

山西省电力工业“十四五” 发展规划

山西省发展和改革委员会 山西省能源局

二〇二三年二月

目 录

前 言	4
一、发展基础与面临形势	6
(一) “十三五”发展成就	6
(二) 面临的形势	10
二、山西省电力供需分析	13
(一) 山西省经济发展概况	13
(二) 历史用电结构	15
(三) 用电量增长的潜在因素分析	18
(四) 电力需求预测	19
(五) 外送电能力	20
(六) 电力平衡	21
三、总体要求和主要目标	23
(一) 指导思想	23
(二) 基本原则	23
(三) 主要目标	24
四、落实能源安全新战略 全方位推进高质量发展	27
(一) 树牢新发展理念，深化能源电力革命	27
(二) 加快电源结构优化，助推绿色低碳转型	28

(三) 推动电网智能化发展, 积极构建新型电力系统	33
(四) 发展电力消费新模式, 实现节能降碳目标	38
(五) 实施创新驱动发展战略, 增强科技创新能力	41
(六) 深化电力体制改革, 保障电力行业健康发展	42
(七) 提升电力服务民生水平, 优化用电营商环境	44
五、环境影响评价	46
(一) 环境影响分析	46
(二) 环境保护措施	46
六、规划实施与保障	49
(一) 强化规划引领	49
(二) 强化实施管理	49
(三) 强化项目推进	49
(四) 强化试点示范	49
(五) 强化电力合作	50

前 言

在全球应对气候变化的背景下，世界范围内的能源体系正由以化石能源为支撑的高碳能源体系向以新能源和可再生能源为主体的新型能源体系过渡，世界能源清洁、低碳、高效发展呈现出迅速发展之势。可再生能源综合优势日益凸显，清洁能源成为增量主体，逐步替代化石电源，“碳达峰和碳中和”目标下将加速电力供给侧结构优化调整，消费侧电气化、智能化提速，传统化石电源低碳转型进入重要窗口期，推动电力领域深度低碳转型。

“十四五”时期是我国“两个一百年”奋斗目标的历史交汇期，也是实现碳达峰目标的关键期。深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持系统观念，把碳达峰、碳中和纳入经济社会发展全局，加快实现生产生活方式绿色变革。以保障国家能源安全和经济发展为底线，争取时间实现新能源的逐渐替代，推动能源低碳转型平稳过渡，稳妥有序、循序渐进推进碳达峰行动，确保能源电力行业安全降碳。

山西作为全国唯一的全省域国家资源型经济转型发展综合配套改革试验区、能源革命综合改革试点，在全国能源电力发展格局中具有不可替代的重要战略地位。能源电力产业具有“稳定器”“压舱石”作用，是全省转型的重要基石。为进一步促进山西电

力工业全面协调、可持续发展，逐步构建以新能源为主体的新型电力系统，支撑经济社会高质量转型发展，根据《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、国家《2030年前碳达峰行动方案》、《国务院关于支持山西省进一步深化改革促进资源型经济转型发展的意见》、《山西能源革命综合改革试点行动方案》、《山西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》等文件，在对全省“十四五”时期经济社会发展和电力需求科学预测的基础上，提出电力发展规划基本思路和重点任务。

一、发展基础与面临形势

山西是全国综合能源基地，是国家资源型经济转型发展综合配套改革试验区、能源革命综合改革试点，在推进资源型经济转型改革和发展中具有重要战略地位，在全国电力发展格局中也具有重要地位。

能源领域碳排放总量大，是实现碳减排目标的关键，而电力系统碳减排是能源行业碳减排的重要组成部分，“碳达峰”是基础前提，“碳中和”是最终目标。应坚持系统观念、建立平台思维、加强科技创新、发挥市场作用，源网荷储各环节共同发力，以保障电力系统安全运行、保障能源电力可靠供应、保障电力行业可持续发展为基础，加快推进能源供给多元化清洁化低碳化、能源消费高效化减量化电气化。

（一）“十三五”发展成就

能源革命综合改革试点顺利开局。“十三五”时期，“五大基地”建设取得阶段性成果，一批变革性、牵引性、标志性重大举措落地实施，重点领域改革取得突破。煤电一体化运营管理机制初步形成。电力体制改革“1+14”政策体系落地实施，建立了“准许成本加合理收益”为基础的独立输配电价机制，一般工商业输配电价全国最低。

电力工业发展规模迈上新台阶。“十三五”时期，我省电力工业发展保持较快的增长速度。2020年末全省发电装机容量达到

10383 万千瓦，比“十二五”末的 6966 万千瓦增加 3417 万千瓦，年均增长 8.3%；2020 年全省发电量为 3395 亿千瓦时，比 2015 年的 2457 亿千瓦时增加了 938 亿千瓦时，年均增长 6.7%；2020 年末，全社会用电量达到 2342 亿千瓦时，比 2015 年 1737 亿千瓦时增加了 605 亿千瓦时，年均增长 6.2%；人均用电量由 2015 年的 4740 千瓦时/人提高到 2020 年的 6700 千瓦时/人，约提高了 1960 千瓦时/人，年均增长达 7.2%。

电源结构调整取得新成就。截至 2020 年底，我省可再生能源发电装机达到 3570 万千瓦，占到全省总装机容量的 34.4%。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，单机 30 万千瓦及以上煤电机组比重近 90%，单机 60 万千瓦及以上机组占 40%左右。

电网输配电能力持续增强。“十三五”时期，蒙西~晋北~天津南 1000 千伏特高压交流、榆横~晋中~潍坊 1000 千伏特高压交流、蒙西~晋中 1000 千伏特高压交流、晋北~江苏±800 千伏直流均顺利投产。目前山西特高压电网形成“三交一直”的送电格局，全省形成以 500 千伏为骨干网架、各电压等级协调发展的坚强电网，配电网发展迅速，为用户的安全可靠用电发挥积极作用。

新能源发展壮大利用效率显著提升。“十三五”时期，我省非化石电源发展明显加快。截至 2020 年底，我省并网投产风电装机 1974 万千瓦，“十三五”年均增长 24.2%；光伏并网装机 1309 万

千瓦，“十三五”年均增长 63.1%。“风光”装机双双破千万千瓦，已成为全省第二、第三电源。其中光伏发电基地政策实施以来，我省共争取到国家光伏发电领跑基地 400 万千瓦，位居全国第一位。持续优化新能源发展布局，深入挖掘系统消纳潜力，不断加强系统调节能力建设，新能源利用效率显著提升，2020 年风电平均利用率约 97.03%（全国平均 97%），光伏平均利用率约 97.02%（全国平均 98%），外送新能源电量达 58 亿千瓦时。

电力外送规模持续扩大。晋电外送通道已经形成“5 回 1000 千伏+1 回 800 千伏直流+12 回 500 千伏”的格局。分别是：蒙西~晋北~天津南 2 回 1000 千伏线路送京津唐；榆横~晋中~潍坊 2 回 1000 千伏线路送山东；晋东南~南阳~荆门 1 回 1000 千伏线路送电华中；晋北~江苏 1 回±800 千伏线路送华东（雁淮直流）；4 个通道 9 回 500 千伏线路送电京津冀鲁；3 回 500 千伏线路“点对点”送电江苏。

2020 年山西省外送电量完成 1053.62 亿千瓦时，比 2015 年的 720.24 亿千瓦时增加了 333.38 亿千瓦时，年均增长率 7.9%。

节能减排取得一定成效。山西积极开展煤炭减量等量替代工作，持续推进燃煤机组淘汰落后产能和节能改造升级，截至目前全省现役运行煤电机组全部完成超低排放改造，五年间烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量分别下降 4.32%、38.78%、31.53%以上。2020 年底全省 20 万千瓦及以上主力火电企业供电煤耗降至

318.24 克/千瓦时。另外扎实推进清洁供暖工作，“十三五”时期全省共完成清洁取暖改造 500 多万户，年减少散煤燃烧超过 1500 万吨。

表 1 山西省“十三五”电力发展成果

指标类型	指标名称	指标单位	2015 年	2020 年	年均增长率
电力需求	全社会用电量	亿千瓦时	1737	2342	6.16%
	全省最高发电负荷	万千瓦	2402	3643	8.69%
	人均用电量	千瓦时	4740	6700	7.17%
电源装机	总装机	万千瓦	6966	10383	8.31%
	其中：煤电	万千瓦	5552	6263	2.16%
	燃气	万千瓦	267.8	347.8	5.37%
	风电	万千瓦	668.9	1974	24.16%
	光伏	万千瓦	113.4	1309	63.10%
	垃圾、生物质	万千瓦	27.3	64	18.58%
	余能利用发电	万千瓦	93	286	25.2%
外送电	外送电量	亿千瓦时	720.24	1053.62	7.90%
	交流特高压变电容量	万千伏安	600	1500	20.11%
	交流特高压线路长度	公里	116.2	2002.4	76.71%
	直流特高压变电容量	万千伏安	0	972.3	[972.3]
	直流特高压线路长度	公里	0	615.8	[615.8]
电网建设	500 千伏变电容量	万千伏安	3353	4555.4	6.32%
	500 千伏线路长度	公里	7977.7	10375.06	5.40%
	220 千伏变电容量	万千伏安	5280	6381	3.86%
	220 千伏线路长度	公里	13610.28	16644.98	4.11%
电力结构	可再生能源装机占比	%	15.10%	34.4%	[19.3%]
	本省消纳可再生能源占比	%	8.8%	18.8%	[10.0%]
	非化石能源消费占一次能源消费比重	%	3%	7.4%	[4.5%]
	60 万千瓦及以上机组占煤电装机比重	%	37.2%	40%左右	[3.8%]
节能减排	关停容量	万千瓦	182.4	436.1	[253.7]
	煤电机组平均供电煤耗	克标煤/千瓦时	328	319	[-9]

