

内蒙古自治区“十四五”电力发展规划

内蒙古自治区能源局

二〇二二年二月

目 录

前 言.....	1
第一章 发展基础与面临的形势.....	2
一、发展现状.....	2
二、存在的问题.....	5
三、机遇与挑战.....	7
第二章 总体思路和主要目标.....	9
一、指导思想.....	9
二、基本原则.....	9
三、发展目标.....	11
第三章 加强电力供应保障能力建设.....	12
一、发挥煤电调峰和兜底保供作用.....	13
二、实施煤电机组改造升级.....	14
三、加快新能源大规模发展.....	15
第四章 夯实新型电力系统发展基础.....	17
一、提升电力系统灵活性.....	17
二、优化升级主干网架.....	19
三、实施灵活可靠电网工程.....	20
四、建设高比例新能源电力外送通道.....	21
五、构建智能高效新型调度系统.....	22
第五章 大力推进电力消费升级.....	23

一、实施再电气化工程.....	23
二、加强清洁低碳电力供应.....	24
三、推动需求侧响应能力建设.....	26
第六章 深化电力体制改革机制.....	27
一、加快推进电力市场化建设.....	27
二、突破创新电价机制.....	28
三、优化用电营商环境.....	28
第七章 保障措施.....	30
一、加强组织协调.....	30
二、强化监督落实.....	30
三、加强电力安全建设.....	30
四、完善支持政策.....	31
第八章 规划实施效果分析.....	32
一、环境影响评价.....	32
二、经济社会影响.....	33

前 言

“十四五”时期是我国开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，也是推进我国碳达峰、碳中和目标实施的第一个五年。面对新形势新要求，自治区“十四五”电力发展将以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为根本遵循，全面落实习近平总书记关于内蒙古能源工作重要讲话重要指示批示精神，立足“两个屏障”“两个基地”“一个桥头堡”战略定位，坚定不移贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统，为建设自治区清洁低碳、安全高效现代能源体系作出更大贡献。

本规划根据《内蒙古自治区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》《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》编制，积极对接全国“十四五”电力发展规划，深入落实自治区第十一次党代会“两个率先、两个超过”目标任务，夯实新型电力系统发展基础，重点阐述“十四五”时期自治区电力发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务和保障措施，是“十四五”时期自治区电力发展的纲领性文件。规划期为 2021-2025 年，规划实施过程中，适时进行评估和调整。

第一章 发展基础与面临的形势

“十三五”时期自治区贯彻创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，围绕“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推进能源供给侧结构性改革，电力发展质量不断提高，站到了转型发展的新起点上。

一、发展现状

（一）电力系统规模显著扩大。2020年全区全社会用电量3900亿千瓦时，“十三五”年均增速8.9%。电力装机容量由2015年的1.04亿千瓦增长到1.46亿千瓦，发电量由2015年的3920亿千瓦时增长到5700亿千瓦时，装机和发电量规模均居全国第2位。风电装机达到3785万千瓦，居全国第1位。全区外送电能力达到7000万千瓦，居全国第1位。蒙西电网形成“三横四纵”500千伏主干网架结构，蒙东电网形成“五横一纵”500千伏主干网架结构。

（二）国家电力保障基地地位全面提升。外送电力规模跨越式增长，“十三五”建成投运3直2交5条特高压输电通道，新增输电能力4400万千瓦。全区年外送电量由2015年的1396亿千瓦时增长到2070亿千瓦时。电力保障战略地位进一步凸显，电力保障区域由京津冀、黑吉辽向江苏、山东、河北南网拓展延伸，初步形成了以保障华北、东北为基础，辐射华东的送电新格局，有力支撑了国家大气污染防治行动计划和清洁能源发展。

（三）电力清洁低碳转型稳步推进。电力结构持续优化，可再生能源发电装机占比由 2015 年的 30.4% 增长到 36.3%。煤电装机占比 63.4%，较 2015 年下降 5.8 个百分点。风电装机规模稳步扩大，“十三五”年均增速 9.3%，占总装机比例保持在 25% 左右。光伏发电实现跨越式发展，“十三五”年均增速 21.2%，占总装机比例由 2015 年的 4.5% 提高到 8.4%。大力推进燃煤机组淘汰落后产能和节能改造升级，完成节能改造 90 台机组、总装机 3124 万千瓦，淘汰煤电落后产能 33.2 万千瓦。全区燃煤电厂平均供电煤耗降至 321 克标煤/千瓦时，较 2015 年降低 16 克/千瓦时。完成 7629.4 万千瓦燃煤机组超低排放改造，清洁发展水平不断提升。

（四）电力民生保障水平全面提升。“十三五”期间，加大配电网投资建设力度，配电网总投资 520 亿元，供电可靠性、供电质量显著提升。全区供电可靠率由 2015 年的 99.69% 提高到 2020 年的 99.81%，综合电压合格率由 2015 年的 98.62% 提高到 99.49%，配电自动化覆盖率和智能电表覆盖率由 2015 年的 2.52% 提高到 93.21%。稳步推进农网改造升级，提前一年完成“十三五”农网改造升级任务。因地制宜推动“煤改电”等清洁取暖工作，对电采暖用户实行单独的峰谷分时电价政策，风电供热面积进一步扩大，全区清洁取暖水平大幅提升。

（五）电力创新发展开拓新局面。全区电力装备技术取得长足发展，推广应用大容量、低风速风机，主力风电单机容量达到

4兆瓦。鄂尔多斯、乌海、包头光伏领跑者基地建设稳步推进，光伏产业得到大力发展，太阳能电池光电转换效率达到17.8%以上。首台超超临界百万千瓦空冷煤电机组建成投运。5条1000千伏交流特高压输电工程和800千伏直流特高压输电工程建成投产。推进智能电网建设，智能变电站达134座。培育发展电力新模式新业态，试点开展乌兰察布“源网荷储一体化”、通辽“火风光储制研一体化”项目建设，创新新能源电源与电力系统相互融合、友好互动新模式。

