西北地区电力系统低碳转型探索

以陕西省2021-2030年转型路径为例

2022.08

关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所(RMI)，是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

刘雨菁，姚远，邹乐乐

除非另有说明，所有作者均来自落基山研究所。

其他作者

落基山研究所：**高硕，李婷，刘子屹，周勤**
西安交通大学：**刘炳文，吴雄**
国网时代储能发展有限公司：**马金鹏**

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

联系方式

刘雨菁，**yujingliu@rmi.org**
姚远，**yyao@rmi.org**

版权与引用

刘雨菁，姚远，邹乐乐，西北地区电力系统低碳转型探索-以陕西省2021-2030年转型路径为例，落基山研究所，2022

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

张永强，隆基绿能科技股份有限公司
李强，隆基绿能科技股份有限公司
李志栋，隆基绿能科技股份有限公司
樊江涛，大唐陕西发电有限公司
郭崴，大唐陕西发电有限公司
王伟，国网陕西省电力公司经济技术研究院
韩雪，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所
焦在滨，西安交通大学
刘宸，西安高压电器研究院
贺晓，国网西北分部调度控制中心

特别感谢陕西省能源局、Climate Imperative Foundation和能源基金会对本报告的支持。

本报告所述内容不代表以上专家和所在机构，以及项目支持方的观点。

目录

导言 5

1. 西北地区与陕西省电力系统低碳转型背景 7

2. 陕西省电力系统特点 12
- 2.1 负荷与资源分布 12
- 2.2 电网结构与运行 14
- 2.3 电力市场改革进度 15

3. 陕西省2021-2030电力系统低碳转型路径分析 16
- 3.1 路径设计与假设 16
- 3.2 电力供给结构 17
- 3.3 各类机组运行状态 18
- 3.4 电力系统运行特点 21
- 3.5 电力系统潜在投资规模 22
- 3.6 电力系统碳达峰与碳排放总量 23

4. 陕西省电力系统低碳转型的挑战与机遇 24
- 4.1 分阶段、分类型，识别煤电安全稳步转型的时间表 24
  - 4.1.1 煤电阶段性角色转变 24
  - 4.1.2 积极探索燃料替代 25
  - 4.1.3 布局煤电备用与退出 26
- 4.2 创造市场与监管条件，保障可再生能源的可持续大规模发展 28
  - 4.2.1 完善新能源投资回收机制 28
  - 4.2.2 充分发挥分布式可再生电源潜力 31
- 4.3 大力发展多样化的低碳系统灵活性资源，提高可再生能源消纳能力 32
  - 4.3.1 充分挖掘省内灵活性资源 32
  - 4.3.2 加速推动省内储能科学发展 33
- 4.4 背靠西北电网，面向中东部地区，增强省间互济与外送清洁化 36
  - 4.4.1 加强西北地区省间互济 36
  - 4.4.2 提高陕西外送电量清洁比例 37
- 4.5 统筹考虑系统性转型，积极谋求新增长动力 38

5. 结论与建议 40

6. 附录 44
- 6.1 模型介绍 44
- 6.2 REMI模型介绍 45

7. 参考文献 46

导言

2020年9月，中国宣布了2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和的国家战略目标。这一目标的提出，不仅为中国实现低碳发展进一步明确了阶段性目标，也意味着中国的能源革命将进一步深化，此举在国内国际社会引发强烈关注与反响，关于具体实施路径的讨论也在各行业领域广泛展开。

电力是确保社会经济繁荣发展的基础行业，同时也是碳达峰、碳中和目标下能源系统转型的排头兵和主力军。一方面，电力系统在我国碳排放中占比最大，但也已经初步具备了技术成熟、成本可控的低碳替代方案；另一方面，工业、交通、建筑等终端用能部门的低碳转型也需要进一步提高电气化率和低碳电力的使用比例。

电力系统的低碳转型需要在确保电力系统安全稳定运行的前提下稳步提升零碳排放电源容量和电量的占比。2021年4月，习近平在出席领导人气候峰会等讲话中提出，中国将严控煤电项目，“十四五”期间严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少；10月，《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》指出要“构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力”。

在国家中长期目标的定位之下，各省（自治区/直辖市）的计划与行动是切实推动碳达峰、碳中和目标落实的重要保障。省级研究对电力系统低碳转型尤为重要，因为省级电网一直以来都是中国电力系统运行的核心单元，是电力系统规划、系统频率控制与供需平衡和电力市场建设的最主要模块。与此同时，我国地域辽阔，各地区或省份拥有不同的经济结构、增长动力、资源禀赋等条件，在电力系统低碳转型的共同目标下面临着差异显著的挑战与机遇，必须从实际出发，识别阶段性抓手，在区别讨论的同时形成可复制推广的经验，从而高效且有序推进低碳转型工作。

落基山研究所自2019年末在《中国2050：一个全面实现现代化国家的零碳图景》中展示了国家层面碳中和宏观图景后，一方面持续深入探讨电力系统零碳化增长所面临的技术与机制上的挑战和应对措施，发布了《电力增长零碳化（2020-2030）：中国实现碳中和的必经之路》和《电力市场与电价改革：通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》等系列报告；另一方面也持续致力于区域和省级电力系统系统转型，针对各个典型地区和省份开展深入分析，发布了《西北地区碳中和：路径与系统性转型探索》等系列报告。

西北地区对我国电力系统至关重要，是我国能源资源聚集地之一，不仅拥有大量以煤炭为代表的传统能源和其他矿产资源，也具备领先全国的风力和光照资源。在电力系统低碳转型的大趋势下，西北地区面临着从大规模高比例煤电向新能源逐步过渡的挑战。与此同时，西北地区作为我国重要的能源电力基地，总发电量中超过28%外送到区域外的其他省份，其电力系统低碳转型还将拥有显著的外部效应，为国家的能源转型提供支撑、打造最佳实践。

本报告聚焦西北区域内GDP最高、人口最多、煤电装机比例最大的的陕西省，以其电力系统现状及2030电力需求预测及电力发展规划为基础，以科学计算和仿真分析为手段，在借鉴国际和国内经验的基础之上，通过深入的研究提出了符合陕西省电力发展改革的政策建议。

陕西省煤炭资源禀赋高，同时风光资源水平也处于全国平均之上。在过去几年，陕西省已经形成了可再生电源高速发展、占比迅速提高的良好发展格局。基于这样的现状，本项目设计了基础情景、稳步减排情景、加速减排情景三个不同的量化分析情景，从而探索未来十年陕西电力系统低碳转型的路径。

研究结果显示，陕西省应该遵循能源系统低碳转型“先立后破”的原则，在“十四五”期间通过政策和市场双重手段，加速推进零碳电源发展、积极部署零碳系统灵活性资源，为“十五五”期间碳达峰及之后的安全稳步转

型打下坚实基础。在此思路下，陕西省完全可以在技术可行、成本可控的前提下，在2030年前进一步提速发展，达到稳步减排场景中的目标，即含水可再生消纳（含外购清洁电力）比例从2021年的35%上升至2030年的43%，煤电发电比例从2021年的64%下降到2030年的57%，并在2028年实现煤电发电量达峰。在此基础上，若能进一步从以下几个方面推动政策和市场的双轨支撑，将可以进一步接近加速减排情景，使得煤电发电达峰年份提早到2025，从而成为重煤省份中的电力系统低碳转型排头兵：

- **推动电力价格机制改革，为可再生能源可持续大规模发展保驾护航**：结合电力市场改革发展阶段，近期加速完善以多年拍卖机制和购电协议为代表的可再生电源投资回收机制，并积极探索分布式可再生电源的规模化开发模式和分布式电力交易。
- **大力发展省内低碳的系统灵活性资源，提高可再生能源消纳能力**：短期内，加速推进存量火电灵活性改造，结合省内产业结构对不同类型的负荷进行灵活性摸底调查、形成有针对性的激励措施、促进需求侧成为电力市场的关键主体，尽早开动新一轮抽水蓄能项目的评审和建设，并充分结合省内电力系统运行特征，从而科学、高效地推动化学储能发展。
- **在加速发展低碳替代方案的前提下，分阶段、分类型地识别煤电安全稳步转型的发展时间表**：“十四五”期间，陕西电力系统对煤电依赖度的降低应该先从电量替代入手，大力发展以可再生能源为主的零碳电源。与此同时，煤电仍将担负着重要的系统灵活性角色，如何加速推广零碳短时灵活性替代方案将是未来十年的重要任务。在“十五五”期间，煤电的主要角色应集中在满足长时灵活性与供热需求,并可以逐步启动部分机组转向备用或者退役。
- **完善跨省跨区电力交易机制，提高新建特高压线路的清洁外送水平**：背靠西北电网、面向中东部地区，陕西可以从两个层面积极参与省间互济，一个是从“硬件”层面持续推进基础设施建设，配合新能源电源的发展加强配套电网和灵活性资源的规划建设，全面提升区域内大电网平衡能力及系统外送能力。二是强化电力市场机制的“软件”支撑，通过多层次、多维度的竞争性市场价格信号，促使电力系统多个环节协调发展、积极互动，从而提升系统灵活性和互济程度。
- **加速推进经济增长与煤电投资的脱钩，积极谋求新增长动力**：增加可再生能源部署，在风电、光伏、储能等可再生发电方面，加快步子、加大投资，激励省内经济发展和就业，尽快实现经济增长与煤电投资的完全脱钩。同时，考虑到煤电转型对煤炭行业本身仍会有一定影响，建议利用好省内资源优势，加快煤化工产业及煤制品加工业的布局和发展，为平稳转型提供支撑。

本报告希望以陕西省为典型，展示煤电依赖度较高的省份或地区如何加速建设新型电力系统，为推进电力系统低碳转型提供思路和方案，从而切实支撑国家气候目标，也为其他省份乃至其他国家与地区的电力行业低碳转型提供借鉴。

1. 西北地区与陕西省电力系统低碳转型背景

2020年9月22日，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布："中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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"。中国碳达峰、碳中和目标的提出，在国内国际社会引发强烈关注与反响，关于具体实施路径的讨论也在各行业领域广泛展开。在国家中长期目标的定位之下，各地区、省份（自治区/直辖市）的计划与行动是切实推动碳达峰、碳中和目标落实的重要保障。

落基山研究所在2021年发布的《西北地区碳中和路径及系统性转型探索》报告[1]中指出，西北地区是中国能源资源的聚集地之一，不仅拥有大量的煤炭等传统能源和其他矿产资源，也具备丰富的风力资源和充足的光照环境。在能源转型大趋势的推动下，西北地区面临着从大规模高比例传统能源为依托的高耗能产业向新能源逐渐过渡的挑战， 与此同时，由于西北地区地广人稀，且可再生能源资源丰富，不但自身具备高质量达峰和碳减排、早日实现碳中和的潜力，还能够作为国家新能源的主要基地，为东部地区的碳减排提供支持，从省级和区域的层面为国家系统性转型提供支撑、打造最佳实践。

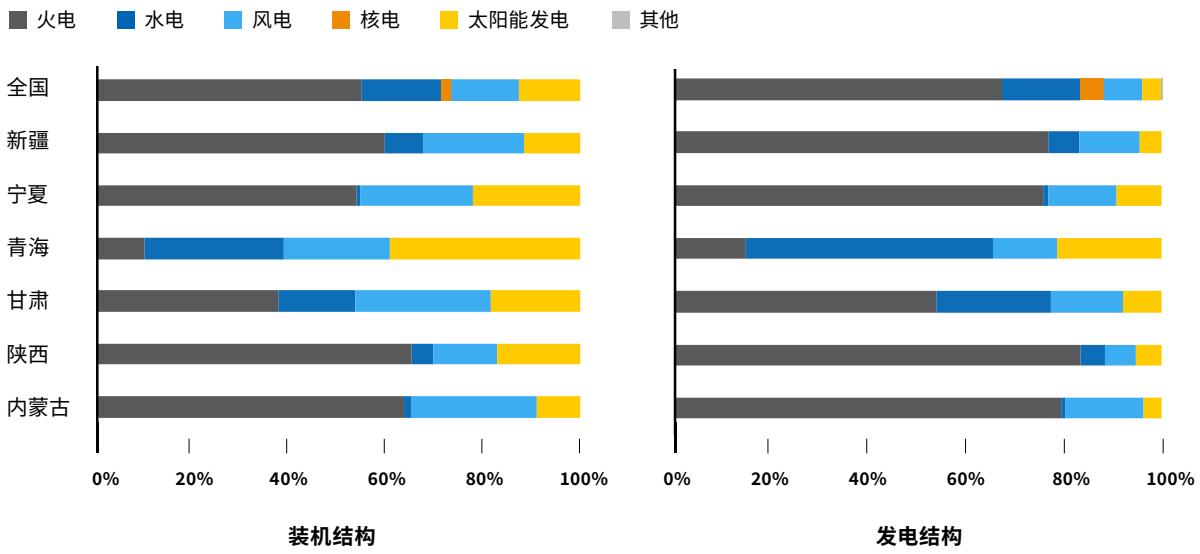
从地理范畴的角度划分，西北地区主要包括陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区和内蒙古自治区6个省份。从电力系统运行结构而言，内蒙古并不属于西北电网，但其资源禀赋与西北电网内大部分省份类似，因此我们也将内蒙古纳入西北地区的比较研究范畴。

由于深居中国西北部内陆地区，西北省份具有面积广大、干旱缺水、荒漠广布、风沙较多、生态脆弱、人口稀少、资源丰富、开发难度较大等特点。该地区总国土面积约为426.2万平方公里，占全中国的约44%。截至2020年底，西北6个省份的总人口达到了1.14亿，占全国总人口的约8%。从产业结构看，其经济结构仍然是以资源型工业和传统农业为主，其中工业结构以煤炭开采、石油开采和有色金属冶炼为主，主要集中在新疆、内蒙古、陕西、甘肃等地；农业结构以灌溉农业、绿洲农业和畜牧业为主，主要集中在青海、宁夏、内蒙古和新疆等地。

聚焦到西北地区电力系统低碳转型，我们认为西北地区大部分省份具有以下几个特征：

- 拥有全国最优的风速、光照资源。以温带大陆性气候为主的西北地区，以其晴日多、降雨少、风速大的气候特点。国家发展和改革委划分的光伏资源分区和风能资源分区中，光伏一类资源区全部位于西北地区的宁夏、青海、甘肃、新疆、内蒙古等5个省区，风能资源全部一类资源区和二类资源区（除河北的张家口、承德地区以外）也全部位于西北地区。目前，该地区各省风电和太阳能发电的装机比例也普遍高于全国平均（图表1）。
- 水电资源禀赋不足。除了青海和甘肃以外，区域内其他省份的水电（含抽水蓄能）装机及发电量比例显著低于全国平均水平（图表1）。随着风电、光伏为代表的间歇性可再生电源大规模发展，对于系统灵活性的要求将逐步提升。目前，在缺少水电资源的省份，电源端的系统灵活性仍然以煤电为主。
- 煤电依赖度高。除了青海和甘肃以外，区域内其他省份火电（绝大部分为煤电）的装机比例与发电量比例普遍高于全国平均水平（图表1），煤电担任着提供电量、提供系统灵活性、供热等多重角色。