注：[]为五年累计增长值。0

（二）面临的形势

在全球应对气候变化的背景下，能源电力体系正由以化石能源为支撑的高碳能源体系向以新能源和可再生能源为主体的新型低碳能源体系加速转型。“双碳”目标将加速电力供给侧结构优化调整，消费侧电气化、智能化提速，传统化石电源低碳转型进入重要攻坚期，推动电力领域深度低碳转型。

“十四五”时期山西电力发展站在转型变革的新起点、新征程上，面临一系列的发展机遇和挑战。

总体国家安全观对电力安全保障能力提出更高要求。百年未有之大变局下，国际格局和国际力量对比深刻调整，全球能源安全面临供应、需求、价格、运输、环境等多重不确定性因素。随着可再生能源大规模开发利用、终端消费环节电能替代不断提速扩围，电力在缓解我国油气对外依存度、保障能源总体安全方面的作用日益凸显。未来我国电力需求仍将保持刚性增长，电力供应保障任务依然艰巨。同时，随着电力系统信息化、数字化程度不断提高，网络安全、信息安全等非传统安全已成为影响电力安全的重要因素。

碳达峰碳中和目标对山西电力低碳绿色发展提出新要求。“十四五”山西电力发展必须以习近平总书记提出的碳达峰和碳中和战略目标为根本遵循，全面推动电力供给、电力传输、电力储存、电力消费各个环节从高碳向低碳、从以化石能源为主向以非化石

能源为主转变。以全方位推动高质量发展为目标，以能源革命综合改革试点为抓手，为全国电力绿色低碳转型贡献“山西方案”。

煤电清洁高效利用成为关键。在国际“去煤化”背景下，山西短时间内还不能抛弃煤，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。同时煤电行业须做出重大变革，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，承担“基荷保供、灵活调节、辅助备用”的多角色重任。

绿色低碳发展迫在眉睫。在全球应对气候变化的背景下，能源清洁、低碳、高效发展呈现不可逆转之势。围绕实现碳达峰和碳中和目标，需加速推动能源电力绿色低碳转型。

随着风电、光伏等新能源发展，山西电源结构发生了一定程度的好转，煤电装机占比由2015年的80%降低至约60%，但在煤电装机中清洁高效大容量机组占比仍相对较低，单机60万千瓦及以上机组占比有待提高，非化石能源占一次能源消费比重7.4%，电力绿色低碳发展任务仍十分繁重。

系统调节能力亟待提高。随着非化石能源消费比重逐渐提高，电力供给安全、经济性和清洁化矛盾愈发显现。电力发展不平衡、不充分的问题依然突出，电力系统调峰调频能力不足，煤电灵活性改造滞后，需求侧响应尚未形成规模，新型储能规模化应用还未突破，源网荷储协调互动机制还不完善，尚不能适应以新能源

为主体的新型电力系统。

电力市场建设还需纵深推进。随着电力现货市场的铺开，为保证市场正常运行、提高现货市场运行效率、增加整体社会福利、提高清洁能源消纳利用比例，适应以新能源为主体的新型电力系统，需加快形成并完善电力现货市场运营体制机制，推动现货市场以及整个电力市场的不断完善。

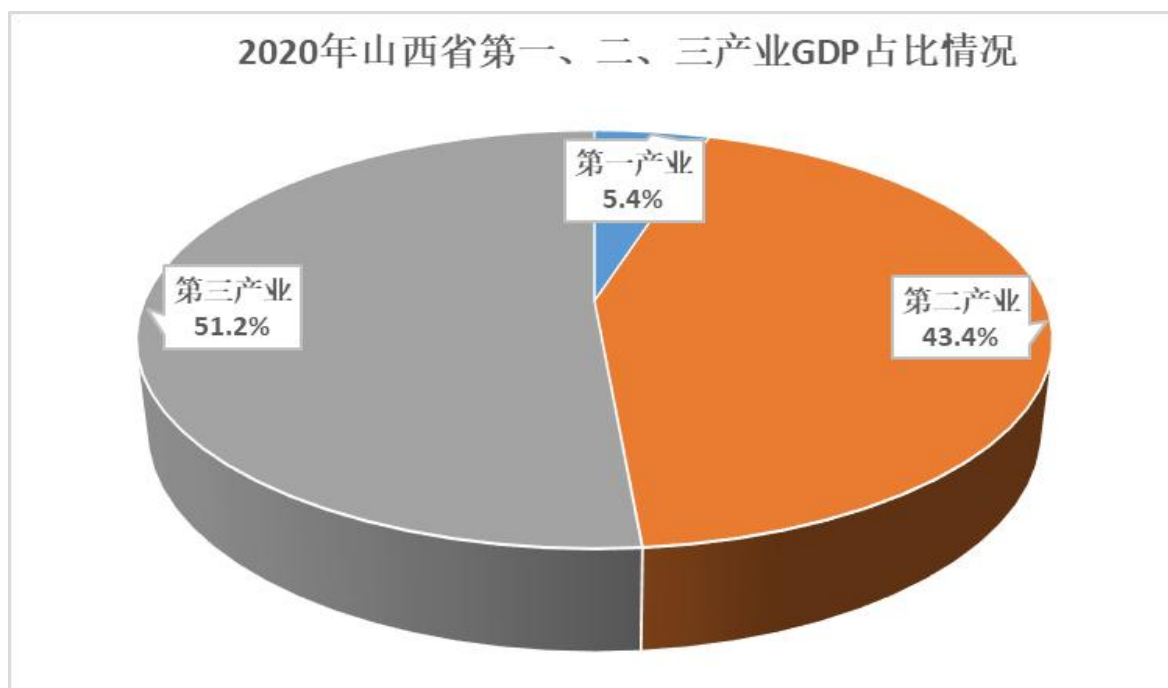
二、山西省电力供需分析

（一）山西省经济发展概况

长期以来，山西省为全国经济建设提供了大量煤炭等能源和原材料资源，形成了以煤焦、化工、冶金、电力四大行业为主的产业结构，一些依赖原材料等上游产品发展的产业结构，受市场影响程度远高于其他产业类型结构。“十三五”时期，随着国家和山西省扩大内需政策及产业振兴规划的实施，部分政策效应已经显现。降低煤炭、钢铁、化工、建材等高碳产业单位 GDP 的碳强度，或者将高碳产业上、下游产业链“低碳化”，调整高碳产业结构，逐步降低高碳产业特别是“重化工业”经济在整个国民经济中的比重，使国民经济的产业结构逐步趋向低碳经济的标准。随着低碳经济发展模式的逐步推进，山西省第二产业比重有所下降，第三产业比重逐步提高。

2020 年山西省经济增长稳定性格局不断增强，2020 年山西省地区生产总值 17651.93 亿元，按不变价格计算，同比增长 3.6%。分产业来看，第一产业增加值为 946.68 亿元，同比增长 3.6%，占全省 GDP 比重 5.4%；第二产业增加值为 7675.44 亿元，同比增长 5.5%，占全省 GDP 比重 43.4%；第三产业增加值为 9029.81 亿元，同比增长 2.1%，占全省 GDP 的比重 51.2%。总体来看，全省第三产业 GDP 占比明显高于一、二产业。

2020年山西省第一、二、三产业GDP占比情况



“十三五”时期，山西省坚定不移推进供给侧结构性改革，深入实施创新驱动、转型升级战略，主动作为，攻坚克难，全省经济保持稳中向好、好中提质的发展态势。经济增长达全国平均水平，综合实力稳步提升，名义GDP增速趋于合理；经济发展质量和效益继续提升，需求结构趋于优化，消费升级趋势明显。