（六）电力体制改革扎实推进。电力市场化改革积极推进，电力现货市场交易规则初步建立，开展现货市场结算试运行。电力中长期交易市场日趋成熟，交易规模逐步扩大，“十三五”时期，全区累计完成交易电量6659亿千瓦时，占全社会用电量35%，降低用户成本约397亿元。配售电业务加快放开，鼓励社会资本投资运营增量配电网，积极推进增量配电网试点项目，允许符合条件的企业从事售电业务，全区形成满足参与电力市场条件的售电公司174家。

专栏1 内蒙古自治区“十三五”电力发展情况

类别	指标	单位	2015年	2020年	年均增速	属性
安全保障	总装机规模	亿千瓦	1.04	1.46	7.0%	预期性
	其中：煤电	万千瓦	7199	9284	5.2%	预期性
清洁低碳	风电	万千瓦	2425	3785	9.3%	预期性
	光伏发电	万千瓦	470	1238	21.2%	预期性
	可再生能源发电装机	-	30%	36%	[6%]	预期性

类别	指标	单位	2015年	2020年	年均增速	属性
	比重					
外送能力	外送规模	万千瓦	2600	7000	7.0%	预期性
能源效率	风电利用率	-	82%	94.7%	[12.7%]	预期性
	光伏发电利用率	-	94%	97.2%	[3.2%]	预期性
	煤电机组平均供电煤耗	克标煤/千瓦时	337	321	[-16]	约束性
	电网综合线损率	-	5.72%	3.78%	[1.94%]	预期性

注：[]为累计值。

二、存在的问题

（一）电力供需不充分不平衡问题显现。全区电力供需形势由“十三五”初期的相对宽松转为总体偏紧、局部短缺的局面。

“十三五”电力需求增速超出规划预期，全社会用电量实际年均增速达到 8.9%，高于规划预期 2.4 个百分点。“十三五”受国家煤电整体宏观调控政策影响，全区自用煤电项目建设投产时序受到严格控制。同时，电源布局不均衡与电网输电瓶颈问题交织，局部地区电力时段性、区域性短缺问题突出。

（二）煤电的托底保供和支撑调节作用还不牢固。按照蒙西地区最大用电负荷年均增速 6% 测算，预计到 2025 年蒙西电网最大用电负荷约 4750 万千瓦。现有“十三五”结转煤电规模 782 万千瓦，到 2025 年蒙西电网煤电装机规模将达到 5400 万千瓦。按照电力平衡原则，考虑外送华北 420 万千瓦、事故备用和机组检修 800 万千瓦、风电装机按 6% 参与平衡等因素，预计到 2025

年存在 800 万千瓦左右电力硬缺口。另外，国家“十四五”规划蒙西至京津冀±660 千伏直流通道，也需要配套一定规模煤电满足通道送电需求。

（三）电网结构亟待优化提升。蒙西电网是按照煤电为主体的传统电力系统规划建设，关键断面送电能力、主要通道能力、新能源汇集能力均不能适应以新能源为主体新型电力系统的发展，需要优化调整网架建设，提升对新型电力系统的适应性。蒙东电网相对分散，尚未形成统一网架结构，难以开展大电网统一调度运行，无法发挥大电网相互支撑、调节互济的基础性作用。

（四）电力系统调节能力建设相对滞后。全区供热机组比例高，为保障民生供热，供热机组在冬季供热期电力调峰能力差，冬季供热期电力系统整体调节能力不足。电力调峰辅助服务机制不完善，“十三五”热电机组灵活性改造规模未达到预期。自备电厂、局域电网不参与电力系统调峰。全区外送电通道多与本地电网无物理性连接，难以借助电力外送通道利用跨省跨区调峰资源。

（五）节能高效的全社会用电模式亟待建立。“十三五”自治区产业发展以重化工为主，有色、黑色、化工、建材等高载能项目大量建设投产，拉高了全社会平均用电能耗。战略新兴产业、现代服务业等领域电力消费增长较慢，社会由传统用能向电气化用能转换的意识有待提高，各行业电气化发展的机制体制还未建立完善，制约了全区高水平再电气化发展。

（六）电力体制改革进入“深水区”。峰谷、分时、尖峰电价体系需要进一步完善，还不能体现电力的实时价格属性，不利于引导储能、虚拟电厂等新模式新业态的发展。跨省跨区送电交易机制尚不完善，送受端电力资源和新能源消纳能力未得到有效配置，适应高比例新能源的电力外送价格机制亟需建立。增量配电网相关政策、运行方式、电价机制、盈利模式等关键要素还需要进一步探索与完善。

三、机遇与挑战

“十四五”时期我国将开启全面建设社会主义现代化国家新征程，这将是推动习近平总书记重要讲话精神落地生根、开花结果的关键时期，自治区电力发展将面临以下机遇与挑战。

（一）“双碳”发展战略加速构建以新能源为主体的新型电力系统。全球应对气候变化成为人类共同事业，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上郑重宣告，中国“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。与此同时，风光等非化石能源发电成本不断下降，非化石能源在一次能源中的竞争力持续增强，能源绿色低碳转型已成为全球性的发展大趋势。高比例可再生能源的发展必将推进传统电力系统电源结构、电网形态、调节能力、调度运行等各环节全面革新，加速推进储能、氢能、智能电网等新业态新产业高速发展，有力推动构建绿色友好、智能高效的新型电力系统。

