统筹协调，指导督促任务落实。各市政府要积极协调落实供热区域，加强供热管网建设和改造，加大热电机组覆盖范围内化石能源供热站关停力度，落实小机组关停任务。燃煤热电企业要积极承担社会责任，切实保障热力供应。

（二）完善支持保障政策，提高热电联产供热比例。在居民承受范围内，兼顾清洁燃煤供暖改造和运行成本，研究制定热电联产清洁取暖价格，疏导清洁取暖价格矛盾，提高热电联产供热比例。

（三）健全多元投入机制，发挥市场作用。统筹使用相关政府资金，加大对燃煤热电清洁供暖工作的支持力度。支持燃煤热电企业与市政供热企业合资合作、鼓励采用PPP等模式吸引社会资本、鼓励符合条件的企业发行债券进行融资建设供热管网。

（四）加强监督管理，保证供热质量。燃煤热电机组供热期间，必须保证污染防治设施正常运行、在线监控设施有效联网。加强对燃煤热电机组的日常督查和执法检查，强化对供热、排放指标的监管，防止弄虚作假，对不达标企业依法严肃处理。

附件2

## 陕西省冬季清洁取暖“煤改气”气源保障实施方案

为保障《陕西省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）》顺利实施，有序推动冬季清洁取暖“煤改气”，省发改委会同相关单位编制了《陕西省冬季清洁取暖“煤改气”气源保障实施方案》（以下简称《方案》）。《方案》所指地区包括陕北、关中、陕南的城市主要城区、县城和城乡结合部（含中心镇）、农村地区，重点核心区域为关中地区，实施期为2017-2021年。

### 一、天然气取暖现状

（一）全省天然气取暖现状

目前，我省天然气取暖方式主要为燃气锅炉房和分户式燃气壁挂炉。据统计，我省2017年冬季供暖期用气量46.23亿立方米，约占全省天然气消费量50%。2016年全省天然气供暖面积为34411万平方米，占全省取暖面积37.3%，其中关中地区27654.4万平方米，约占全省天然气取暖面积的80.4%。

关中地区2017年冬季供暖期间用气量26.13亿立方米，占关中地区天然气消费量59.3%。其中燃气锅炉房用气量14.11亿立方米，占比54%，分户式燃气壁挂炉用气量12.02亿立方米，占比46%。

（二）存在主要问题

一是用气结构不平衡。我省城市燃气消费约占70%以上，季节性用气特征明显，冬季采暖期用气需求量大，用气峰谷差达4：1，局部地区高达6：1。由于工业用户用气规模较小，调节空间有限，由于用气极不均衡，冬季高峰期供需矛盾突出。

二是储气调峰设施滞后。目前，我省已建成设施拥有储气能力共5170万方，省属管网可利用管存储备能力最大1500万，不具备季节性调峰能力。各地储气调峰设施建设明显滞后，仅有部分城市建成少量储气设施，与国家要求的应急储气能力有很大差距。

三是管网设施不完善。目前我省长输管网基本覆盖了主要市区，但仍有28个县未通达管道气，全省城市管网覆盖范围小，管道供气多数只通达主城区，大部分乡镇仍未实现管道气化。农村天然气管网设施建设相对滞后，仅有少数临近城市的农村用上天然气。

四是气源供应保障单一。目前我省虽已形成多气源点供给，但全省供气仍以中石油长庆气田为主，约占全省供应量90%以上。随着陕北进入稳产期，加之要确保首都等地供气，冬季增供我省气量和保障全省“煤改气”需求有一定难度，亟需进一步拓展气源，增加供应渠道，提升资源保障能力。

五是天然气供暖价格偏高。由于天然气供暖气价属非居民用气范畴，虽然我省在城市管网输配费执行居民价格，大幅降低了天然气供热成本，但相对于煤炭供暖，天然气供暖成本仍较高，在现有价格体系下，一定程度制约了清洁供暖推广。

### 二、清洁取暖主要目标

（一）总体要求

认真贯彻落实国家北方地区冬季清洁取暖和我省“铁腕治霾”工作要求，按照“先立后破”原则，有序我省推进“煤改气”实施，各级政府要在落实气源前提下，根据供气协议制定“煤改气”实施方案和年度计划，供用气双方严格签订并履行“煤改气”协议，明确冬季高峰期增供气量，确保安全平稳用气，防止出现气荒。