“十四五”时期，山西省将进一步贯彻新发展理念，加快转变经济发展方式，坚决从资源依赖型、低端化发展方式中走出来，把发展着力点放在新动能的培育上，用足用好全国唯一全省域、全方位、系统性的国家资源型经济转型综合配套改革试验区金字招牌，推动全面彻底系统转型，重塑竞争优势。加强统筹规划，加快要素和人口集聚，形成全省“一群两区三圈”的城乡区域发展新布局。通过全方位推动高质量发展，把山西建设成为国家资源型经济转型发展示范区，全国能源革命综合改革试点先行区，

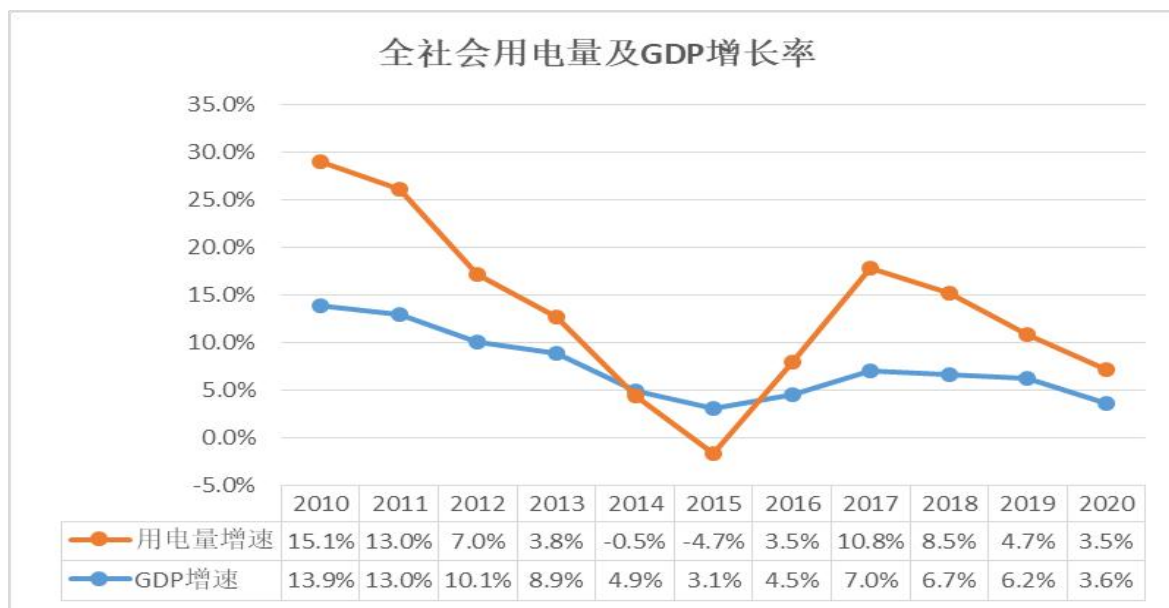
黄河流域生态保护和高质量发展重要实验区，中部地区先进制造业基地，内陆地区对外开放新高地，国际知名文化旅游目的地，使山西在全国构建新发展格局中的比较优势进一步发挥，在落实国家使命和国家战略中的责任担当进一步彰显，在全国发展大局中的地位作用进一步提升。

（二）历史用电结构

1.用电增长情况

“十二五”时期，山西省 GDP 年均增长 7.9%， “十三五”时期年均增长 5.6%，近 10 年年均增长 6.8%。

“十二五”时期，山西省全社会用电量从 2010 年 1460 亿千瓦时增长到 2015 年 1737.2 亿千瓦时，年均增长 3.54%；2020 年山西省全社会用电量达 2342 亿千瓦时，“十三五”年均增长 6.2%，近 10 年年均增长 4.8%。全社会用电量增速随 GDP 增速放缓而下降。



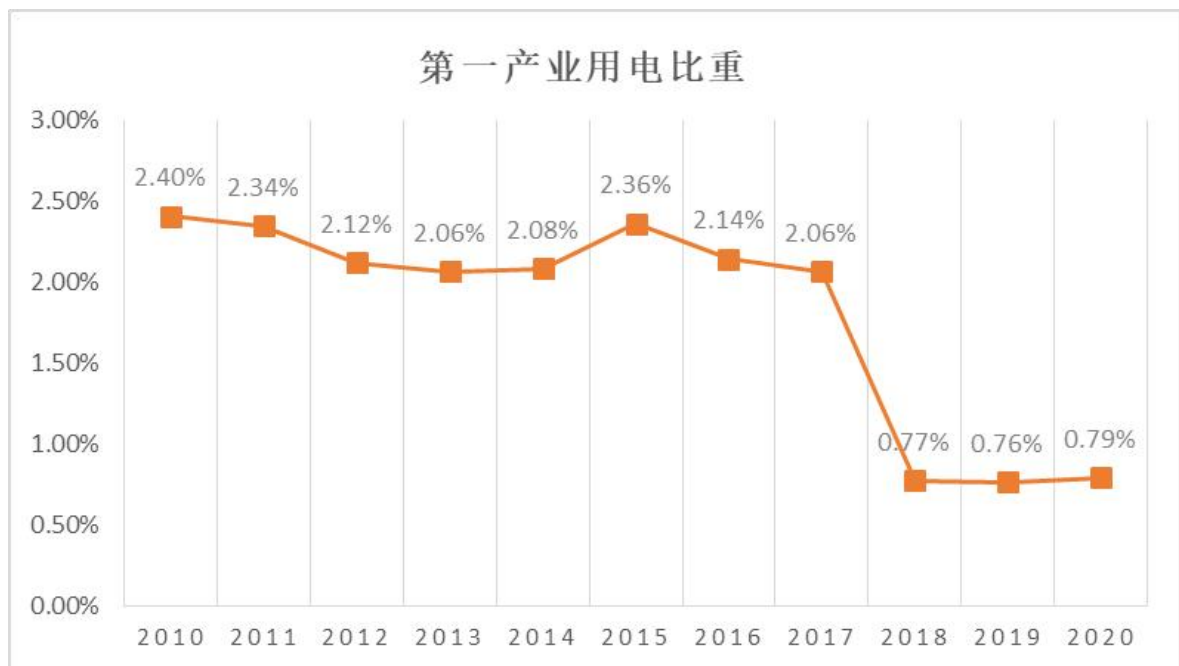
2010 年 ~ 2020 年山西省 GDP 和用电量增长趋势

2.用电结构分析

2010年~2020年，山西省一、二、三产和居民生活用电比重从2.4:82.6:7.8:7.2调整为0.8:77:12.3:9.8，与2010年相比，第一产业用电比重下降1.6个百分点；第二产业用电比重下降5.6个百分点，第三产业用电比重上升4.5个百分点，居民生活用电比重上升2.6个百分点。具体看，山西省用电结构改变有下面三个特点：

(1) 一产用电比重逐步下降

山西省的第一产业经济总量比重较小，增长速度长期低于全社会增长速度。山西省一产用电受气候影响较大，总体呈下降趋势，一产用电比重由2010年的2.4%回落到2020年的0.79%。