（二）能耗双控发展约束倒逼电力发展模式创新升级。按照国家能耗双控的决策部署，“十四五”自治区将加快转变发展方

式，加大力度调整产业结构，不断提高能源效率，严格抑制能源不合理消费，合理控制能源消费总量。为支撑构建资源节约型、环境友好型经济体系，自治区迫切需要能源电力创新发展，为产业升级作出引领示范。目前，全区电力工业仍以传统技术装备为主，高标准、绿色、低碳电力发展相对滞后，难以适应新产业新业态新模式的发展需求。国家能耗双控硬约束将倒逼全区电力工业深度转型，提高发展质量和效益。同时，促进电力工业加速与云计算、大数据、物联网、人工智能、5G 通讯等高新技术融合发展，催生电力行业新技术、新业态、新模式创新发展，推动全区加快产业升级步伐，走向高质量发展道路。

（三）保障全国电力安全的历史使命重大。当前处于百年未有之大变局，国际形势日趋复杂，世界能源格局深刻调整，我国能源安全风险加剧。大规模开发利用可再生能源电力，加大终端能源电能替代力度是保障能源总体安全的重要途径。新时代我国经济逐步形成“双循环”发展新格局，稳步推进新型基础设施建设和新型城镇化建设，需要更高水平的电气化作为支撑保障。内蒙古是我国最大的电力外送基地，清洁能源资源富集，风电、光伏等技术可开发量超过 60 亿千瓦，区位优势突出，电力供应辐射范围广。“十四五”及中长期，既要担当保障东北、华北、华东、华中、南方等区域电力安全重要责任，又要肩负提高全国清洁能源消费比重，改善用能结构、推进能源转型发展的历史使命。

第二章 总体思路和主要目标

一、指导思想

高举中国特色社会主义伟大旗帜，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推进实现碳达峰、碳中和目标。全面落实习近平总书记关于内蒙古能源工作重要讲话重要指示批示精神。坚定不移走以生态优先、绿色发展为导向的高质量发展新路子，牢牢立足建设国家重要能源和战略资源基地的战略定位。聚焦自治区第十一次党代会“两个率先、两个超过”目标任务，大力发展新能源，全面推动煤电转型升级，巩固提升电力区域合作，着力提升利用效能，深化电力体制改革，加快构建以新能源为主体的新型电力系统，满足人民群众美好生活的用电需要，全面促进国家现代能源经济示范区建设。

二、基本原则

绿色优先，节约发展。探索能源开发和生态保护融合发展新路径，加快发展新能源等绿色电源，大力提升电力系统调节能力建设，全力保障新能源高效利用。加大节能减排力度，推广实施更加先进减排降耗技术，促进全社会节约发展。

安全为本，优质发展。统筹优化电源和电网布局，加强各类电源供应保障能力建设，优化电网结构，有效化解“卡脖子”的薄弱环节，严守电力供应安全底线。充分挖掘负荷侧响应等需求

侧措施应用潜力，提高运行效率，构建规模合理、安全可靠的电力系统，提高电力抗风险和应急保障能力。

智能高效，创新发展。加强发、输、配、用交互响应能力建设，推动电力系统智能化发展，构建“互联网+”智能电网体系，推动源网荷储一体化、多能互补等新模式新业态发展。推进电力技术创新，开创管理、运营和商业新模式，实现电力创新发展。

统筹兼顾，协调发展。统筹生态环境保护与能源资源开发利用，实现可持续发展。统筹各类电源建设，逐步提高非化石能源消费比重。统筹自用电源与外送电源开发建设，遵循国家总体规划布局，促进多能互补一体化开发送出，推动电力协调发展，实现能源合理流向和资源优化配置。统筹源网荷储一体化开发消纳，实现发、输、配、用、储协调发展。

保障民生，共享发展。围绕城镇化、农业现代化和美丽乡村建设，以提高城镇和农村供电质量和可靠性为重点，统一规划、统一标准，着力升级改造配电网，提升电力普遍服务水平。推进电力乡村振兴，在革命老区、民族地区、边疆地区、贫困地区加快电气化，促进电力共享发展。

深化改革，开放发展。坚持市场化改革方向，健全市场体系，完善市场机制，加快推动电力体制改革步伐，理顺电力价格机制，切实发挥市场在电力资源配置中的决定性作用。坚持开放包容、互利共赢，通过政府推动、市场主导，项目带动、分类施策，充分利用国内国外两个市场、两种资源，促进电力开放发展。

三、发展目标

展望 2030 年，自治区新型电力系统建设取得重大进展，电力工业实现碳达峰，电源装机规模超过 3 亿千瓦，风光等可再生能源成为主体电源，新能源发电总量超过火电发电总量。

“十四五”时期电力发展主要目标是：

（一）安全保障能力稳固提升。全社会用电量达到 5220 亿千瓦时左右，年均增长 6%左右。积极推动电力需求侧响应机制建设，力争形成占全社会最大负荷 3%的需求侧响应能力。发电装机总规模约 2.71 亿千瓦，煤电装机在 1.33 亿千瓦左右。“十四五”争取国家规划新增支撑保障型煤电 900 万千瓦。其中，自用煤电 500 万千瓦，外送煤电 400 万千瓦。

（二）清洁低碳转型加速推进。新能源装机规模达 1.35 亿千瓦以上。其中，风电装机 8900 万千瓦左右，光伏发电装机 4500 万千瓦左右，光热发电装机 60 万千瓦左右，生物质发电装机 80 万千瓦左右。抽水蓄能开工建设 120 万千瓦。非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右，新能源装机比重超过 50%，新能源发电总量占总发电量比重超过 35%。