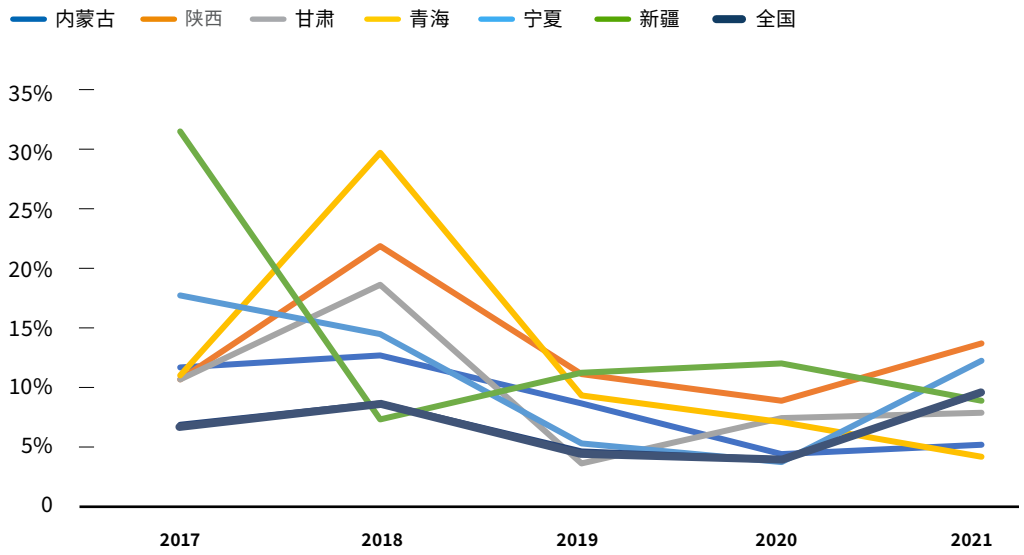
图表 1　西北六省2021装机结构和发电结构



数据来源：中国电力企业联合会

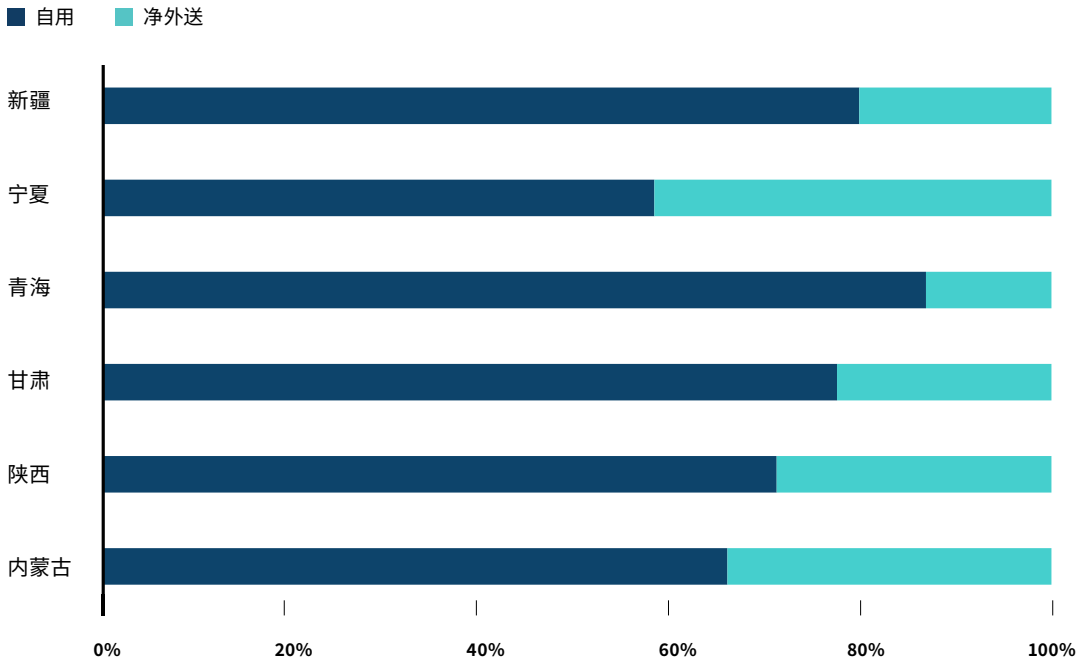
- 发电量增速领先全国（图表2）。一方面，西北地区仍有相当部分省市仍然处在从农业化向工业化发展的过程中，而且逐渐承接中东部高耗能产业的转移，切实促进本地全社会用电量的快速增加。另一方面，西北各省都拥有较高的电力外送比例（图表3），为我国中东部地区提供大量的电力，随着跨区输电线路以及电源大基地的不断建成和新增规划，未来这一趋势也将持续甚至提升。

图表 2　西北六省发电量年度增速



数据来源：中国电力企业联合会

图表 3　2021年西北六省发电自用和外送比例(%)

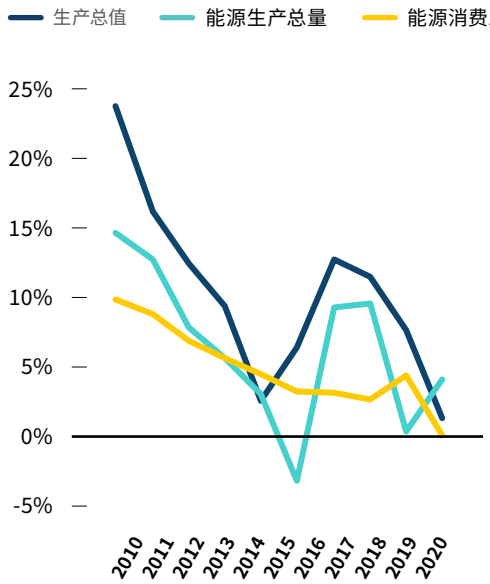


数据来源：中国电力企业联合会

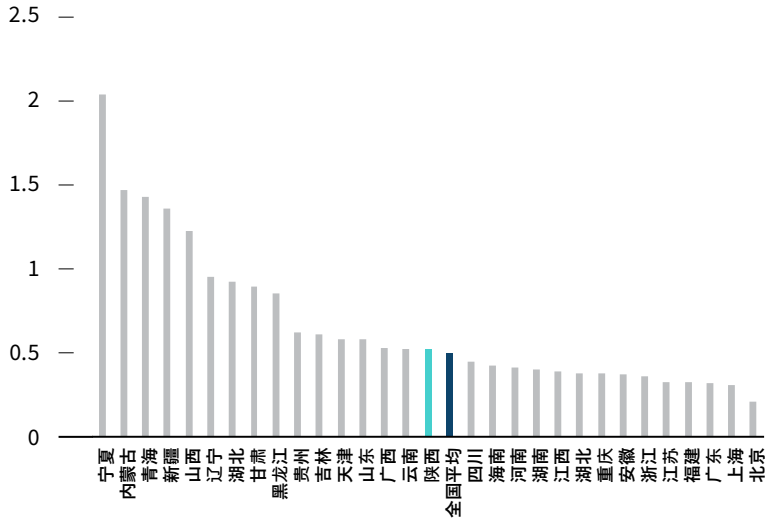
在西北地区六省当中，陕西省拥有最大的GDP和人口规模、最高的火电装机和发电占比、相对偏弱的风光资源、以及十分紧缺的水电资源。此外，陕西省还拥有规模较大的煤矿产业，在低碳转型的目标之下也面临着更多的挑战。因此，本报告选取陕西省作为西北地区的典型，展示煤电依赖度较高的省份或地区如何加速建设新型电力系统，为推进电力系统低碳转型提供思路和方案，从而切实支撑国家气候目标，也为其他省份乃至其他国家地区的电力行业低碳转型提供借鉴。

回顾过去十年，陕西在生态文明建设方面取得高质量发展，能源消费增速显著低于GDP增速（图表4），单位GDP能耗、单位GDP排放强度等指标都有了超出目标的大幅下降，单位GDP能耗也已经接近全国平均水平（图表5）。

左 - 图表 4　**陕西省主要经济与能源指标的年度变化率（2011-2020）**
右 - 图表 5　**全国及各省能源强度（吨标煤/万元GDP，2019）**



数据来源：陕西省统计局

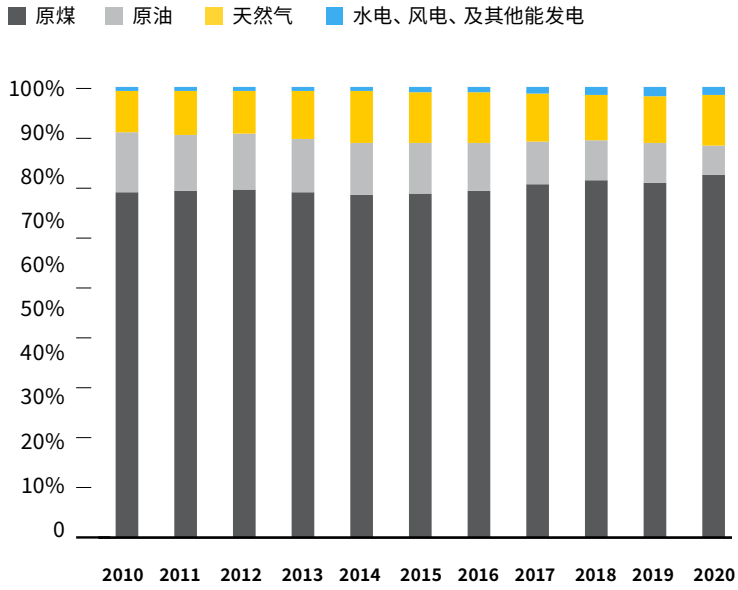


数据来源：中国能源统计年鉴

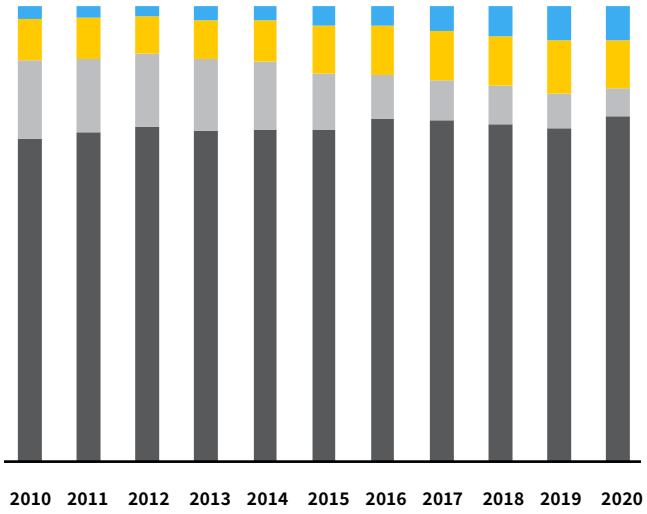
在“十四五”规划与2035远景规划中[2]，陕西明确提出了“单位能耗降至全国平均水平”、“2030年前二氧化碳排放达峰之后稳中有降”、“2025年非化石能源占能源消费比重达到16%”等目标。展望未来，陕西省完成这些目标的挑战与机遇并存：

- 陕西是煤炭大省，煤炭产量稳居全国第三，是我国重要的能源化工基地。陕西过去十年的煤炭产量几乎翻番，能源生产中的原煤占比也呈上升趋势、在2020年突破80%（图表6）。本省丰富的煤炭资源使得煤炭的获取成本比大部分其他省份低廉，比起其他能源品种长期拥有成本优势，加大了经济驱动能源转型的难度。
- 虽然陕西煤炭总产量中超过75%运往外省，但本省的煤炭消费量也在过去十年增长了74%，高于同期本省能源消费总量增速的63%。本省能源消费结构中，原煤的占比也稳步攀升，在2020年突破75%，反应了能源结构中对煤炭的依赖度仍然居于高位（图表7）。
- 过去十年，陕西非化石能源消费量增长了接近四倍，目前已经超过油品，成为继煤炭和天然气之后的第三大能源消费类别。非化石能源消费集中在发电领域，以陕北地区丰富的风光资源、陕南地区丰富的水电资源为主要代表。值得一提的是，陕北地区的风电光伏在近年高煤炭价格的背景之下，也逐步有了成本竞争力。

左 - 图表 6　**陕西能源生产结构（按万吨标煤折算）**
右 - 图表 7　**陕西能源消费结构（按万吨标煤折算）**



数据来源：陕西省统计局



数据来源：陕西省统计局

在陕西的煤炭消费结构中，发电和供热占比历年都接近50%，为所有行业中最高。因此，电力部门在陕西的能源转型中应发挥领头示范作用。加速发展可再生电源，逐步减缓煤电装机和发电增速，争取在2030年前二氧化碳排放达峰。

2021年10月发布的《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》[3]已经为电力行业低碳转型明确指出了主要方向，也立下了具体目标。2021年4月22日，习近平在出席领导人气候峰会等讲话中提出，中国将严控煤电项目，“十四五”期间严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》[4]中针对电力系统低碳转型也提出了多方面抓手，在煤电转型方面，提出了严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能，加快现役机组节能升级和灵活性改造等目标；在可再生能源的发展上，指出了要大力发展新能源，全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地；在电力体制改革的层面，明确了要深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。

在这些国家大方向下，陕西省需要进一步探索适合自身情况的具体路径与时间表。本项目聚焦于2021-2030年达峰前的关键时期，旨在挖掘陕西省既有煤电机组和可再生能源资源潜力，切实推进陕西省电力系统低碳转型。具体而言，课题组以陕西系统现状及2030电力需求预测及电力发展规划为基础，以科学计算和仿真分析为手段，在借鉴国际和国内经验的基础之上，通过深入的研究提出了符合陕西省电力发展改革的政策建议。

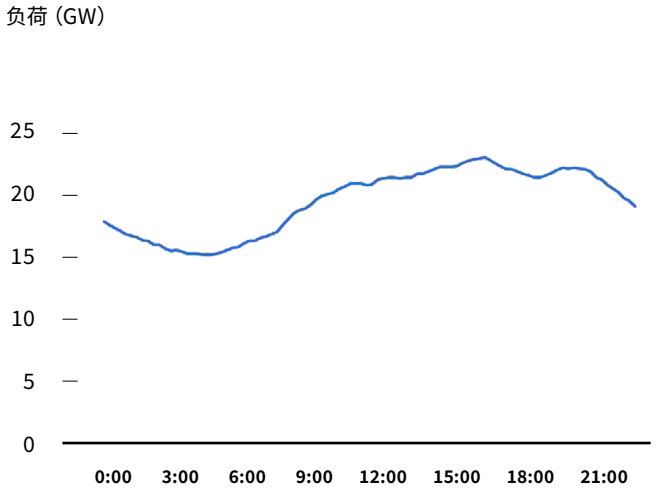
2. 陕西电力系统特点

2.1 负荷与资源分布

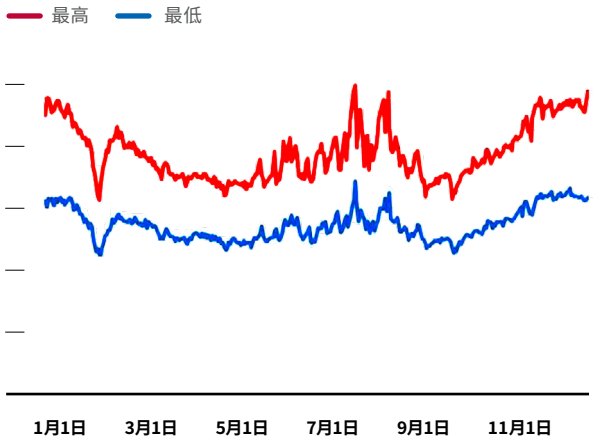
陕西省的全社会用电需求以及外送的需求都将在未来十年保持相对高速增长。根据对陕西省相关政府部门、电力计划和设计单位的访谈，我们预计陕西省内全社会用电量将从2021年的198.9TWh（1,989亿千瓦时）增长至2030年的290TWh（2,900亿千瓦时），省内年最高用电负荷将从2021年的38GW（3,800万千瓦）增长至2030年的54GW（5,400万千瓦）。在此期间，本地用电量年化增长率与省内最高负荷年化增长率都约为3.9%。陕西外送需求（包含点对网通道的外送电量）在同期内也将呈现出总体增长的趋势。外送需求激增的主要原因包括新增线路投运和线路利用率提升。

