

各市、州、县人民政府，省政府各部门：

现将《湖北省能源发展“十四五”规划》印发给你们，请结合工作实际，认真贯彻执行。

2022年4月20日

湖北省能源发展“十四五”规划

目录

一、现实基础和发展环境

（一）“十三五”取得的主要成效

（二）面临的形势

二、总体要求

（一）指导思想

（二）基本原则

（三）发展目标

三、重点任务

（一）建设安全多元能源供给体系

1.大力发展非化石能源

2.强化煤炭电力安全托底保障

3.拓展油气供应渠道

（二）建设集约高效能源输送储备体系

1.建设坚强智能电网

2.完善油气输送通道

3.增强能源储备调节能力

（三）建设节约低碳能源消费体系

1.加强节能和提高能效

2.推动能源低碳清洁利用

3.强化能源需求侧管理

(四)建设智慧融合能源科技创新体系

1.提升能源科技创新能力

2.壮大能源装备产业

3.推动智慧能源发展

(五)建设现代高效能源治理体系

1.推动落实能源领域碳达峰碳中和目标任务

2.推进能源市场化改革

3.优化用能营商环境

4.加强能源监管

5.加强安全生产和应急管控

四、重点工程

(一)新能源倍增工程

(二)煤电绿色转型工程

(三)风光水火储、源网荷储一体化示范工程

(四)能源储备调峰工程

(五)“两线一点一网”电网工程

(六)“五纵四横一通道”油气管网工程

(七)数字能源工程

(八)能源惠企利民工程

五、保障措施

(一)加强组织领导

(二)明确责任分工

（三）加强监测评估

能源是经济社会发展的基础和动力，事关国计民生和国家安全。“十四五”时期是我国全面建成小康社会、实现第一个百年奋斗目标后，乘势而上开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年目标奋斗进军的第一个五年，是湖北实现疫后重振，推动“建成支点、走在前列、谱写新篇”的关键时期。能源高质量发展对统筹发展和安全，推进碳达峰、碳中和，加快建设现代化经济体系，构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局具有重要的支撑和驱动作用。湖北是能源消费大省、输入大省，能源安全是湖北的全局性、战略性问题。立足新发展阶段、完整准确全面贯彻新发展理念、服务和融入新发展格局，科学谋划湖北未来五年能源高质量发展，加快构建现代能源体系，对保障全省经济社会持续健康发展具有重要意义。本规划根据《“十四五”现代能源体系规划》《湖北省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》编制，主要阐明“十四五”湖北省能源发展目标、路径和举措，是“十四五”推动全省能源高质量发展的总体蓝图和行动纲领。

一、现实基础和发展环境

（一）“十三五”取得的主要成效。

“十三五”时期，全省认真贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，不断提升能源供给能力、优化能源结构、增强创新动能、深化能源改革和对外合作，能源保障和服务水平进一步提升，较好满足了经济社会发展用能需求。

供应保障能力明显增强。鄂州电厂三期、汉川电厂三期、江陵电厂、京能热电、江坪河水电站等一批大型电源项目投产，新增发电装机 1862 万千瓦，发电总装机达到 8273 万千瓦（含三峡 2240 万千瓦）。鄂渝柔性直流背靠背联网工程建成投运，21 项 500 千伏输变电工程投产，新增变电容量 1493 万千伏安，主网最大负荷由 2745 万千瓦提升至

4065 万千瓦，总体形成西电东送、南北互济的供电枢纽格局。北煤南运通道浩吉铁路投运，年新增运煤能力 3000 万吨。华中最大的煤炭中转平台荆州煤炭铁水联运储配基地一期工程建成，全省煤炭储备能力达到 1100 万吨。新疆煤制气外输通道一期、川气东送增压扩能、荆门-襄阳成品油管道等项目建成，油气管道总里程达到 7400 公里。武汉安山储气库扩建工程、宜昌力能储气库建成，天然气储备能力达到 3.82 亿立方米。与陕西、青海、新疆等能源资源大省建立了长期稳定的能源资源供应渠道。“十三五”前四年全省能源消费总量年均增长 2.8%，2019 年达到 1.73 亿吨标准煤，2020 年受疫情影响下降 6.2%，为 1.63 亿吨标准煤。2020 年全社会用电量 2144 亿千瓦时，“十三五”年均增长 5.2%。

清洁低碳进程持续加快。2020 年底全省可再生能源发电装机达到 5066 万千瓦，其中新能源装机达到 1309 万千瓦，是 2015 年的 5.3 倍，可再生能源、新能源消纳电量占全社会用电量比重分别由 37%、3.7%提升至 43.2%、9.1%。关闭煤矿 298 处，淘汰落后产能 2043 万吨。煤炭消费占一次能源消费比重 53.5%，比 2015 年下降 7.7 个百分点。天然气消费量 61.4 亿立方米，年均增长 7.6%，占一次能源消费比重由 3.5%提升至 5%。油品质量全面升级，全面供应国六标准车用汽柴油。全省 20 万千瓦级以上 56 台大型煤电机组全部实现超低排放，关停 30 台总装机 70 万千瓦小火电机组，煤电机组平均供电煤耗下降至 302 克标准煤/千瓦时。电能替代电量达到 256 亿千瓦时，电能占终端能源消费比重由 17.2%提升至 20.6%。全省单位地区生产总值能耗累计下降 18%，单位地区生产总值二氧化碳排放量累计下降 19.6%。

普遍服务水平不断提升。提前一年完成国家新一轮农网改造升级任务，完成机井通电、贫困村通动力电，户均配变容量达到 2.15 千伏安，比 2015 年提升 76%，存量“低电压”问题全部解决，农村生产生活用电质量大幅提升。建成 5646 个总装机 123 万千瓦的光伏扶贫项目，带动 3700 个贫困村、26.75 万户建档立卡贫困户脱贫。新能源汽车充电基础设施建设加快，全省累计建成充换电站 1658 座、充电桩 11.3 万个。天然气实现“县县

通”，通气乡镇比例达到 37%。用能营商环境不断改善，用能报装简化优化，实行获得电力“321 服务”、获得用气“310 服务”，高、低压用户平均接电时间由 102.2 天、4.1 天分别压减至 34.16 天、1.45 天。用电成本持续降低，到户均价降至 0.6362 元/千瓦时，累计下降 11.5%，大工业电价、一般工商业电价累计降幅分别达到 5.13%、29.52%。

改革创新深入推进。“放管服”改革扎实推进，“一网通办”全面落实，强化事中事后监管，能源行业治理初步实现从以项目审批为主转向规划、政策、监管、服务并重。电力市场体系初步建成，电力市场主体达到 4339 户，交易电量达到 703.8 亿千瓦时。推进油气体制改革落实，上游勘探开发加快，管网公平接入启动。能源装备创新发展，拥有国家能源海洋核动力平台、新能源接入、煤燃烧国家能源技术研发中心 3 家，能源行业国家工程实验室、国家地方联合工程中心各 1 家，国家认定企业技术中心 6 家，省级工程研究中心和企业技术中心 56 家。海洋核动力技术取得重大突破，鄂西页岩气勘探开发取得积极进展。油气钻采、输配电设备形成较强国内外竞争优势。氢能“研发+制氢+储运+应用”全链条发展格局初步形成，建成加氢站 12 座，推广应用氢燃料电池车 210 辆。