（三）国家重要能源基地地位进一步夯实。规划建设跨省区电力外送通道，全区外送电能力达到 7800 万千瓦左右。新增外送通道可再生能源电量占比原则上不低于 50%。

（四）能源效率大幅提升。新能源合理利用率达到 90%以上，全区机组平均供电煤耗降至 305 克标煤/千瓦时，线损率降

至 3.5%左右,力争对 3000 万千瓦左右煤电机组开展灵活性改造。

(五) 创新能力迈上新台阶。大规模储能、柔性输电等重大关键技术加速应用,全区新型储能规模达到 500 万千瓦以上。智慧电厂、虚拟电厂等新业态新模式示范应用。

(六) 民生保障能力稳步增强。城乡居民生活人均用电量提高到 900 千瓦时以上,城市配电网和农村电网实现供电基本服务便利化,城乡居民供电可靠率达到 99.92%。力争建成充换电基础设施 4 万个左右。

(七) 体制改革进一步深化。建成以中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场模式。2025 年,电力市场化交易电量占全社会用电量比重超过 50%。形成适应高比例新能源发展的电价机制。增量配电业务改革取得实质性进展,“获得电力”服务水平显著提升。

第三章 加强电力供应保障能力建设

以国家碳达峰、碳中和目标为导向，以电力安全可靠供应为前提，加强电力供应保障能力建设，积极推进自治区电力绿色低碳转型，加速电力碳达峰进程。大力发展新能源，提升清洁能源发电比例，继续发挥煤电调峰和兜底保供作用，积极推进煤电机组绿色智慧化转型升级。

一、发挥煤电调峰和兜底保供作用

推动煤电地位转型，由主体电源转为支撑型和调节型电源。

统筹电力系统安全和调节能力建设需求，科学合理确定煤电规模，优化调整煤电项目布局。坚持需求导向，预留充足安全保供裕度，严控增量煤电项目，坚持优先扩能改造升级的原则，在确有必要新增煤电机组的地区，适度发展民生保障型热电联产、局部缺电地区电力保障、电网安全支撑等项目。立足以煤为主的基本国情，统筹电力安全保供与转型升级，优化存量煤电项目，加快在建煤电项目建设，淘汰落后机组“退而不拆”，转为应急备用和调峰电源，淘汰机组等容量替代建设大容量、高参数先进机组。全面实施节能改造和超低排放改造，降低碳排放、污染物排放和能耗水平。鼓励开展灵活性改造，提升机组深度调峰能力，促进新能源高效利用。到 2025 年，煤电装机在 1.33 亿千瓦左右，争取国家规划新增支撑保障型自用煤电项目 500 万千瓦、外送煤电项目 400 万千瓦。

推动煤电功能形态转型，由传统燃煤电厂转为新型绿色智慧电厂。应用多能互补、源网荷储、虚拟电厂等新型模式，推动传

统燃煤电厂与新能源、储能、氢能等耦合式发展，实现电力电量绿色低碳供应。以云大物智移等先进技术为支撑，提升燃煤电厂高可靠性供电保障能力、低碳智能运行水平、深度调峰能力，拓展电厂黑启动服务、充电服务、清洁供暖服务、数据服务等多元化业务领域。构建以电力安全供应为前提，以清洁发电为主体，以智能综合服务为目标的新型绿色智慧电厂。“十四五”期间，推进 5~10 个燃煤电厂进行新型绿色智慧电厂改造示范。

二、实施煤电机组改造升级

加大落后煤电机组淘汰力度。改善煤电装机结构，提升煤电整体能效。大力淘汰燃煤小机组，实施“三个替代”，推动储能替代末端电网小机组、清洁取暖替代边远地区供热小机组、“新能源+储能”替代企业自备小机组。“十四五”期间全面淘汰 30 万千瓦以下纯凝机组，在保障电力（热力）供应安全的基础上，逐步淘汰能耗水平高、污染物排放大的 30 万千瓦以下供热机组。

持续推进燃煤机组节能改造。新建煤电机组按照国内空冷发电机组最高标准建设。对未列入淘汰的存量机组，全面实施节能改造，持续降低碳排放、污染物排放和能耗水平。鼓励采用供热改造、汽轮机通流部分改造、锅炉烟气余热回收利用、电机变频等成熟适用的节能改造技术，鼓励燃煤电厂使用清洁能源替代厂用电。到 2025 年，力争完成 3000 万千瓦燃煤机组节能改造，新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于 285 克标煤/千瓦时，全区现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 305 克标煤/千瓦时。

三、加快新能源大规模发展

坚持集中与分布并举、就地消纳与远距离外送并举、单品种开发与多品种协调并举、单一场景与综合场景并举的原则，改革新能源汇集和电力分配方式，打破县市界限，合理确定新能源新增装机规模，加快推动新能源大规模高比例发展，落实完成国家下达的可再生能源电力消纳责任权重。到2025年，风电累计装机规模达8900万千瓦，光伏累计装机规模达4500万千瓦。

推进新能源基地化建设。加快推动大型沙漠戈壁荒漠风电光伏基地建设，在新能源资源禀赋较好，具备持续整装开发条件地区，推动新能源发电基地化、规模化开发，打造蒙西、蒙东千万千瓦级新能源基地。充分利用边境沿线、戈壁荒漠地区丰富的风能资源，在阿拉善、巴彦淖尔、包头、乌兰察布、锡盟等边境地区建设一批大型风电基地。在鄂尔多斯、阿拉善、巴彦淖尔等地区推进光伏治沙基地建设。利用鄂尔多斯、通辽、乌海、阿拉善、巴彦淖尔、包头等周边地区采煤沉陷区、露天矿排土场等闲置土地，有序推进集中式光伏矿区治理基地建设。优化提升存量通道输电能力，加快推进多能互补和源网荷储一体化发展。