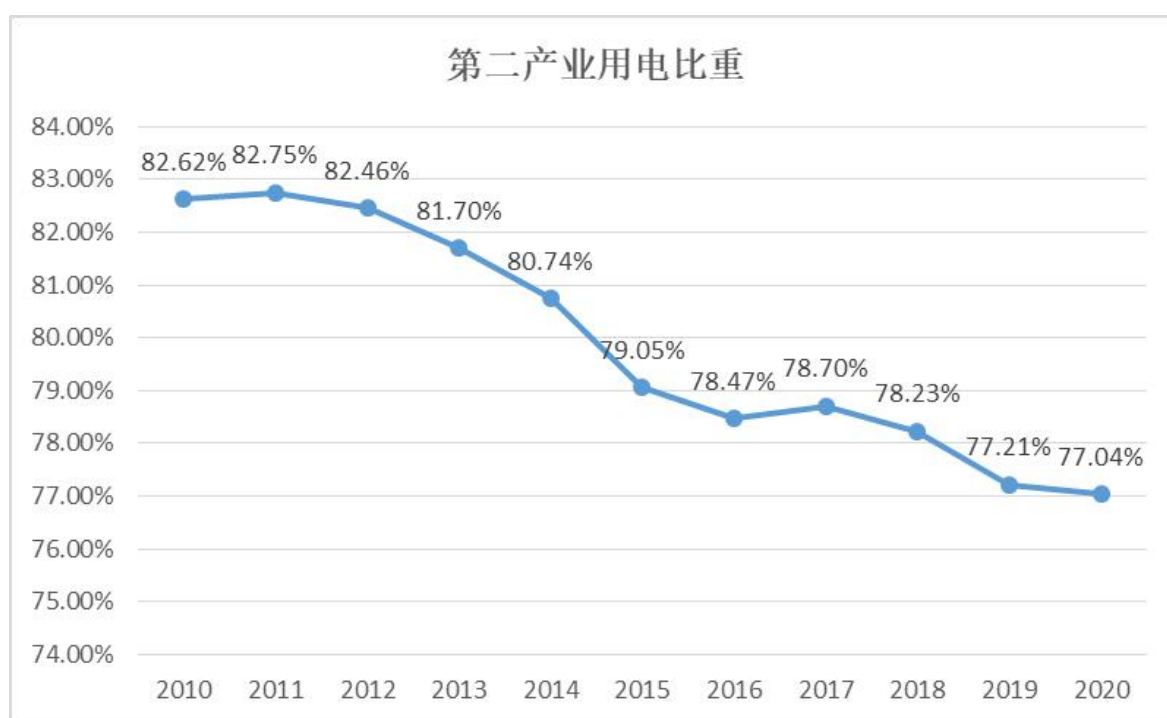


2010年~2020年山西第一产业用电比重

(2) 二产用电占据主要份额，总体呈下降趋势

山西省的第二产业经济总量比重较大，增长速度长期高于全社会增长速度。第二产业用电占全社会用电比重较大，基本上保持在 75% 以上。其中，工业用电在第二产业用电中占绝对比重，都在 98% 以上。工业用电中，重工业用电所占比重较大，基本在 90% 以上。重工业主要以煤炭、化工、黑色和有色冶炼等资源类行业为主，随宏观经济和市场需求影响而波动。

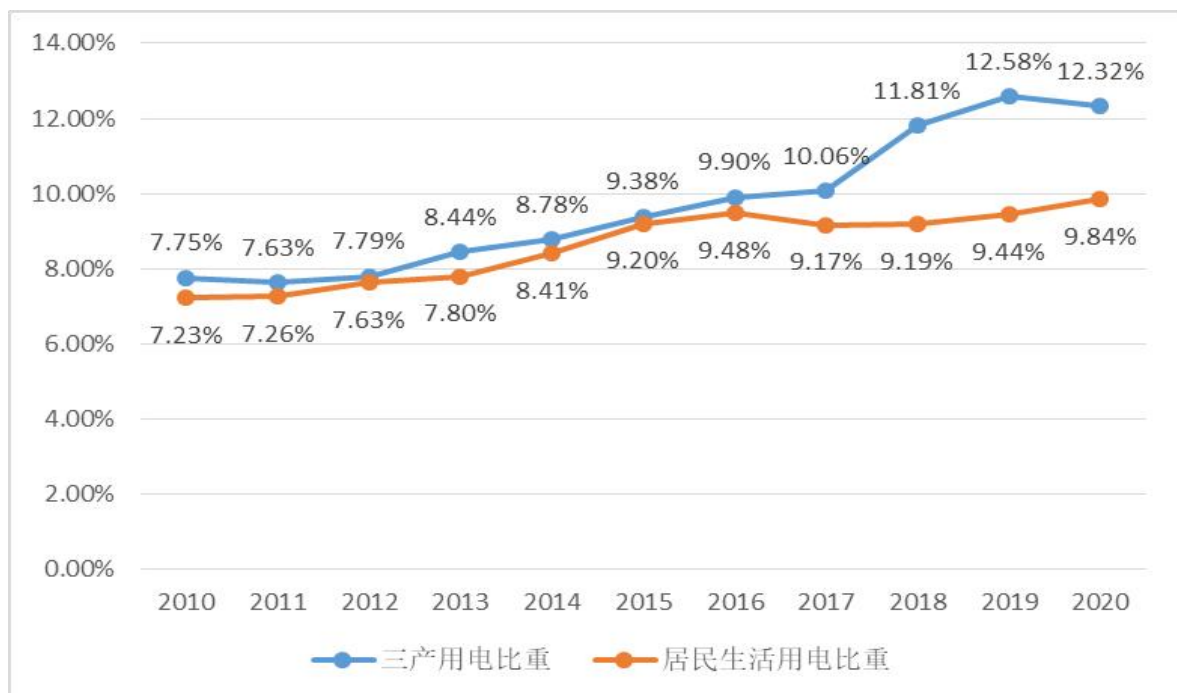
“十二五”中、前期二产用电比重较为平稳，“十二五”末至“十三五”时期二产用电比重开始呈下滑趋势，至 2020 年二产用电比重为 77%。



2010 年 ~ 2020 年山西第二产业用电比重

(三) 第三产业及居民用电比重逐步上升

2010年山西第三产业及居民用电比重为7.75%和7.23%，2020年升至12.32%和9.84%，山西第三产业及居民用电增速均快于总体用电需求增长。随着山西经济转型，第三产业及居民用电将会成为山西省用电新的增长点，其所占比重将会持续提升。



2010年~2020年山西第三产业和居民用电比重

(三) 用电量增长的潜在因素分析

2020年，三次产业及居民生活对全社会用电增长贡献率分别为0.8%、77%、12.3%、9.8%，第二产业中，工业对用电增长贡献达到98%。

“十四五”时期，我省将按照“一群两区三圈”的空间发展格局高质量推进城镇化建设，带动电力消费大幅增长。持续推动产业

结构调整优化，聚焦战略重点，集中优势资源，统筹推进产业基础高级化和产业链现代化，协同优化产业生态，努力在有创新性、超前性、先导性、引领性和基础性的产业领域打造集群，为构建支撑高质量转型发展的现代产业体系奠定坚实基础。

实施培育壮大新动能专项行动计划，坚持政策保障、前瞻布局、创新引领、重点突破，打造 14 个战略性新兴产业集群，建设一批全国重要的新兴产业制造基地。到“十四五”末，产业结构和经济结构拐点显现，战略性新兴产业成为支撑经济增长的重要动力源。构建产业集群梯次发展体系，围绕 14 个战略性新兴产业，培育和打造一批具有全国影响力的产业基地，引导和储备一批各具特色的产业生态，形成分工明确、相互衔接的发展格局。

以专业化、高端化、品质化为导向，推动生产性服务业向专业化和价值链高端延伸，生活性服务业向高品质和多样化升级，促进现代服务业与先进制造业、现代农业深度融合，扎实推进服务业集聚区建设，打造高质量发展新动能。

（四）电力需求预测

“十三五”时期，山西全社会用电量持续较快增长，2020 年全社会用电量达到 2342 亿千瓦时，年均增速 6.16%；最大负荷快速提升达到 3643 万千瓦，年均增速 8.69%。

经济持续增长和终端用能电气化的加速推进，决定了电力需求在未来相当长时间将保持刚性增长。依据《山西省国民经济和

社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，本次在国家宏观经济走势基础上，基于山西省“十四五”GDP 年均增长 8% 的目标任务，综合采用回归分析法、产值单耗法、时间序列法等多种方法对山西省全社会用电量进行预测。在碳达峰碳中和背景下，考虑山西省“十四五”全社会用电量按照高方案 8%、中方案 6.2%、低方案 4.4% 三种情景进行测算，同步推算全省最大负荷。

山西省“十四五”全社会用电量及最大发电负荷预测表

单位：亿千瓦时、万千瓦

测算情景	全社会用电量		省内最大负荷	
	“十四五”年均增速	2025 年	“十四五”年均增速	2025 年
高方案	8%	3440	9.1%	5640
中方案	6.2%	3170	7.3%	5180
低方案	4.4%	2900	5.4%	4730

综合考虑我省历年的电力弹性系数以及“十四五”我省经济转型发展的要求，电力需求预测采用中方案，预计 2025 年山西省全社会用电量为 3170 亿千瓦时，最大发电负荷约 5180 万千瓦，“十四五”增长率分别为 6.2%、7.3%。

（五）外送电能力

目前，山西特高压电网形成“三交一直”的送电格局，全省形成以 500 千伏为骨干网架、各电压等级协调发展的坚强电网，外

送电能力 3062 万千瓦。

“十四五”时期，考虑规划建设大同一怀来特高压交流输电通道，2025 年山西省外送电能力达到 3600 万千瓦左右。

(六) 电力平衡

1. 电力平衡原则

(1) 当年新增机组的容量全部参加电力平衡；

(2) 厂用电、高压网损按 12%考虑；

(3) 受阻容量包括：

A. 供热机组冬季采暖期减少的出力，煤电供热减出力按机组额定容量的 15%考虑，燃气供热机组减出力按机组额定容量的 10%考虑；

B. 小火电减出力按机组额定容量的 60%考虑；

4) 发电负荷备用率按 11%考虑；

5) 全省风电按 5%参与平衡，暂不计入光伏发电项目，抽水蓄能电站全部参与平衡；

6) “十四五”末考虑 7%的电力需求侧响应比例。

2. 电力平衡结果

大同~怀来双回特高压交流通道已纳入国家电力“十四五”规划，预计 2024 年建成投产。该通道以“风光火储一体化”模式送电。山西电网装机平衡见下表：

山西电网装机平衡表

单位：万千瓦

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1 需要发电负荷	6626	6807	7057	7348	7570	7741
1.1 本省自用	3643	3824	4074	4365	4587	4817
1.2 外送装机	2983	2983	2983	2983	3383	3323
2 备用容量(11%)	401	421	448	480	505	530
3 系统需要装机容量	7027	7228	7506	7829	8075	8271
4 年末装机容量	10467	11335	13031	14541	15878	17317
其中：水电	103	103	103	103	103	103
煤电	6263	6882	7354	7694	8226	8360
抽水蓄能	120	120	120	120	120	120
生物质、垃圾	64	84	90	90	95	100
燃气及余热余压	634	565	634	634	634	634
风电	1974	2123	2330	2500	2700	3000
光伏	1309	1458	2400	3400	4000	5000
5 当年新增	729	1001	1621	1510	1332	1434
6 受阻容量	931	872	903	914	975	988
7 可参加平衡容量			7514	7852	8338	8479
8 装机平衡			8	23	64	8