（二）主要目标

结合我省资源供应保障能力，按照“宜气则气”“宜电则电”原则，有计划分步骤实施推进燃煤集中供热热源点清洁化改造，按照从小到大，用三年时间完成73个热源点改造工程。对西安市实施先行先改，并以西安为中心逐步向周边区域扩散延伸。2020年底前全部完成改造工程。

2018年西安市完成热源点改造任务的50%，即对36个（含西咸新区3个）中的18个燃煤集中供热点先行改造，改造完成后年可替代燃煤400万吨左右，年新增用气量约9亿方左右。2019年对西安、咸阳、杨凌23个燃煤热源点实施改造，其中西安9个（含西咸新区），完成改造任务的75%，对咸阳12个、杨凌2个燃煤热源点全部实施改造，完成后年替代燃煤近400万吨左右，新增年用气量约11亿方左右。2020年对关中其余热源点项目实施改造，改造完成后年可替代燃煤近400万吨左右，新增年用气量约13亿方左右。

**三、气源、管网及储气调峰设施建设**

（一）气源保障

据测算，如对关中73个热源点全部实施天然气改造，冬季需新增33亿方天然气。为切实做好气源保障工作，一是加大常规气勘探开发力度。强化靖边、延安、榆神等气田精细勘探开发，实现储量、产量稳步增加。统筹资源、环境、经济效益等因素，最大限度地利用好常规气资源。科学持续推进老气区、新气田和新层系的开采工作，合理制订产能目标，延长气田开发寿命，加快推进镇巴区块天然气勘探进程，力争取得实质性突破。二是提升非常规气产能产量。围绕致密砂岩气，加快陕北地区勘探开发力度，实现储量和产量同步增长；加大韩城、吴堡、彬长等区块煤层气勘探开发力度，实现煤层气储量突破和产量增长；强化延安地区延长探区陆相页岩气勘探开发关键技术攻关，优选3-5个有利区块，建成1-2个页岩气开采的先导试验区。三是适时布局煤制气项目。落实国家煤炭深加工“十三五”规划项目，充分利用我省煤炭资源优势，尽快在榆林布局40亿方/年的煤制气项目。

力争到2021年采暖期，中石油向我省供气量达到75亿立方米，延长石油集团供气量达到35亿立方米，通过积极拓展气源供应渠道，力争总供气量达到120亿立方米/年。

（二）天然气长输管网

一是大力支持西气东输三线、新粤浙（煤制气）、鄂安沧等国家级输气管道建设，力争在陕新增管道里程1000公里，新增输气能力约900亿方，提升资源保障能力。二是加快省级输气管道建设。2018年开工建设铜川至白水至潼关、留坝至凤县、商洛至山阳等输气管道，大力推进管网互联互通，实现不同资源互为补充，提升安全供气保障水平。2020年建成西安至安康输气管道，新增安康地区供气能力10亿方/年，提升陕南地区资源供应保障能力。适时开工建设陕北至西安输气管道，提升关中输气保障能力；适时开工建设天水至宝鸡输气管道，新增中石油中贵联络线管道资源下载量20亿方/年。力争2021年前建成普光至西乡等输气管道，新增输气能力60亿方，实现中石化通南巴气田和镇巴气田资源利用。三是完善地市支线管网。加快管网互联互通工程，推进在国家西气东输一线、二线、三线及省属输气管道连通工程，力争过境管道资源下载增量达30亿方以上；规划建设县县通输气管道14条，2021年前完成剩余28个尚未通达管道气的县城管道气化；加快工业园区、集中供热等大用户供气专线建设，提升重点用户供气安全保障能力。

（三）储气调峰设施

地下储气库项目。规划建设陕43储气库，该项目位于靖边气田中西部位置，设计库容20.8亿方，设计工作气量8.1亿方，平均产气规模580万方/天，规划2020年实现初步投产。

省级储气调峰项目。扩建杨凌LNG储气调峰项目，新建1座5万方LNG储罐，储气能力3000万方，力争2019年建成。新建西安LNG储气调峰项目，分期建设5万方和16万方LNG储罐，储气能力达到1.26亿方，气化能力2100万方，力争2020年前建成5万方LNG储罐，适时开工建设二期。

各市（区）、县及重点镇储气调峰项目。按照国家关于储气调峰设施规模的有关要求，各市中心城区、县城及重点镇加快城市应急储备调峰站建设，确保2020年前完成项目建设。

（四）天然气分布式能源项目

2019年建成西安国家民用航天产业基地分布式能源项目1套联合循环机组，新增供暖面积90万平方米，年用气量0.5亿方。2020年建成第2套联合循环机组，新增供暖面积90万平方米，年用气量0.5亿方。

