

山西省能源局 山西省发展和改革委员会 文件

晋能源规发〔2022〕336号

山西省能源局 山西省发展和改革委员会 关于印发《山西省黄河流域能源转型发展规划》的通知

各市能源局、发展改革委，省人民政府各委、办、厅、局：

《山西省黄河流域能源转型发展规划》已经省黄河流域生态保护和高质量发展工作领导小组全体会议审议通过，现印发给你们，请认真贯彻落实。



(此件主动公开)



山西省黄河流域能源转型发展规划

目 录

前 言.....	5
第一章 规划背景.....	7
第一节 发展成效.....	7
第二节 问题挑战.....	9
第二章 总体要求.....	12
第一节 指导思想.....	12
第二节 基本原则.....	12
第三节 发展目标.....	13
第三章 提升煤炭绿色低碳开发水平.....	15
第一节 全面提高煤炭供给质量.....	15
第二节 持续扩大绿色开采范围.....	15
第三节 全面推进 5G+智能矿山建设.....	16
第四节 有效降低开采碳排放强度.....	16
第四章 构建新型低碳电力系统.....	18
第一节 合理控制煤电发展规模.....	18
第二节 加快煤电机组改造升级.....	18
第三节 促进煤电清洁低碳发展.....	18

第四节	强化电力需求侧响应能力	19
第五节	构建内联外通的完备电网系统	19
第六节	建立新型智慧化电力运行体系	20
第五章	推动非常规天然气增储上产	21
第一节	加快推进非常规天然气勘探开发	21
第二节	持续推进煤矿瓦斯抽采工作	21
第三节	鼓励关闭煤矿（废弃矿井）剩余煤层气资源再利用	22
第四节	建设内畅外达的输气管网	22
第六章	加快新能源和清洁能源高质量（跃升）发展	24
第一节	稳步推进风电高质量可持续发展	24
第二节	加快光伏发电基地化、规模化、融合化发展	24
第三节	推动抽水蓄能电站建设提档加速	25
第四节	有序推进其他可再生能源发展	25
第五节	开展源网荷储一体化和多能互补发展	26
第六节	积极探索氢能开发利用	26
第七章	建设绿色能源消费体系	28
第一节	强化完善能耗双控制度	28
第二节	合理控制煤炭消费总量	28
第三节	持续推进煤炭消费减量替代	28
第四节	深入实施电能替代	29
第五节	持续推进清洁供暖	29

第八章 保障措施.....	30
第一节 强化规划引领.....	30
第二节 强化规划实施.....	30
第三节 强化项目管理.....	30
第四节 强化政策支持.....	31

前 言

党的十八大以来，习近平总书记多次实地考察黄河流域生态保护和经济社会发展情况，把黄河流域生态保护和高质量发展上升为重大国家战略，提出咬定目标、脚踏实地，埋头苦干、久久为功的工作要求，黄河流域生态保护和高质量发展取得明显成效。特别是习近平总书记三次亲临山西视察，强调要把加强流域生态环境保护与推进能源革命、推行绿色生产生活方式、推动经济转型发展统筹起来，引导形成绿色生产生活方式，推动山西沿黄地区在保护中开发、开发中保护。

黄河流域又被称为“能源流域”，黄河干流山西段总长 965 公里，占黄河全长的近五分之一，全省黄河流域涉及 11 市 86 县(市、区)，流域国土面积和人口分别占全省的 73.1%和 73.5%，是我省重要的生态屏障、经济地带，同时也是全省煤炭、煤层气、风电、光伏等能源资源的富集区，在相当长时期内既保障了国家能源安全，也促进了全省经济社会发展。

未来十年是全省落实国家实现碳达峰、碳中和目标，实施能源革命综合改革试点，推动黄河流域生态保护和高质量发展重大战略的关键期，作为全省能源发展的重点区域，加快推动山西黄河流域能源转型，构建现代能源体系，具有深远历史意义和重大战略意义。