2025年山西装机总容量需达到1.8亿千瓦左右，其中煤电装机8300~8900万千瓦，风电装机3000万千瓦，光伏装机5000万千瓦，电力装机基本平衡。

三、总体要求和主要目标

(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，深入贯彻习近平总书记视察山西重要指示精神，践行习近平生态文明思想，全面贯彻落实碳达峰碳中和目标和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，按照我省全方位推动高质量发展目标和要求，聚焦“两个转型”战略任务，保持电力发展适度超前，保障安全供应留有余量，坚持先立后破，将绿色低碳发展作为能源电力转型的前提，将煤电清洁高效低碳利用作为能源电力转型的保障，将构建新型电力系统作为能源电力转型的举措，以“五个一体化”融合发展助力新型能源体系构建，在维护国家能源电力安全上作出更大贡献，为经济社会高质量发展保驾护航。

(二) 基本原则

1. 坚持绿色低碳，保障电力安全

坚持生态优先、绿色发展，加快可再生能源替代，扩大可再生能源利用规模，推动实现碳达峰目标。统筹发展和安全，协调推进电力行业低碳转型与供给保障，不断增强风险应对能力。

2. 坚持智能高效，创新协同发展

坚持把创新作为推动发展的第一动力，加快电力系统数字化和智能化升级。坚持质量与效率相统一，提升产业链现代化水平，增强电力系统运行和资源配置效率，逐步构建以新能源为主体的

新型电力系统。

3.坚持深化改革，公平开放发展

坚持市场化改革方向，健全市场体系，培育市场主体，充分发挥政府作用，破除制约电力行业高质量发展的体制机制障碍，鼓励社会投资，持续推进电力体制改革，提高运营效率，构建有效竞争、公平公正公开的电力市场。

4.坚持服务民生，共享发展成果

坚持以人民为中心，有效提升电力普遍服务水平，强化电力民生保障，推动电力工业发展成果更多更好惠及广大人民群众，为不断实现人民对美好生活的向往提供坚强电力保障。

（三）主要目标

1.用电需求

2025 年全省全社会用电量 3170 亿千瓦时，年均增长 6.2%，最大负荷达到 5180 万千瓦，年均增长 7.3%。

2.电源结构

2025 年，全省电源总装机 1.8 亿千瓦左右，其中煤电装机规模 8300 万千瓦以上，力争达到 8900 万千瓦，新能源和清洁能源装机容量占比达到 50%。

3.外送电能力

结合现有外送通道输电能力提升，规划建设大同一怀来特高压交流通道，2025 年外送电能力达到 3600 万千瓦左右。围绕外

送通道建设风光火储多能互补清洁电力供应基地，提升外送通道利用效率和可再生能源消纳水平。

4. 坚强智能电网

“十四五”时期持续统筹推进各级电网协调发展，建设安全可靠、经济高效、绿色低碳、智慧共享的坚强智能电网，满足省内经济社会发展和能源电力基地建设的需求。到“十四五”末山西特高压网架将形成“四交一直”的结构，500千伏主网架将形成“四纵四横”的结构。其中：

特高压网架。“四交”：大同～涿鹿（怀来）～天津北～天津南、蒙西～晋北～北京西、榆横～晋中～潍坊、长治～南阳～荆门4个1000千伏特高压交流通道。“一直”：晋北～江苏±800千伏特高压直流通道。

500千伏主网架。“四纵”：新荣～明海湖～五寨～固贤～吕梁～孟门～稷山～运城、朔州～云顶山～霍州～临汾东～临汾～桐乡、雁同～北岳～神头开关站～忻州～侯村～福瑞～晋中～榆社～久安～长治～晋城、平城～忻州北～阳泉～晋中东～左权开关站～潞城。“四横”：五寨～朔州～神头开关站、云顶山～太原北～侯村～阳泉、吕梁～霍州～介休～晋中～榆社开关站、稷山～临汾～海会～晋城～晋城东。

5. 系统调节能力

统筹调节能力需求、新能源发展等，按照应纳尽纳、能核尽

核、能开尽开的原则，加快浑源、垣曲建设进度，积极推动蒲县、河津等项目开工建设，提速抽水蓄能电站建设。全面推进煤电行业节能降碳改造、灵活性改造、和供热改造“三改联动”。加大电力需求侧响应管理，推进完善电力辅助服务市场机制，开展“新能源+储能”、“独立储能”等试点示范，鼓励建设“源网荷储一体化”示范项目，适应以新能源为主体的新型电力系统。

表 2 山西省“十四五”电力发展目标

指标类型	指标名称	指标单位	2020 年	2025 年	年均增长率
电力供需	全社会用电量	亿千瓦时	2342	3170	6.24%
	全省最高发电负荷	万千瓦	3643	5180	7.29%
	外送电力	万千瓦	3062	3600	3.29%
电力结构	总装机	万千瓦	10467	17300	10.7%
	其中：煤电	万千瓦	6263	8300-8900	
	风电	万千瓦	1974	3000	8.7%
	光伏	万千瓦	1309	5000	30.7%
	垃圾、生物质	万千瓦	64	100	9.34%
清洁低碳	新能源和清洁能源装机占比	%	39.7%	50%	[9.5%]
	非化石能源消费占比	%	7.4%	12%	[4.5%]
	可再生能源电力总量消纳责任权重	%	18.8%	30%	[11.2%]
	非水电可再生能源电力总量消纳责任权重	%	16.8%	25.9%	[9.1%]
	煤电机组平均供电煤耗	克标煤/千瓦时	319	300	[-19]

注：[]为五年累计增长值。

四、落实能源安全新战略 全方位推进高质量发展

“十四五”时期是我国由全面建成小康社会向基本实现社会主义现代化迈进的关键时期，也是深入推进“四个革命、一个合作”能源安全新战略的关键时期。山西要全面落实省第十二次党代会和省委经济工作会议精神，以碳达峰碳中和行动为牵引，建设全国能源革命综合改革试点先行区，推动电力行业高质量发展。

2021年12月8日，习总书记在中央经济工作会议上指出，实现碳达峰碳中和，不可能毕其功于一役。中国将破立并举、稳扎稳打，在推进新能源可靠替代过程中逐步有序减少传统能源，确保经济社会平稳发展。山西要立足以煤为主的基本省情，抓好煤电清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤电和新能源优化组合，确保能源电力可靠供应。

按照山西省委全方位推进高质量发展总体思路和要求，提出山西省“十四五”电力发展重点任务。

（一）树牢新发展理念，深化能源电力革命

1.坚持节约优先战略，提升能源利用效率

提高能效是减碳、降碳的重要手段，把节能优先贯穿到能源体系的各个领域，实施重点行业领域节能降碳行动，推进工业领域绿色制造，提升建筑节能标准，加快形成绿色低碳的交通运输方式。完善能源消费总量和强度“双控”制度，严格控制能源消费强度，大力提升能源利用效率。

2.加速电力行业深度脱碳，围绕电能重构能源体系

在碳达峰和碳中和愿景下，以电力安全保供为基础，加快电力行业控碳、脱碳。在供给侧持续推进结构性改革，优化电源结构，大力实施可再生能源替代行动；在消费侧，推行工业、交通和建筑等行业再电气化，加快推进电能替代，以电为中心重构能源电力体系和供需模式。电力资源配置由传统基地外送转变为多能互补开发外送、源网荷储一体化就近利用，促进电网形态由区域互联大电网向大电网与微电网、分布式电网兼容并举转变。

3.理清电源发展路径，保障能源电力安全

在坚持电力绿色发展方向基础上，客观认识各类电源在不同时期电力系统中的地位和作用。及时优化调整相关市场机制，大力发展可再生能源，重点理顺化石电源保障电力安全、辅助电力系统调节的基础性作用，夯实电力绿色发展基础。