从时间分布来看，陕西省日内峰谷差大约在20%左右，与大部分中东部省份相比峰谷差偏小，在西北地区各省之中偏大，且晚高峰较为显著，年内呈现冬夏双高峰（图表8、图表9）。这样的负荷曲线形状反映了陕西省内用电结构中第二产业占比较中东部省份偏大的特点，且冬季取暖需求较高。[5]

左- 图表 8　**陕西省工作日典型负荷曲线（2020）**[6]
右- 图表 9　**陕西省全年日最高、最低负荷曲线（2020）**[7]



数据来源：国家发展改革委、国家能源局

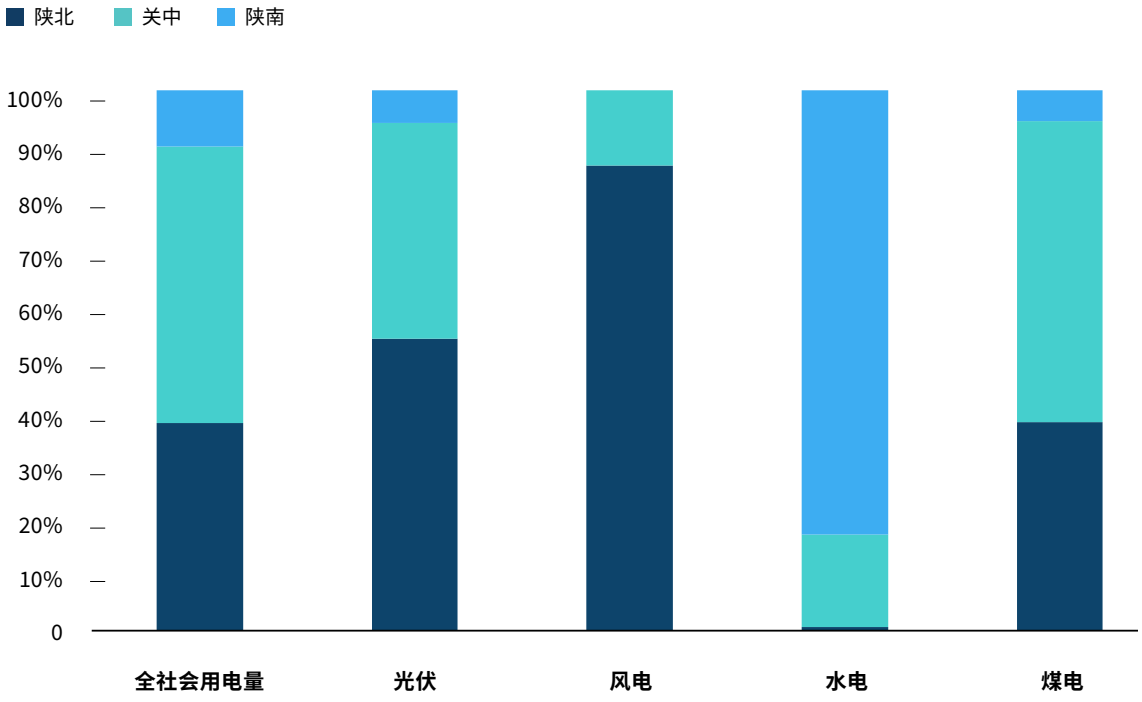


数据来源：国家发展改革委、国家能源局

从空间分布来看，陕西省内的用电负荷集中于中北部地区。位于陕西省中部，覆盖西安、宝鸡、咸阳等城市的关中地区是全省人口及工商业活动最为集中的地区，其电力需求约占全省用电量的50%；覆盖延安、榆林的陕北地区是陕西经济的重要增长点，也是国家重要的能源化工基地，其电力需求约占全省的38%；陕南地区发展围绕丰富的稀有金属矿产开发、水资源开发，以及依靠生态环境资源优势，发展生态旅游、生态产业，形成绿色产业经济体系，其约占全省的12%。

陕西省的可再生资源分布和负荷中心存在地理差异。陕西省内，太阳能辐射资源以北部最优、南部最弱，高风速地区也更多集中在北部，因此陕北地区风电光伏条件最为优越。陕南地区依靠黄河水系，拥有较为丰富的水电资源。从区域而言，陕西北部风光资源都要好于南部。电力需求最大的关中地区集中了较多的煤电项目，其可再生资源水平虽然不如陕北地区，但也基本处于全国平均水平之上（图表10）。

图表 10　陕西本地负荷电量、可再生以及煤电装机的空间分布（2021年）



数据来源：落基山研究所，西安交通大学

2.2 电网结构与运行

陕西电网处于西北电网的最东部，以750kV为骨干网架，各级电网协调发展，整体呈现“北电南供、西电东送、关中强网、陕南强联”的格局。

在省内，本项目将陕北、关中、陕南视为三个节点并考虑已经投运及规划中的750kV联络线。陕北和关中之间目前有2条750kV线路，容量为7GW，“十四五”还将新增一条4GW（400万千瓦）的750kV线路。关中和陕南现有联络线主要为三条330kV线路，总容量为3.63GW（363万千瓦），“十四五”和“十五五”期间计划新建两条750kV线路，总容量增加至6.5GW（650万千瓦）。

对于跨省通道，本项目的量化分析考虑了从四川、青海外购的清洁电量。陕西电网外送的主要通道有7条（图表11），本项目的量化分析中将考虑已经投运的三条网内通道。对于点对网模式的四条通道将做定性讨论。

图表 11　陕西电网外送通道数据*

序号	线路名称	电压等级 (kV)	容量 (GW)	计划配套电源(GW)		终点	运行方式	建成年份
				煤电 (GW)	新能源 (GW)			
1	榆-冀南	500	10	6.24	3	河北南网	点对网	已建成
2	榆横-潍坊	1000	6.64/5.32			潍坊	点对网	已建成
3	陕豫	± 500	1.1			河南	网内	已建成
4	德宝		3			四川	网内	已建成
5	陕湖	± 800	8	8	6	武汉	网内	已建成
6	榆林-华东	± 800	8	6	8	华东	点对网	2027-2028 建成
7	榆林-华东	± 800	8	6	8	华东	点对网	2027-2028 建成

*新线路运行方式的规划方案更新截止至2021年12月

数据来源：落基山研究所，西安交通大学

2.3 电力市场改革进度

我国电力市场发展一般遵循以下五个步骤，包括建立中长期市场、辅助服务市场、现货市场、容量市场或补偿机制、以及金融市场（图表12），但每个省份电改的进度不尽相同。

图表 12　中国电力市场发展五个步骤与省级电改进程

			处于当前步骤的省级电网
第一步	中长期市场	中长期市场通常是指交易周期涵盖多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。目前年度和月度交易较为普遍。	
第二步	辅助服务市场	中国的辅助服务市场通常包括调频和深度调峰(机组通过以降低到一定出力以下而获利)。中国许多服务类别与国际上通常定义辅助服务并不相同。	截至2021年底，全国除西藏和港澳台地区外，各省级电网已经启动电力辅助服务市场。
第三步	现货市场	目前已经有两批现货市场试点，包括14个省级电网开展现货市场建设	**第一批现货市场试点：** 南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃 **第二批现货市场试点：** 上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北
第四步	容量市场/补偿机制	尚未规划	
第五步	金融市场	尚未规划	

数据来源：落基山研究所

目前，陕西的中长期市场相对成熟，煤电在2021年已有约60%的发电量参与市场化的交易。根据国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（1439号文）[8]，除了供热或其他个别机组会保留优先发电，陕西煤电发电量有望在短期内基本全部进入市场。2021年1月1日起，陕西省电力辅助服务市场从试运行转入正式运行，目前交易品种只有深度调峰，即煤电机组通过降低出力为其他电源提供更多发电和消纳空间，并从而获得一定的经济补偿。目前，陕西大部分煤电厂已经参与深度调峰交易，但只有小部分煤电机组可以从中盈利。与此同时，陕西也在积极地筹备现货市场，有望在1-2年内开启试运行并转入正式运行。

相较于火电，目前陕西可再生能源参与市场化交易仍处于起步阶段。2021年1月20日，陕西省发展和改革委员会、国家能源局西北监管局印发了《陕西省2021年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》，其中提到2021年以多年、年度和多月为周期开展新能源市场化交易，主要采用双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行。2021年，陕西光伏约有10%的电量参与市场，风电约20%的电量参与市场，因此消纳方式还是以电网主导的保障收购为主。2021年，陕西省内可再生参与市场化交易平均交易价格约为250-260元/MWh，低于煤电350-360元/MWh的平均交易价格。

3. 陕西省2021-2030电力系统低碳转型路径分析

3.1 路径设计与假设

结合陕西的资源禀赋与电力系统的特点，本项目设计了基础情景、稳步减排情景、加速减排情景三个不同的量化分析情景，从而探索未来十年陕西电力系统低碳转型的路径。在基础情景的量化分析中，本项目仅考虑了已经宣布或基本落实的政策目标，作为电力系统减排工作的基准线；稳步减排情景统筹考虑了未来的减排目标与历史转型速度，设定较为温和的目标，预计2030年底之前在陕西退出单机容量小、煤耗高、无供热任务的煤电机组；加速减排情景假设了2030年底之前的新增电力需求基本通过零碳电源满足，展示了陕西高比例可再生电力系统运行的特征与挑战（图10）。

在本项目的量化分析模型中，以系统投资成本和运行成本之和最小为目标，优化电力系统中风电、光伏与储能的分区域容量配置方案。同时也综合考虑多种科技和政策约束，求解模拟各区域各机组生产运行的最优方式。具体模型的介绍请见附录6.1。

需要强调的是，由于量化建模需要控制变量的个数，也需要翔实的实际数据，因此无法在量化模型中完整反映电力系统转型需要考虑的所有因素，这些部分也会以定性讨论的形式展示在本篇报告的第4部分。

图表 13　**模型主要假设**

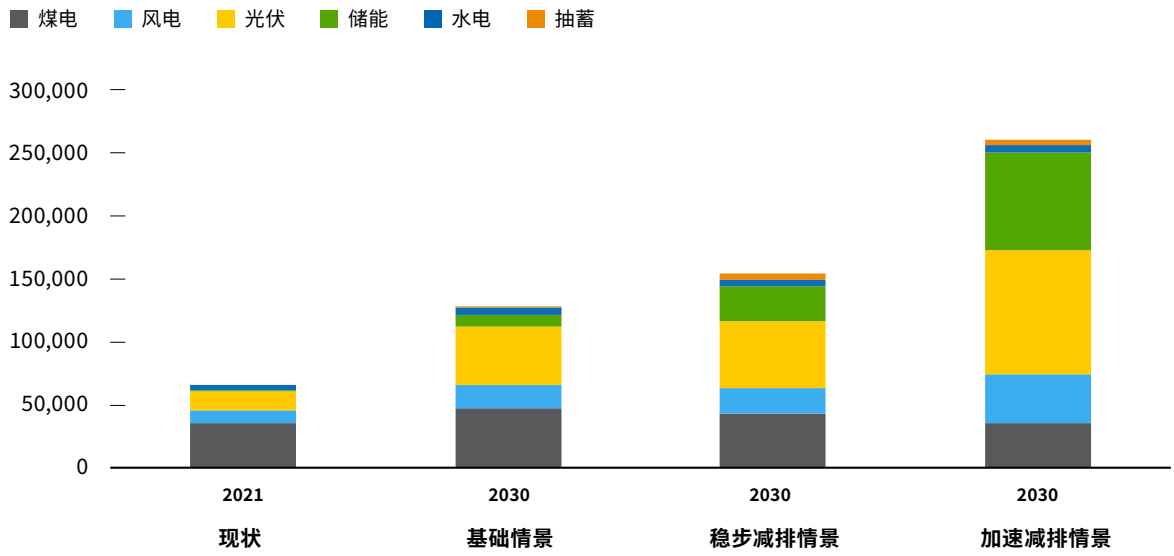
		基准情景	稳步减排情景	加速减排情景
电力需求	**省内需求**	用电量：按政府预测值/预测增速考虑 最高负荷：按政府预测值/预测增速考虑		
	省内需求曲线	年负荷曲线按照2019年实际曲线及预测的年最大负荷值等比例放大计算		
	外送需求	按外送通道容量及配套电源的建设速度测算，不考虑点-点外送通道		
	外送需求曲线	外送曲线各月存在一定的峰谷，月内按直线处理		
装机	**供热煤电机组**	按现有装机+规划/在建项目考虑（不含点-点外送通道配套机组）		
	非供热煤电机组	不考虑煤电退出	“十四五”期间退出300MW以下非供热机组，“十五五”期间退出300MW非供热机组	非供热煤电机组逐步退出，2030年与2021年装机容量保持一致
	水电	按现有装机+规划/在建项目考虑		
	抽水蓄能	考虑镇安抽水蓄能2022年建成投运	镇安2023年投运，陕南一项目2028年投运，关中两项目2029年投运	
	外购电	考虑德-宝线每年购入定量水电		
	电化学储能	容量为风光新增装机容量的10%，充放时长为2小时	“十四五”容量为风光新增装机容量的10%，充放时长为2小时；“十五五”容量为风光新增装机容量的20%，充放时长为4小时	
	非水可再生	到2025年按照“十四五”规划草案，到2030年按照陕西省非水可再生能源消纳权重计算	考虑陕西历史的新能源新增装机速度的惯性	由模型计算
省内区域间联络线		联络线包括陕北，关中，陕南三个地区间现有及规划中的750kV线路，及关中至陕南现有330kV线路		
省间互济		外购在模型中只考虑了德宝直流		
煤电灵活性		煤电根据机组大小的特性分类：其中煤电最小出力为其额定容量的30%-50%之间，供热机组采暖季最小出力在40%-60%之间，启停成本在10-150万元，煤电发电成本在335-385 元/MWh之间		
需求侧灵活性		模型中暂不考虑需求侧灵活性		

数据来源：落基山研究所，西安交通大学

3.2 电力供给结构

从装机结构来看，在基准情景中，由于考虑了仍然处于在建和规划阶段的所有煤电机组且陕西目前没有明确的煤电退役规划，2030年煤电累计装机量将比2020年增加34%（11.7GW/1,170万千瓦）。在稳步减排情景中，同期煤电装机量增加21%（7.2GW/720万千瓦）。在加速减排情景中，煤电装机量在2026年达峰之后，在2030年回到了2021年的水平。煤电腾出的空间，主要由光伏、风电和储能来填补，在三个情景中，2021-2030年间，光伏装机分别增加209%（31GW/3,100万千瓦）、249%（37GW/3,700万千瓦）、548%（82GW/8,200万千瓦），风电装机分别增加分别增加82% （8GW/800万千瓦）、106%（10GW/1,000万千瓦）、283%（28GW/2,800万千瓦），储能容量分别增加761% （8GWh/800万千瓦时）、2532%（26GWh/2,600万千瓦时）、7362%（76GWh/7,600万千瓦时）。