为深入贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于黄河流域生态保护和高质量发展的重要讲话重要指示精神，认真落实省委全方位推动高质量发展的要求，特编制本规划。

规划范围与《山西省黄河流域生态保护和高质量发展规划》一致，为黄河干支流流经的县级行政区，包括太原市、吕梁市、晋城市、临汾市、运城市全域，以及大同市左云县，朔州市朔城区、平鲁区、右玉县，忻州市宁武县、静乐县、神池县、五寨县、岢岚县、河曲县、保德县、偏关县，晋中市榆次区、太谷区、榆社县、和顺县、昔阳县、寿阳县、祁县、平遥县、灵石县、介休市，阳泉市盂县，长治市长子县、武乡县、沁县、沁源县，共 11 市 86 县（市、区）。鉴于全省其他区域与规划范围内区域在能源、经济等领域高度关联，为保持能源开布局的协同性、区域资源配置的整体性，在谋划实施能源转型举措时，根据实际情况可延伸兼顾联系紧密的区域。

本规划是指导当前和今后一个时期我省黄河流域能源转型发展的纲领性文件，是制定实施相关规划方案、政策措施和建设相关工程项目的重要依据。规划期 10 年，分两个阶段进行，第一阶段至 2025 年，第二阶段至 2030 年，中期展望至 2035 年，远期展望至本世纪中叶。

第一章 规划背景

“十四五”是确保实现 2030 年前碳达峰、为 2060 年前碳中和打好基础的关键时期，我省黄河流域地区产业结构偏重、能效水平偏低的问题突出，使绿色低碳转型面临着更为严峻的问题和困难。“十四五”也是处于构建现代能源体系的新阶段，必须顺应趋势、总结成就，系统分析存在问题和形势，持续深化能源转型，为全省高质量转型发展提供坚强能源保障。

第一节 发展成效

煤炭产业结构不断优化。“十三五”期间，全省煤矿先进产能占比由不足 30%提高到 68%，平均单井规模由 135 万吨/年提高到 150 万吨/年以上，实现 100%机械化开采，并逐步向智能化迈进；去产能力度规模全国第一，全省累计化解过剩产能 15685 万吨/年（不含央企），超出“十三五”任务 4305 万吨/年；岩巷快速掘进、无煤柱自成巷开采、薄煤层开采等先进技术不断推广应用，不可利用矸石全部返井、井下矸石智能分选、充填开采，煤与瓦斯共采等试点工程有序推进，全省绿色开采探索实践加快推进。

电力产业发展不断加快。截至 2020 年底，全省发电总装机 10383.07 万千瓦，比 2015 年底增长 49.05%。新能源和清洁能源发电装机 3570 万千瓦，占全省总装机 34.38%，比“十二五”末增长了 2.36 倍，圆满完成“十三五”规划目标。全省在役煤电机组全

部完成超低排放改造，煤电机组结构持续优化，超临界、超超临界机组比例明显提升，2020 年全省单机 60 万千瓦及以上机组比重超过 36%，黄河流域单机 60 万千瓦及以上机组比重超过 22%。

天然气产供储销体系建设稳步推进。“十三五”末，全省非常规天然气产量为 81.46 亿立方米，比“十二五”末增长了 39.46 亿立方米，年均增速 15.5%。煤矿瓦斯抽采利用率达到 45.2%，较 2015 年提高 7 个百分点，非常规天然气增储上产初见成效。油气长输管网布局日趋完善，全省天然气管道长度达 8610 公里，形成“三纵十一横”的输气管网格局，通达 11 个市、111 个县（市、区）和部分重点镇，输气能力达到 300 亿立方米/年，县区覆盖率已达 95%，密度 55 米/平方公里，远超全国天然气管网密度平均水平。