2019年建成咸阳新兴纺织工业园分布式能源站项目1套联合循环机组，供热能力75万吉焦，年用气量0.56亿方。2020年建成第2套联合循环机组，供热能力75万吉焦，年用气量0.56亿方。

2020年建成西安国际港务区（生态区）分布式能源站项目1套联合循环机组，新增供暖面积90万平方米，年用气量0.5亿方。2021年建成第2套联合循环机组，新增供暖面积90万平方米，年用气量0.5亿方。

2021年前建成咸阳机场T5航站楼分布式能源项目，年用气量0.24亿方。

**四、保障措施和政策支持**

（一）落实责任分工

省发改委（能源局）按照气源落实情况制定省级“煤改气”气源保障方案，明确目标任务，保障“煤改气”工作顺利实施。

各地市政府是实施“煤改气”工作的责任主体，要根据本方案内容，结合实际科学制定本地区清洁采暖“煤改气”实施方案，统筹安排，分步实施，确保“煤改气”高效有序开展。

企业是实施“煤改气”工作和供气保障项目建设的落实主体。长庆油田、延长石油集团等上游企业要加强资源勘探开发力度，保障在陕天然气资源生产稳步增长。中石油要加大韩城等地煤层气开采力度，满足当地用气需求。省燃气集团要加快储气调峰设施和长输管网建设，确保能够满足全省供气需求。要积极开展海外LNG贸易，拓展我省资源供应渠道。

城市燃气企业要做好居民供气工作和应急储气设施建设，加强城乡结合处和入村气化步伐，保障安全平稳供气。各级供气企业要及时将气源保障任务分解落实，组织编制企业保障方案。

（二）加快天然气基础设施建设

加快推动省属管网与国家及周边省份天然气管道互联互通，实现不同资源互输互补，最大发挥管道输气效能，提升资源供应保障能力和水平。积极推动已纳入规划的长输管道和LNG储气调峰设施加快建设，加快推动城市周边、城乡结合部和农村地区天然气利用“最后一公里”基础设施建设。鼓励陕北具备扩建条件的LNG工厂增建储罐，扩建增压、气化设施，发挥储气调峰功能。各部门、各地方要引导并积极支持天然气储气调峰项目加快建设。

（三）进一步落实储气调峰责任

切实落实供用气双方权责，供用气双方要在天然气购销合同中明确约定日调峰供气量和各自责任。按照“县级以上地方政府在2018年底前至少形成不低于保障本行政区域3天需求量的应急储气能力”，“不可中断大用户和城燃企业应具备5%的储气能力”的要求，将储气调峰设施建设纳入各市考核，夯实各市储气调峰责任，确保各市2018年底建成保障本区域高峰期3天需求量的应急储气能力，到2020年，天然气销售企业应当拥有不低于其年合同销售量10%的工作气量，不可中断大用户和城燃企业应具备5%的储气能力。积极构建储气调峰辅助服务市场机制，鼓励自建、合建或租赁第三方储气设施，鼓励各类投资主体投资建设地下储气库、大型LNG储气调峰设施建设，各地在项目用地、手续办理、税收减免等方面予以支持，尽快形成季节性储气调峰能力。

（四）加快推进天然气市场化改革

按照“管住中间、放开两头”思路，逐步有序放开上游企业气源门站价。建立完善上下游价格联动机制，鼓励用气企业与上游供气企业直接签订购销合同，通过交易平台确定或协商确定购气价格，利用市场价格优化资源配置，化解供需矛盾。进一步减少供气中间环节，降低用气成本。主干管网可以实现供气的区域和用户，不得以统购统销或统一代输等名义，增设供气输配环节，提高供气成本。取消无实质性管网投入或不需要提供输配服务的加价。各地对天然气管道项目建设要认真论证，防止增设不必要中间环节。积极探索建立用户自主选择资源和供气路径的机制。各地应加强统筹协调给予支持，以减少供气层级，降低用气成本。

（五）加大清洁取暖政策支持力度

充分利用各类资金渠道，加大对清洁取暖“煤改气”的支持力度。鼓励地方政府因地制宜配套财政支持，推进清洁

取暖“煤改气”项目发展。鼓励银行业金融机构依法合规对符合信贷条件的清洁取暖气源项目和“煤改气”项目给予信贷支持。支持地方政府、金融机构、企业等创新合作机制和投融资模式，创新和灵活运用多种金融工具，加大对清洁取暖“煤改气”领域的融资支持。对于支持清洁取暖项目的企业所造成的亏损，在业绩考核中予以适当考虑。