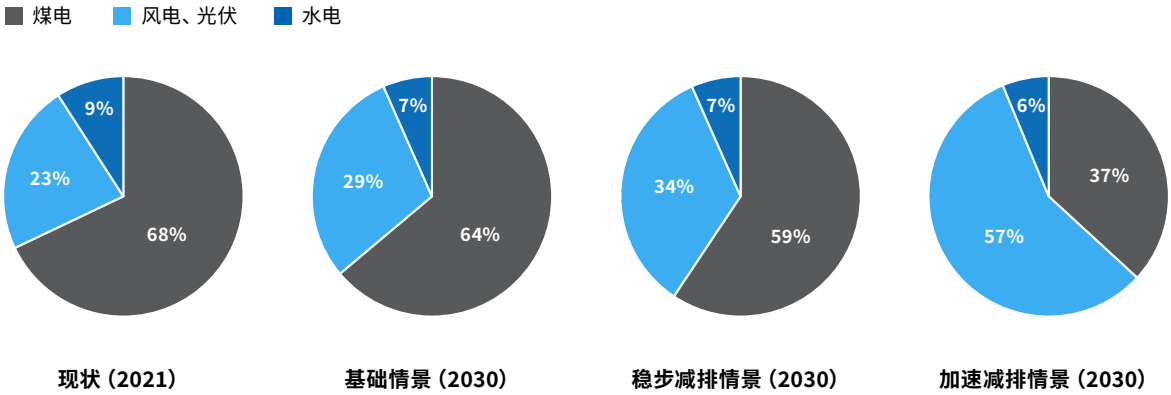
图表 14　**陕西省装机结构（GW）**



数据来源：落基山研究所，西安交通大学

从发电结构来看，在2021-2030年间，基础情景中省内含水可再生电量占比由32%增长到36%；稳步减排情景增长至41%；在加速减排情景中达到63%。省内非水可再生发电量占比由2021年的23%，到2030年分别增长到29%、34%和57%（图表15）。从煤电发电量达峰的情况来看，基础情景煤电发电量在2030年前未达峰，但增速逐年放缓；稳步减排情景煤电发电量2028年达峰；而加速减排情景煤电发电量在三个场景中最早于2025年达峰。

图表 15　**陕西省发电结构**

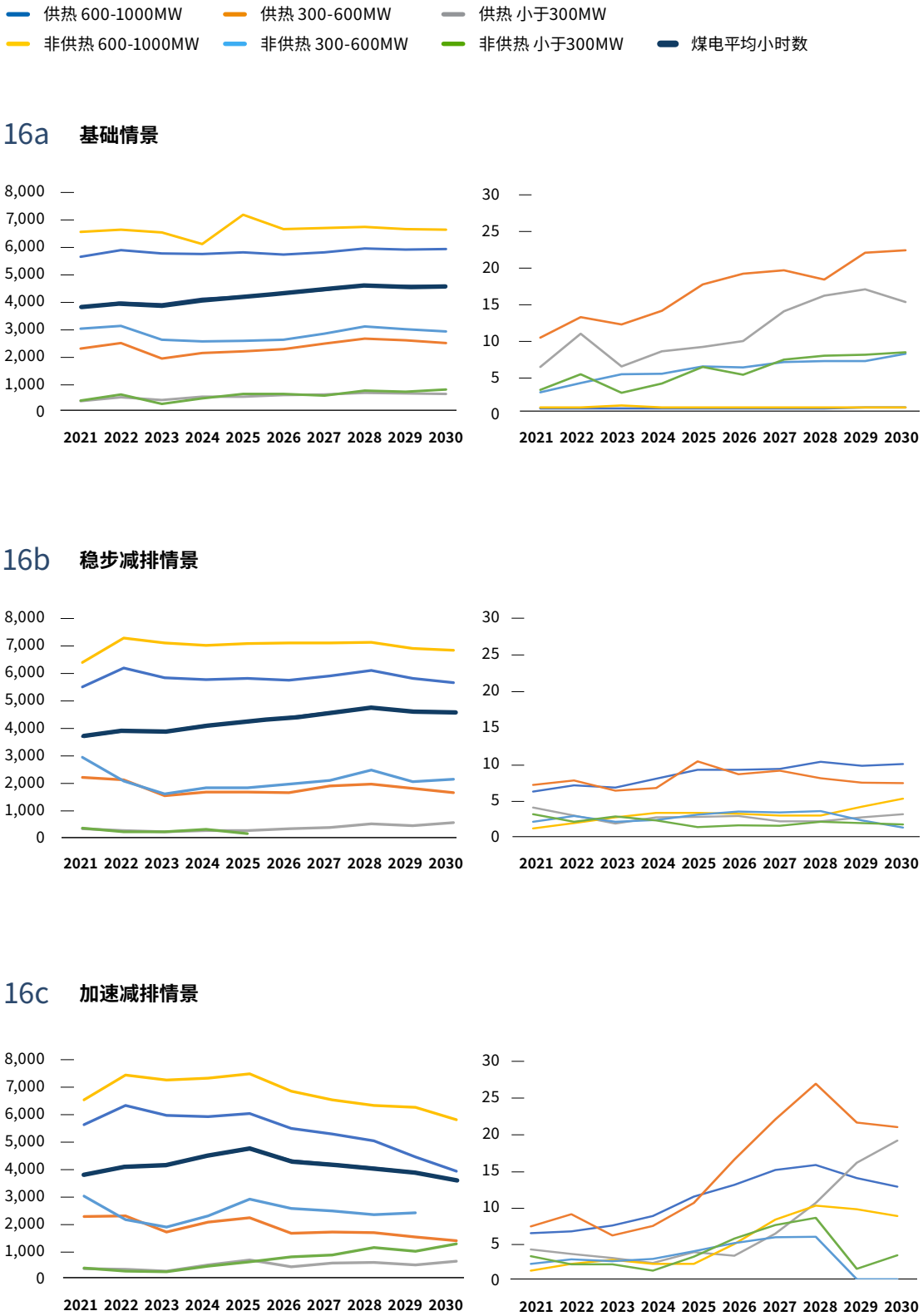


数据来源：落基山研究所，西安交通大学

3.3 各类机组运行状态

从全体煤电机组的平均水平而言，三个情景中煤电利用小时数基本都维持在3,500-5,000小时。加速减排情景中，由于可再生搭配储能的方式在2025年之后相比煤电更具经济性，因此模型选择新建可再生和储能来取代煤电，从而压低煤电利用小时数。具体到各类煤电机组，虽然在目前的现状中，机组实际小时数与其机组大小并无显著关系，总体而言仍然一定程度上受到计划发电政策惯性的影响。但展望未来，随着电力市场改革的推进，高煤耗的小机组获得更少小时数的趋势会愈发明显（详见4.1）。从煤电机组的启停频率来看，由于小规模机组及非供热机组有着较低的启停成本，而且没有供暖季的必开任务，因此这类机组也有着较高的启停频率。

图表 16　左-陕西煤电年等效发电小时数（小时/年）右-单位机组年启停频率（次/年）

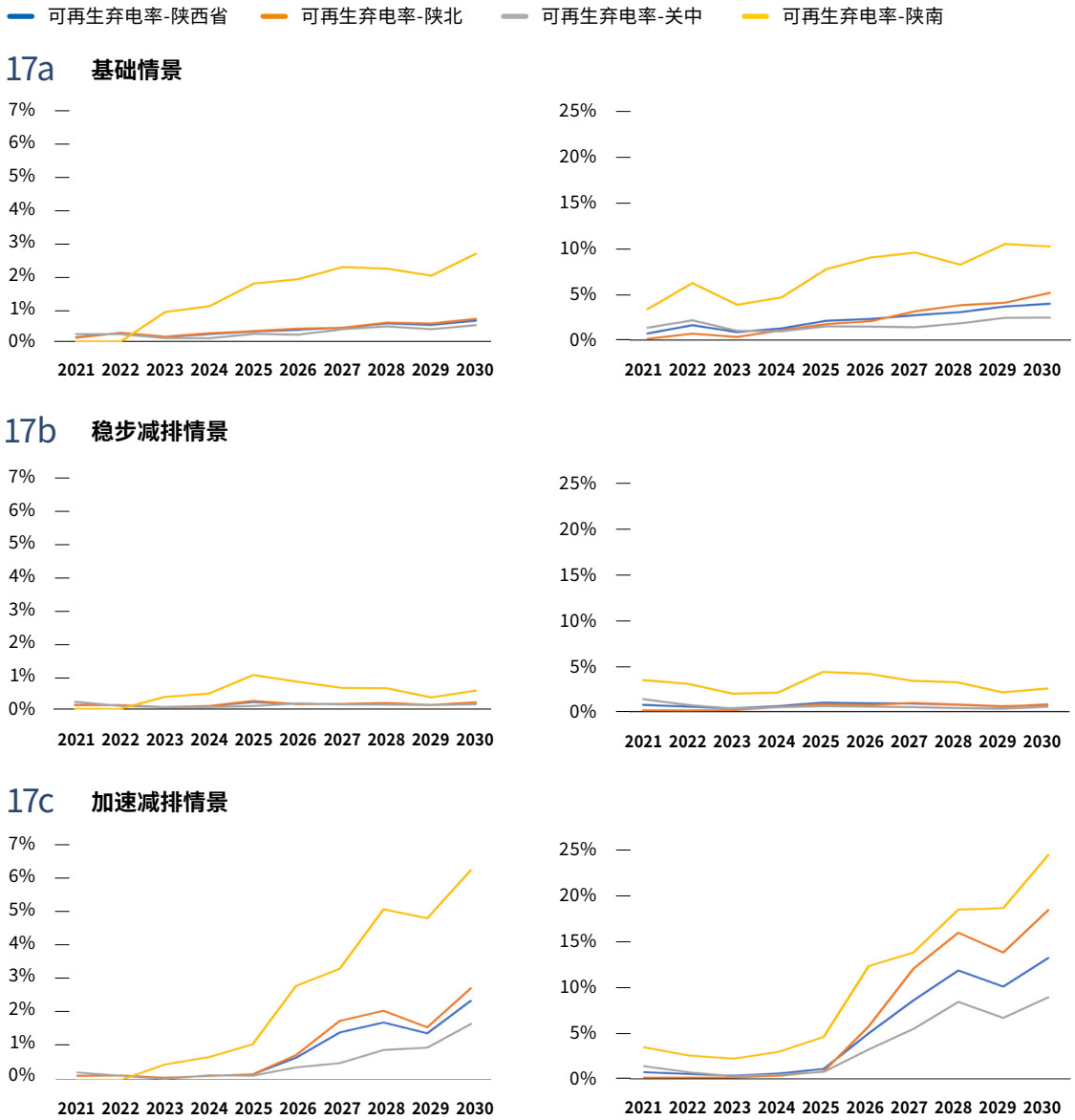


数据来源：落基山研究所，西安交通大学

可再生电源的利用率在三个情景中也有显著差异。对比基础与稳步减排情景的可再生弃电率，可以看到配置化学储能的作用比较明显，大幅提升的化学储能装机显著改善了弃风率与弃光率。但在可再生及化学储能装机都大幅提高的加速减排情景中，可再生弃电率有了大幅提高，主要原因是从总体系统成本角度而言，与其进一步增加化学储能投资来减少弃电，或者提高火电的利用率来减少新建可再生电源，所带来的系统成本都高于建设更多廉价可再生电源但降低利用率。因此，在高比例可再生的电力系统中，一方面应该尽量提供系统灵活性和消纳能力（详见4.3），另一方面也应将高弃电率视为电力系统的特点而非缺点。

在三个情景中，可再生弃电都基本以弃光为主，主要原因是光伏装机体量大，而且光伏出力曲线与陕西负荷曲线重合度不高。此外，量化模型中只考虑了火电灵活性改造、储能、抽水蓄能、省内联络线，并没有考虑需求侧灵活性与省间互济等因素。在实际的电网运行中，以上未量化模拟的因素也将促进可再生的消纳，显著减少弃风弃光的比例。

图表 17　可再生弃电率 – 弃风率（左）与弃光率（右）

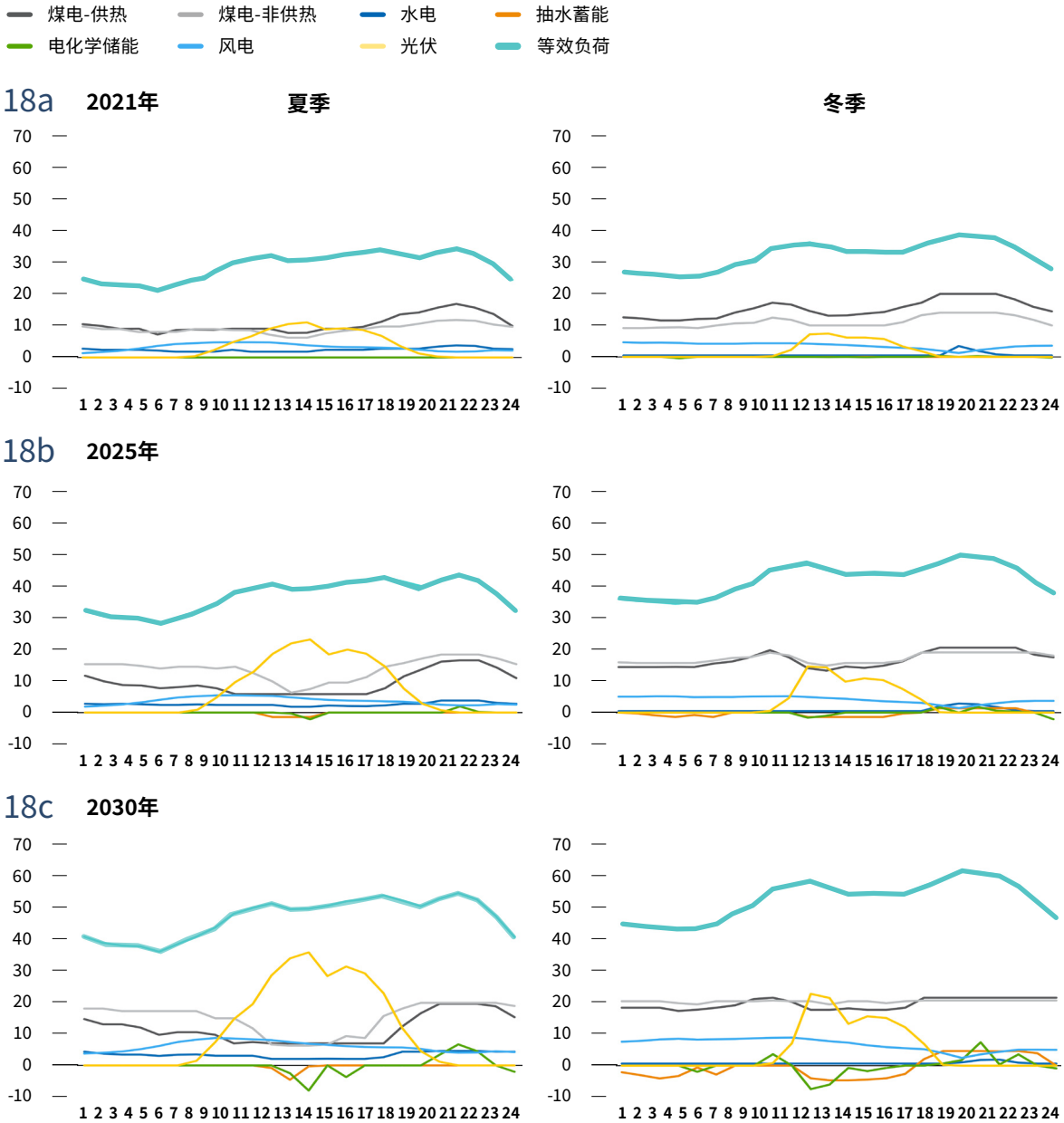


数据来源：落基山研究所，西安交通大学

3.4 电力系统运行特点

我们分析了加速减排情景中在三个不同年份（2021,2025,2030）的夏季以及冬季的典型日运行曲线（图表18）。图表中可以明显看出在光伏日间发电高峰时段，煤电需要进行出力下调。这个趋势在冬季更加明显，因为冬季正午的需求下降更为显著。而且由于供暖的需求，冬季煤电的平均出力也更高。不同的是，夏季的煤电在2030年已经基本维持在最低出力运行，因此日间时段出力下调的趋势反而不如冬季明显。同时，这个趋势随着光伏渗透率的提高也更为显著。随着时间的推移，储能（含电池与抽蓄）的出力不断增加，在中午光伏大发的时段储能更多的进行充电，与弃风弃光的时段重合，并在晚高峰大约19-22点进行放电。由于三个情景的典型日运行特点较为相似，因此图表18仅展示了趋势更为明显的加速减排情景作为例子。