新能源发展水平不断提高。“十三五”期间，全省风电、光伏装机年均增速分别达到 24.2%、63.2%，成为第二、三大电源，风光装机规模位居全国第五。截至 2020 年底，我省新能源和清洁能源发电装机达到 3570 万千瓦，占到全省总装机容量的 34.4%；其中黄河流域新能源和清洁能源发电装机达到 2150 万千瓦，占全省新能源和清洁能源装机的比重为 60%。

能源清洁利用水平不断提升。全省实施能耗双控目标责任考核，“十三五”期间全省单位 GDP 能耗累计下降 15.3%，圆满完成双控目标任务；加快推进重点用能单位能耗在线监测系统建设，推进工业领域节能提效，实施能效“领跑者”制度，推广节能技术

产品；全面实施新建居住建筑节能 75% 标准；11 个设区市城市建成区公交车、出租车基本更换为新能源或清洁能源汽车；不断推进清洁取暖工作，2017-2020 年，全省累计新增清洁取暖改造 509 万户，城乡清洁取暖覆盖率达到 88%、农村地区清洁取暖覆盖率达到 66%。

第二节 问题挑战

我省黄河流域地区作为典型的资源型经济地区，产业结构偏重、能源结构偏煤、能效水平偏低的问题突出，面临着发展不充分和发展不协调的双重压力，面临着供给侧改革和需求侧管理的双重难题，“双碳”背景下如期实现国家和全省下达任务面临着更为严峻的问题和困难。

以煤为主的能源结构转型压力大。我省作为全国煤炭大省，能源发展不平衡、不充分的问题依然突出。能源结构以煤为主，新能源发展相对不充分，2020 年煤炭消费占一次能源消费比例超过 80%，远高于全国平均水平。新能源装机占全省发电总装机的 34.38%，同全国 42%、世界 38% 的平均水平还有差距。统筹协调能源安全和绿色发展难度较大，实现风、光等新能源又好又快发展，还面临发展节奏、政策衔接、配套措施、设备供应等许多难题。

新型电力系统建设迫在眉睫。双碳目标对我省电力低碳绿色发展提出新要求，煤电在继续发挥电力安全保障托底作用的前提

下，由提供电力、电量的主体性电源向提供可靠电力的调节性电源转变。从提高发电效率、灵活性提升、低污染排放、低碳发电等方面进行自我革命和技术创新，需要平衡好发展节奏、政策衔接、要素支撑、配套措施等工作，加快构建以新能源为主体的新型电力系统迫在眉睫。

天然气开发利用效率低的难题亟需破解。我省煤层气资源具有压力低、渗透率饱和度低的特点，开发难度大，技术可复制性差。因当前技术不能有效解决井下抽采的浓度、流量、含水量波动的问题，低浓度瓦斯因抽采技术、利用技术、经济效益等因素的限制，井下抽采煤矿瓦斯利用率低，煤与瓦斯共采技术和模式有待进一步研究。

大力发展新能源仍存在很多制约因素。新能源具有随机性、波动性、间歇性，大规模开发并网后，电力系统“双高双峰”特征日益凸显，对确保电网安全运行和电力可靠供应带来巨大挑战。“十三五”以来，山西包括新能源和清洁能源在内的各类电源发展规模逐年递增，而用电需求不够平衡，消纳市场容量不足导致风电、光伏发电等依然面临着较为严峻的消纳压力。

能源低碳高效利用水平亟待提升。全省能源消费总量大、强度高，能耗总量在全国排名前列，能耗强度远高于全国平均水平。2020 年全省能耗总量约 2.1 亿吨标准煤，排全国第 9；能耗强度 1.19 吨标准煤/万元（2020 年现价），是全国水平的 2.4 倍，排全

国第 27 位。万元 GDP 能源消费二氧化碳排放量为全国平均水平的 3 倍，人均能源消费二氧化碳排放量为全国平均水平的 2 倍；单位能源消费碳排放量为全国平均水平的 1.2 倍。能源利用效率和低碳发展水平存在较大差距，实现绿色低碳发展面临巨大挑战。