加快新能源分布式开发利用。优先在风能资源优越、土地资源紧缺、靠近负荷中心地区发展分散式风电。实施“千乡万村驭风行动”推进农村牧区分散式风电开发。推动光伏发电与建筑、农业、交通、通信等领域融合发展，开展“千家万户沐光计划”、光伏建筑一体化、风光农牧互补综合能源建设、绿色交通建设、

整县（旗、区）屋顶分布式光伏开发等。积极推动分布式光伏与储能、微电网等融合发展。到 2025 年，累计建成分散式风电项目约 400 万千瓦、分布式光伏发电规模约 600 万千瓦。

加强新能源电源规划和电网统筹协调。统筹资源开发条件和电源送出通道，科学合理选取新能源布点，实现新能源与配套送出工程统一规划；考虑规划整体性和运行需要，优先电网企业承建新能源配套送出工程，满足新能源并网需求，确保新能源电源建设与送出工程的进度相匹配；结合不同工程特点和建设周期，衔接好网源建设进度，保障风电、光伏发电等电源项目和配套送出工程同步规划、同步核准、同步建设、同步投运，做到电源与电网协同发展。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，探索建设发供用高比例新能源微电网。

第四章 夯实新型电力系统发展基础

以构建新型电力系统为导向，着力提升电力系统灵活性，推动煤电和新能源优化组合，优化完善主干电网，加速构建灵活可靠、局部坚强的网架结构，创新调度系统智慧化体系，助力非化石能源跃升发展，夯实新型电力系统发展基础。

一、提升电力系统灵活性

加快抽水蓄能电站建设。加快推进赤峰芝瑞 120 万千瓦抽水蓄能电站建设，力争早日建成投产。积极推动乌海 120 万千瓦、包头 120 万千瓦抽水蓄能电站等前期工作，确保在“十四五”前期开工建设。根据新能源发展和电力系统调节能力需要，积极开展乌兰察布、兴安盟、呼和浩特二期、巴彦淖尔、呼伦贝尔等抽水蓄能站点规划选址和前期论证工作。

发展大规模新型储能。以电力系统实际需求为导向，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，推动储能设施向电力系统源网荷各环节提供服务。大力推进电源侧储能发展，发展新能源基地配套储能项目，新建新能源电站按照不低于 15%（2 小时）配置储能装置，布局一批风光储、风光火（储）、风光水（储）等多能互补型电站，提高电站整体调峰、调频深度和响应速率，促进高比例新能源高效利用。积极支持用户侧储能发展，

示范推广储能融合发展的多种场景，布局一批源网荷储一体化项目，鼓励发展不间断电源、电动汽车等分散式储能设施。推动电网侧储能发展合理布局，在电网关键节点、偏远地区建设独立（共享）储能电站，提高供电可靠性，提升系统消纳能力。到 2025 年，新型储能装机力争达到 500 万千瓦以上。

大力推进煤电灵活性改造。推进化石能源清洁高效利用，分类实施煤电改造项目。加快存量煤电机组灵活性改造，释放煤电机组深度调峰能力，提升新能源消纳水平。推动供热机组“热电解耦”改造升级，鼓励纯凝煤电机组实施灵活性改造。严格新建煤电机组调峰能力准入门槛，按照国内外最先进技术标准设计建设。创新煤电机组灵活性改造激励机制，拥有燃煤机组的发电企业实施火电灵活性改造后，增加的调峰空间，按不低于 50% 的比例建设“市场化并网”消纳的新能源电源。加快完善电力辅助服务市场、现货市场、容量市场等机制，提升煤电企业参与深度调峰运行的积极性。“十四五”期间，力争对 3000 万千瓦左右煤电机组开展灵活性改造。

推动自备电厂参与调峰。加大力度规范燃煤自备电厂运行，挖掘自备电厂调峰潜力，推动自备电厂参与调峰、调频等辅助服务。落实可再生能源电力消纳保障机制，按照可再生能源电力消纳责任权重，推动自备电厂与新能源企业开展电量替代交易，探索建立拥有自备电厂的用电企业及自备发电机组与公用发电企业（火电、新能源）的市场交易机制，探索新能源电站直供自备

电厂企业的供电模式，促进引导燃煤自备电厂与公用电厂公平承担社会责任。

二、优化升级主干网架

着力优化完善全区电网主网架，坚持分层分区适度超前原则，加强各级电网协调发展、高效衔接，提高电力系统整体运行效率，构建清晰合理的主网架结构。加快构建蒙西电网“四横五纵”、蒙东电网“八横两纵”500千伏主干网架，满足区内负荷增长和大规模新能源发展需求，解决电网结构性问题。

全力保障电网安全稳定运行。深入研究论证蒙西电网与华北主网异步联网，缓解电网动态稳定问题。提升呼包断面送电能力，规划建设甘迪尔~川掌2回500千伏线路。提升呼丰断面送电能力，规划建设宁格尔~巨宝庄2回500千伏线路。加快巴林~奈曼（金沙）~阜新（内蒙古段）500千伏线路建设，提高蒙东地区电力互济能力，实现赤峰电网与呼兴通电网互联，解决赤峰北部窝电问题。

大力提升电网新能源接入送出能力。规划建设德岭山~过三梁~耳字壕、过三梁~千里山双回500千伏线路，构建蒙西电网西部“田字形”网架，满足西部新能源送出需求，提升蒙西至京津冀直流工程支撑能力。规划建设铝都~平川2回500千伏线路，优化扎鲁特直流近区网架结构，提高电力汇集外送能力。在鄂尔多斯、阿拉善、巴彦淖尔、包头、锡林郭勒、赤峰、通辽、呼伦

