

# 碳达峰碳中和愿景下内蒙古新能源发展趋势及展望

朱泽磊

**摘要：**内蒙古自治区是国家重要能源基地，新能源资源丰富，开发潜力巨大。为落实国家碳达峰碳中和战略，内蒙古提出坚持就地消纳与跨区外送并举，实现新能源大规模高比例发展目标。当前内蒙古新能源发展受到消纳、土地等多方面限制，本文结合自治区最新文件精神，对内蒙古“十四五”期间新能源发展思路、开发模式进行研判，重点对新能源开发布局、调节消纳能力、完善市场机制等方面进行分析，建议内蒙古不断拓宽新能源应用场景，优化新能源开发策略，规范新能源建设模式。

**关键词：**碳达峰 碳中和 新能源 消纳 建设模式

## 一、内蒙古新能源发展面临的形势

### （一）内蒙古新能源资源丰富

内蒙古风能资源技术可开发量 14.6 亿千瓦、约占全国 57%，太阳能资源技术可开发量 94 亿千瓦、约占全国 21%，除已规划的沙戈荒基地外，具备规模化开发的新能源资源还有 9.8 亿千瓦，均位居居第一。2021 年内蒙古新能源装机规模达到 5334 万千瓦，同比增长 12.1%。其中，风电 3993 万千瓦，同比增长 5.50%，占全国第一位；光伏 1341 万千瓦，同比增长 14.03%，居全国前列。

（二）大规模新能源开发的技术条件已具备

我国新能源技术不断提高，大兆瓦风机、低风速和海上风电技术、运维水平不断进步，P 型单晶 PERC 电池和多晶 PERC 黑硅技术电池转换效率秩序提升，风光单位千瓦造价持续降低，2021 年底陆上风电项目平均单位千瓦造价约 5500 元/千瓦，较 2015 年下降约 33%，每千瓦时成本约 0.16 元；光伏发电 2021 年底概算造价约 4100 元，较 2015 年下降约 55%，每千瓦时成本



约 0.2375 元，均已低于目前火电上网基准电价。

（三）碳达峰碳中和战略要求加快推动新能源跨越式发展

为顺利实现碳达峰碳中和，国家提出到 2030 年全国新能源装机要达到 12 亿千瓦时的目标。2021 年 12 月，内蒙古自治区第十一次党代会提出“两个率先”“两个超过”发展目标，到 2025 年新能源装机规模超过火电装机规模、2030 年新能源发电总量超过火电发电总量。

## 二、内蒙古新能源“十四五”规划目标及制约因素

（一）内蒙古“十四五”新能源发展目标

1. 新能源发展主要目标。在

“双碳”战略目标下，电源结构将发生根本性改变，新能源逐步转变为主体电源。2025 年发电装机规模 2.71 亿千瓦，新能源装机规模达到 1.35 亿千瓦（新增约 8000 万千瓦），新能源装机占比达到 50%，新能源电量占比超过 35%，可再生能源区内消费量超过 6000 万吨标准煤，占一次能源消费总量 18%，为完成 2030 年新能源电量占比超过 50% 奠定基础。

2. 新能源发展主要任务。坚持就地消纳与跨区外送并举。一方面提升跨省跨区新能源外送规模，发挥能源基地在全国低碳转型中的作用。另一方面提升区内新能源消纳规模，完成可再生能源消纳责任权重，推动内蒙古绿色转型发展。

（二）新能源跨越式发展受到多方面限制

1. 新能源开发受到生态环境等多方面限制。内蒙古风能和太阳能资源丰富，实际可开发规模受多方面因素限制，生态红线和基本草原等因素尤为突出。内蒙古生态保护红线呈现“一带三屏两区”的空间分布格局，到 2021 年生态红线面积约 60.8 万平方公里，占国土面积的 51.4%。天然草原面积 11.4

亿亩，其中基本草原面积 8.8 亿亩，占天然草原面积的 78%，占全区国土面积的 50%，锡林郭勒、巴彦淖尔、鄂尔多斯、阿拉善等资源丰富地区基本草原占国土面积比例均在 50% 以上。