第二章 总体要求

第一节 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，遵循“四个革命、一个合作”能源安全新战略，全面落实党中央、国务院和省委、省政府关于黄河流域生态保护和高质量发展的战略部署，按照省第十二次党代会和省委十二届二次、三次全会关于全方位推动高质量发展的目标要求，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，以双碳目标为引领，以推动能源高质量发展为主题，统筹我省黄河流域上下游、干支流、左右岸，统筹黄河流经县和流域县、沿黄沿汾区域，统筹处理好能源开发与经济发展、绿色发展的关系，优化能源开布局，调整能源供给结构，推动传统能源产业转型升级，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为全方位推进我省黄河流域高质量发展提供坚强可靠的能源供应支撑，助力全省实现“碳达峰、碳中和”目标。

第二节 基本原则

安全有序、稳妥转型。以保障国家能源安全和我省经济发展为底线，实现新能源的逐渐替代，推动能源低碳转型平稳过渡，切实保障国家能源安全、产业链供应链安全和黄河流域群众正常

生产生活。

总体部署、分类施策。强化顶层设计和各方统筹，立足不同区域能源资源条件、资源环境承载能力，优化能源开布局，建设各具特色的现代能源产业体系，推动能源高质量转型。

创新引领，重点突破。深入推动能源领域技术创新、模式创新、管理创新，立足全局、远近结合，抓住主要矛盾和矛盾的主要方面，推动重点领域和有条件的区域先行先试。

第三节 发展目标

到**2025年**，新能源和清洁能源成为能源消费增量主体，能源利用效率大幅提升，煤炭消费总量得到有效控制，清洁低碳能源供应能力和能源安全保障能力持续提升，清洁低碳高效用能模式初步形成。完成国家下达的能源消费强度和总量双控目标，煤炭绿色开发利用基地初具规模，煤炭先进产能占比达到**80%**，新能源和清洁能源装机占比达到**50%**，非常规天然气产量力争达到**200**亿立方米。

到**2030年**，能源生产和能源消费结构优化取得重大进展，能源基地地位持续巩固，清洁低碳安全高效的能源体系初步建立。重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费比重持续提高，煤炭消费总量稳步下降。全省新能源和清洁能源装机占比达到**60%**，非常规天然气产量持续稳定在**200**亿立方米

左右。

展望到 2035 年，我省能源转型取得决定性进展，清洁低碳安全高效现代能源体系基本成型，能源消费碳排放总量实现稳中有降，成为国家黄河流域能源转型示范区，输出山西经验。

第三章 提升煤炭绿色低碳开发水平

将我省黄河流域地区建设成为煤炭绿色供给基地，全面提高煤炭供给质量，保障国家能源安全稳定供应。积极推广绿色开采，全面推进 5G+智能矿山建设，积极探索降低开采碳排放强度的新技术，推进煤炭产业低碳化发展。

第一节 全面提高煤炭供给质量

梳理我省黄河流域规划建设、已经批复以及可新建的煤矿数量、总产能，通过政策支持引导，倒逼落后和无效产能退出，置换建设先进产能，实现新旧动能转换。顺应煤炭消费量在“十四五”期间达峰并逐步下降的趋势，坚决兜住底线，在确保安全的前提下深化煤炭生产管理，积极布局先进接续产能，新建接续煤矿，必须要达到先进产能标准，全面提高安全、清洁、现代化、低成本和稳定供给水平。到 2025 年，全省黄河流域区域煤炭先进产能占比达到 76% 以上；2030 年，全省黄河流域煤炭先进产能占比达到 78% 以上。

第二节 持续扩大绿色开采范围

坚持绿色发展要求，积极推广充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术。总结 10 座省级绿色开采试点的基础上，按照全省能源革命综合改革试点要求，进一步扩大煤炭绿色开采

试点范围。大力推进煤炭采空区（废弃矿井）煤层气抽采，提高煤矿瓦斯抽采利用率，探索实施煤炭地下气化示范项目。开展井下矸石智能分选系统和不可利用矸石返井试点示范工程。到 2025 年，全省新建矿井全部建成井下矸石智能分选系统。