贝尔等大型新能源基地规划建设一批 500 千伏输变电工程，全面支撑大规模新能源接入、汇集和送出需求。

三、实施灵活可靠电网工程

全面推进智能电网建设。推进电网装备智能化建设，推广应用智能作业、智能监测、智能巡视等新技术，加强关键核心技术攻关和首台（套）重大技术装备示范应用，加快建设智能变电站，2025 年 110 千伏和 220 千伏智能变电站覆盖率达到 25% 以上。着力构建强简有序、灵活可靠的城镇配电网架构，推进配电自动化建设，实现配电网运行的集中控制和就地控制，提升配电网多元化供电服务承载能力，到 2025 年，配电自动化覆盖率达 100%，中心城市（区）用户年均停电时间不超过 3.5 小时，综合电压合格率达到 99.98%。城乡居民供电可靠率达到 99.91%，综合电压合格率达到 99.7%。推进电网数字化建设，构建智能电网大数据平台，全面提升电力系统信息处理和智能决策能力。以呼和浩特、包头、鄂尔多斯为重点，打造智能电网综合示范区，其他盟市因地制宜开展特色示范，以点带面推动智能电网建设有序推进。

稳固推进坚强局部电网建设。规划建设“结构清晰、局部坚韧、快速恢复”的坚强局部电网。合理确定坚强局部电网保障的目标重要用户，优化完善局部电网网架和用户接入方案，提升相关电力设施设防标准，加快本地保障电源建设，完善应急保障电源配置。加大先进应急保障电源、电网防灾抗损、网络与信息安全等技术攻关，强化保障支撑体系建设。力争 2025 年呼和浩特、

包头、鄂尔多斯初步建成坚强局部电网，重要负荷中心电力保障能力大幅提升。

巩固提升农村电网可靠性。全面巩固提升农村电力保障水平，优化完善城乡配电网网架结构，积极发展配电网新形态，引导电力企业履行社会责任，全力服务乡村振兴战略，加快农业农村现代化。加快推进城乡配电网建设，满足充换电基础设施接网需求，以精准投资、经济适用、标准化、差异化为原则，改造升级农村电网，逐步提高农村电网信息化、自动化、智能化水平，解决农村电网供电可靠性低、电压稳定性差问题，建成结构合理、技术先进、安全可靠、智能高效的现代农村电网，为乡村振兴提供坚强支撑。到 2025 年，农村地区用户年均停电时间不超过 15 小时，综合电压合格率达到 99.5%，有效保障民生用电。

四、建设高比例新能源电力外送通道

提升存量通道输电能力。加快锡盟、蒙西、上海庙等基地外送通道配套煤电电源及送出工程建设，着力提升输电通道利用效率。加快锡盟至山东、锡盟至江苏、上海庙至山东、扎鲁特至青州特高压输电通道配套新能源送出工程建设进度，力争 2025 年前建成投产。统筹处理好自用和外送支撑能力关系，提前谋划中长期电力供应保障方案，确保西电东送可持续性。

提升存量通道新能源外送规模。在保障存量通道外送电力、电量稳定供应基础上，提升外送电量中清洁能源比重。结合新能源资源条件、互补特性和市场需求，按照“风光火储一体化”的

多能互补发展模式，将蒙西至天津南、托克托、岱海、上都、伊敏等纯煤电外送通道改造为高比例新能源外送通道。结合通道送电能力、配套煤电调峰潜力、受端绿色电力需求，研究提升上海庙至山东、锡盟至山东、锡盟至江苏等输电通道新能源外送规模。

新建高比例新能源电力外送通道。在新能源资源富集地区，积极探索增量“风光（火）储一体化”建设，规划建设蒙西至京津冀±660千伏直流输电工程等高比例新能源电力外送通道，优先利用新能源电力，优化配套储能规模，新增外送通道可再生能源电量占比原则上不低于50%。结合柔性直流、储能、光热等技术发展，研究论证蒙西地区高比例新能源基地开发外送工程。

五、构建智能高效新型调度系统

推进调度系统智慧化建设，构建适应高比例清洁能源、源网荷协调互动的智慧调度系统。开展电网侧、新能源侧、储能侧、用户侧的调度运行系统智能化改造，加强监督管理，优化调度水平，提高大电网运行调度决策水平。推动建立多种能源联合调度机制，提高调度智能化、自动化水平。优化电力调度体系，厘清大电网调度与微电网、增量配电网内部调度的权责界限，确保调度顺畅衔接。

第五章 大力推进电力消费升级

贯彻落实国家能源消费革命，推进全社会电能替代。积极推进源网荷储一体化等清洁低碳电力供应新模式，促进电力系统绿色低碳发展。推进需求侧响应能力建设，提高电力供应保障能力。

一、实施再电气化工程

加快充换电基础设施建设。立足新能源汽车发展实际，结合不同车型、不同场景充换电需求，科学合理确定充换电设施空间布局与建设规模。到 2025 年，全区各类充换电基础设施力争达到 4 万个左右，保障自治区新能源汽车充换电需求。聚合充换电设施负荷，组织开展有序充电、电力需求侧响应等，实现新能源汽车与电网能量高效互动，提高电网调峰调频、安全应急等响应能力。探索“风光储充放”一体化发展模式，促进新能源汽车与可再生能源高效协同发展。

因地制宜推广清洁电取暖。坚持“宜电则电、宜煤则煤、宜热则热”“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”。坚持联保联供，加强产供需监测，加大配电网改造力度，全力保障取暖能源稳定供应。推广蓄热式电锅炉、热泵、分散电采暖。开展绿色社区建设行动，在机关、学校、医院、博物馆等大型公共建筑，推广应用热泵、蓄热电锅炉、太阳能集中供热。在呼包鄂推进清洁供暖示范城市建设，在蒙东地区加快探索高比例清洁能源电供暖发展模式。到 2025 年，