新时代为提升电力总体运行效率和绿色发展水平，电源、电网和负荷高效融合已成为电力转型变革的主要趋势。在专业化分工产业格局下，着力统筹推动源网荷高效深度融合，逐步构建新型电力系统。

（二）加快电源结构优化，助推绿色低碳转型

1.大力发展可再生能源，实施可再生能源替代行动

推动风电和光伏发电高比例、高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，

推广应用低风速风电技术应用。加快实施工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏资源开发利用，探索实施新建建筑光伏一体化开发利用。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备整体开发的地区，积极推进多能互补的清洁能源基地建设。

稳步推进风电高质量、可持续发展。重点推动晋北、晋西等地区优质风资源区域风电项目开发，合理开发中南部等丘陵和山区较为丰富的风能资源。开发模式由基地规模化开发为主向集中式+分散式并举发展，推动引导风电逐渐从大规模集中开发向分散式转型。到 2025 年，风力发电装机力争达到 3000 万千瓦。

加快光伏规模化、基地化开发。坚持集中式和分布式相结合，因地制宜推动太阳能资源高效利用。优先推进光伏分布式开发，结合整县屋顶分布式光伏开发，推动光伏发电与建筑、交通、农业等产业和设施协同发展。优化集中开发模式，利用采煤沉陷区、盐碱地、荒山荒坡等建设大型光伏基地，积极推进农光互补、林光互补融合发展，促进先进光伏技术和产品应用，进一步提升项目竞争力。鼓励太阳能光热发电示范试点项目建设。到 2025 年，光伏发电装机力争达到 5000 万千瓦。

有序发展生物质、地热能等可再生能源利用。加快地热资源勘探开发，因地制宜推进中低温地热发电。按照统筹兼顾、综合利用、提高效率的原则，重点在具备资源条件的地级市及部分县域，布局生物质发电和垃圾焚烧发电项目。到 2025 年，生物质和

垃圾发电装机力争达到 100 万千瓦。

抽水蓄能电站建设提档加速。科学开发抽水蓄能电站建设，加快浑源 150 万千瓦、垣曲 120 万千瓦项目建设进度；积极推动蒲县、河津等项目开工建设，加强项目优化布局；统筹电力系统需求、新能源发展等，按照应纳尽纳、能核尽核、能开尽开的原则，建立并滚动调整重点实施项目和储备项目，提速抽水蓄能电站建设；因地制宜开展中小型抽水蓄能建设，探索推进水电梯级融合改造。

2.促进传统化石电源提质增效，助力转型升级

确保电力安全和保障电力供应是电力行业的首要任务，要立足以煤为主的基本省情，坚持先立后破的原则，传统化石电源的逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上，统筹煤电发展和保供调峰，合理建设大型清洁高效先进煤电项目，有序淘汰落后煤电机组，促进我省煤电布局和结构优化，提升电力供应保障能力，保持煤电装机合理裕度，防止出现“硬缺口”。

合理布局煤电项目建设。坚持生态优先、绿色发展，持续推进能源结构转型升级，推动煤电清洁高效发展。统筹煤电项目和电力供应安全，建设一定规模保障电力供应安全的支撑性电源和促进新能源消纳的调节性电源，加快推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。在已投产煤电项目基础上，有序推动在建煤电项目投产。“十四五”时期将统筹淘汰关停、纳规、核准未

建的机组容量按照等（减）容量替代原则，实施“上大压小”建设百万千瓦级高参数、大容量、低能耗、低排放机组。到2025年，全省煤电装机规模控制在8300万千瓦以上，力争达到8900万千瓦。

专栏1 清洁煤电规划项目

在建项目：华润宁武、山煤河曲等项目，装机容量729.9万千瓦。

拟建设容量替代项目：国电电力大同湖东、晋控同热三期等项目，装机容量1870万千瓦。

拟核准项目：晋控轩岗二期132万千瓦。

推动煤电行业提质增效。积极推进煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。鼓励煤电企业向“发电+”综合能源服务型企业和多能互补企业转型。积极推广源头碳减排技术和研发储备末端碳减排技术。推广应用燃煤耦合生物质发电，实现农林废弃残余物、污泥、垃圾的减量化、稳定化和无害化处置。

合理有序发展气电。在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的区域稳妥建设调峰气电项目。加快煤成气增储上产和发电应用，积极推进煤成气发电等资源综合利用项目。

加快淘汰落后产能。持续推进现役煤电机组节能环保改造，新投产煤电机组重点用于安全调峰保底供应并按照超低排放标准建设。“十四五”时期全省有序关停服役期满、能耗指标高、排放不能按期改造达标的煤电机组，优化煤电机组结构，提高利用效率，降低排放水平。

3.多维度提升电力系统调节能力，促进清洁能源消纳

高度重视电力系统调节能力建设，从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，推动煤电和新能源优化组合，着力增强系统灵活性、适应性，破解新能源消纳难题。

提升电源侧灵活性调节能力。完善煤电灵活性改造支持政策，按照《国家发展改革委 国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号）要求和标准，推进现役和新建煤电机组灵活性改造制造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型，“十四五”新增完成约2500万千瓦的火电灵活性改造，累计改造完成4000万千瓦左右；加快推进浑源、垣曲抽水蓄能电站建设，加强规划站点储备和管理，滚动开展抽水蓄能站点资源普查和项目储备工作。鼓励支持“新能源+储能”一体化开发模式，建设系统友好型电源。

优化电力系统运行方式。创新调度运行机制，提升电网调度运行控制水平和电网灵活调节能力。推进区域备用共享机制常态化、加强清洁能源友好并网水平，探索建立适应大规模高比例新能源电力系统的调度运行体系，完善电力市场辅助服务和发电权交易机制，促进可再生能源优化配置。

提升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。到 2025 年，省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。

加快推动新型储能建设。统筹规划建设电化学、压缩空气等新型储能，推动储能设施向电力系统发输配用各环节提供服务。大力推进电源侧新型储能建设，合理布局一批系统友好型新能源电站。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。推动电网侧储能合理化布局，在关键节点布局电网侧储能，提升系统灵活调节能力和安全稳定水平。积极支持用户侧储能多元化发展，探索储能与电动汽车等融合发展新场景。到 2025 年新型储能装机规模达到 600 万千瓦。

（三）推动电网智能化发展，积极构建新型电力系统

1. 构建坚强高效主干电网，提升安全保障支撑能力

坚持安全发展，提升电网供电能力。着力完善网架结构，提高电网抵御自然灾害的能力，夯实本质安全基础。加强主网架建设，以特高压交直流电网为依托，适应晋北、晋中“两交”特高压与山西电网联网和 500 千伏“西电东送”通道调整等重大变化，优化完善省内 500 千伏主网架结构。在负荷增长较快的中南部区域增加 500 千伏变电站布点，解决 500 千伏主变下载卡口问题，满足负荷发展需求。

坚持绿色发展，提升新能源消纳水平。在风、光资源富集的区域，优先考虑建设 500 千伏新能源汇集站，降低系统站运行复杂性，减少多层级电网堵塞问题。新能源汇集站统筹考虑接入现有电网或外送通道，促进新能源在更大范围内消纳。

坚持协调发展，实施源网荷协同规划。推动促进电网规划与电源规划、经济社会发展规划、国土空间规划的统一。持续统筹推进各级电网协调发展，建设安全可靠、经济高效、绿色低碳、智慧共享的坚强智能电网，满足省内经济社会发展和能源电力基地建设的需求。

专栏 2 电网重点项目

特高压电网：加快北岳、洪善两个交流特高压站主变扩建工程，积极推进大同~怀来交流特高压等通道建设。“十四五”时期，交流特高压规划新增 1200 万千伏安主变容量，交流线路 150 公里。

500 千伏电网：规划建设晋中介休、临汾东、忻州北、综改区站、杨家沟站等 500 千伏输变电工程，晋中左权 500 千伏开关站工程，晋中站、运城稷山站、太原龙城站、新荣站、侯村站 500 千伏主变扩建（增容）工程；结合新能源布局规划建设大同东、宁武、阳高、岚县、平右等 500 千伏新能源汇集站，提前谋划大同浑灵广地区、山阴县、交口县、阳泉市等新能源富集区建设汇集站。另外，新建晋北-雁同第三回线。

220 千伏及以下电网：“十四五”时期，220 千伏电网规划新增变电容量 1800 万千伏安以上、线路 3000 公里以上；110 千伏及以下电网新增变电容量 2500 万千伏安以上、线路 3.5 万公里以上。

2.升级改造配电网，提升智能化水平

加强城镇配电网建设。满足用电需求，提高供电质量，着力解决配电网薄弱问题，促进智能互联，提高新能源就地消纳能力，推动装备提升与科技创新，加快构建现代配电网，积极服务乡村振兴战略实施。鼓励社会资本有序投资、运营增量配电网，促进配电网建设平稳健康发展。