第三节 全面推进 5G+智能矿山建设

加快煤炭企业“数字化、网络化、智能化”推进步伐，对具备条件的生产煤矿加快智能化改造，实现传统煤矿的智能化转型升级；推行新建煤矿智能化设计，创新煤矿智能化采掘（剥）新模式。总结推广塔山煤矿、新元煤矿经验，建设和改造一批智能化煤矿和智能工作面。围绕井上、井下全面智能化目标，在黄河流域煤炭基地打造一批智慧矿山示范项目。到 2025 年，全省建成 400 个智能化矿井，大型煤矿、灾害严重煤矿及其他具备条件煤矿基本实现智能化，其中黄河流域建成 300 个智能化矿井。到 2030 年，黄河流域所有煤矿基本实现智能化。

第四节 有效降低开采碳排放强度

坚持清洁低碳原则，实施源头治理、全过程控制，在煤矿设计、建设、生产等环节，全面采用清洁生产技术工艺和装备；鼓励企业积极开发利用高效节能的新技术、新工艺、新设备、新材料；因地制宜，探索利用采煤沉陷区及周边地区发展风电、光伏、

现代农业、林业等产业；深化实施高瓦斯矿井煤层气（煤矿瓦斯）抽采全覆盖工程和煤矿瓦斯规模化抽采矿区建设，持续提高煤矿瓦斯利用率。到 2025 年，全省煤矿瓦斯抽采利用率达到 50%；2030 年煤矿瓦斯抽采利用率达到 60%。

第四章 构建新型低碳电力系统

持续推进电力产业优化升级，构建绿色低碳新型电力系统。推进煤电布局优化和技术升级，提升煤电行业低碳发展水平；提升电力系统调节能力，推动电网智能化发展，打造电力产业“升级版”。

第一节 合理控制煤电发展规模

在保障能源电力安全稳定供应前提下，按照优化存量、严控增量原则，严格控制自用煤电建设规模。评估新增燃煤发电项目的可行性、必要性，确有必要新建的，鼓励实施等容量或减量替代建设。

第二节 加快煤电机组改造升级

对供电煤耗超标的煤电机组，加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，视情况将无法改造的机组转为应急备用电源。

第三节 促进煤电清洁低碳发展

加快先进技术在煤电降碳减排方面的应用，开展超超临界、煤气化联合循环（IGCC）、粉煤中温快速床燃烧等新型煤基发电技术推广。支持煤电企业开展技术升级改造，就近与大型用能企

业、工业园区开展冷热气电综合能源供应合作。探索开展煤电二氧化碳捕集项目示范。推动煤电领域 CCS 和 CCUS 技术产业化应用，支持煤电企业开展碳捕集、利用项目示范，探索开展煤电碳减排改造。

第四节 强化电力需求侧响应能力

推进售电侧改革，通过价格信号引导用户错峰用电，实现快速灵活的需求侧响应。建立健全基于价格激励的负荷侧响应措施，进一步优化推广发电侧和用户侧峰谷电价机制，探索实行可中断负荷电价。完善推广电力需求侧管理，整合系统运行、市场交易和用户用电数据，提高负荷侧大数据分析能力，增强负荷侧响应能力。引导用户错峰用电，减小系统峰谷差。

第五节 构建内联外通的完备电网系统

加快推进电网优化改接工程，将山西 1000 千伏交流特高压与 500 千伏电网优化改接，进一步发挥华北“两横”特高压通道的作用，提高电网运行效率和安全稳定水平。完善省内 500 千伏主网架结构，提升 220 千伏电网供电能力，建设安全可靠、经济高效、绿色低碳智慧共享的“坚强电网”。加强城乡配电网建设，推广建设智能电网，建设强健有序、灵活可靠的配电网，有效保障城乡居民电力消费。