2. 消纳问题已成为新能源发展的主要挑战。随着新能源装机比重的提高，新能源发展瓶颈逐步由开发侧制约转向系统消纳能力制约，当前面临系统调峰能力不足、部分输电通道受阻的问题。2022 年第一季度蒙西地区风电利用率 89.2%，光伏利用率 94.8%，新能源综合利用率全国倒数第一。未来随着大规模新能源的并网，区内新能源消纳压力将进一步增大。

### 三、内蒙古新能源发展路径

“十四五”期间，内蒙古将重点在调整开发布局、落实消纳能力、完善市场机制等三个方面推动新能源高质量发展。

#### （一）开发布局调整

在沙戈荒建设大型风电光伏基地。重点在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，建设一批大型风电光伏基地。内蒙古境内分布有库布齐（全境）、乌兰布和（全境）、腾格里（70% 以上）、巴丹吉林（97% 以上）四大沙漠，是大型风电光伏基地建设的重点区域，“十四五”预计在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设新能源装机容量 1 亿千瓦左右。

优化调整生态红线。全面摸排自治区可开发新能源资源，与国土空间规划充分衔接，优化调整生

态红线，完善新能源开发布局方案，因地制宜建设风电光伏基地和分布式新能源。

#### （二）落实消纳能力

2022 年 3 月，内蒙古印发《关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见》，优先支持市场化并网新能源项目，包括源网荷储一体化、工业园区可再生能源替代、火电灵活性改造促进新能源消纳利用、风光制氢一体化示范等 6 类项目，均以落实消纳能力作为新能源项目的申报条件。

#### （三）完善市场机制

加快市场化、多元化转型，建立完善电力市场体系，建立充分市场化的资源配置机制，创新价格机制和商业模式。通过电力市场化改革，以市场作为主要衡量标准，实现三个目标：发现各类资源真正价值、实现资源最优化配置、促进电力绿色低碳发展和能源转型。

### 四、内蒙古新能源开发模式分析

#### （一）源网荷储协同发展

结合应用场景开发新能源，推动新能源多形态发展，包括源网荷储一体化、工业园区可再生能源替代、风光制氢一体化等多场景发展，重点考虑在鄂尔多斯、包头、乌兰察布、呼和浩特、乌海、通辽等工业负荷较重盟市建设一批新能源新场景利用项目。按照循序渐进、有利实施的原则，挖掘负荷侧消纳能力，推动增量负荷绿色供电，开展自备电厂清洁替代，挖掘工业负荷调节能力，推动工业园区源网荷储协同发展，预计到

“十四五”末可支撑千万千瓦以上规模的新能源开发。

#### 1. 挖掘新增负荷消纳能力。

可利用新增负荷消纳能力配置一定新能源，开发消纳新能源。当前，全区盟市级以上工业园区共 112 个，依托工业园区获批增量配电业务改革试点 19 项，全区主要工业企业都集中于各大工业园区。2021 年内蒙古工业用电占全区全社会用电 9 成左右。“十四五”期间，内蒙古将积极发展战略新兴产业、现代服务业，大力推进交通、居民、工业、建筑领域电能替代，加速再电气化进程。预测“十四五”末新增 1 千亿千瓦时以上工业用电，新增工业负荷近两千万千瓦，其中有大量可调节负荷可以利用。

增量负荷配建新能源供电经济性主要考虑大电网购电成本，测算配套新能源（含储能）综合电价，与蒙西平均交易电价（含输配电价）对比，在新能源资源条件较好的地区，配建储能后新能源综合电价还有一定空间，即使加上输配电费，基本达到盈亏平衡点。

#### 2. 挖掘自备机组调节能力。

可利用自备电厂调节能力配置一定新能源，开发消纳新能源。2021 年底，全区自备电厂共 122 个，装机规模 1788 万千瓦。2021 年自备电厂发电量 1083 亿千瓦时，占工业用电量的 32%，自备火电平均发电小时数约 6400，远高于公用火电。自备火电具有一定的调节能力，现有调节能力约 812 万千瓦，通过火电灵活性改造调节能力可以达到 1155 万千瓦。

自备电厂电量替代经济性主要考虑自备火电成本，测算配套新

能源综合电价，通过与自备火电度电成本对比，利用自备电厂调节容量建设新能源（包括火电灵活性改造），具有一定成本优势，利用小时数低的新能源价格竞争力相对较弱。如果继续增加新能源装机规模，需配置化学储能，新能源成本优势将快速下降。