（六）加强天然气市场监管

加强天然气管道运输和配气价格监管，建立健全成本监审制度，推行成本信息公开，强化社会监督。及时开展成本监审，合理制定降低输配价格。加强天然气基础设施规划、政策、项目、协议履行情况监管，督促各地方、部门和相关企业落实责任主体。落实基础设施第三方公平准入各项要求，切实将信息公平公开要求落到实处。地方政府要加强对本地区燃气特别是农村燃气取暖工作的指导，督促相关企业加强供用气安全管理。相关企业要承担安全供气的主体责任，制定完善的企业规范和操作规程。

附件3

**陕西省地热能清洁取暖实施方案**

按照《陕西省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）》，省发改委会同省直相关部门和有关地市编制了《陕西省地热能清洁取暖实施方案》以下简称《方案》。考虑陕南陕北地热资源情况和采供暖实际情况，本方案重点针对西安、宝鸡、咸阳、铜川、渭南、韩城、杨凌和西咸新区在内的关中地区。《方案》实施期为2017-2021年。地热能取暖主要包括浅层地热能取暖、中深层地热取暖、无干扰地热能取暖和干热岩取暖。

**一、基本情况**

（一）资源情况

陕西省地热资源丰富，资源量巨大，分布范围广阔，但各地区资源分布、资源量差异较大。浅层地热能在全省广泛分布，其主要利用形式——地下水地源热泵和地埋管地源热泵在不同区域的适宜性存在一定的差异，地下水地源热泵形式在关中盆地和陕南山间盆地较适宜，地埋管地源热泵形式在全省大部分区域均适宜。全省10个地级市和杨凌示范区中心城区规划区范围内的浅层地热能总能量为$4.49\times10^{18}$
焦，折合标准煤2560.2万吨，冬季可供暖面积为8.84亿平方米。

中深层地热资源主要分布在关中盆地，分为孔隙裂隙型、构造裂隙型和溶隙裂隙型三种类型。关中盆地中深层地热资源属中低温地热资源，资源储量非常巨大，热储层内可利用的热量为$8.07\times10^{21}$焦，相当于标准煤2760亿吨。

干热岩主要分布在关中盆地和陕南秦巴山区，关中盆地主要为沉积盆地型干热岩，秦巴山区亦存在干热岩赋存条件。

（二）开发利用现状

浅层地热能开发利用开始于2005年，截止2017年底共有开发利用工程183处，其中关中122处，总供热/制冷建设面积约1100万平方米。浅层地热能利用形式主要为地下水地源热泵，其次为地埋管地源热泵及少量中水源、污水源地源热泵类型，其中地下水地源热泵系统工程148处，供暖/制冷面积1121万平方米；地埋管地源热泵系统工程33处，供暖/制冷面积190万平方米；中水源、污水源热泵系统工程各1处。

中深层地热资源开发利用起步较早，现有温泉（群）13处，地热井490眼，开采深度340～4500米，水温25～128℃，主要集中在西安、渭南、咸阳。中深层地热资源早期主要用于温泉沐浴、浴疗、休闲等，后逐渐应用于供暖、养殖种植等方面，年开采量10548万立方米，其中供暖主要集中在咸阳、西安、渭南城区，总供热面积为2200万平方米。目前我省无干扰地热能供热已实施约900万平方米。

（三）存在的问题

一是管理体制不健全，职责不明确。我省地热管理体制不健全，仅咸阳市和渭南市出台了中深层地热资源管理办法、宝鸡市出台了浅层地热能管理暂行办法，未制定地热勘查、地热井施工、资源保护、地质环境监测、节能监测等方面的地方行业技术标准，不利于地热资源开发、资源保护、运营管理等。由于地热资源具有矿产资源和能源等多重属性，各地在管理机构设置上存在较大分歧，分别设在国土、水务、城建、规划等部门，多头管理、职责不清。