第六节 建立新型智慧化电力运行体系

统筹高比例新能源系统发展和电力安全稳定供应，以电网为核心平台，全面推动新型电力技术应用和运行模式创新，提升系统电压、频率调节支撑能力，优化电网安稳控制系统配置，提高电力系统灵活感知和高效生产运行能力，适应数字化、自动化、网络化能源电力基础设施发展，加快新型电力系统规模建设发展。

第五章 推动非常规天然气增储上产

持续推进黄河流域地区非常规天然气增储上产。结合非常规天然气生产和消费分布，加强管网建设，推动沁水、鄂东等已有开发区块稳产增产，促进探明地质储量备案区产能提升，在资源勘探开发、管理体制改革、关键技术攻关等方面形成可复制推广的“山西黄河流域经验”，加快建设黄河流域非常规天然气基地。

第一节 加快推进非常规天然气勘探开发

根据不同区块的资源条件和勘探程度，按照“煤层气开发区稳步上产、致密气开发区快速上产、已探明未动用区加快建产、新出让区块尽早试采见气”的原则，一区一策推动我省黄河流域地区非常规天然气增储上产。稳步推动沁水盆地南部的大宁、潘河、寺河、樊庄、郑庄、马必东和鄂东的大宁—吉县、三交、保德等已有开发区块稳产增产；加快推进大宁—吉县、石楼西、柳林石西、三交北、紫金山、临兴、临兴中等区块深部的致密气开发。推动煤层气、页岩气、致密气“三气”综合开发，提高非常规天然气资源综合利用效率，降低开采成本。到 2025 年，争取全省地面煤层气突破 140 亿立方米；2030 年持续稳定在 150 亿立方米左右。

第二节 持续推进煤矿瓦斯抽采工作

继续推广煤矿瓦斯“三区联动”立体式抽采模式，提高煤炭矿

区“采煤采气一体化”水平。推动新增高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井建立地面永久瓦斯抽采系统，强化拟关闭矿井瓦斯抽采工作，推广煤矿井下长距离瓦斯抽采技术，保障煤矿瓦斯抽采动态达标。加强煤矿瓦斯抽采管理，提升抽采瓦斯浓度和稳定性，为瓦斯利用打下良好基础。全省煤矿抽采煤层气（煤矿瓦斯）总量稳定在 60 亿立方米，其中黄河流域争取达到 45 亿立方米。

第三节 鼓励关闭煤矿（废弃矿井）剩余煤层气资源再利用

鼓励企业探索关闭（废弃）及生产矿井采空区剩余煤矿煤层气（煤矿瓦斯）资源评估、地面抽采。鼓励煤炭矿业权人申请本矿区范围内非重叠区煤层气矿业权，与具有抽采技术企业加强合作，开展采空区煤层气（煤矿瓦斯）抽采，支持煤炭企业在矿井关闭之后，继续运行煤层气（煤矿瓦斯）抽采系统，推进煤炭采空区煤层气资源持续利用。不断完善煤矿采空区（废弃矿井）残存煤层气资源评价及开发技术体系，重点在晋城、晋中、吕梁等地区开展关闭（废弃）及生产矿井采空区煤矿煤层气（煤矿瓦斯）抽采，力争实现规模开发。

第四节 建设内畅外达的输气管网

依托国家输气主干管网，在“三纵十一横、一核一圈多环”的省级输气管网基础上，构建贯通东西气源地和保障全省高效调度

气源的省级干线环网，完善以地级市双气源通道和天然气输配“县县通”为目标的省级支线管网，新建一批以上载煤层气为目标的气田上载管线和外输管线，打造“省际互联互通、地市多路畅通、县域基本覆盖、运行高效有序”的管网体系。加强与国家管网的深入对接，提高国家管网在省内上输下载能力。到 2025 年，全省输气管道总里程突破 11000 公里，管输能力达到 400 亿立方米/年。