## （二）分布式建设新能源

目前，内蒙古分布式光伏发电项目以户用为主，已并网总容量为 98 万千瓦，占光伏发电总规模的 7.9%；分散式风电项目总装机规模 158.35 万千瓦，占风电总规模的 4.2%。总体来看，内蒙古新能源发展迅猛，但分布式新能源发展缓慢。

1. 利用建筑屋顶建设新能源。农牧区可利用村集体土地或屋顶建设分布式光伏，工业园区、城镇可利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设光伏发电项目，按当前电价政策投资回收期一般 6-8 年。可自行投资，也可以房屋租赁或入股形式参与新能源项目，获得收益。

2. 多场景发展分布式新能源。通过交能融合方式，建设分布式新能源。利用露天排土场等生态治理区域，建设分布式新能源项目，用于矿用重卡等新增矿区用电；在高速公路两侧边坡，建设分布式新能源项目，用于服务区充换电基础设施等新增负荷。

（三）试点开展绿电制氢一体化发展

制氢负荷可在 20%-100% 之间快速调节。优质的调峰资源。开展绿电制氢试点，推动氢-电协调发展，能够为新能源跨越式发展、并网消纳提供有力支撑。《内蒙古

自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见》提出，“十四五”末内蒙古绿氢生产能力要达到 50 万吨以上。

## （四）新型储能发展

新型储能可发挥顶峰、调节和支撑等作用。为支撑高比例新能源接入，预测内蒙古“十四五”储能调节能力达到最大负荷的 2%，时长 2 小时以上。根据《内蒙古自治区人民政府办公厅关于加快推动新型储能发展的实施意见》，2025 年建成并网新型储能装机规模达到 500 万千瓦以上。目前内蒙古储能主要是电源侧储能，大多处于建设和调试阶段。电网侧新型储能接受调度机构统一调度，服务电力系统运行，发挥容量支撑、提升系统调节能力、保障系统安全等效益，相比于电源侧和用户侧储能更具备全局性、系统性优势。

需创新新型储能盈利模式。新型储能电站要回收投资需要约 0.6-0.7 元/千瓦时的补偿价格，目前在内蒙古难以通过市场实现盈利。一是峰谷差较小，蒙西峰谷价差约 0.2-0.3 元/千瓦时（现货市场约 0.3-0.4 元/千瓦时），蒙东峰谷价差约 0.3 元/千瓦时。二是辅助服务收益较少，蒙西现货市场运行后调峰辅助服务停止，蒙东调峰辅助服务获利较高，补偿费用约 0.5-0.6 元/千瓦时，但持续面临下调标准压力。电网侧新型储能需通过一定的容量补偿才能实现成本回收。

## 五、小结

内蒙古是全国重要能源基地，新能源资源潜力巨大，“十四五”

期间新能源建设的主战场在内蒙古。随着技术进步和成本降低，新能源应用场景将会不断涌现。为大力发展新能源，内蒙古提出按照集中式与分布式开发并举的原则，优化新能源布局，因地制宜建设风电光伏基地和分布式新能源。将从电源侧、消费侧和网络侧多措并举，提升系统新能源调节消纳能力。并将加快市场化、多元化转型，建立完善电力市场体系，建立充分市场化的资源配置机制，创新价格机制和商业模式。

## 参考文献：

[1] 内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发内蒙古自治区“十四五”能源发展规划的通知（内政办发〔2022〕16号）。

[2] 内蒙古自治区能源局关于印发内蒙古自治区“十四五”电力发展规划的通知（内能电力字〔2022〕105号）。

[3] 内蒙古自治区能源局关于印发内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划的通知（内能新能字〔2022〕103号）。

[4] 内蒙古自治区人民政府办公厅关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见（内政办发〔2022〕19号）。

[5] 内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进氢能产业高质量发展的意见（内政办发〔2022〕15号）。

[6] 内蒙古自治区人民政府办公厅关于加快推动新型储能发展的实施意见（内政办发〔2021〕86号）。

（作者单位：内蒙古现代能源经济研究院）

责任编辑：张莉莉