二是勘查程度低，家底不清。全省地热资源勘查仍然有很多空白区，勘查精度、深度滞后开发利用需求，远不能满足市场需求，制约了开发利用规划和产业布局。浅层地热能仅开展了地级市中心城区的1:5万调查评价，调查面积仅占全省面积的10%，其余地区仍为勘查空白区；中深层地热资源勘查在陕南、陕北地区基本处于空白，关中盆地存在局部勘查程度仍然较低，现有的勘查深度、精度不能达到开采阶段的要求；干热岩调查评价处于空白阶段。由于勘查工作程度较低，对全省各地区的地热资源家底不清，影响了制定统一规划及协调发展。

三是产业布局不明确，资源利用率低。陕西省尚未制定全省地热资源开发利用规划，地热资源开发利用产业定位、布局不明确，未形成一定规模的产业链，区域发展不平衡，局部井位布设过于集中。地热资源利用形式单一，缺乏综合、深度开发，粗放经营，不能有效地将地热资源充分利用，造成资源浪费、热污染等。

四是宣传力度不够，社会整体认知度低。我省地热资源不论赋存条件、资源量还是开发利用等方面在全国都处于领先地位，但长期以来宣传力度不够，全民的知情率、参与率低，一直处在政府主导、部门推动的局面，国土、城建、规划、旅游、农业、水利等部门的联动协调不够，没有形成部门协作、全民参与、共同推进的局面。

**二、开发利用的总体要求**

坚持“政府引导、市场主导，因地制宜、示范推进”，以改善大气环境质量、调整建筑用能结构、促进节能减排为目标，按照“省级统筹协调、市县主体推进”的思路，积极发展浅层地热能、水热型地热能和岩土型三种地热能供暖方式，率先在政府投资的公共建筑中示范应用，引导社会投资的公共建筑和居住建筑广泛自主应用，实现地热能在建筑中规模化应用，加快培育地热能设备制造、节能服务等相关产业，为关中地区治污降霾做出应有的贡献。

**三、开发利用总体原则**

（一）坚持科学、清洁、高效、可持续的原则。加强地热能开发利用的科学谋划，建立资源勘查与评价、项目开发与评估、环境监测与管理体系，严格地热能利用环境监管，坚持“取热不取水”，坚持“抽取回灌同步落实”，保障地热能的清洁开发、永续利用。积极探索适合地热能开发利用的商业化投资经营模式，兼顾经济效益、社会效益、资源效益、环境效益。

（二）坚持政府引导、政企合作、市场推动、良性发展的原则。科学编制地热能开发利用规划，明确开发利用布局，充分发挥资源配置的市场作用，鼓励各类投资主体参与地热能开发，营造公平市场环境，形成政府大力推进、市场有效驱动、企业主体作用充分发挥的地热能开发利用新格局。

（三）坚持着眼全局、因地制宜、有序发展的原则。将地热能开发利用置于能源结构调整、新型城镇化建设和大气污染防治的战略大局中去衡量、去谋划、去推进，与“新动能、新高地、新活力、新生活、新形象”相结合，高起点、高水平、高质量做好地热能开发利用。因地制宜开展浅层、中深层地热能的开发利用，有序开展地热能发电、地热能供暖与制冷等多种形式的综合利用，鼓励地热能与其它化石能源的联合开发利用，提高地热能开发利用效率和传统化石能源替代比例。

**四、开发利用目标**

根据我省地热能资源分布情况和冬季采暖负荷需求，发展地热能供暖重点在关中地区推进。

到2019年底，关中地区推进地热能示范供暖面积新增1000万平方米以上，其中：新增浅层地热能供暖面积260万平方米以上；新增中深层（含无干扰地热供暖）地热供暖面积740万平方米以上。全省地热能供暖面积累计达到4500万平方米以上。

到2021年，关中地区推进地热能示范供暖面积再新增2500万平方米以上，其中：新增浅层地热能供暖面积700万平方米以上；新增中深层（含无干扰地热供暖）地热供暖面积1800万平方米以上。全省地热能供暖面积累计达到7500万平方米以上。

**五、重点任务**

（一）理顺管理机制。加强地热能开发利用重大工程的建设管理，严格项目前期、建设施工、竣工验收、运行监督等环节的管理。投资主管部门（能源行业主管部门）重点做好规划、相关管理办法的制定工作；国土资源部门负责开展地热能资源详查和评价和项目用地和地热水资源的管理；环保部门做好环境影响评价和全程环境监测体系建设；住