专栏1 湖北省“十三五”能源发展主要成就

指标	单位	2015年	2020年	年均增长
能源消费总量	亿吨标准煤	1.55	1.63	0.9%
能源消费结构 其中：煤炭	%	61.2	53.5	[-7.7]
石油	%	22.2	24	[1.8]
天然气	%	3.5	5	[1.5]
非化石能源	%	13.1	17.5	[4.4]
全社会用电量	亿千瓦时	1665	2144	5.2%
一次能源生产量	万吨标准煤	5083	5653	2.1%
电力装机总量	万千瓦	6411	8273	5.2%
其中：火电	万千瓦	2576	3316	5.2%
水电	万千瓦	3653	3757	0.6%
风电	万千瓦	135	502	30%
太阳能发电	万千瓦	49	698	70%
油气管道总里程	公里	6740	7400	1.9%

注：[] 中为五年累计值

(二) 面临的形势。

从国际看，世界百年未有之大变局加速演变，国际环境日趋复杂，地缘政治冲突加剧，新冠肺炎疫情影响广泛深远，经济全球化遭遇逆流。新一轮科技革命和产业变革深入发展，全球气候治理呈现新局面，能源供需版图深刻变革，能源低碳化、智能化转型加速推进，能源体系和发展模式正在进入非化石能源主导的崭新阶段。

从国内看,当前和今后一个时期,我国发展仍然处于重要战略机遇期。我国已转向高质量发展阶段,同时发展不平衡不充分问题仍然突出。保能源安全任务和碳达峰、碳中和目标对能源高质量发展提出了明确而紧迫的要求。我国步入构建现代能源体系的新阶段,煤炭为主的化石能源清洁高效利用和安全托底保障能力进一步加强,新能源技术水平和经济性大幅提升,新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制,将促进新能源大规模高质量发展,逐步对传统能源实现安全可靠替代。

从我省看,经历疫情严重冲击之后的湖北,经济长期向好的基本面没有改变,多年积累的综合优势没有改变,在国家和区域发展中的重要地位没有改变,机遇大于挑战,发展潜力巨大。湖北能源发展进入绿色转型加速期、需求增长延续期、新生业态活跃期、安全风险凸显期、体制改革攻坚期,特别是面临用能需求刚性增长下能源安全保供的压力、碳达峰目标下能源结构优化升级的压力、系统复杂化趋势下能源设施安全高效运行的压力等困难挑战,必须坚定发展信心,坚持底线思维和系统思维,准确识变、科学应变、主动求变,加快构建现代能源体系,全面提升能源保障能力。

二、总体要求

(一) 指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导,深入贯彻党的十九大和十九届历次全会精神,立足新发展阶段,完整准确全面贯彻新发展理念,服务和融入新发展格局,深入贯彻习近平生态文明思想,深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略,做好碳达峰、碳中和工作,以推进能源高质量发展为主题,围绕“一个目标”(构建清洁低碳、安全高效能源系统),落实“两大要求”(保能源安全、碳达峰碳中和),打造“三大枢纽”(全国电网联网枢纽、全国天然气管网枢纽、“两湖一江”煤炭物流枢纽),建设“五大体系”(安全多元能源供给体系、集约高效能源输送储备体系、节约低碳能源消费体系、智慧融合能源科技创新体系、现代高效能源治理体系),实施“八大工程”(新能源倍增工程,煤电绿色转型工程,风光水火储、源网荷储一体化示范工程,能源储备调峰工程,

“两线一点一网”电网工程，“五纵四横一通道”油气管网工程，数字能源工程，能源惠企民生工程），全面提升能源供应能力和质效，为全省“建成支点、走在前列、谱写新篇”提供坚强能源保障，为全省2030年前实现碳达峰奠定坚实基础。

（二）基本原则。

坚持多元安全。统筹发展与安全，通过“内增、外引、强网、增储”，优化能源布局和结构。提高省内能源自给能力，加强省际能源合作，推进能源输送通道建设，提升能源储备调节能力，加强风险防范应对，切实保障能源供应安全。

坚持绿色发展。供给与消费两端发力，推进“加新、控煤、稳油、增气”，加快能源绿色低碳转型。坚持先立后破，大力发展非化石能源，建设以新能源为主体的新型电力系统，推进化石能源清洁高效利用，加快终端用能清洁替代，提高能源综合利用效率。优化完善能耗“双控”制度，加快形成节能提效降碳的激励约束机制。

坚持创新驱动。充分发挥科技创新引领作用，加快能源新技术推广应用和关键核心技术攻关，着力推动技术创新、产业创新、商业模式创新，提升能源技术水平和产业竞争力。构建智慧能源系统，推动能源与信息技术深度融合，推进源网荷储协调发展。

坚持市场导向。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，构建公平开放、有效竞争的能源市场体系，扩大市场准入，鼓励各类投资主体有序进入能源领域公平竞争，加强市场监管与服务，营造良好市场环境。

坚持服务民生。加快补齐城乡能源基础设施短板弱项，强化民生领域用能保障，优化用能营商环境，提高能源普遍服务水平，满足人民群众美好生活对电力、天然气等清洁能源需求，让人民共享能源高质量发展红利。

（三）发展目标。

展望2035年，能源高质量发展取得决定性进展，以新能源为主体的新型电力系统建设取得实质性成效，基本建成清洁低碳、安全高效的现代能源系统，能源安全保障能力大幅提升。绿色能源生产和消费方式广泛形成，可再生能源装机占比达到70%以上，非化

石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提升,新增能源需求全部通过清洁能源满足,能源消费碳排放系数显著降低,碳排放总量达峰后稳中有降。能源治理体系和治理能力现代化基本实现,支撑美丽湖北基本建成。

锚定 2035 年远景目标,“十四五”全省能源发展主要目标是:

供应保障。省内能源综合生产能力超过 6000 万吨标准煤,发电装机达到 11400 万千瓦,特高压外电输入能力 1300 万千瓦,油气管道总里程达到 8900 公里,储气能力达到 6.5 亿立方米,煤炭储备能力达到 1600 万吨。武汉城市电网达到世界一流水平。

绿色转型。以新能源为主体的新型电力系统加快构建,清洁能源成为能源消费增量的主体,全省新增用电量的 50%由新增可再生能源电量提供,非化石能源占能源消费比重提高到 20%以上,煤炭占能源消费比重降低至 51%左右,天然气占能源消费比重达到 7%左右,单位地区生产总值二氧化碳排放下降完成国家下达目标。