第六章 加快新能源和清洁能源高质量（跃升）发展

坚持生态优先、因地制宜、多元融合和模式创新，持续推进新能源和清洁能源高质量发展，在晋北、晋西地区重点推动风电和光伏发电基地化、规模化、融合化开发，在晋东南地区优化推动风电和光伏发电就地就近开发，稳步推动生物质能多元化开发，积极推动地热能规模化开发，扩大新能源装机规模、提高新能源装机占比，积极探索“碳达峰”背景下黄河流域能源生产、消费转型升级的路径，统筹推进风电、光伏发电、抽水蓄能及其他可再生能源发展，积极布局氢能、新型储能等项目，着力提高非化石能源开发利用水平，推动产业转型升级。

第一节 稳步推进风电高质量可持续发展

以朔州、忻州为核心推进晋北风光火储一体化综合能源基地建设；以吕梁、临汾为核心推进晋西百里风光带生态示范基地建设；以晋中、长治为核心推进晋东南风电就地就近开发建设。积极推进资源优质地区的老旧风电机组升级改造和退役，进一步提升风能开发及利用效率，实现风电与自然资源、生态环境的可持续协调发展。

第二节 加快光伏发电基地化、规模化、融合化发展

以流域内吕梁、朔州、忻州、长治、晋城为重点，结合采煤

沉陷区综合治理，兼顾生态修复、造林绿化与相关产业发展，统筹优化新能源布局和支撑调节电源，实施光伏+采煤沉陷区综合治理工程，积极推进农光互补、林光互补、牧光互补的融合复合发展，建设一批生态友好、经济优越的大型光伏发电基地。全面推进分布式光伏开发，重点推进黄河流域工业园区、经济开发区、公共建设等屋顶光伏开发利用行动。积极推进“光伏+”综合利用项目，鼓励光伏发电与建筑、交通、农业、信息等产业和设施协同发展。

第三节 推动抽水蓄能电站建设提档加速

将抽水蓄能作为储能发展的主攻方向，科学开发抽水蓄能电站建设，积极推进垣曲一期、浑源项目按期投产；完善已纳规电站的前期手续，力争“十四五”期间开工 7 个以上项目；根据水资源和生态环境承载力，开展新一轮抽水蓄能电站选点规划，适时启动相关站点前期工作。开展中小型抽水蓄能电站规划选址，探索开展混合型（中小型）抽水蓄能电站建设，扩大抽水蓄能发展规模。

第四节 有序推进其他可再生能源发展

加快地热资源勘探开发，在太原、忻州、运城等具备条件的地区，优先布局建设地热供热、地热发电示范项目。在人口密集

且垃圾分类推广较好的城镇周边，合理布局城镇生活垃圾焚烧发电。在临汾、长治、运城等生物质资源丰富的地区，开展生物质能源综合利用项目试点。结合清洁供暖、污染防治、乡村振兴等开展太阳能清洁供热供暖与高效温室一体化示范，协同推进清洁供热供暖和高效农业发展。

第五节 开展源网荷储一体化和多能互补发展

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，合理配置各类储能，以虚拟电厂等一体化聚合模式参与电力市场，探索实施市（县）、园区级源网荷储一体化试点；在省会城市和地级城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，研究局部电网加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案；在工业类开发区或园区，立足拓展分布式新能源发电空间和降低开发区能耗水平，结合开发区范围内地理条件，开展源网荷储一体化绿色供电园区试点。依托晋北煤电基地和丰富的风光资源，创建一批“风光火储输”多能互补一体化示范项目，优化配套储能规模。

第六节 积极探索氢能开发利用

以大同、运城、晋中为重点，加快谋划布局氢能产业化应用示范项目，推进制、储、加、运、输、用氢全产业链发展。大力

引进高端人才和研究机构，开展储氢关键材料研发和氢能源综合利用研究，实现氢能商业化运营。在可再生能源资源丰富、现代煤化工产业基础好的地区，重点开展能源化工基地绿氢替代。积极探索氢气在冶金化工领域的替代应用，有效降低冶金化工领域化石能源消耗。积极推进长治、运城等地区开展能源化工、交通等绿氢替代示范。