图表 18　加速减排情景典型日运行特点(GW) – 夏季（左）与冬季（右）



数据来源：落基山研究所，西安交通大学

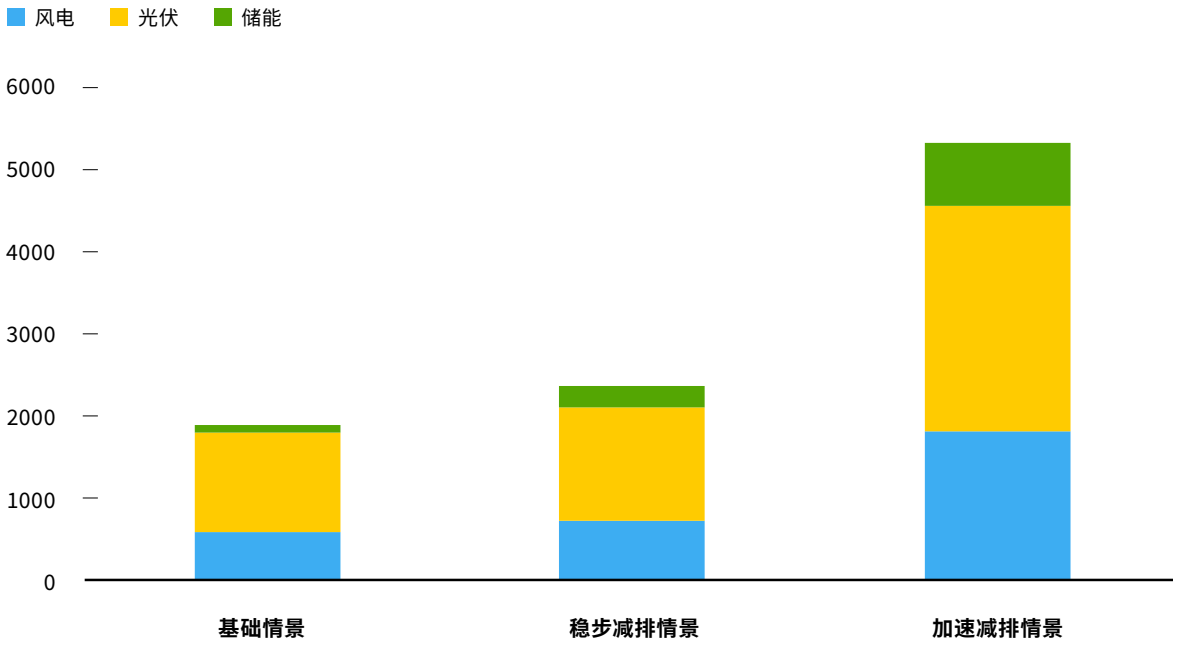
3.5 电力系统潜在投资规模

对比三个情景，可再生电源以及储能的投资总额在加速减排情景最高，十年投资总额达到5,281亿元。基础情景和稳步减排情景的十年投资总额分别约为1,880亿元和2,356亿元（图表19）。尽管每年新增装机量持续增加，但因为投资成本下降，因此基础情景中的投资额总体有下降趋势。

在三个场景中，可再生电源（风电和光伏）的投资都占整体的约80%或以上，是投资的主要方向。在稳步减排和加速减排两个情景中，储能的投资额占比逐年增加，在2030年都达到了投资总额的16%以上。

本模型中的投资额只考虑了风电、光伏、储能的投资成本，而在实际情况中新增大量的光伏和风电还需要考虑配套的电网投资，包括三个区域内以及区域之间的多个电压等级的线路投资，也需要加强输配电一次设备性能的提高。鉴于电网的投资决策以及建设周期都比电源更长，需要结合不同区域的电网建设能力、电网经营情况、以及输配电价审核周期综合考虑，从而进行提前规划。

图表 19　**分情景2021-2030可再生及储能累计投资额（亿元）**



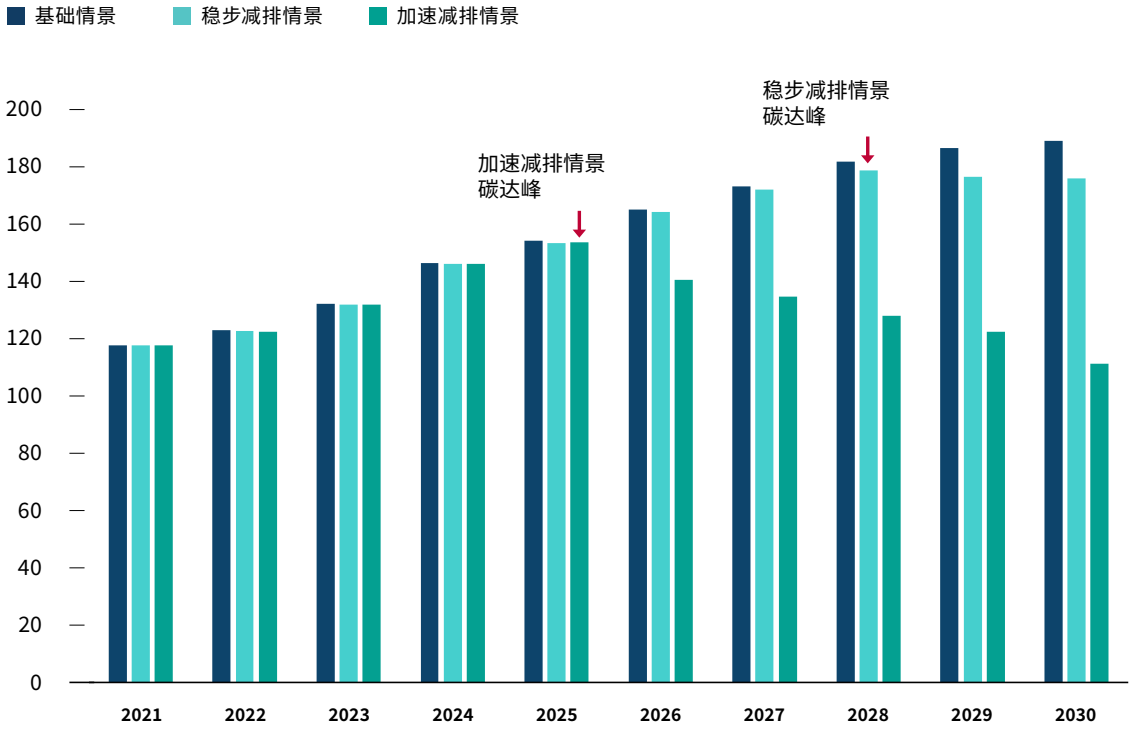
数据来源：落基山研究所，西安交通大学

3.6 电力系统碳达峰与碳排放总量

从三个情景的十年内累计碳排放总量来看，基础情景中，十年内累计碳排放量约为1,576百万吨二氧化碳；稳步减排情景和加速减排情景的十年累计碳排放总量分别比基础情景减少了30和262百万吨二氧化碳。

从三个情景的碳达峰年份来看，基础情景中电力系统的碳排放并未在2030年前达峰；在稳步减排情景和加速减排情景中，陕西电力系统碳排放总量分别在2028年和2025年达峰，峰值排放量分别为179.5以及154.2百万吨二氧化碳（图表20）。在这两个情景中，2030年的电力部门排放总量分别比达峰年减少2.7以及42.5百万吨二氧化碳。

图表 20　**分情景陕西省电力系统碳排放总量（百万吨二氧化碳）及达峰年份**



数据来源：落基山研究所，西安交通大学

4. 陕西省电力系统低碳转型的挑战与机遇

陕西电力系统的低碳转型是一个持续探索、不断创新的过程。在这一过程中，国内以及国外在电力系统转型的过程中进行的政策与市场机制的尝试也将为陕西省提供宝贵的借鉴和经验。

4.1 分阶段、分类型，识别煤电安全稳步转型的时间表

陕西电力系统中的煤电主要面临两方面挑战：一是在短期内煤电角色的转变，二是长期煤电的退出路径。目前，煤电在陕西电力系统中担任多重重要角色（图表21）。针对每一个角色的低碳或零碳替代方案，都要考虑及其技术成熟度与成本经济性，从而兼顾经济社会发展的多重目标来推进电力系统转型。

4.1.1 煤电阶段性角色转变

“十四五”期间，降低陕西电力系统对煤电的依赖度需要先从电量替代入手，大力发展以可再生能源为主的零碳电源。与此同时，可再生能源的间歇性也将增加对电力系统灵活性的需求。目前，短时灵活性的零碳或低碳替代手段（如储能、需求侧灵活性等）已在技术上较为成熟，如何加速推广应用将是陕西电力系统低碳转型未来十年的重要任务。长时灵活性与供热的低碳转型同样重要，但目前仍没有十分成熟的技术，大概率难以在5-10年内大范围推广，这也就意味着未来5-10年内煤电的主要角色应聚焦到满足长时灵活性与供热需求。

图表 21　**煤电在陕西电力系统中的角色**

煤电在电力系统中的角色		煤电在陕西电力系统中的角色	其他零碳/低碳替代方案	替代方案成熟度
提供电量		煤电目前提供省内约70%电量，为绝对主力电源。	本土及外购零碳电源	高
提供系统灵活性	瞬时（毫秒及秒级别）	省内水电以及将来的抽蓄都可提供较好的瞬时平衡服务，煤电亦可但总体响应速率不快。	储能、部分需求侧	高
	日内（分钟到小时级别）	省内水电以及将来的抽蓄都可提供较好的日内平衡服务，煤电在一定的功率范围内亦可。	储能、水电、需求侧、外购	较高
	多日（跨日）	省内水电及抽蓄容量较小，多日平衡主要依靠煤电提供。	体量较大的抽蓄储能、水电、需求侧、外购	较低
	季节（长时）	季节平衡主要依靠煤电提供。	部分需求侧、绿氢	低
供热		主要依靠煤电提供	工业余热、清洁电力、生物质、核能等	较低

数据来源：落基山研究所，西安交通大学

本项目模拟运行结果中，如第3章图表16所示，发电小时数和启停频率两个指标都表明，**未来煤电的运行会越来越趋向于提供灵活性，特别是对于小机组而言。**在目前的现状中，机组实际运行小时数与其机组大小并无显著关系，小时数的分配主要受其所处位置（关中地区机组受能源消费总量和强度双控的影响小时数更低）、是否是供热机组、是否是自备机组、是否接受西北电网调度等因素影响，总体而言仍然体现着计划调度的原则。展望未来，小机组获得更少小时数的趋势会愈发明显：一方面，随着现货市场建成和推进，电力系统更少调用高边际成本的小机组；另一方面，随着可再生渗透率提升和煤电启停需求的提高，启停成本低的小机组也面临更高的启停频率，从而导致利用小时数下降。根据本项目的情景模拟结果，在基准情景及稳步减排情景中，前面五年这些机组每天只需要在早晚高峰出力；在后面五年，只有在冬夏两季需求较高的时候需要出力，春秋时段基本不需要被系统调用。煤电从稳定运行的基荷机组转向提供灵活性的调节机组已经是大势所趋，但在这个大趋势下，有几点必须引起重视：

- 煤电灵活运行与降低供电煤耗是矛盾的，但两者都面临着由上至下的政策约束。根据与国家几大电力集团的专家访谈，当煤电负荷率降低，其煤耗显著上升。例如，1000MW的超超临界机组出力水平如果从额定功率的50%下降到40%时，供电煤耗将从约295g/kWh上升到308g/kWh；对于300MW的亚临界机组出力如果从50%下降到40%时，供电煤耗将从约335g/kWh上升到350g/kWh，增幅都在4.5%左右。与此同时，低功率运行对煤电的厂用电率、锅炉稳燃能力、脱硫脱硝除尘设备生产安全性等方面都有比较显著的负面影响。

- 用煤电提供系统灵活性应该被视作从现实情况出发的过渡手段，是在以煤为主的电力系统中，通过改造现有设备，提供短时间内可操作、可负担的灵活性手段。但不应以提供灵活性为目标来新建煤电机组，也不应过度依赖煤电的灵活性而忽略了对零碳灵活性资源的支持。

- 若要同时兼顾煤耗管理与保证电力系统中灵活性资源的充足，需要对不同的煤电机组进行更为精细的分类管理。将更多的小机组列入备用或季节性轮停的状态，在冬夏高峰及供暖期启动，有利于在非高峰时段提高大机组的功率水平，从而降低煤耗。

- 目前，陕西省内参与灵活性调节的机组主要为统调机组，但省内自备电厂装机容量占比较大，短期内一方面应该充分挖掘自备电厂参与灵活性调节的潜力，另一方面也应该进一步加强自备电厂效率和环保升级的工作。

4.1.2 积极探索燃料替代

煤电转型同时也需要考虑燃料的低碳化，可以通过燃煤掺烧其他燃料的方式进行。燃煤掺烧有很多种形式，其中包括掺烧生物质、污泥、生活垃圾等等，本项目重点关注燃煤与生物质掺烧，这种方式不仅降低了燃料成本，也同时降低了二氧化碳和其他污染物的排放。

近几年来，国家也发布了一系列生物质能利用的政策，包括《“十四五”现代能源体系规划》中提出推进生物质能多元化利用、有序发展农林生物质发电等。尽管生物质混烧发电是燃煤电厂实现碳减排最经济的途径之一，但这种模式也同样面临着很多挑战。例如生物质本身是一种能量密度比较低的燃料，它的收集、运输、燃料处理都会增加燃料成本。

根据陕西省能源局测算，陕西省生物质能每年资源总量约折合3,829万吨标煤，常年可利用总量约折合2,071万吨标煤。从种类上来看，秸秆、林业废弃物占可利用总量的57.3%，约折合1,187万吨标煤；畜禽粪便和城镇垃圾占35.2%，约折合729万吨标煤；薯类、果渣和木本油料占7.5%，约折合155万吨标煤。[9]从空间分布上来看，农作物秸秆、城市垃圾主要分布在关中地区；林业废弃物、木本油料能源林主要分布在陕南地区；果木枝条、薯类作物主要分布在陕北地区。陕西省可以结合当地的丰富的生物质资源特点，合理的规划和推进生物质能源在煤电掺烧领域的利用。