节能增效。单位地区生产总值能耗下降 14%以上,煤电机组平均供电煤耗降至 297 克标准煤/千瓦时左右,电网线损率控制在 5%以内。能源系统灵活性显著增强,灵活调节电源占比达到 25%左右,电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 5%左右。

普遍服务。城乡人民生产生活能源供应保障能力和服务质量进一步提高,电力和天然气季节性、时段性供需矛盾得到显著缓解,人均生活用电量达到 950 千瓦时以上,城乡能源基础设施均衡发展,供电可靠率和电压合格率进一步提升,天然气覆盖范围进一步扩大,清洁能源开发利用成为乡村振兴的重要动力。

改革创新。能源关键技术和装备取得重点突破,产业技术体系和规模迈上新台阶,智慧能源、数字能源发展取得重要进展。电力、油气体制改革全面深化,电力市场体系进一步完善,电力现货市场基本建成,油气管网实现向第三方市场主体公平开放,市场决定性作用得到充分发挥。

专栏2 湖北省“十四五”能源发展主要指标						
类别	指标	单位	2020年	2025年	年均增长	属性
供应保障	能源综合生产能力	万吨标准煤	5653	6000	1.2%	约束性
	电力装机总量	万千瓦	8273	11400	6.6%	预期性
	煤炭储备能力	万吨	1100	1600	7.8%	预期性
	储气能力	亿立方米	3.82	6.5	11.2%	预期性
绿色转型	非化石能源消费比重	%	17.5	20	[2.5]	预期性
	非化石能源电力装机比重	%	61.2	62.8	[1.6]	预期性
	非水可再生能源电力消纳比重	%	9.1	15.9	[6.8]	预期性
	煤炭消费比重	%	53.5	51	[-2.5]	预期性
	电能占终端能源消费比重	%	20.6	25	[4.4]	预期性
	单位地区生产总值二氧化碳排放降低	%	—	—	控制在国家下达指标内	约束性
	能源消费碳排放系数	吨二氧化碳/吨标准煤	1.92	1.85	[-0.07]	预期性
节能增效	单位地区生产总值能耗降低	%	—	—	[14%]	约束性
	煤电机组供电煤耗	克标煤/千瓦时	302	297	[-5]	预期性
	电力需求侧响应能力	%	—	5	—	预期性
	灵活调节电源占比	%	20.2	25	[4.8]	预期性
	新型储能装机规模	万千瓦	1	200	188%	预期性

注：[] 中为五年累计值。

三、重点任务

(一) 建设安全多元能源供给体系。

全面推进能源供给革命，落实碳达峰目标要求，以非化石能源为重点，加强多元供应保障。超前研判能源需求走势，未雨绸缪、防患未然，围绕“内增”提升省内供应能力，围绕“外引”争取省外优质资源，合理规划发展节奏和布局。

1.大力发展非化石能源。

大规模发展光伏发电、风电。综合考虑资源禀赋、生态环境承载力、电网消纳特点，坚持集中式和分布式并举、多元发展和多能互补并行的发展模式。加快布局建设风光水火储一体化百万千瓦新能源基地，构建区域综合能源供应体系，提高能源供应效率和稳定性。大力推进“新能源+”项目建设，积极探索源网荷储一体化和风光水火互补开发模式。积极推进“光伏+”发展模式，大力支持分布式光伏发电应用。有序推进集中式风电项目建设，加快推进分散式风电项目开发。分别新增光伏发电、风电装机 1500、500 万千瓦，2025 年光伏、风电发电总装机达到 3200 万千瓦，年发电量 400 亿千瓦时。

统筹推进水电保护性发展。坚持生态优先，水电开发与环境保护相协调，推进汉江、清江、淩水等流域水电项目建设，建成碾盘山、新集等水电项目。积极推进小水电绿色转型，促进流域生态恢复。新增常规水电装机 50 万千瓦，2025 年水电装机达到 3800 万千瓦。

专栏 3 水电开发建设重点
峡口塘水电站：位于恩施州利川市，总装机 5.8 万千瓦。
雅口航运枢纽工程：位于襄阳市宜城市，总装机 7.5 万千瓦。
碾盘山水利枢纽工程：位于荆门市钟祥市，总装机 18 万千瓦。
新集水电站：位于襄阳市襄城区，总装机 12 万千瓦。
姚家平水利枢纽工程：位于恩施州恩施市，总装机 18 万千瓦。
淋溪河水电站：位于恩施州鹤峰县，总装机 18.52 万千瓦。

因地制宜开发利用生物质能。按照因地制宜、清洁高效、多元利用的原则，结合资源和环境条件，开发利用生物质能。在工业园区、开发区、产业园区等热负荷需求集中的地

区，稳步推进生物质热电联产。综合考虑垃圾产量、运输距离、环境保护等因素，合理布局生活垃圾焚烧电厂。推广生物质多元化利用，支持生物天然气工程建设，积极发展生物质锅炉供热，鼓励开展生物质与燃煤耦合发电。新增生物质发电装机 50 万千瓦，2025 年生物质发电装机达 160 万千瓦。

积极推进地热能开发利用。加强地热资源勘查，在江汉盆地、南襄盆地、武汉新洲、黄冈英山等地区开展地热能资源勘查、试验、评价。积极推进地热能多元融合发展，在武汉、襄阳、宜昌、十堰等地区，积极推广浅层地热能供暖和制冷应用。积极探索中深层地热能综合利用形式和市场运营模式。新增地热能供冷供热应用建筑面积 1900 万平方米，2025 年达到 5000 万平方米。

2.强化煤炭电力安全托底保障。

加强煤炭供应合作。加强与陕西、山西、内蒙古等煤炭资源大省战略合作，强化与国家能源集团、陕煤集团、山东能源集团等产煤企业合作，组织企业积极参与国内煤炭市场交易，推进中长期合同履约，保障优质煤源供应。依托荆州煤炭铁水联运储配基地，建设武汉（华中）煤炭交易中心，打造面向“两湖一江”的煤炭中转、交易、配置和应急储备供应保障平台。

有序发展清洁火电。更好发挥煤电基础兜底作用，根据电力安全稳定供应需要，有序推进已纳入国家规划的大容量、高参数、超超临界燃煤机组项目建设，保持系统安全稳定运行必须的合理裕度。在有条件的工业园区、开发区，合理规划布局发展热电联产集中供热项目。在有条件的开发区、中心商务区、公共建筑或商业综合体发展天然气热电联产和分布式能源项目，重点发展冷热电多联供。支持高炉煤气、余热余压余气发电。

3.拓展油气供应渠道。

构建多元天然气供应格局。加强与中石油、中石化、中海油和国家管网集团合作，全面实行天然气购销合同管理，扩大对湖北省天然气资源供应规模。积极引进沿海 LNG 资源。鼓励燃气企业、储气设施经营企业通过天然气交易中心线上竞拍、LNG 市场采购等

方式获得天然气资源。统筹页岩气勘探开发与生态环境保护，推进鄂西页岩气勘探开发综合示范区建设，加快宜昌、恩施地区页岩气勘探开发，2025年页岩气产能达到20亿立方米/年。