健全配电网标准体系。全面推行模块化设计、规范化选型、标准化建设。中心城市（区）围绕发展定位和高可靠用电需求，高起点、高标准建设配电网，城镇地区结合国家新型城镇化进程及发展需要，适度超前建设配电网，满足城镇化建设快速增长的用电需求。积极服务新能源、分布式电源、电动汽车充电基础设施等多元化负荷接入需求。做好与城乡发展、土地利用的有效衔接。

实施农网改造升级工程。围绕新型城镇化、美丽乡村建设需求，推动农村电网供电设施改造升级。加强边远地区、脱贫地区农村电网建设，实施农村电网巩固提升工程。提高农村绿电供应能力，探索建设“零碳村庄”“零碳住宅”等示范工程。推进城乡供电服务均等化进程，逐步提高农村电网信息化、自动化、智能化水平，进一步优化电力供给结构。

3.打造电力外送基地，做好能源保障工作

“十四五”时期，山西将按照国家综合能源基地的定位持续

做好京津冀等地区的能源保障工作。

提升现有通道外送电能力。重点加快推进大同新荣 500 千伏新建输变电工程等电网项目，同时加快推进配套电源建设，提升雁淮直流通道跨区输电能力。

加快推进电网优化改接工程。完善山西电网主网架结构，加快推进电网优化改接工程。通过实施山西“西电东送”调整工程，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，通过北岳、洪善两个交流特高压站汇集山西网内盈余电力，增加山西综合能源基地向京津冀负荷中心的送电容量。

分步推进外送电通道建设。重点推进大同一怀来特高压交流等通道建设。根据国家需要做好其他外送电通道研究论证等前期工作。

4.重点推进多能互补和源网荷储一体化发展

按照顶层设计、分类实施、分步推广原则，在全省加快开展多能互补和源网荷储一体化发展，改革新能源汇集和电力分配方式，加快推动新能源大规模高比例发展。

积极推进源网荷储一体化发展。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，运用“互联网+”新模式，充分调动负荷侧调节响应能力，建设源网荷储一体化示范项目，优化源网荷储配置方案，提高系统平衡能力。

建设多能互补绿色电力基地。结合资源条件和特性，因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，研究论证合理储能配置和比例，统筹各类电源的规划、设计、建设、运营，积极探索“风光储一体化”，因地制宜开展“风光水储一体化”，稳妥推进“风光火储一体化”。

专栏3 电力源网荷储一体化和多能互补试点行动

源网荷储一体化开发：优化整合本地源、网、荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索实施市（县）级源网荷储一体化试点；重点实施坚强局部电网建设、清洁能源消纳、电热负荷一体化试点，建设一批园区级源网荷储一体化试点，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳；在工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区，开展源网荷储一体化绿色供电园区试点；依托并网型微电网、光伏发电和电动汽车充电基础设施建设等，开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的源网荷储一体化试点。

多能互补试点：建设“风光（水）储”一体化试点，研究论证合理的储能配置和比例，兼顾经济性优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰作用，提升系统灵活性；充分发挥跨省跨区输电通道作用，在送受端加强衔接和充分协商的基础上，优先通过煤电灵活性改造提升调节能力，提升通道利用率和可再生能源电量比重。

5.加速推动数字化转型，提升系统智慧水平

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。

推动电力数字化智能化升级。建立数字化核心技术提速发展的良好生态，推动电力与能源互联互通、共享互济。增强电力系统清洁能源资源优化配置能力，推动调度运行智能化，提升新能源并网友好性和电力支撑能力。构建以用户为中心的双向互动高安全性电力系统，推动电力源网荷储一体化和多能互补发展，提升系统运行效率和电源开发综合效益，保障用户侧安全可靠用电。

（四）发展电力消费新模式，实现节能降碳目标

1.持续推进电能替代，推动全社会节能提效

提升终端用能低碳化电气化水平。大力推动新能源与终端负荷耦合利用，积极鼓励新能源微电网建设，鼓励新能源电力专线供电，建设发供用高比例微电网。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，加强与落后产能置换、环保重点限制行业的衔接。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。

推动终端用能智能化高效化发展。引导用户优化储用电模式，高比例释放居民、商业和一般工业负荷的用电弹性。开展电动汽车灵活充放电、大数据中心智能调度等虚拟电厂示范。积极推动低碳综合能源服务，以工业园区、大型公共建筑等为重点，积极拓展用能诊断、能效提升、多能供应等智慧能源服务，助力提升全社会终端用能效率。

2.构建新型产业生态，助推新能源汽车产业加速发展

加快充换电基础设施建设。合理布局充换电基础设施，建设以专用充电桩为主体、公共充电桩为辅助、城际高速公路快充站为补充的新能源充电基础设施体系，鼓励开展换电模式应用。结合城市公共交通、物流基地、集散中心等自有停车场的规划布局，加大专用充换电设施建设力度；鼓励开展换电模式运用示范。“十四五”时期，全省建成公共充电桩数量与电动汽车比例不低于 1: 8，力争达到 1: 6。换电站建设取得明显进展，独立换电站换电能力单日单组不低于 240 辆，力争达到 310 辆。

专栏4 充电基础设施发展重点

一是加强新基建充电网的顶层设计，建设融合能源、大数据和互联网为一体的智慧充电网。依托现有的公交车场站、出租车服务中心场站、交通枢纽停车场建设公交、出租及环卫与物流等公共服务领域充换电设施，满足公共服务车辆需求；按照适度超前原则，合理布局城市公共充电设施，满足公务与私人乘用车充电需求。

二是紧密结合不同领域、不同层次的充电需求，遵循市场导向，分类有序实施，加大交通、市政、电力等公共资源整合协同力度，合理布局充电基础设施，营造良好的新能源产业生态。

三是鼓励企业发挥创新主体作用，持续开展充电网建设与运营模式创新。加快完善政策环境，发挥市场主导作用，鼓励引导社会资本参与，加强示范推广。

四是建设省级充电智能服务平台，实现对分布于全省、所属各运营企业的充电设施实时信息采集，并借助大数据分析等技术手段，为各市后期建设布局优化和运营管理创新提供基础数据和决策支撑，推动全省新能源汽车产业科学、有序、健康发展。

推动新能源电动汽车与可再生能源融合发展。加强新能源汽车与电网双向能量互动，推动柔性配电网建设升级，统筹新能源汽车充放电、电力调度需求，运用政策及经济性手段，实现新能源汽车与电网双向能量高效互动，降低新能源汽车用电成本，提高电网调峰、调频和安全应急等响应能力。鼓励清洁能源综合利

用和“广储充放”（分布式光伏-储能系统-充放电）多功能综合一体站的建设。

推进“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设。探索构建“源（新能源）-网-荷（电动汽车）-储（蓄电池）”协同运行的“互联网+”智慧能源系统。依托智慧车联网平台、交易平台、源网荷储互动平台，聚合充电桩负荷资源，利用市场机制价格，引导新能源发电与电动汽车充电高效协同，降低电动汽车用电成本，提高新能源消纳能力。

（五）实施创新驱动发展战略，增强科技创新能力

深入实施创新驱动发展战略，瞄准电力科技前沿，选择重大科技领域，以绿色低碳为主攻方向，强化科技创新体系能力，提升自主创新能力，推动电力产业链数字化智能化升级，加快构筑电力转型变革的先发优势。

突破电力产业数字化技术。推进人工智能、大数据、物联网、先进信息通信、区块链等数字化、智能化技术与电力技术深度融合，重点突破风力发电、光伏发电、电网、用电终端数字化、智能化技术。加快突破长时间尺度、高准确度的新能源功率预测技术，支撑能源电力转型升级。

统筹开展重大科技攻关。围绕“碳达峰、碳中和”目标，同步推进技术理论和技术装备创新，针对电力系统“双高、双峰”特点，加快柔性直流输电等技术装备研发，推进虚拟电厂、新能源主动

支撑等技术进步和应用，加快电力系统构建和安全稳定运行控制等技术研发，研究推广有源配电网、分布式电源、终端能源提升和能源综合利用等技术装备研制。

大力实施科技创新示范工程。重点突破风电数字化设计与运维等风电技术，突破高效低成本晶体硅电池、新型光伏电池等光伏技术。坚持储能技术多元化，推动电化学等相关成熟的新型储能技术成本下降和规模化商业应用，研究探索压缩空气、液流电池、飞轮储能、钠离子电池等技术。推广电力设备状态检修、厂站智能运行、大数据辅助决策等技术应用，加快发展智慧风场、智能光伏电站，开展新一代调度自动化系统示范。以智能微网、虚拟电厂等新模式新业态为依托，开展智能调度、能效管理、负荷智能控制等智慧能源系统技术示范。依托电力工程项目加强关键核心技术攻关和首台（套）重大技术装备示范应用，确保电力技术装备产业供应链自主可控。