基于文献调研，混烧的生物质燃料主要是木本和草本生物质，生物质混烧的比例一般为0%-20%。[10]采用燃煤生物质耦合发电，当生物质的混烧比为10%时，生产每kWh的电量二氧化碳排放量降低15%；当生物质掺烧比增加到20%，生产每kWh的电量二氧化碳排放量将降低25%。[11]假设陕西省全部燃煤机组都完成耦合生物质发电的改造，按平均掺烧量10%估算，在2021至2030年间，陕西电力系统累计碳排放量在基础情景减少约236百万吨二氧化碳；在稳步减排情景减少约232百万吨二氧化碳；在加速减排情景减少约197百万吨二氧化碳。总体来看，在三个场景中掺烧后电力系统碳排放总量都减少约15%。这也就意味着生物质掺烧发电会在未来十年为陕西电力系统的低碳转型提供更多机遇。

案例分析

国家能源集团河北龙山电厂1号机组实现了燃煤生物质耦合掺烧发电，将经过加工的核桃壳与燃煤一起混合发电。作为辅料的核桃壳可以改善煤的燃烧特性，减轻锅炉设备磨损。经测算，该厂每年掺烧10万吨核桃壳，相当于等效节约标煤5.7万吨，降低燃料成本1,042万元，还能减少二氧化碳排放量约7万吨、二氧化硫生成量约1,600吨。[12]

华电十里泉5号机组坐落于山东省枣庄市，是全国首次实施秸秆掺烧改造的机组。[13]该电站在装机容量14万千瓦的5号机组上增加了一套秸秆粉碎机输送设备。改造后的锅炉即可秸秆与煤粉混烧，也可继续单独燃用煤粉。秸秆掺烧的热量比例为20%，质量比例为30%，每年可燃用秸秆10万吨左右。

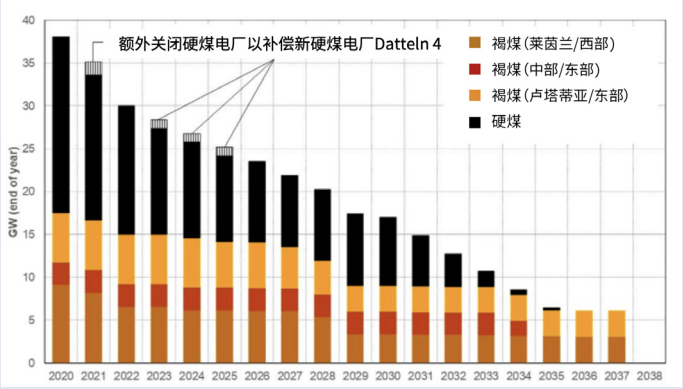
4.1.3 布局煤电备用与退出

长期来看，“十五五”后期陕西的部分煤电将会转为备用或季节性轮停机组、甚至退出，这一部分应该首先考虑规模小、煤耗高、服役时间长的300MW以下非供热机组。据本研究初步统计，到2025年，陕西省目前正在服役的300MW（含）以下机组中，大约有5GW（约为目前煤电装机容量的12.5%）的服役年限将超过20年，其中大部分是非供热机组。这类机组在经济性和排放指标上不及更新、更大的机组，而且因为服役时间较长，贷款、折旧等固定费用水平相对较低，转为备用机组后因发电量大减而带来的财务压力相对较小。此类供热机组也可以在非供热季转为备用或进行轮流停机，待清洁取暖技术进一步发展和普及之后再全面转型或退出。这些机组如果转为备用，需要一定的容量补偿，如果直接退役，可能也需要一定的一次性补偿来支付相应的安置成本。关于这部分补偿费用如何在经济可行的条件下进行设定，可以参考德国的《退煤法案》。

案例分析[14]

2020年7月，德国已通过《退煤法案》，将最迟在2038年之前终止燃煤发电，并出台了发电厂停产的具体时间表。随着煤电的逐步退出，德国的电网对于系统灵活性的要求更高。德国有着丰富的天然气和生物质资源，并且和欧洲电网保持着良好的交互，这都为德国电力系统转型提供了系统灵活性和稳定性的支持。陕西省在煤电退出的过程中也需要考虑大力发展低碳和零碳的灵活性资源，从而实现电力系统安全稳步转型。

图表 22　德国煤电产能退役时间表



数据来源：Clean Energy Wire.

如图表22所示，时间表指出到2022年底，德国将剩余15GW硬煤和15GW褐煤产能（2019年为22.8GW硬煤和21.1GW褐煤）；到2030年，只保留8GW硬煤和约9GW褐煤；最晚到2038年底，淘汰全部的煤电产能。

与此同时，德国政府对于硬煤、煤炭的退出将通过拍卖（auction）的方式将煤电厂的产能从电网中移除。在这些拍卖中，燃煤电厂运营商可以通过投标移除产能，以及获得关闭燃煤电厂所需要的资金。因此，煤电厂运营商可以从下线的产能中获得“硬煤溢价”（如图表23所示）。如果2022年和2023年的拍卖没有移除足够的产能，则草案规定会强制关闭一些产能，主要将会根据硬煤电厂的运行年龄来决定。

在退煤对社会经济的影响方面，德国的退煤法案也有借鉴作用。德国政府将为因煤炭退出计划而失业的褐煤矿山、硬煤、褐煤发电厂的老年工人提供适应补贴，减少煤电退役对社会的影响并促进公平转型。根据草案，到2048年，这些资金总额将达到约50亿欧元。

图表 23　德国硬煤退役拍卖最高溢价

拍卖时间	计划产能退役(GW)	最高报酬（欧元/兆瓦）
2020年9月	4	165,000
2021年	1.5	155,000
2021年初	达到2022年底剩余15GW目标	155,000
2021夏季	达到2023年目标	116,000
2022-2024年	达到2024-2027更多煤电退役	107,000/98,000/89,000

数据来源：Clean Energy Wire.

4.2 创造市场与监管条件，保障可再生能源的可持续大规模发展

如4.1讨论中提及，降低对煤电的依赖性应该先从电量替代开始，因此陕西省电力系统低碳转型的首要任务是大力发展技术水平和经济性已经成熟的清洁能源，并且需要探索技术可行及经济可行的规划布局。

4.2.1 完善新能源投资回收机制

可持续大规模的可再生电源投资需要相应的价格机制设计，从而提高可再生项目的收入与成本的可预测性，增强投资者对资产中长期收益的信心。这一点在目前电改不断推进的背景之下显得尤为重要，一方面，随着可再生规模的扩张，其收益模式不能再与早期一样完全处于政府保量保价的保护伞之下，近两年来，国家层面也已经多次出台政策，明确指出可再生电源大规模参与电力市场交易是必然的发展趋势。另一方面，在目前电价机制不断改革的趋势下，多省已经出现了可再生电源在电力市场中实际结算价格大幅低于非市场化电价的情况，如现货市场等短期电力交易市场等价格形成机制逐渐在制约可再生发展，这些因素也为可再生资产中长期收益率带来非常多的不确定因素。因此，尽早确定可再生资产中长期收益模式也是目前陕西甚至全国的当务之急。

随着可再生电源初始投资成本不断下降和规模不断扩大，我国可再生开发已经渡过了政府提供补贴的阶段，但目前仍然基本处于政府主导定价阶段，近两年来大部分省份的可再生上网价格都是与各地燃煤基准价格持平。在电力市场化水平较高的国家和地区，长周期市场化电力合同正在新能源发展中发挥着越来越重要的作用。目前，比较广泛应用的长周期市场化合同形式包括：1）装机容量拍卖搭配长周期电力合约，和2）发电侧与用户侧签订长期购电协议（PPA）。前者是替代上网电价补贴政策的重要形式，一般而言政府可以预先设定某一时间所需的可再生能源新增装机总量，而具体的价格和项目开发权则通过竞价方式确定，可再生能源发电商可获得相应价格水平下为期15-25年的购电合同（合同期内价格可根据一定规则调整）。后者直接对接电力用户和可再生能源发电商，使得用户端的低碳需求可以直接传到到供给和投资侧。

科技企业一直以来是全球清洁电力采购的主力军，由亚马逊、微软、脸书、谷歌四家公司牵头的PPA签署量已经超过全球累计PPA总量的三分之一，而越来越多在中国部署供应链的跨国公司以及中国本土有较大出口业务的公司也在进入这一行列。国家发改委在2022年初提请十三届全国人大五次会议审查的计划报告中提出了要实施“东数西算”工程，既通过构建数据中心、云计算、大数据一体化的新型算力网络体系，将东部算力需求有序引导到西部，优化数据中心建设布局，促进东西部协同联动，从而缓解东部能源紧张问题，也为西部开辟一条新的发展道路。陕西可以考虑更积极地参与到这项国家计划当中，通过自身清洁能源潜力吸引新负荷、发展新业态。

图表 24 拍卖与购电协议的特征对比

角色	拍卖+长周期电力合约	长期购电协议(PPA)
政府	• 政府或相关机构预设年度装机总量，需要精确的事前分析和目标设定。 • 非市场化设定的目标可能导致产能过度开发。	• 无预设装机总量，电力用户的PPA需求是装机增长的驱动因素。 • 电力用户的PPA需求通常不及新能源装机发展需要。
新能源发电投资商	• 参与政府或相关机构组织的竞标活动，节省拓展客户的成本。 • 与政府或其指定机构签订相应合同，不与用户侧直接交易。	• 新能源发电项目需要独立或通过第三方寻找匹配交易的电力用户。 • 新能源项目直接与用户进行实物或金融交易，有更宽的议价空间。
电网/电力交易机构	• 电网运营商在政府规划阶段即可介入，电网运行边界条件可能影响拍卖标的。	• 虚拟购电协议规避了实物交割环节，使交易更灵活，但需要成熟的金融衍生品体系支撑。
电力用户	• 用户不直接参与拍卖和配置，对初入电力市场的用户较为友好。 • 拍卖或配置结果在远期将影响电力现货市场价格，用户可能承担相应的市场波动风险。	• 用户直接参与多年交易，并可通过交易锚定未来的交易价格，降低价格波动风险。 • 用户需要有较好的电力市场实践经验和知识基础。

数据来源：落基山研究所

综合两种模式的特征以及中国及陕西省内可再生发展的阶段，短期内应该加速推广长周期电力合约拍卖模式，通过更加经济、有效率的方式达成可再生装机目标。与此同时，也应该积极发展长期购电协议模式，作为拍卖模式的有效补充，并在电力市场进一步成熟、用户侧参与市场的经验进一步丰富之后，逐步扩大规模。此外，无论是哪种模式，可再生的长期合约都需要与短期市场做好衔接，因为随着电力市场改革的推进，中长期合约确定的电量仍然需要参与短期电力交易，而短期市场的出清价格往往与长期合约约定的价格不一致，也更具有波动性。因此，积极探索并优化长周期合约电量参与短期市场的方式，具有必要性和迫切性。落基山研究所在《电力市场与电价改革-通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》[15]的报告中充分讨论了相关的国际经验。鉴于陕西省中长期市场设计经验比较丰富，而现货市场尚未起步，陕西应该从优化现有中长期机制入手，加入分时段定价的维度，为未来与现货市场衔接打下基础。具体而言，可再生电源可以按照季节和日内时段分时段参与容量拍卖，相应的多年合约在不同时段形成差异化的成交价格。此举也有利于可再生主动配备储能资源，从而错峰出力，争取在可再生出力较低、价格更高的时段增加发电量。这一点上，智利的电力市场设计有着相当的借鉴意义。

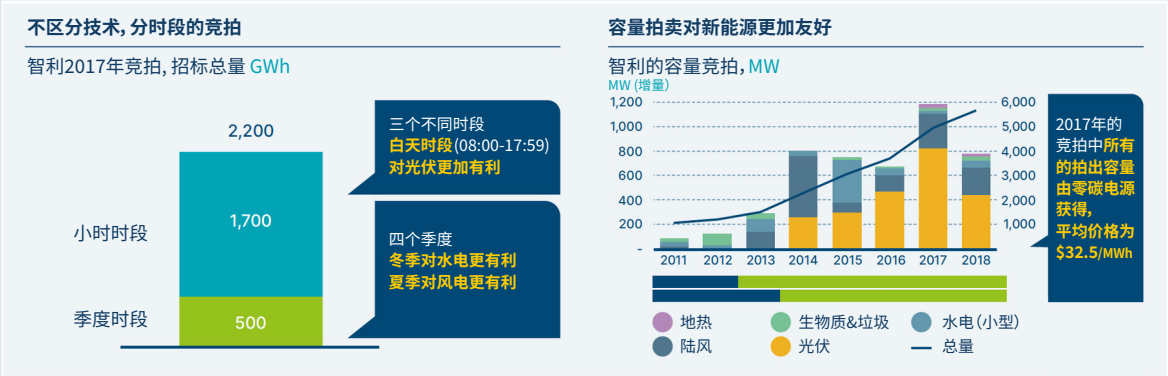
案例分析[16]

从2016年开始，智利几乎每年都会进行电力拍卖，这个拍卖的机制不区分技术、可以使新能源充分发挥竞争优势。[17]2020年12月，智利的国家能源委员会发布了2021年1月的电力竞拍规则并将以15年的PPA的形式竞拍2.3TWh/年的总电量。[18]

总体来说，智利的电力拍卖由日内交易和季度交易组成。如图表25的左边展示了总电量会被分到三个不同的时段里：时段1-A：00:00am-7:59am和11:00pm-11:59pm；时段1-B：8:00am-5:59pm；时段1-C：6:00pm-10:59pm。同时也有四个季度的模块，使得可再生企业可以根据自身的资源情况来进行投标。比如说，白天时段对于光伏更加有利，而冬季的时段对水电更有利。图表25的右边所示，智利的容量拍卖机制对于可再生更加的友好，在2017年的竞拍中所有拍出的容量都由零碳电源获得，平均价格约为$32.5/MW。[19]智利这种不区分技术、分时段竞拍的电力市场设计有效的促进了可再生的发展。

对于陕西省来说，智利的分时段竞拍规则类似于2020年国家发改委、国家能源局在《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》中提出的“六签”中的分时段签约。“六签”指的是全量签约、长签、分时段签、规范签、见签以及电子签。智利推行的分时段签约有益于可再生资源资产的价值回收和可持续的发展，是值得借鉴的一种电力市场机制。

图表 25　智利电力市场设计



数据来源：　Energy Transition Commission

4.2.2 充分发挥分布式可再生电源潜力

用地问题一直是可再生电源大规模发展的主要约束条件之一，在西北地区各省中，陕西省人口较多、工业化发展程度较高，其用地压力也位于西北地区各省的前列。近年来，随着国际形势复杂变化，叠加世纪疫情等多重因素，国内改革发展稳定任务艰巨，保障粮食安全、巩固水土资源等重要性进一步增强。国土资源部、水利部、林业局等多个部门都先后出台相关政策，进一步规范可再生项目的土地利用。过去五年以来，分布式项目已经因为补贴退坡较慢、靠近负荷侧、对标零售电价而非批发电价、投资门槛低等优势而高速发展。在土地使用收紧的背景之下，以建筑光伏为代表的分布式可再生资产的价值被进一步凸显。要进一步挖掘分布式项目等开发潜力，我们认为需要从两个方向齐头并进：一方面，深化发展以“整县光伏”为代表的规模化发展模式，推动连片开发；另一方面，持续完善市场机制，进一步降低分布式投资门槛，充分吸引多元化、多层次投资主体，发挥“积少成多”的作用。

“整县光伏”模式的发展在经历了前期大规模的项目资源分配之后，目前在多个省份已经普遍出现了进度放缓的趋势。我们认为主要挑战有以下几条：

- “央企包县”逐渐成为主流模式，既一个县的屋顶分布式资源打包给一个央企（也包括少量大型民企），这些企业普遍需要和当地的分布式开发商合作，来真正推动资源摸底和具体工作的落地。在这其中，会涉及较长的分包链条，削减了各环节的利润空间。