积极推进炼油企业升级改造。落实长江大保护要求，按照“产能置换、减油增化”等原则，谋划推进武汉中韩石化炼油搬迁改造、荆门石化扩能改造、潜江金澳油品质量升级改造，打造炼化一体产业集群。

（二）建设集约高效能源输送储备体系。

适应新型电力系统发展需要，统筹高比例新能源发展和电力安全稳定供应，加快电网设施升级和智能调度运行水平提升，建成“送受并举、东西互济、智能高效”的坚强电网，打造全国电网联网枢纽。推进天然气主干管网互联互通，打造全国天然气管网枢纽。提升煤炭储配能力，打造“两湖一江”煤炭物流枢纽。形成基地（库）+地方政府、企业共建的“1+N”多维综合能源储备体系，提升能源运行调节和风险防范能力。

1.建设坚强智能电网。

建成交直流互备的特高压电网。建成陕北-湖北±800千伏特高压直流输电工程、金上-湖北±800千伏特高压直流输电工程，加快荆门-武汉等特高压交流环网、黄石1000千伏特高压交流输变电工程建设。到2025年，建成1000千伏特高压变电站3座、变电容量2100万千伏安，±800千伏特高压直流换流站2座、容量1600万千瓦。

提升城市供电能力。围绕外电疏散、三峡留存、电源接入、断面卡口、网间联络，建设一批500千伏、220千伏主网工程，形成鄂东负荷中心（武汉、黄石、黄冈、孝感、咸宁）、鄂西北（襄阳、十堰、随州、神农架）和鄂中西（宜昌、荆州、荆门、恩施、仙桃、潜江、天门）分区分片的保供体系，服务“一主引领、两翼驱动、全域协同”区域发展布局。围绕工业园区和重大项目用电需求、城市老旧小区改造、分布式电源广泛接入、电动汽车和数据中心等新型负荷发展需求，推进城市配电网改造升级。武汉市建成世界一

流城市电网，襄阳、宜昌城市电网达到国内同等城市先进水平，其他城市电网供电水平明显提升。新增变电容量 6000 万千伏安、各电压等级线路 7000 公里以上。

巩固提升农村电网。进一步优化农村配电网网架结构，提升配电自动化水平，实现配电通信网全覆盖，加快老旧设备更新，全面解决“卡脖子”“低电压”等突出问题，不断提升农村生产生活供电服务质量，为农村新能源汽车、乡村旅游、农产品加工、农村现代物流等新型农村产业和乡村振兴提供坚强电力保障。到 2025 年，全省农村配电网达到中部省份领先水平，供电可靠率达到 99.915%，综合电压合格率达到 99.85%，农村居民户均配变容量达到 2.8 千伏安以上。

加强电网运行调度和新能源消纳能力建设。按照分层分区、安全高效原则，推进主网架向“合理分区、柔性互联、安全可控、开放互济”的形态转变，配电网向交直流混合柔性电网+智能微电网等多种形式协同发展。全面推动新型电力技术应用和运行模式创新，优化电网安稳控制系统配置，提升电压、频率调节支撑能力，发展柔性直流输电，全面提升电网开放接入、灵活控制和抗扰动能力。统筹一次网架、设备和通信网，提升电网资源配置能力和智能化水平，提升新能源并网友好性，推动调度运行智能化扁平化。推动电网更好适应大规模高比例新能源发展，增强电网就地平衡能力，大力发展以消纳新能源为主的微电网、局域网，实现与大电网兼容互补。

专栏 4 电网建设重点

特高压：

陕北—湖北±800 千伏特高压直流输电工程：换流容量 800 万千伏安，线路长度 144.7 公里。

金上—湖北±800 千伏特高压直流输电工程：换流容量 800 万千伏安，线路长度 750 公里。

荆门—武汉 1000 千伏特高压交流输电工程：变电容量 600 万千伏安，线路长度 476 公里。

黄石 1000 千伏特高压交流输变电工程：变电容量 600 万千伏安，线路长度 16 公里。

500 千伏骨干网：新建 500 千伏变电站 8 座、扩建 500 千伏变电站 13 座，新增变电容量 2375 万千伏安，新建及改造线路长度 2459 公里。

220 千伏电网：新建 220 千伏变电站 82 座，新增变电容量 3425 万千伏安，新增线路 4853 公里。

2.完善油气输送通道。

推进天然气管网建设与互联互通。加快建设西气东输三线中段、川气东送二线湖北段等国家主干天然气管道，推进内河 LNG 船舶运输和 LNG 罐箱多式联运，构建“四纵三横一通道”天然气输送体系，汇集西气东输、川气东送、南气北调、海气进江资源，形成四方来气的供应格局。推进省内支线、联络线和储气设施接入城市管网管道建设。加快管网向偏远地区、乡镇延伸。新增天然气管网里程 1300 公里。推动天然气管网等基础设施向第三方市场主体公平开放。压减供气输配环节，取消没有实质性管道投入的“背靠背”接收站。

加快输油管道建设。推进三峡翻坝运输成品油管道建设，缓解三峡水运压力。加快监利—潜江输油管道建设，推进魏荆原油管道升级改造工程施工，提高油品供应保障能力。新增输油管道里程 200 公里。

专栏 5 油气管道建设重点

天然气干线：西气东输三线湖北段、川气东送二线湖北段。

天然气支线、联络线：志武线、川气出川宜昌站、潜江站互联互通工程，西气东输三线仙桃—潜江联络工程，川气东送二线枣阳—宣城联络工程湖北段，川气东送二线巴东支线，咸宁南三县输气管道、黄冈黄州—黄梅、黄冈浠水—罗田—英山、宜昌宜都红花套—五峰、孝感孝昌—安陆。

输油管道：监利—潜江输油管道、三峡翻坝运输成品油管道、魏荆原油管道升级改造工程。

3.增强能源储备调节能力。

提升电力系统灵活调节能力。对全省大型煤电机组全面实施灵活性改造，挖掘潜力参与深度调峰，原则上新建煤电机组全部具备灵活调节能力。在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的负荷中心，适度布局天然气调峰机组，积极探索气电与新能源发电融合发展。有序推进规划内抽水蓄能电站建设，开工建设罗田平坦原、通山大幕山等5个以上抽水蓄能电站，利用现有梯级水电站规划布局一批抽水蓄能电站。在落实生态保护要求基础上，建立抽水蓄能电站站址资源目录，做好站址保护。结合风电和光伏发电出力特性、电网接入和消纳条件，推进一批风光水火储一体化、源网荷储一体化项目。推动储能技术应用，建设一批集中式储能电站，引导电源侧、电网侧和用户侧储能建设，鼓励社会资本投资储能设施。