第七章 建设绿色能源消费体系

强化完善能耗双控制度，严格控制煤炭消费总量，提高清洁能源消费占比，提升能源资源利用效率，全面推进能源节约高效利用体系建设，为转型出雏形战略布局腾出用能和环境空间。

第一节 强化完善能耗双控制度

根据国家下达我省能耗双控目标任务，科学合理分解到我省各市。做好黄河流域产业布局、结构调整与能耗双控目标衔接；实行用能预算化管理，强化固定资产投资项目节能审查，从源头推进节能。提高节能管理信息化水平，加快建设重点用能单位能耗在线监测系统，加强预警分析，严格目标责任评价考核。

第二节 合理控制煤炭消费总量

合理区分控制对象，实施煤炭消费总量控制，降低煤炭占一次能源消费比重。重点削减非电用煤，推进电能、清洁能源替代非电用煤，鼓励可再生能源消费。巩固“禁煤区”成果，降低煤炭在终端分散利用量的比重。严格新建、改建、扩建用煤项目煤炭消费管控，稳步推进煤炭消费总量负增长。

第三节 持续推进煤炭消费减量替代

鼓励在工业园区、开发区建设分布式能源中心，开发利用风

能、太阳能、农林生物质能等可再生能源，降低工业领域煤炭消费比重。巩固“禁煤区”成果，扩大“限煤区”范围，按照企业为主、政府推动、居民可承受的原则，积极推进“煤改电”，因地制宜推广“煤改气”。

第四节 深入实施电能替代

全面深入拓展电能替代，推动工业生产领域扩大电锅炉、电窑炉、电动力等应用。大力推动货车、私家车电动化，提高城镇乡村新能源汽车比例，以新能源汽车规模化应用为重点，加快推动交通运输领域电能替代进程。积极发展电力排灌、农产品加工等农业生产加工方式，推广商用电炊具、智能家电等设施，提高餐饮服务业、居民生活等领域电气化水平。

第五节 持续推进清洁供暖

指导晋北三市进一步集中资源以区县或乡镇为单元成片推进清洁取暖，因地制宜科学制定清洁取暖改造方案。鼓励社会和民间资本投资清洁取暖供热领域，落实好天然气、煤层气、电力供应和热源保障措施。因地制宜利用生物质、沼气、太阳能、天然气、煤矿井下抽采低浓度瓦斯（含乏风瓦斯）、电能等多种清洁能源供暖。争取到 2025 年，黄河流域实现平原地区散煤清零，有条件的地区加大山区散煤治理力度。

第八章 保障措施

第一节 强化规划引领

充分认识我省黄河流域地区推进能源转型的紧迫性和重要性，发挥山西省黄河流域能源转型发展规划的统筹引领作用。本规划要做好与各级国土空间规划、环境保护规划以及煤炭、电力等行业专项规划相互衔接，引导我省黄河流域地区能源产业布局 and 项目建设，推动能源绿色低碳转型取得实效。

第二节 强化规划实施

各地区、各有关部门要积极引导能源产业布局，建立能源领域转型工作机制，及时研究能源转型中出现的问题，加强重大问题协调，强化责任落实，明确承担相关职责的工作机构，确保工作有序有力推进。

第三节 强化项目管理

完善能源转型重点项目谋划储备和筛选更新机制，建立重点项目跟踪服务机制，协调解决项目落地过程中面临的具体问题。强化监管，对项目建成后的经济、社会、环境等效应进行跟踪监督管理。

第四节 强化政策支持

各地区、部门及相关单位需督促现有围绕能源绿色低碳发展的各类优惠政策落实，加快推进可再生能源、电力需求侧响应、电能替代、储能等不同领域试点示范，支持有条件的区域开展近零碳排放示范试点，破解能源转型过程中遇到的难题。