- 与此同时，由于资源落在了大企业手里，以当地中小型开发商为首的传统分布式开发主力也面临着寻找新项目资源困难的问题，难以发挥其渠道优势和售后半径优势。

- 大规模分布式开发通常涉及当地配网改造和变电容量升级。若报送电网公司进行投资改造，一般流程过长，无法与电源投资的节奏匹配。若由分布式开发商自己承担，则会显著削弱项目经济性和投资积极性。

在这些挑战面前，我们认为政府部门应该着重关注两个方面：第一，参考集中式项目的竞价机制，建立公开透明的“整县光伏”投资方竞争机制，综合考虑投资方的融资实力、地方资源、分布式开发经验等，并鼓励企业之间确认合作关系后参与竞争。第二，积极协调电网公司进行配网升级建设，并选择经济性较好（区域内工商业用户较多）的试点，鼓励探索分布式市场化交易（隔墙售电）、增量配网等新型商业模式。

4.3 大力发展多样化的低碳系统灵活性资源，提高可再生能源消纳能力

未来十年，在不同的情景之下，陕西都需要建设大量的以风电和光伏为代表的清洁电源。但与此同时，模型结果也显示，纵然这些技术本身已经成熟、也不再需要补贴，但电力系统消纳这些电源的能力依然是其发展的“天花板”。

4.3.1 充分挖掘省内灵活性资源

根据模型分析结果，陕西应该大力发展光伏发电。与风电相比，光伏具有安装场景灵活多样、可分散式就地消纳、投资主体多元的特点，分布式光伏受土地资源和输电网通道限制较低，发展规模潜力更大。在模拟的三个情景中，光伏装机量都明显超过风电。在全球主流的电力系统中长期展望报告中，到2050年中国全国的光伏累计装机都普遍高于风电的累计装机。

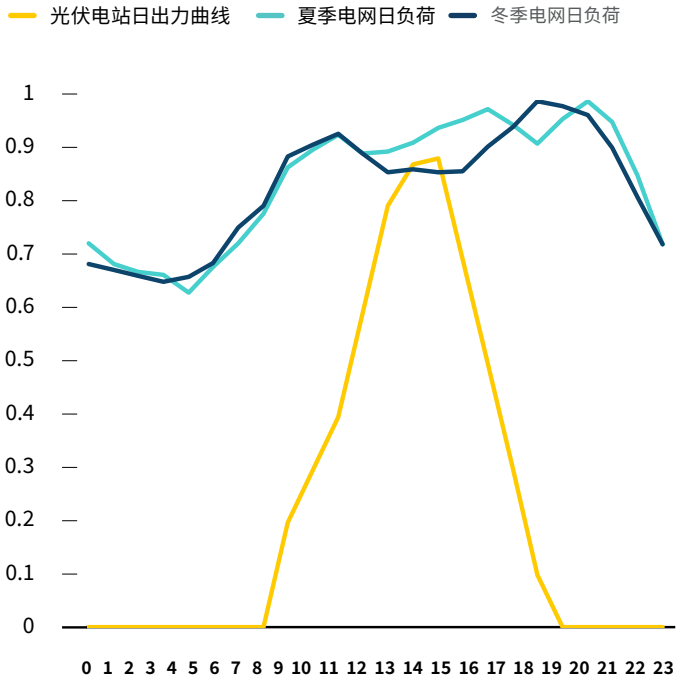
但由于陕西省光伏出力曲线与日负荷曲线匹配度不高（图表26），大量光伏装机容易带来中午时段大量弃光、晚高峰出力紧张的情况，是典型的日内调节能力问题。在加速减排情景中，在2030年，当光伏装机比例达到38%，发电量比例突破31%时，弃光率也高达13%。在模型的量化计算中，我们无法考虑所有有利于光伏消纳的因素，只重点考虑了省内储能装机的增长。在实际情况中，陕西需要考虑更多的灵活性手段，结合各种手段的利弊，形成分阶段的最优消纳策略。就陕西未来5-10年内的情况而言，最可获得的省内日内调峰资源包括以下几种（跨省灵活性资源在4.4部分讨论）：

- 推动火电灵活性改造：本项目考虑了非供热期不同类型机组的最低出力在30-50%之间，这是全体火电机组的平均水平，基本与国际（主要参考德国与丹麦）现行先进水平持平。展望未来，火电灵活性改造的深度有望进一步提高，目前国内已经公布的最先进机组已经可以实现20%以下的最小出力水平，可以在新能源高发时段进一步压低煤电出力又避免停机。本项目中暂时没有假设更先进的技术水平，主要是考虑到两个因素：第一，如4.1中所讨论，煤电出力水平越低煤耗就越高，目前我国对于新建和现役煤电机组的煤耗管理有愈发严格的趋势[20]，未来如何在煤耗与灵活性之间做好平衡，还需要多个层面的政策出台更有前瞻性的指导；第二，根据我们对陕西省内以及其他省份的火电厂访谈得知，灵活性改造的推进一直比较缓慢，主要原因在于单机改造投入费用较大、市场化机制对火电灵活性的补偿不足，各大电力集团都需要分批推进改造工作，因此从全省机组平均水平而言，不宜假设太高的灵活性。

- 挖掘省内需求侧灵活性：需求侧灵活性一般可以分为高峰削减、错时移峰、轮休生产三大类，分别对应高峰时段直接削减电力需求、电力总需求不变但在较短周期内调整生产时间、以及在较长时间内安排停止生产。对于陕西的情况而言，若要通过省内需求侧灵活性降低新能源的弃光率并降低高峰时段的电力供给压力，应该主要考虑晚高峰削减和错时移峰到新能源大发时段。结合陕西当地的产业结构，高峰削减潜力较大的行业包括钢铁和水泥，主要通过热惯性来降低实时需求。对于错时移峰，水泥、纺织等行业的一部分生产环节也可以提供响应的灵活性。目前，要发挥需求侧灵活性的当务之急在于结合省内产业结构对不同类型的负荷进行灵活性摸底调查，再形成有针对性的激励措施。

- 加速推进省内储能投资和利用：陕西省内较为成熟的储能技术主要包括抽水蓄能和化学储能。抽水蓄能受地理条件影响，新增容量潜力有限，而且主要集中在陕南地区，与风电光伏装机分布匹配度不高。在我们的场景模拟中，已经尽量考虑了抽水蓄能加速开工建设后可以在未来十年投运的机组。相比抽水蓄能，化学储能地理分布灵活、未来成本下降潜力较大，而且可以带动相关制造业发展，适宜在省内大规模发展。

左- 图表 26 **陕西全省典型日负荷曲线与光伏出力曲线**[21]
右- 图表 27 **风电出力累积电量特性**[22]



数据来源：西北电力设计院

出力系数 /p.u.	累积 电量/%	出力系数 /p.u.	累积 电量/%
0~0.05	22	0~0.55	97
0~0.10	39	0~0.60	98
0~0.15	53	0~0.65	99
0~0.20	64	0~0.70	99
0~0.25	73	0~0.75	100
0~0.30	80	0~0.80	100
0~0.35	85	0~0.85	100
0~0.40	90	0~0.90	100
0~0.45	93	0~0.95	100
0~0.50	95	0~1.00	100

数据来源：西北电力设计院

4.3.2加速推动省内储能科学发展

目前，全国范围内多个省份都开始要求可再生能源发电项目配置储能，配置的方案在多数省份都较为相似。在实际操作中，需要根据各地不同的可再生资源禀赋、可再生出力曲线、负荷曲线等要素，科学论证本地的储能配置方案，争取以较低的成本来更好地解决新能源消纳及电力系统稳定性问题。与此同时，还应该建立完善的调度机制确保储能资产的充分利用，并出台相关的市场机制来促进储能的投资。

短期内，陕西可以持续目前在发电侧配置储能的做法，但应该区别考虑风电和光伏项目的配置要求。主要原因在于，光伏出力可预测性较高，日内曲线较为典型，更容易优化储能配置。相反陕西风电弃风率远低于光伏弃光率，而且出力季节性特征较为明显（冬季明显高于夏季），但日内特征不明显，风电出力系数0.15以下的累积电量超过一半、0.5以下的累积频率达到95%（图表27）。这也就意味着风电出力可预测性较低，较难优化储能配置，符合全球风力发电的共同特点，因此风电项目配置储能的容量要求应该比光伏低。

随着储能成本进一步下降，以及电力市场设计的进一步完善，可以考虑在发电侧以外的电力系统多个环节鼓励市场主体自发对化学储能进行投资，同时政策部门可以继续对化学储能投资的方向进行引导。本项目根据功率型及能量型两种方向，设计了三种储能配置的方案。在这三个方案中，2-4小时电储能技术已经相对成熟，但8小时的成本仍然较高，需要进一步的技术突破。

图表 28 模型三种储能方案的设计

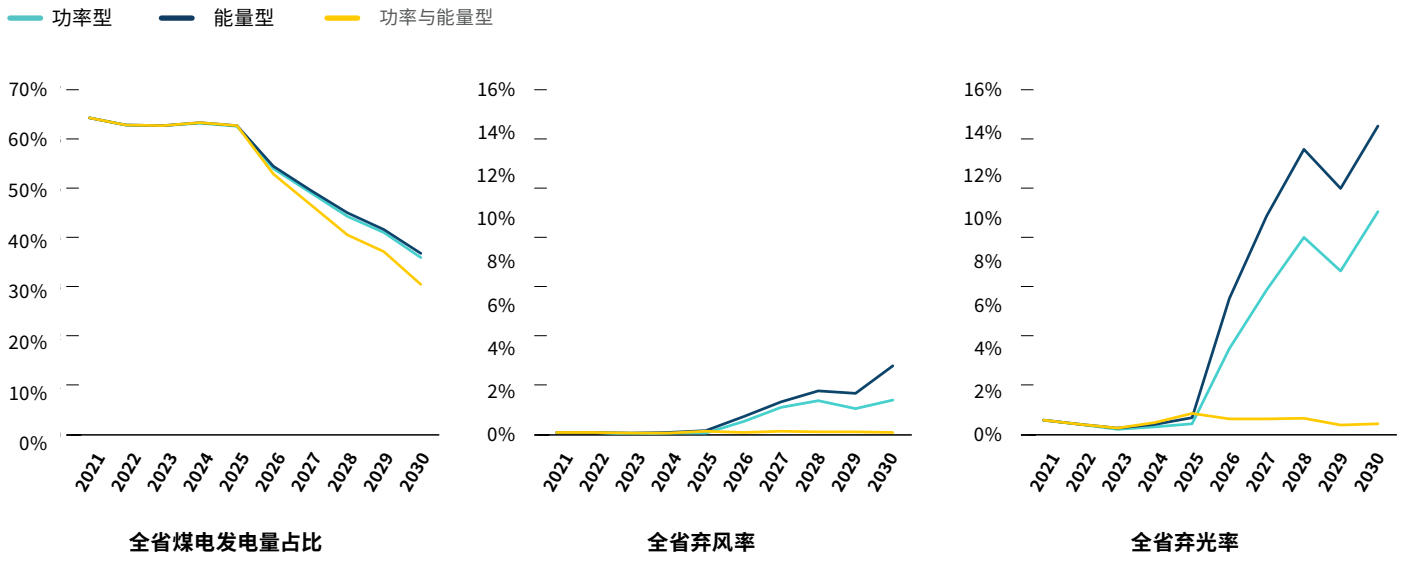
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030
功率型	储能配比	10%	10%	10%	20%	20%	30%	30%	40%	40%	40%	40%
	小时	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
能量型	储能配比	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	小时	2	2	2	2	4	4	4	8	8	8	8
功率与能量结合	储能配比	10%	10%	10%	10%	10%	10%	40%	40%	40%	40%	40%
	小时	2	2	2	2	2	2	8	8	8	8	8

注：能量型电池以高能量密度为特点，对大电流放电性能要求不高，在情景中体现为相比于功率型电池的放电小时数更高；功率型电池以高功率密度为特点，主要用于瞬间高功率的输入和输出，在情景中体现为储能配比较高

数据来源：落基山研究所，西安交通大学

比较三种方案的效果，不难发现功率与能量结合的解决方案效果最佳，可以显著降低可再生弃电率、并将2030年煤电电量占比降低7个百分点。若比较功率型与能量型两个方案，可以发现高配比、充放时长短的功率型方案在降低全省煤电发电量占比、降低弃风弃光率方面，效果更优。主要原因是因为陕西的新能源弃电主要为弃光，不同光伏场站的发电时段接近，容易出现短时间内涌现大量多余光伏发电的情况，提高配比有利于在同一时间减少大量光伏弃电。

图表 29 模型三种储能方案的结果对比



数据来源：落基山研究所，西安交通大学

国家已出台多个文件鼓励储能和用户可控负荷参与电力调峰市场，**可以通过加速完善电力市场机制，使储能等灵活性资源获得更多参与市场的方式从而促进储能的投资。**例如，2021年山西省提出独立电站可以参与一次调频服务，增加了储能项目的收入渠道。对于陕西省来说，储能参与市场的方式目前还比较有限，有待进一步的完善。增加储能参与市场的方式、完善辅助服务的补偿机制对储能的长期发展和投资回收都有重要的意义。

案例分析

2021年12月30日，山西省能源监管办发布《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》。[23] 市场成员中包括市场运营机构、电网企业和市场主体。其中市场主体是指根据本细则规定的有关条件和程序获得准入的独立储能电站。

细则提出独立储能电站一次调频服务报价范围为5-10元/MW，报价的最小单位是0.1元。中标的一次调频容量在提供一次调频服务后，可以获得一次调频服务收益。独立储能电站响应一次调频过程中执行充放电互抵政策，产生的损耗电量由储能企业承担。

4.4 背靠西北电网，面向中东部地区，增强省间互济与外送清洁化

陕西省所处的中国西北电网具有地域辽阔、间歇性新能源占比高、实时调节资源分布不均等特点。相较其他区域，区内各省内部电能实时平衡困难更高，省间实时互济需求更强、作用更大。此外，西北地区作为我国电力输出比例最大的地区，其区内平衡能力及新能源消纳能力也会有显著的外溢效应，影响我国中东部省份的新能源消纳水平。**促进西北省间互济水平、提高资源利用率的手段主要分两种，一个是从“硬件”层面持续推进基础设施建设，配合新能源电源的发展加强配套电网和灵活性资源的规划建设，**全面提升区域内大电网平衡能力及系统外送能力。**二是强化电力市场机制的“软件”支撑，**通过多层次、多维度的竞争性市场价格信号，促使电力系统多个环节协调发展、积极互动，从而提升系统灵活性和互济程度。