专栏 6 抽水蓄能电站建设重点

大型抽水蓄能：罗田平坦原、通山大幕山、黄梅紫云山、远安宝华寺、长阳清江、五峰太平、南漳张家坪、松滋江西观、崇阳土桥、蕲春花园、张湾黄龙滩。

中小型抽水蓄能：恩施大龙潭、竹山潘口、大悟鼎沟、团风魏家冲、麻城黑石咀、枣阳新市、钟祥北山、武穴荆竹、谷城。

加快油气储备能力建设。坚持规模化、集约化建设运营原则，鼓励各类主体投资建设储气设施，加快构建以地下盐穴储气库、沿江 LNG 储运站和大中型 LNG 储罐为主，地方

小型应急储气设施为辅，管网互联互通为支撑的储气体系。制定落实储气能力建设实施方案，重点推进潜江地下盐穴储气库，武汉白浒山和黄冈等地 LNG 储气库建设，形成潜江、武汉、黄冈三大储气基地。组织各地及城镇燃气企业加强与省内外重点储气设施合作，优先依托属地及周边“大库大站”履行储气责任，支持不具备建设条件的地方和城镇燃气企业以租赁、购买方式完成储气能力建设目标任务，到 2025 年全省储气能力达到 6.5 亿立方米。按照国家要求，落实地方政府成品油储备和企业社会责任石油储备。

专栏 7 储气设施建设重点

地下储气库：加快潜江地下盐穴储气库一期建设（1.4 亿立方米）；根据项目建设条件，启动应城地下盐穴储气库建设（6000 万立方米）。

重点 LNG 储气设施：武汉白浒山 LNG 储配基地（6000 万立方米）、黄冈 LNG 储气设施（4800 万立方米）、黄石阳新 LNG 罐箱（1500 万立方米）、荆州 LNG 储备库（1200 万立方米）。

加快煤炭储备能力建设。推进“浩吉铁路+长江水运”煤炭输送体系建设，建设以荆州江陵为重点的集交易、存储、混配、物流等功能于一体的大型煤炭储配基地，打造辐射“两湖一江”的煤炭物流枢纽。支持重点用煤企业改扩建现有储煤场地，支持有条件的企业参与社会责任储备，到 2025 年煤炭储备能力达到 1600 万吨，政府可调度社会责任储备能力基本满足应急需求。

专栏 8 煤炭储备设施建设重点

新建：荆州煤炭铁水联运储备基地二期工程（195 万吨）、荆州华裕能源仓储物流园（108 万吨）、宜昌枝家港煤炭储运基地（152 万吨）、荆门市汉江沙洋港疏港铁路煤炭仓储基地（50 万吨）。

改扩建：宜昌枝家港煤炭物流储备基地升级改造工程（30 万吨）。

（三）建设节约低碳能源消费体系。

大力推进能源消费革命，落实能耗“双控”和碳排放控制要求，坚持节约优先，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域。推进能源清洁替代，积极创新能源消费模式，加快形成绿色发展的生产和生活方式，建设能源节约型社会，降低能源消费过程中二氧化碳排放。

1.加强节能和提高能效。

科学开展能耗“双控”。严格控制能耗强度，以化石能源为重点，合理控制能源消费总量，充分考虑区域和产业发展，增强能源消费总量控制目标弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，鼓励各市州超额完成能耗强度降低目标。创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。推进用能权、碳排放权市场化交易。严格实施节能评估和审查制度，坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，提高项目能效水平，保障全省重大项目合理用能需求。

推进重点领域能源节能提效。加快优化产业结构，推进工业、建筑、交通、公共机构、数字基础设施等重点领域和重点用能单位能效提升。推进工业企业节能改造和能源管控中心建设，鼓励工业企业和园区高效开发利用分布式可再生能源。提高绿色建筑建设标准，推进既有建筑节能改造，推进利用太阳能、浅层地热能、工业余热等解决建筑用电供暖需求。大力发展多式联运和公共交通，大力推广节能环保汽车和新能源汽车，提高交通运输工具能效水平。深入开展节约型机关、绿色公共机构创建行动，加大政府绿色采购力度，优先或强制采购节能产品。提高数据中心、5G通信基站等数字基础设施节能水平。持续实施全民节能行动计划，推广节能家电、高效照明产品等，倡导绿色出行。壮大节能环保产业，促进节能环保关键材料、重要设备和产品广泛应用。

2.推动能源低碳清洁利用。

提高煤炭石油清洁利用水平。严控煤炭消费增长，强化武汉、襄阳、宜昌等重点城市煤炭消费总量控制，新建耗煤项目实行煤炭减量替代，有序发展煤炭深加工。加大散煤综合治理力度，加快推进农村地区生物质成型燃料、沼气、太阳能等清洁能源替代散煤。加

快淘汰工业中小燃煤锅炉，推动工业企业开展锅炉煤改气、煤改电。持续推进煤电机组超低排放和节能改造，进一步降低供电煤耗，规划新增煤电机组全部按照超低排放标准建设，加大落后煤电机组淘汰力度。加快绿色炼厂建设，支持炼化产业延伸产业链，提升高附加值产品比重。严格落实 2023 年执行国六 B 标准车用汽油，推进油品质量升级，稳妥推进车用乙醇汽油推广使用。加强成品油市场监管，维护成品油市场秩序。

培育拓展天然气消费市场。以民生、发电、交通和工业领域为重点，有序扩大全省天然气覆盖范围和利用规模。加快城镇燃气管网建设改造，完善城市燃气网络和服务设施，提高城镇居民天然气气化率。推动天然气对燃油、散煤清洁替代。积极支持发展重卡、环卫、公交等 LNG 汽车。实施“气化长江”工程，推动船舶燃油 LNG 替代。实施“气化乡镇”工程，扩大乡镇天然气覆盖范围，通气乡镇比例达到 50%以上。推动天然气与多种能源融合发展，鼓励发展天然气分布式能源，稳步推进天然气热电联产。到 2025 年，天然气消费量达到 100 亿立方米以上，占能源消费总量比重达到 7%左右。

加快终端用能电气化。在居民生活、工业制造、农业生产、交通运输等领域因地制宜、全面拓展电能替代。加大港口岸电、空港陆电改造，完成 95 个港口码头 264 套岸电桩及配套设施建设，实现长江沿线主要码头岸电全覆盖。大力发展电动汽车，扩大电动汽车在公共交通、公务出行等方面应用。适度超前推进充电基础设施建设，打造统一智能充电服务平台，开展光储充换相结合的新型充换电场站试点示范，形成车桩相随、智慧高效的充电基础设施网络，到 2025 年全省充电桩达到 50 万个以上。加快取暖、炊事用能等方面电能替代，推广新型电采暖、商用电炊具、智能家电等设施，提升全社会电气化水平。“十四五”期间新增电能替代量 300 亿千瓦时，电能占终端能源消费比例达到 25%。

3.强化能源需求侧管理。

完善电煤应急储备制度，做好电煤供需监测，电煤库存日常保持 20 天可用天数，迎峰度夏、冬前可用天数分别达到 25 天、30 天。完善电力需求响应体系，科学编制有序用电方案和大规模停电应急预案，建立并动态调整电力需求侧管理清单，优先保障居民、农业、