呼和浩特、包头、乌海城市建成区基本淘汰 65 蒸吨燃煤锅炉，推动 65 蒸吨及以上燃煤锅炉实施超低排放改造，主城区清洁取暖覆盖率达到 90%。

推进工商业领域电能替代。持续拓宽电能替代领域，加快提高终端用能电气化水平。选择部分重点工业园区，实施能源综合利用升级改造试点，打造“统一供应、多能协同、梯级利用”的能源综合利用示范园区，实现冷、热、电、气、汽等用能需求集中供应。开展工业电能替代示范，推进工业电锅炉、电窑炉、热泵应用，推广新增热负荷电能替代。在采矿、食品加工、设备制造等领域推广使用高效电动工具，实现电能高效利用。在餐饮领域，推进沿街商铺“瓶改电”，建设全电食堂和全电街区，支持电能用户参与电力市场。

二、加强清洁低碳电力供应

积极推进源网荷储一体化用电模式。在负荷需求大、供电有缺口、新能源资源条件好的地区，优化整合电源、电网和负荷等资源要素，规划建设一批源网荷储一体化项目，实现源网荷储的深度协同。加快推进工业园区级源网荷储一体化建设，促进局部电力就地就近平衡，提升新能源电力消纳利用，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。开展沿边地区源网荷储一体化建设，解决电网末端电力供应难题。鼓励商业区源网荷储一体化建设，支撑电动汽车灵活充放电、智能化商业中心、绿色楼宇等新业态发展。推动源网荷储一体化项目开展多能互补

内部联合调度，建立内部利益平衡协调机制，参与电力中长期交易、现货交易和辅助服务交易。

鼓励发展新能源微电网。在工业园区、大型工业企业、工业城市，鼓励建设消纳高比例新能源的源网荷储一体化、具备自调节能力的园区级、地市级微电网。加强微电网和增量配电网调节能力建设，建立利益平衡协调机制，建立内部调度机制，在基本实现自平衡的基础上与大电网保持备用联系。重点推进达拉特旗增量配电网等已获得国家批复的增量配电网建设实施，鼓励增量配电网就近接入符合规划要求的风电、光伏、生物质、储能等电源，在缺乏电源支撑的增量配电网内规划建设分布式能源（风电、光伏）+储能等电源，鼓励在增量配电网中以分布式能源（风电、光伏）+储能+负荷的方式促进新能源就近消纳，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。

积极开展工业园区可再生能源替代行动。按照节能优先、低碳发展的原则，因地制宜推动风电、光伏项目建设，鼓励拥有燃煤自备电厂的工业园区配置一定规模的新能源，实施可再生能源替代燃煤发电行动。充分挖掘园区系统灵活性调节能力和负荷侧响应能力，改变传统供能方式，降低煤耗水平，优先园区燃煤自备电厂参与调峰，实现新能源全额自发自用，不占用公网消纳空间。鼓励集中式与分布式并举，逐步实现园区用能清洁化。

开展虚拟电厂示范。推动数字化、智能化技术与灵活负荷、储能深度融合与集成，改善电力负荷特性，削减尖峰负荷，缓解

高峰时段电力供需矛盾。推进新能源与灵活负荷深度融合协同运行，提高负荷绿色用能比重，促进新能源消纳利用。在有条件的地区，科学论证适时推进虚拟电厂示范工程建设。

三、推动需求侧响应能力建设

加快完善电力需求侧响应政策机制，引导工业大用户负荷错峰避峰用电。积极发展电动汽车、储能、电供暖等可中断负荷灵活参与的智慧高效用电模式，持续提升电力需求侧响应能力，减少电力负荷尖峰时段的电力装机需求，促进电力系统绿色低碳发展。力争 2025 年形成占全社会最大负荷 3% 的需求侧响应能力。

第六章 深化电力体制改革机制

加快建立健全有效竞争的电力市场交易机制，加快构建蒙东、蒙西电力市场体系，稳步完善电价政策，建立健全辅助服务市场，推动实现电力交易机构独立规范运营，进一步推动配售电业务改革，增强新型电力系统治理效能。优化用电营商环境，推动“获得电力”整体服务水平迈上新台阶。

一、加快推进电力市场化建设

全面推开电力现货市场。探索用户参与的现货交易形式，通过实时电力价格信号激励煤电机组参与深度调峰运行。建立规范合理的偏差考核机制，保障交易可靠执行。完善中长期交易机制，丰富交易品种，提高交易频次，推进中长期市场与现货市场的有机衔接。

完善辅助服务市场规则。建立用户参与的辅助服务分担共享机制，推动备用市场建设，完善调频市场规则，推动自备电厂参与辅助服务，持续优化辅助服务交易品种，建立合理的调峰报价机制，推动形成与电能市场协调运行的辅助服务市场体系。

推进交易机构独立规范运行。加快推进交易机构股份制改造，形成权责分明、多元制衡的公司法人治理结构和灵活高效的经营管理机制。健全交易机构重大事项决策流程和表决机制，探索市场管理委员会轮值运作等新机制，落实市场管理委员会的工作职能。理顺交易机构与调度机构的职责界面和业务流程，建立交易

机构与调度机构、电网企业相关部门之间的衔接协调机制。

完善跨省跨区交易政策机制。推动风光火打捆外送中长期交易，在满足区内新能源消纳需求的情况下，利用外送通道富余容量开展新能源外送交易，积极推进新能源发电企业参与省间现货交易机制，促进新能源跨省跨区消纳。

二、突破创新电价机制

健全峰谷电价机制。推动形成反映合理峰谷价差的分时电价政策。推动现货市场分时电价向用户侧的传导，引导用户用电行为。

持续推进输配电价改革。按照国家对输配电价改革的总体要求，进一步建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系。探索电网输电和配电价格分开核算，建立政策性交叉补贴分摊处理机制。