建部门做好地热能建筑供暖设计、施工等技术管理工作；质监部门做好地热能行业和企业标准规范的制定工作。

（二）加大地热能在新建建筑中推广力度。民用建筑工程项目进行可行性研究时，应对能源利用条件进行综合评估，编制能源应用专项方案，提高地热能在新建建筑用能中的比例。重点推动政府投资的公共建筑率先应用地热能进行供暖制冷。单体建筑面积2万平方米以上，有集中供暖制冷需求且具备条件的，应采用地热能供暖制冷。引导社会投资的1万平方米以上的酒店、商场等公共建筑优先采用地热能供暖（制冷）。鼓励有集中供暖（制冷）需求的居住建筑采用无干扰地热供热技术。各市区要制定地热能在新建建筑中的推广应用比例，对具备条件的新建建筑强制推广地热能供暖。

（三）推动重点地区地热能资源普查。在现有地热资源普查数据的基础上，推动我省关中地区浅层、水热型及干热岩地热能的普查，对其开采技术经济性做出评价，为合理开发利用提供依据。对已建设运营的地热能开发利用项目，要逐步建立地热能资源开发利用数据的共享机制，支持有能力的企业积极参与地热资源勘探并优先配置地热能资源。

（四）支持中深层地热能开发利用关键技术研发。开展地热资源评价技术、高效换热技术、中高温热泵技术、高温钻井工艺技术研究以及经济回灌技术攻关；按照“集中式与分散式相结合”的方式积极推进无干扰地热供热技术应用，实现井下间接换热；积极推进水热型地热能综合利用，加快推进地热尾水砂岩回灌技术的开发及应用，提高地热尾水的综合利用率及回灌率。稳妥有序推进浅层地热能供暖。依托西安交通大学、长安大学等高校及科研院所与企事业单位开展“政产学研”合作，加快地热人才培养、技术创新和示范工程建设步伐。

（五）建设地热能开发利用信息监测体系。国土和能源等主管部门要积极推动地热能开发利用过程中的水质、岩温、水位、水温、水量及地质环境灾害的信息监测系统建设。探索利用现代信息技术，对地热能勘查、开发利用进行系统监测和动态评价。地热能开发企业要主动配合相关部门，逐步在建成和新建项目中全面配备监测系统。

**六、保障措施**

（一）加强组织领导和规划建设指导。将地热能开发利用纳入对各市政府的节能目标责任评价考核和目标责任考核体系。各市级政府（管委会）要相应制定本地区地热能开发利用规划，统筹指导地热能开发利用。省发展改革委会同省国土厅、住建厅等结合我省可再生能源规划及地热能规划，做好项目的建设指导工作。

（二）充分发挥价格财税政策的扶持作用。落实陕价商发〔2014〕99号文，对利用地热能向居民供暖（制冷）的项目运行电价执行居民用电价格。充分发挥2亿元地热能发展基金的引导作用，促进地热能产业发展。鼓励省级各类专项资金支持地热能资源勘查与评估、地热能供暖（制冷）和综合利用示范项目。鼓励金融机构创新金融产品，对地热能设备制造、系统集成、节能服务企业提供信贷支持。鼓励各市（区）结合本地区实际出台补贴支持政策。

（三）加强宣传示范推进。通过展览展示、示范体验等方式，大力宣传地热能建筑应用，积极营造良好社会氛围，提高民众的认知度和接受度。支持陕西延长集团、陕西能源集团、陕西四季春公司深入开展无干扰地热供热技术的研发和建设示范项目，支持中石化咸阳绿源公司继续深入研究地热尾水砂岩回灌技术和建设水热型地热能综合利用示范项目，支持省燃气集团建设渭河盆地“一热两气”综合利用示范项目。

（四）建立市场保障机制。将地热能供暖纳入城镇基础设施建设，加快放开城镇供热市场准入，引导地热能开发企业进入城镇供热市场。地热资源比较富集的县（区）可编制以地热利用为主的新能源发展规划，统筹指导推进地热能开发利用工作。探索建立地热能开发的政企合作模式（PPP模式），鼓励地热能开发利用和多能互补、能源互联网和新能源微电网项目相结合，开创地热能开发利用新模式。

（五）构建产业服务体系。围绕地热能开发利用产业链、标准规范、人才培养和服务体系等，构建地热能产业体系。配合完善地热资源勘探、钻井、抽井、回灌的标准规范，以及建筑供热（制冷）、综合利用工程总体设计、建设及运营的标准规范。相关行业主管部门要加强地热能利用设备的检测和认证，鼓励专业化服务公司从事地热利用建设运营服务，加大地热能利用相关人才培养力度。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/126428.html