重要公用事业和公益性服务用电，贯彻国家产业政策和节能环保政策，限制不合理用电。引导和激励电力用户挖掘调峰资源，形成最高负荷 5%左右的需求响应能力，有序用电可调负荷达到最大用电负荷的 20%以上。动态调整天然气调峰用户清单，细化完善应急保供预案，在用气高峰期根据资源供应情况分级启动实施。

（四）建设智慧融合能源科技创新体系。

加快推动能源技术革命，补短板、锻长板，持续提升能源创新能力和技术水平，构建以企业为主体、市场为导向、产学研用深度融合的能源科技创新体系，积极发展智慧能源、数字能源，培育能源新模式、新产业、新业态，推动能源装备产业发展迈上新台阶。

1.提升能源科技创新能力。

加强能源科技创新平台建设。把握能源技术变革方向，以公共创新平台和各类创新机构为引领支撑，建设产学研用相结合的创新机制，推动绿色低碳技术研发、成果转化和推广应用。支持煤炭清洁低碳发电、新能源接入、海洋核动力等国家能源技术研发中心发展。培育一批智能电网、微电网、能源互联网、储能技术等前沿科技创新机构，壮大一批发电技术、油气钻采与炼化技术、智能装备与智能制造技术等能源基础工业创新机构。依托国家和省级工程（技术）研究中心、实验室和武汉大学、华中科技大学、武汉理工大学、中国地质大学、长江大学等院校，提升研发和技术装备水平，引进培养一批科技领军人才和创新团队，加大能源科技人才培养和政策支持力度，激发各类主体技术创新活力。

加快重点领域科技攻关。推动新能源技术装备突破，研发高效新型太阳能电池、逆变器及系统集成设备，积极发展太阳能热发电、热利用装备。推动新型储能技术装备创新和示范应用，积极研制成套电池装备，支持全钒液流电池储能装备产业化发展和应用示范。开展压缩空气储能、飞轮储能等机械储能和其它化学储能技术攻关。支持智能电动汽车充电桩、充电站等技术装备发展。聚焦核能利用与检测装备、煤炭清洁高效综合利用、页岩气勘探开发、碳捕捉等重点领域，加大产业关键技术、共性技术和前沿性技术研发攻关，推动能源技术与新材料和先进制造技术深度融合，形成一批自主知识产权成果。

积极探索氢能开发利用。聚焦制氢、储运、加注、燃料电池等氢能产业链核心环节，推动基础前沿和共性关键技术和装备研发。鼓励质子交换膜燃料电池、固体氧化物燃料电池发电及分布式能源系统技术攻关，建设可再生能源绿电制氢、工业尾气制氢、大规模氢气提纯、储供氢关键设备等氢源供应及配套装备制造项目，加快氢能在交通运输、工业、储能调峰、分布式供能等领域应用，规划加氢站等配套氢能供应基础设施建设。

2.壮大能源装备产业。

围绕能源装备产业补链固链强链，通过头部企业引领、链条延伸、上下联动、集群共进，发挥优势、补强短板，加强配套产业发展，打造发电装备、智能电网及输配电装备、新能源装备、油气钻采与加工装备、节能环保装备、储能等六大产业链条。推动发电设备升级创新，支持效率提升、污染排放控制、高水头水电等电站配套技术装备发展。推动智能电网与输配电设备提质升级，发展特高压输电设备，柔性直流输电系统装备，智能变电站、配电网、微电网成套设备。强化油气钻采与加工装备优势，推动钻井、采油、油气集输工程装备自动化、智能化发展。加强首台（套）重大技术装备示范应用。在武汉、襄阳、宜昌、荆州等地区打造能源装备制造产业基地。到2025年，能源装备产业年主营收入达到2000亿元，年主营收入过50亿元、10亿元企业分别达到5、30家。

专栏9 能源装备产业发展重点

发电装备：重点支持武汉发展锅炉和发电机组设计制造，襄阳发展燃气发电机组制造，广水、京山等发展锅炉辅机产业。

智能电网及输配电装备：重点支持武汉发展输变电、智能电网装备，襄阳、宜昌、黄石发展输配电自动化设备。

新能源装备：重点支持武汉、襄阳、宜昌、仙桃发展硅材料、电池片（组件）、逆变器、风电设备零部件等。

油气钻采与加工装备：重点支持武汉、荆州、潜江打造油气钻采与加工装备产业集群，荆门、孝感发展油气储运装备。

节能环保装备：重点支持武汉发展低热值煤与垃圾焚烧发电、配电网节能降损装备、储能，重点支持武汉、襄阳、宜昌发展新型储能技术，咸宁崇阳发展钒电池等。

3.推动智慧能源发展。

加快推进能源全领域、全环节智慧化发展，实施能源生产和利用设施智能化改造，推进能源监测、调度和管理智能化。推广新能源云应用，加快智能电网发展，积极推进智能变电站、智能调度系统建设，扩大智能电表、智能气表等智能计量设施、智能信息系统、智能用能设施应用范围，提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力。推进能源产业与5G、大数据、云计算、物联网、人工智能等现代信息技术深度融合，加快能源基础设施数字化、智能化建设。统筹铁路、公路、水运、管道基础设施协同发展，加强能源运输保障。推动电网、燃气网、热力网与交通网的柔性互动和配合调控，促进基础设施协同优化运行和多种能源融合发展，构建能源生产、输送、使用和多种能源、储能体系协调互补的智慧能源系统。鼓励在产业园区、大型企业、大型公用设施和商务区等建设多能互补、高效存储、智能协调的综合能源服务站，发展新能源数字化运营系统、绿色数据中心等能源互联网和智慧用能新模式，打造主体多元化、领域多样化、服务专业化的综合能源服务新业态。

（五）建设现代高效能源治理体系。

深入推进能源体制改革，推进能源治理体系和治理能力现代化。深化电力体制改革，加快推进油气体制改革，形成统一开放、竞争有序的能源市场体系。更好发挥政府作用，强化服务职能，健全能源监管体系，加快建立以法律法规、战略规划、政策标准和监管服务为主的现代能源治理框架。

1.推动落实能源领域碳达峰碳中和目标任务。

贯彻落实碳达峰、碳中和工作部署要求，坚持“系统谋划、供需发力、先立后破、安全替代”，处理好发展和减排、整体和局部、长远目标和短期目标、政府和市场的关系，在保障能源安全供应基础上，着力优化能源结构，减少能源产业碳足迹，加快转变用能方式，科学有序推进能源生产和消费绿色低碳转型。统筹考虑全省能源资源禀赋、空间布局、发展状况、用能需求、排放情况等，明确推动能源绿色低碳转型、支持做好碳达峰工作的分步骤路线图、时间表，因地制宜、分类施策推进目标任务完成。坚持市场主导，发挥政府在规划引导、政策支持、市场监管方面的作用，建立健全激励约束机制，将碳达峰、碳中和工作要求全面落实到能源各行业、各环节。