（六）深化电力体制改革，保障电力行业健康发展

“十四五”时期山西仍将坚定不移地持续推进电力体制改革，扩大对外开放，构建有效竞争的市场结构和市场机制，搭建现代化能源电力供应体系。

深化电力市场建设。按照全国统一电力市场体系建设进程，进一步扩大山西电力市场化交易规模，加快推进“双优型”电力现货市场建设，建立健全辅助服务市场，协同构建“中长期+现货

+辅助服务”有效衔接的现代电力市场体系，通过现货发现电力时空价格信号，引导电力系统从“源随荷动”向“源网荷协同互动”转变。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制。

深入推进增量配电业务改革试点。进一步深化配售电业务改革，明确增量配电企业的电网企业地位，支持增量配电网可持续发展。简化项目决策程序，积极引导社会资本参与增量配电试点，鼓励以混合所有制方式发展配电业务，促进配电网投资主体多元化。将增量配电业务试点项目规划纳入省级相关电网规划，实现增量配电网与公用电网互联互通和优化布局，允许符合政策且纳入规划的分布式电源以适当电压等级就近接入增量配电网。积极培育售电公司，拓展售电服务领域，加快综合智慧能源服务。

完善市场机制和价格财税政策。健全辅助服务市场交易机制，引导火电机组主动参与系统调节。推动开展绿色电能交易，建立电能量市场与碳交易市场的衔接机制。制定适应抽水蓄能、新型储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与的交易机制，推动需求侧资源参与实时电力平衡。

深化区域能源电力合作。进一步加强省际沟通交流与合作，通过资本注入、股权置换、兼并重组、股权划转等方式，大力推动受端省份电力企业与省属电力企业开展合作。协调跨省输电通道及配套电源点建设，优化电力通道布局，加快在电力现货市场、

发用电计划、配售电侧等重点领域和关键环节的改革，扩大电力消纳市场。

开展电网投资主体多元化试点。探索各类资本参与输电网建设，建立电网企业、发电企业、电力用户、社会资本共同参与投资建设输电线路，形成利益共享、风险共担的电网建设运营新模式。创新循环经济园区电网运行模式，鼓励社会资本按相关政策要求参与建设分布式能源电力系统，理顺运营机制，助力园区经济发展。

加快推动储能发展进程。加快抽水蓄能、新型储能电站规划建设，有效衔接新型储能相关国家政策，因地制宜布局建设新型储能设施，促进新型储能多元化发展和多场景应用，完善推动新型储能发展的商业模式和保障机制，推动新型储能示范应用，加强新型储能电站安全管理。

（七）提升电力服务民生水平，优化用电营商环境

1. 倡导社会节约用电

坚定实施节约优先战略，把节电贯穿于经济社会发展全过程和各领域，推动生产方式和生活方式绿色变革，强化公共领域和居民节约用电，促进经济社会发展绿色低碳转型。通过技术改造、装备升级、能源管理、推动工业、建筑、交通等重点领域电能集约利用。对“两高”项目实施差别性电价，抑制不合理用电需求。

2.优化用电营商环境

在用户办电时间、办电环节、办电成本、供电质量和信息公开等重点领域持续提升电力获得感。鼓励供电企业持续推动营销服务技术创新与管理创新，总结推广各地“获得电力”优质服务经验，以点带面，协同推进“获得电力”服务水平提升工作，进一步优化用电营商环境。

3.服务乡村振兴战略

全面巩固提升农村电力保障水平，引导电力企业履行社会责任。按照“以供定改、先立后破”原则，因地制宜推进清洁取暖改造，稳妥推进“煤改电”。围绕乡村振兴战略，结合“千乡万村驭风行动”“千家万户沐光行动”分布式能源发展模式，积极推广农村户用“光伏+储能”，鼓励自发自用、余量上网，建设可再生能源就地消纳的农村配网示范工程。加大农村电网建设力度，加快消除农村电力基础设施短板，科学合理加强偏远地区供电保障。

五、环境影响评价

（一）环境影响分析

“十四五”以能源电力清洁降碳发展为目标，充分发挥电力规划引导约束作用，推动电力工业绿色低碳转型，通过实施优化电力装机结构，大力发展可再生能源，积极打造电力外送基地，持续推动电能替代工程，建设智慧新型电力系统，源网荷储一体化和多能互补发展等一系列政策措施，持续推进电力供需清洁化、低碳化，推动主要污染物排放总量减少，不断改善生态环境。严格执行环境影响评价制度，立足资源环境承载能力，确保规划实施后生态功能不退化、环境准入要求不降低。

（二）环境保护措施

坚持生态优先、保护优先的原则。严格落实“三区三线”“三线一单”生态环境分区管控意见，结合国土空间规划和自然保护区管理等要求，避让自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区等环境敏感目标。

优化调整电源结构。控制煤电装机总量，采用等容量替代优化布局大容量高参数高效率煤电项目，持续降低发电煤耗，加快提升煤电机组清洁低碳水平。加快淘汰分散燃煤小锅炉，大力推动绿色电力生产，促进新能源和可再生能源发展。扩大风电、光伏等装机规模，提高可再生能源电量比重。

科学布局项目站址。坚守生态保护红线，加强电力产供储销

全环节环境保护，预防和减轻环境影响。根据自然资源禀赋和负荷空间分布进行电源、变电站布点，正确处理项目站址与农业、其他工业、生态环保、国防设施和人民生活等方面的关系，使项目布局与城市规划相协调。项目位置需满足其进出线的条件，注意节约用地，少拆迁房屋，减少人口迁移，减少土石方量。确保项目工频电场、工频磁场、噪声等对周边环境的影响符合环保的标准要求。

优化电网线路路径。高压线路走廊布局要结合地方城市规划建设及交通设施发展情况、自然保护区及文物保护情况、军事设施及通信设施的布置情况、林业情况、矿产情况、水文及地质情况、交通及沿线污秽情况，统筹兼顾，相互协调。在确保电网安全可靠前提下，线路规划要尽量减轻对土地利用的影响，线路走廊尽量避开景观阈值低的敏感区域，远离居民区，使规划输电线路走廊的建设对城市景观的影响最小化。

提升装备环保水平。煤电项目重点发展 60 万千瓦、100 万千瓦级超超临界高效、大容量发电机组，加装除尘、脱硫脱硝、废水处理、隔声消声等装置，降低对周边环境的影响。变电站建筑的型式尽量保证与周围景观协调，设备选型标准可适当提高，以节省材料、降低损耗。变电站内安装变压器用油排蓄、污水处理等系统，减少环境的污染。电力线路建设标准可适度提高，以降低输电线路电磁环境影响，降低电能损耗。

山西省“十四五”电力发展规划的实施，将综合考虑项目建设对地区环境的影响。从宏观角度，控制煤电项目总量发展，促进新能源和可再生能源发展，降低项目对环境的影响。从微观角度，采取有利于地区环境保护的相应措施，提升设备环保水平，实现电力规划与地区总体规划协调发展。到 2025 年电力生产和消费对环境的影响得到有效控制，为 2030 年前实现碳达峰作出重要贡献。

六、规划实施与保障

(一) 强化规划引领

贯彻落实国家《电力规划管理办法》(国能电力〔2016〕139号),发挥电力规划在指导和促进常规电源、可再生能源、电网项目建设、电力科技装备和产业发展、电力供应保障和结构优化等方面的作用。通过规划与项目的相互结合和有机统一,促进规划实施,推进项目建设。电力发展规划要做好与各级国土空间规划、环境保护规划、城乡建设规划、交通及水利规划等相互衔接,促进电力项目科学布局,顺利落地。

(二) 强化实施管理

积极推进电力项目全过程管理,完善事中事后监管工作体系和工作机制,研究建立项目决策后评估机制和项目“异常目录”和企业“黑名单”制度等。转变管理理念,创新管理方式,做好电力行业数据统计和发布工作。

(三) 强化项目推进

按照“建成一批、开工一批、前期一批”的节奏,抓好电力项目的前期和建设工作的。建立项目推进机制,落实省级部门的服务责任、地方政府的保障责任、项目业主单位的主体责任,落实要素配置、政策处理和基础设施配套保障。

(四) 强化试点示范

加快推进可再生能源、新能源微电网、电力需求侧响应、电

能替代、储能、电动汽车充电基础设施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。

（五）强化电力合作

务实推进和参与“一带一路”能源合作，进一步加强与京津冀、长三角、粤港澳大湾区的电力交流合作。鼓励省内电力企业、科研机构、高校加强与行业领军企业、国际知名科研院校的战略合作和产业对接，加快引进和消化吸收清洁能源发电、智能电网、新型储能和分布式能源等先进技术。