协同区内与外送电价衔接。理顺区内和外送市场关系，完善市场交易流程，推动跨省跨区送电由送、受双方按照风险共担、利益共享的原则协商形成或通过市场化交易方式确定送受电量、价格。

三、优化用电营商环境

进一步压减用电报装业务办理时间和电力接入工程审批时间。加快政企协同办电信息共享平台建设，简化办电流程。优化接入电网方式、延伸电网投资界面、规范用电报装收费行为，降低办电成本。提高用电报装信息公开透明度，进一步加大信息公

开力度。在全区范围内实现居民用户和低压小微企业用电报装“**三零**”(零上门、零审批、零投资)服务、高压用户用电报装“**三省**”(省力、省时、省钱)服务，用电营商环境持续优化，“获得电力”整体服务水平迈上新台阶。

第七章 保障措施

一、加强组织协调

建立健全规划实施责任机制，各盟市能源主管部门是落实规划的责任主体，其他有关部门分工配合、各地政府和企业细化落实。建立规划统筹协调机制，统筹研究制定各项规划，使电力发展与可再生能源规划、相关专项规划、国土空间规划及产业布局相互衔接，与电力发展相关的产业建设要与本规划协调统筹考虑，使电力发展与其他产业协调发展。

二、强化监督落实

完善规划监管落实体系，加强对各盟市能源主管部门和电力企业落实规划目标任务的监管，做好电力发展年度目标任务与规划的衔接。加强规划实施评估，适时进行滚动修编，强化规划刚性管理，完善评估考核制度，及时发现并纠正规划实施中存在的问题，确保规划提出的各项目目标落到实处。

三、加强电力安全建设

严格按照新版《电力系统安全稳定导则》要求，规划建设电力系统。着力提升电力系统运行调控水平，加强电源电网设施日常维护，提高网络安全水平，加强电厂存煤保障建设，制定电力迎峰度夏(冬)等重要时段专项保障方案，增强应对极端天气和突发事件的防灾抗灾和应急处置能力，确保系统安全稳定运行和电力可靠供应。结合电力供需形势，在技术响应能力建设，新增纳

入规划支撑性和调节性电源、应急备用和调峰电源建设等方面进一步做好与《“十四五”电力发展规划》的统筹衔接。

四、完善支持政策

以构建新型电力系统为导向，持续研究落实保障性政策措施，强化政策供给和保障作用，针对制约电力高质量发展的瓶颈问题，研究制定一系列能有效解决电力发展突出矛盾的政策措施，加大对已纳入规划电力项目的土地、水、能耗等要素保障支持力度，进一步建立健全支持可再生能源、储能发展，推动电能替代等转型升级举措的政策措施。

第八章 规划实施效果分析

一、环境影响评价

自治区“十四五”电力发展规划坚持习近平生态文明思想，践行“绿水青山就是金山银山”发展理念，以能源电力低碳发展为抓手，推动产业结构、生产方式、生活方式、空间格局全面绿色转型，促进人与自然和谐共生，为实现碳达峰、碳中和提供支撑。

（一）强化环保制度

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，持续推进电能替代，加强散煤治理，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，协同推进新型电力系统建设与环境治理、生态保护修复，降低电源大规模开发对大气、水、土壤的不良影响。立足资源环境承载能力，确保规划实施后生态功能不退化、水资源不超载、基于环境保护目标的污染物排放总量不增长、环境准入要求不降低。

（二）规划实施对策

规划实施过程中，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。大力发展非化石能源，实现电力需求增量主要由非化石电源满足。持续降低发电煤耗、加快提升煤电机组清洁低碳水平。积极鼓励利用再生水、矿井水，在大型煤电基地积极推广空冷、干法脱硫等节水技术。采取有效措施降低电网电磁辐射等区域环境影响。积极推进电力消费革命，加快电能替代和电动汽车充换电基础设施建设，切实提高电能占

终端能源消费比重。

（三）加强“三线一单”管控

衔接《自治区“十四五”生态环境保护规划》，全面实施“三线一单”生态环境分区管控意见，严格执行优先、重点、一般三类管控单元生态环境准入要求，强化生态环境源头防控。加强“三线一单”生态环境分区管控成果落地应用，坚决制止违反生态环境准入清单规定的生产建设行为及活动，推动电力行业绿色低碳发展。

（四）预期效果分析

到 2025 年，全区非化石能源占一次能源消费比重由 2020 年的 11.2% 提高到 20%，可再生能源发电替代化石能源约 9000 万吨标煤，减少二氧化碳排放 2.4 亿吨。

二、经济社会影响

“十四五”电力发展规划以满足人民日益增长的美好生活用电需求为根本遵循，培育清洁能源产业，满足区域用电需求，落实乡村振兴战略，提升电力普遍服务水平，增加社会投资，带动就业岗位，为经济高质量发展和人民群众美好生活需要提供可靠电力保障。

（一）拉动经济增长

“十四五”期间，全区电力投资总规模约 7000 亿元。其中，煤电投资约 1000 亿元，电网投资约 1000 亿元，可再生能源及储能投资约 5000 亿元。

（二）提高就业水平

“十四五”期间，电力基建业、电力设备制造业、电力、热

力生产和供应业预计新增就业岗位 60 万个以上，电力投资增加居民年均收入约 80 亿元。

（三）保障民生用电需求

“十四五”时期将积极推进配电网改造，巩固提升农村电网，深入推进居民生活消费电气化，因地制宜推进清洁取暖，城乡居民生活人均用电量提升至 900 千瓦时，年均增加 70 千瓦时。