2.推进能源市场化改革。

深化放管服改革。按照国家统一部署，进一步放宽能源市场准入，支持各类市场主体依法平等进入负面清单以外的能源领域。进一步简化能源项目审批程序，完善“一网通办”，提升政务服务效能。推进能源竞争性环节市场化改革，实现上下游、产供销有效衔接，促进相关产业门类关系协调。支持能源新产业、新模式、新业态创新发展，依法破除市场准入、投资运营、参与市场交易等体制机制壁垒，营造有利于商业模式创新的市场环境，培育壮大综合能源服务、储能、充电桩、氢能源企业等新兴市场主体。

深化电力体制改革。持续深化上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能等价格形成机制，建立新型储能价格机制。完善居民阶梯电价制度。建立健全负荷侧激励响应措施，优化峰谷分时电价机制，探索实行可中断负荷电价。加快电力市场建设，优化电力交易机构的独立规范运行机制，建立以日前电能量市场和实时平衡市场为主的全电量

集中优化的现货交易机制，建立调频、备用辅助服务市场，鼓励电力市场各类主体主动参与系统调峰，形成中长期交易为主、现货交易和辅助服务交易有机衔接的电力市场交易体系。

推进油气体制改革。放宽勘查开采市场准入，促进油气勘探开发环节竞争，推动形成上游油气资源多主体多渠道供应市场格局。引导推动省级管网以市场化方式融入国家管网，建立完善管网上下游衔接保障机制。强化油气管网运营调度和公平开放监管。推动储气调峰辅助服务市场建设，完善储气设施商业化运营机制。加强天然气输配价格监管。支持各地加强城镇燃气企业整合重组，优化资源配置，提高供气服务质量和安全水平。

完善促进可再生能源发展机制。加强可再生能源发展与土地、环保、林业等政策的衔接协调。完善可再生能源并网消纳支持政策，建立健全可再生能源消纳保障机制，落实国家下达的可再生能源电力消纳责任权重，完善省内可再生能源、非水可再生能源电力消纳目标责任机制。实施可再生能源替代行动，推动可再生能源参与电力市场化交易，推进绿色电力证书交易，建立健全可再生能源发展监测评价体系。

3.优化用能营商环境。

对标国际国内一流营商环境，推广低压用户用电报装“零上门、零审批、零投资”服务、高压用户用电报装“省力、省时、省钱”服务，统一标准流程、共享平台、评价体系、督查考核，优化办电流程、压减办电时间、降低办电用电成本、提升服务能力，推动我省获得电力便利化水平进入全国前列。精简用气报装材料，压缩办理环节，优化审批流程，实现“不见面”报装服务。

4.加强能源监管。

推进“互联网+监管”“双随机一公开”监管，强化和规范事中事后监管，提高监管效率和效力。加强能源规划、政策、标准落实情况和简政放权承接落实情况监管，推进能源项目依法依规建设、财政资金依法依规使用。健全能源市场监管机制，加大能源市场秩序、可再生能源消纳、安全生产、普遍服务、电力市场交易、管网设施公平开放、电力营

商环境、价格成本等方面监管力度。研究探索信用监管，加快建立守信激励和失信惩戒机制。

5.加强安全生产和应急管控。

强化能源安全生产。落实“党政同责、一岗双责、齐抓共管、失职追责”安全生产责任制，落实“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”要求，压实属地管理责任、部门监管责任、企业主体责任。在能源规划、项目审批、建设运行等环节强化安全风险防控。持续推进煤矿标准化建设，落实年度煤矿分类处置工作方案。督促电力企业落实安全生产分级管控制度，预防电网生产安全事故。切实加强炼油安全生产和油气管道保护，推进油气管道完整性管理，提高管道安全技防水平，加强管道高后果区管控，严防第三方施工风险。深入开展煤炭电力、油气长输管线安全生产专项整治三年行动，加强隐患排查治理，重大隐患实施挂牌督办，坚决防范遏制重特大生产安全事故发生。

维护能源基础设施安全。加强重要能源基础设施巡检维护和安全保卫，重点确保水电站、枢纽变电站、油气管网等设施安全，强化风险普查、预报预警，提高能源基础设施抵御地质灾害、气象灾害等自然灾害能力。加强储能电站安全管理，加强组件和系统运行状态在线监测，有效提升安全运行水平，强化消防安全管理。加强能源网络安全管控，增强态势感知、预警及协同处理能力，提升电力系统等能源基础设施网络与信息安全防护水平。

提升突发事件应对能力。加强能源供需形势监测分析和预测预警，完善能源供应保障应急预案体系，及时协调解决能源保障中出现的问题。完善大面积停电事件防范应对举措，加强电网分区运行能力、负荷中心电源支撑能力建设，到2025年全省电网黑启动电源数量8个以上、总容量40万千瓦以上，重要用户应急电源配置规范率达到80%以上。完善应急处置方案，加强应急救援队伍和专家库建设，强化装备、物资配备，持续开展安全风险教育培训和应急演练，提高快速响应和处置能力。

四、重点工程

（一）新能源倍增工程。

积极推进“光伏+”发展模式，充分利用襄阳、宜昌、黄石、十堰、荆州、孝感、黄冈、随州等地区的一般农用地、鱼塘、水面、采矿废弃地等土地资源，建设一批光伏+农业（养殖、种植）、光伏+多能互补、光伏+储能、光伏+旅游项目。大力支持分布式光伏发电应用。积极推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发，支持在开发区、工业园区、大型商业区等建筑屋顶及附属场地，建设就地消纳的分布式光伏发电项目，鼓励居民利用自有建筑屋顶安装户用光伏发电系统。在襄阳、宜昌、荆门、孝感、黄冈、咸宁、随州、恩施等风能资源丰富区，有序推进集中式风电项目建设，支持已投运风电场扩容改造。加快推进分散式风电项目开发，在江汉平原、港口、开发区等区域，结合用电负荷需求和接入条件，建设以就地消纳为主的分散式风电项目、风光互补和风电+旅游等项目。鼓励创新发展模式，因地制宜开展“田园风电”“景观风电”项目建设。到2025年，光伏发电、风电装机分别达到2200、1000万千瓦。

（二）煤电绿色转型工程。

持续提升煤电发电效率和清洁化水平，推动煤电机组向保障电网运行安全、提供可靠电力和灵活调节能力的基础性电源转变，积极参与调峰、调频、调压、备用等辅助服务，提升电力系统新能源消纳能力。有序推进已纳入国家规划的大型清洁能源项目建设，按照国家应急调峰能力要求和全省中长期能源安全需求，规划一批应急调峰电源并合理安排建设时序，淘汰关停落后煤电机组，提高大容量、高参数、低排放煤电机组比重。推动煤电节能降耗改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，大力开展碳捕捉技术应用。到2025年全省煤电机组平均供电煤耗降低至297克标煤/千瓦时以下，全省53台30万千瓦及以上煤电机组完成灵活性改造，新增调峰容量500万千瓦。

（三）风光水火储、源网荷储一体化示范工程。

结合各地资源条件和能源特点，充分发挥常规电站调节性能，适度配置储能设施，调动需求侧灵活响应积极性，因地制宜开展风光水火储、源网荷储一体化示范工程建设。充分利用具备较高灵活调节能力的现役火电和已纳入国家规划的火电项目，适度配置储能设

施，布局建设一批风光火储新能源百万千瓦基地。以存量大中型水电站、中型抽水蓄能和一定规模储能设施为基础，布局建设一批风光水储新能源百万千瓦基地，实现打捆上网，提高新能源电量比例。在武汉、襄阳、宜昌等重点区域，结合城市电网改造提升、自备应急电源配置、清洁取暖、清洁能源消纳开展源网荷储一体化示范工程建设。在城市商业区、综合体、工业园区、居民区，依托光伏发电、微电网和充电基础设施等开展园区级源网荷储一体化示范工程建设。

（四）能源储备调峰工程。

以应对资源区域性时段性短缺风险和保持全省能源供需动态平衡为目标，加强能源储备调峰能力建设，增强系统保障能力。落实“地方政府不低于保障行政区域3天日均消费量、城镇燃气企业不低于年用气量5%”储气能力建设目标。完成地方政府成品油储备和企业社会责任石油储备任务。健全以企业社会责任储备为主体，地方政府储备为补充的煤炭储备体系，严格落实最低库存制度，确保储煤基地、电厂存煤量保持在合理水平。按照需求侧有序用电最大负荷20%左右和发电侧最大发电负荷10%左右的目标，加强电力调峰和应急能力建设。推进先进储能技术应用。提高需求侧响应能力，充分挖掘需求侧调节资源。建立充分发挥市场主体作用的调峰运行管理机制，完善交易和价格形成机制，鼓励电力市场各类主体主动参与系统调峰。

（五）“两线一点一网”电网工程。

优化输送通道布局，建成陕北至湖北±800千伏特高压直流输电工程，同步协调推进陕西黄陵、富县等地配套电源项目建设，建设金沙江上游至湖北±800千伏特高压直流输电工程，加大清洁能源输入能力。提高三峡电留存湖北消纳比例，推进三峡近区电网改造及网架结构优化，三峡电消纳能力达到1000万千瓦。服务“一主引领、两翼驱动、全域协同”区域发展布局，加强中心城市和城市群电网建设，提高综合承载能力，推进武汉世界一流城市电网建设，实现湖北城市电网整体水平提档升级。“十四五”电网投资规模超

过 1000 亿元，2025 年城镇配电网供电可靠率达到 99.985%，综合电压合格率达到 99.999%。

（六）“五纵四横一通道”油气管网工程。

加强管道项目建设与国土空间、城乡发展、交通运输等规划衔接，推进国家干线油气管道和省内支线管道项目实施，打造由淮武线、西气东输二线、西气东输三线、兰郑长成品油管道、新疆煤制气外输通道湖北段五条南北管道，忠武线、川气东送线、川气东送二线、仪长原油管道四条东西管道和长江 LNG 水运通道组成的油气输送主干管网，加强管网互联互通工程建设，实施老旧管道隐患治理及迁改，石油、天然气管道里程分别达到 1850、7050 公里，全面提升油气资源供应保障能力。

（七）数字能源工程。

加快信息技术和能源产业融合发展，推动能源产业数字化转型。积极开展电网、油气管网、电厂、终端用能等领域设备设施智能化升级。推广电力设备状态检修、厂站智能运行、作业机器人替代、大数据辅助决策等技术应用，加快发展“智慧风电场”“智能风机”，推进光伏电站数字化与无人化管理，开展新一代调度自动化系统示范。以多能互补的清洁能源基地、源网荷储一体化项目、园区能源综合服务新模式新业态为依托，开展智能调度、能效管理等智慧能源技术示范，推动随州广水市 100% 新能源新型电力系统示范工程、武汉光谷生态创新示范区能源互联网综合示范项目等建设。推动电动汽车、氢燃料电池、智慧节能建筑等能源与交通、建筑领域的跨界融合，探索推广 V2G、商业储能、虚拟电厂、“光伏+”等新型商业模式。充分挖掘能源数据价值，完善电力消费、能耗指标等指标数据收集体系，建设全省能源大数据中心、数字化管理示范平台，探索能源数字经济新模式。

（八）能源惠企利民工程。

推动“获得电力”服务水平迈上新台阶，2022 年底前全面实现居民用户和低压小微企业用电报装“三零”服务、高压用户用电报装“三省”服务，全面清理规范转供电收费，加快推进“转改直”，切实加强消费者用能合法权益保护。进一步提高城乡供电可靠性，

推广不停电作业技术，提高电网故障抢修效率，减少停电时间和停电次数，为市场主体提供更好用电保障，2025 年全省城镇、农村用户年均停电时间分别降至 1.5、7.5 小时以内。提升农村能源基础设施和公共服务水平，实施农村电网巩固提升工程，持续加强脱贫地区农村电网建设，推动农村用能电气化升级。有序推动供气服务向乡镇、农村延伸，满足更多群众天然气清洁能源需求。积极探索开展集中供暖（冷）、冷热联供。继续做好光伏扶贫电站运维管理，因地制宜加快农村清洁能源开发利用，推动形成新能源富民产业，助力乡村振兴。

五、保障措施

（一）加强组织领导。

加强党对能源工作的全面领导，把坚持“两个确立”、做到“两个维护”贯穿全省能源改革和发展工作全过程，全面贯彻落实党中央、国务院决策部署和省委、省政府工作要求，强化组织协调，推进落实落效。做好本规划与经济社会发展规划、国土空间规划、城乡建设规划等其他相关规划的有效衔接，加强能源领域各专项规划、市州能源规划与本规划的统筹协调。强化本规划对全省能源发展、重点项目布局、公共资源配置、社会资本投向的引导约束，全省重大能源项目实施应以能源规划为重要依据。

（二）明确责任分工。

省发改委、省能源局要牵头抓好本规划组织实施，根据本规划制定年度能源工作目标举措，及时研究解决规划实施中遇到的问题。各市州、省直有关部门要根据本地实际、职责分工细化任务举措，加大对能源发展的财政、税收、金融、土地等政策支持，加大财政资金对能源安全保障、能源科技创新等重点领域支持力度，发挥税收、价格对能源清洁低碳转型的激励和导向作用，优先保障能源重大项目用地需要。

（三）加强监测评估。

完善全省能源生产、流通、消费、库存等统计指标体系，建立健全能源统计监测预警和信息发布机制，组织做好煤电油气等能源运行情况监测分析，为规划实施和科学决策提

供支撑。做好规划实施情况的监测分析、中期评估和总结评估，建立规划动态评估机制和重大情况报告制度，必要时对规划进行调整修订。

相关解读：

- [\[图解\]](#)
- [\[解读\]](#)