4.4.1 加强西北地区省间互济

针对西北电网的省间调度的模拟和优化并不在本项目的量化研究框架之内，通过已有文献、专家访谈、以及落基山研究所在西北其他省份所做的研究，**我们认为西北各省之间互济机制运行探索起步较早，这对提高风电光伏消纳能力至关重要。**但展望未来，西北其他省份能否给予陕西更大支撑，则需要结合各省具体的规划做进一步的深入研究，其中主要挑战来自于两个方面：第一，西北其他省份在2030年前都规划了新的特高压直流输电通道，也基本都配备了大量的可再生电源基地，再加上它们自身负荷增长、火电新增装机减速，传统以火电为主的调节能力普遍吃紧。第二，虽然西北地区覆盖三个时区、光伏出力在省与省之间存在天然错峰效应，但西北乃至全国各省在2030年前基本都会迎来光伏渗透率提高的趋势，和陕西一样面临着午间光伏消纳空间不足、晚高峰时段电力不足的问题，未必能在各省之间形成有效的时空互补。例如，青海省长期以来凭借着丰富且灵活的水电资源，在西北区域担任着重要的调峰资源库角色。但在“2030基本建成零碳电力系统”的目标下，青海自身光伏渗透率会快速提高，必将同样面临白天光伏消纳空间不足、晚高峰供给缺口较大的问题。过去五年，青海利用夏季丰水期进行了连续绿电试点，在2021年成功做到了整个七月期间全部依赖清洁电源供电，但这背后离不开晚高峰时段向其他西北省份购买清洁电力；到了枯水期，青海为西北地区提供清洁调节的能力更加捉襟见肘。

省间清洁互济的“硬件”条件吃紧，意味着计划性省间互济可能会面临更多的限制。随着风电光伏电量占比的提升，省间互济的送受双方都需要应对来自发电侧的更大的波动性。以往依靠相对固定曲线互济的计划模式已经不能很好地满足系统平衡的实时需求。扩大市场化交易规模，弱化输电决策中僵化的边界条件，是更灵活的消纳可再生能源的先决条件。陕西与西北区域内甚至国内其他省份之间急需进一步完善跨省电力市场，特别是需要产生时间颗粒度更小的价格信号，及时反映跨省之间的电力供需平衡。根据估算，省间现货交易（包括日前和日内）占全部省间交易的比例仅占不足5%。对比国际实践看，这一比例仍有较大的提升空间。考虑到国际经验和国内现实情况，我们认为应当尽快细化交易的时间分辨率，一方面拓展年度、月度合约在近日前尺度灵活交易的方法，另一方面扩大现货市场交易的规模，特别是实时（或日内）交易的规模，以更好的适应波动性可再生电源的预测与出力。

值得一提的是，西北乃至中国的省间电力现货市场的建设需要充分考虑省间壁垒、新能源消纳约束性目标、独特的调度管理体制等诸多现实因素。目前，国内的省间电力实时平衡市场的建设并没有成熟范例可循，但国家电网公司已经在2021年11月出台了《省间电力现货交易规则（试行）》，西北地区省间实时平衡市场应该在这个框架下发展和完善。

4.4.2 提高陕西外送电量清洁比例

加强省间互济不仅能提高陕西和西北各省的可再生消纳能力，对整个地区清洁外送水平也会有显著贡献。国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》中提出严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模，新建通道可再生能源电量比例原则上不低于50%。与此同时，“十四五”规划与2035年远景目标纲要中也提出要提高特高压输电通道利用率，加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设。因此，陕西新增对外送线路需要满足以下两个基本条件：1）清洁能源占比50%甚至更高（中东部省份对清洁电力的需求会愈发增高）；2）线路利用率维持在合理的甚至较高的水平。如果要满足以上两点要求，现已规划的线路以及未来新增的外送线路应优先网对网的模式。

举例来说，按2021年年底之前的规划模式，榆林-华东两条新增的8GW（800万千瓦）线路都是点对网模式，不与陕西主网相连，并分别配置6GW（600万千瓦）煤电、8GW（800万千瓦）新能源的电源。这个方案存在三个问题：

1）若按照6GW（600万千瓦）光伏、2GW（200万千瓦）风电且基本没有弃电的情况测算，风光电量要占比50%，则600万煤电的年利用小时数只有2,200左右。即使将发电能力更高的风电装机调整为6GW（600万千瓦）、光伏压缩到2GW（200万千瓦），也只能将煤电的年利用小时数提升到2,700左右，严重低于合理利用水平，新建煤电机组难以回收成本。

2）按第一步里的第一种方式配置新能源，全年的送电量大约在26.8TWh（268亿千瓦时），折算线路利用率约38%。若按第二种方式配置新能源，线路利用率也仅为46%，远低于设计水平。而要提升线路利用率，在目前的规划模式下，只能是提高煤电发电量，这又将打破新能源电量占比不低于50%的政策目标。

3）上述测算都基于基本没有可再生弃电的前提，否则煤电小时数与线路利用率将更低。要做到基本没有弃电，一方面，需要线路本身配备大量的灵活性资源，而这一点仅靠打捆的100万千瓦级别的煤电机组难以满足，需要在全省范围内调用更多的灵活性资源来支撑；另一方面，受端地区需要接受波动性较大的送电，僵直外送难以高比例消纳波动性可再生电量。

实际上，针对含中国在内的多个电力系统的多份研究都表示，通过备用和调节资源共享，可以有效减少各个子系统对新增煤电机组的需求。因此，点对网的运行模式并不适用于新型电力系统对长距离输送清洁化的要求，应该尽量利用省内甚至西北区域内的存量煤电机组及其他灵活性资源为外送电量进行调节。

4.5 统筹考虑系统性转型，积极谋求新增长动力

能源转型及碳中和对煤炭生产及相关部门的冲击是最大的。由于大规模的一次能源替代，对煤炭（主要是用作燃料的动力煤）的需求将大幅下降，这将进一步影响煤炭生产相关行业比如煤炭开采与洗选行业的就业水平下降。[24]尽管煤电的退出将会对相关行业的就业带来负面的一些影响，但是可再生能源的快速发展总体上将带动省内就业岗位的净增长；与此同时，用能成本的进一步下降将带动中国制造业的发展，从而驱动经济的持续增长。[25]具体来说，可再生能源的发展会带来能源部门和相关产业制造部门的大量就业机会。通过大力发展风电、光伏等可再生能源，可以持续的推动新能源技术开发、设备制造和安装、维护等行业产生一系列新增就业。[26]

陕西省是我国的产煤大省，全国碳中和路线图的实施无疑将对陕西省煤炭行业产生较大冲击。另一方面，陕西省的煤炭产品中，70%为调出量，供其他省利用，供本省发电的煤炭使用量仅占陕西煤炭总产量的12.6%。[27]因此，陕西省电力系统转型总体来说对于本省的经济冲击不大。将煤电转型与发展可再生能源进行有机结合，还将为陕西省社会经济发展起到显著促进作用。

我们对陕西省煤电转型的社会经济影响分析印证了这一假设。通过将风电、光伏发电和储能的投资根据时间和部门进行分解，我们模拟了不同情景下陕西省煤电转型对省内经济增长和就业的影响，并进一步探究了对不同生产部门的影响。

在基础情景下，“十四五”末，陕西省可再生能源及煤电当年新增投资额分别是43.9亿元和14.6亿元，煤电总投资为521.8亿元，对应的当年GDP为26,408.8亿元和就业2,213.6万人。到“十五五”末，相应的投资额将分别达到35.9亿元和4.2亿元，煤电的总投资达到531.7亿元，对应当年的GDP和就业为30,866.4亿元和2,186.6万人。

在稳步减排情景下，“十四五”末年的可再生投资及煤电投资总额分别是43.9亿元和10.4亿元。对应的当年GDP为26,408.7亿元和就业2,213.6万人。到“十五五”末年，相应的投资总额分别达到71亿元和0.4亿元，对应当年的GDP和就业为31,989.8亿元和2,186.7万人。

在可再生能源发展更为迅速的加速减排情景下，“十四五”末的可再生投资及煤电投资总额分别是287.1亿元和2.7亿元。对应的当年GDP为26,413.8亿元和就业2,214万人。到“十五五”末，相应的投资总额分别达到169.1亿元和-3.8亿元，对应当年的GDP和就业为30,870.6亿元和2,186.8万人。

图表 30 陕西省不同情景下可再生能源和煤电投资、当年全省GDP和就业情况

	基础情景		稳步减排情景		加速减排情景	
	"十四五"末	"十五五"末	"十四五"末	"十五五"末	"十四五"末	"十五五"末
可再生能源当年新增投资（风电+光伏+储能）（亿元）	**43.9**	35.9	**43.9**	71	**287.1**	169.1
煤电当年新增投资*（亿元）	**14.6**	4.2	**10.4**	0.4	**2.7**	-3.8
当年GDP（亿元）	**26,408.8**	30,866.4	**26,408.7**	31,989.8	**26,413.8**	30,870.6
当年就业（万人）	**2,213.6**	2,186.6	**2,213.6**	2,186.7	**2,214**	2,186.8

*:较基准情景

数据来源：落基山研究所

稳步减排、加速减排情景与基础情景相比，在2026年之前，对经济有较微小的负向影响，但在2026年之后可以看出对经济和就业的明显拉动作用。特别是加速减排情景中，随着可再生能源投资的大幅增长，实现了经济增长与煤电投资增长的完全脱钩。

此外，电力系统转型对省内不同行业的影响也有不同。**总体来说，在稳步减排和加速减排的情景中，受到投资规模的影响，在2025年及以前，各行业所受影响都不显著。**随着可再生能源投资规模的增加，在2026年及以后，两个情景中各行业都有不同程度的增长。其中，稳步减排情景下，各行业在2026年前都收到轻微负向影响，2027年开始随着投资增加而缓步增长。到2030年，建筑业增加值较基准情景增长了0.3亿元，增幅第二的金融业，其增加值较基准情景增长了0.2亿元。在加速减排情景下，各行业增长较为迅速，建筑业增加值在2027年较基准情景增加1.5亿元，2029年较基准情景增加1.8亿元，此后随着投资增长趋缓，略有回落。

从行业之间比较来看，建筑、金融、批发及零售、通用机械制造、交通运输和仓储受到电力系统转型的拉动作用较大，为增长最多的5个行业。其增长幅度与两个情景中的投资量增长趋势一致。也就是说，在两个情景中，由投资引起的省内人口和就业都有一定程度增加，导致了对整个经济系统需求的增加；其次，非金属矿物制品业、通用和专用机器制造业、电力和热力生产业等，由于可再生能源的大规模建设，也都受到显著的拉动，其行业增加值较基准情景有较大提高；第三，由整体的能源转型投资拉动，信息传输和软件服务业、交通仓储业、批发零售业等也都有不同幅度的增长。这些三产部门的发展，预示着陕西能源转型将为整体经济转型提供契机。

5. 结论与建议

陕西省煤炭资源禀赋高，同时风光资源水平也处于全国平均之上。在过去几年，陕西省已经形成了可再生电源高速发展、占比迅速提高的良好发展格局。基于这样的现状和本项目的研究结果，我们认为陕西省完全可以在技术可行、成本可控的前提下，在2030年前进一步提速发展，达到稳步减排场景中的目标，即含水可再生消纳（含外购清洁电力）比例从2021年的35%上升到2030年的43%，煤电发电比例从2021年的64%下降到2030年的57%，并在2028年实现煤电发电量达峰。在此基础上，若能从以下六个方面进一步推动政策和市场的双轨支撑，也可以进一步接近加速减排情景，使得煤电发电达峰年份提早到2025，从而成为重煤省份中的电力系统低碳转型排头兵。

方向一：为可再生电源加速发展创造必要条件

近几年来，陕西省充分利用风能、太阳能资源丰富的优势，大力推进可再生电源的开发与建设工作。展望未来，陕西仍然具备大规模新增可再生电源的潜力，特别在配网侧、用户侧的潜力更应该被进一步挖掘。目前，响应全国层面对光伏项目选址的更高要求，陕西省已经在2020年出台《关于规范光伏复合项目用地管理的通知》，明确要求光伏选址不得占用耕地。随后在2021年9月，陕西省发改委发布《陕西省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏发电试点工作方案》，要求在试点范围内，工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于30%；农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于20%。这些政策方向都意味着未来陕西的可再生电源发展需要发展形式更多样化、投资主体更多元化。

- 在2030年之前，由于可再生电源、特别是光伏成本的持续下降，陕西可至少规划新增37GW（3,700万千瓦）光伏、11GW（1,100万千瓦）风电的装机，将带来2,085亿元新增投资。在更乐观的情景之下，陕西也有能力消纳82GW（8,200万千瓦）光伏和28GW(2,800万千瓦）的风电新增装机，使得新增投资额增长两倍以上、达到4,527亿元。其中，光伏的发展应该充分考虑分布式与集中式的充分结合。在关中地区充分挖掘现有屋顶资源、大力支持分布式项目的开发、建成和交易；而在光照资源和土地资源更好的陕北地区，充分结合负荷分布与外送通道规划，着重发展集中式项目。

- 要切实推动新增可再生电源资产的投资，需要尽早明确可再生电源的中长期商业模式，从而提高中长期项目收入与成本的可预测性，吸引更多元的投资主体。在可再生电源已经步入平价时代、电改加速推进、用电侧对绿电需求日益旺盛的三重背景之下，短期内应该加速推广长周期合约拍卖模式，通过更加经济、有效率的方式达成可再生电源装机目标。与此同时，也应该积极发展用户绿电长期购电协议模式，作为拍卖模式的有效补充，并在电力市场进一步成熟、用户侧参与市场的经验进一步丰富之后，逐步扩大规模。

方向二：政策与市场齐头并进，重点推动储能技术加速发展

目前，陕西省的新型储能建设的重点之一为新能源电源侧配置化学储能。2021年，陕西发改委印发《陕西省新型储能建设方案(暂行)(征求意见稿)》，要求从2021年起新增集中式风电项目，陕北地区按照10%装机容量配套储能设施；新增集中式光伏发电项目，关中地区和延安市按照10%、榆林市按照20%装机容量配套储能设施。为进一步鼓励新型储能的建设，陕西省发改委于2022年3月发布《关于征求陕西省2022年新型储能建设实施方案意见的函》。文件提出2022年示范项目充电电价按照当年新能源市场交易电价，并给予100元/兆瓦时充电补偿；放

电电价按照燃煤火电基准电价，并给予100元/兆瓦时放电补偿。这些政策都表明，化学储能的发展已经在陕西获得了相当的重视与支持，但目前其投资和回报都仍然处于政策推动的状态，需要进一步完善电力市场设计，刺激市场主体的主观能动性，从而实现政策与市场的双轨推动。

- 短期内，应该持续通过政策手段，推动以电源侧、电网侧储能为主的日内调峰能力，从而有效降低陕西以弃光为主的可再生弃电风险。电源侧强制配置化学储能的政策应该充分考虑光伏和风电出力曲线的特征以及出力可预测性，区别设定储能配置的要求。

- 储能发展应该以电化学储能为主。中短期内，出于成本和日内调峰效果的双重考虑，应该重点推进充放时长为2小时的技术方案，并逐步提高与可再生装机的配比要求、甚至放开可再生强制配比而探索更市场化的新建模式。2小时的充放时长可以较好地吸收午间过剩的光伏发电、并在晚高峰时间放电，而更大的装机规模也有利于在同一时刻大量吸纳剩余发电量。随着储能成本进一步下降，可以在“十四五”后半段开始，适时考虑更长充放时长的技术方案。

- 陕西的抽水蓄能资源有限，但可以很好补充充放时长短的化学储能，对于已经选定场址的项目，“十四五”前半段应争取至少开工5GW（500万千瓦）的抽蓄项目、并在“十五五”期间并网运行，从而进一步补充可调节电源容量，为煤电退出做好兜底保障工作。

- 为了尽早实现储能投资从政策驱动转向市场驱动，应该加速电力市场建设，形成分时价格信号，精准反映电力系统不同时间点的供求关系，为储能提供日内差异化电价，从而提供可持续的盈利模式。目前，陕西的中长期电力市场已经比较成熟，现货市场仍未启动，短期内宜加速推进中长期市场分时段签约，在日内提供有时间差别的批发市场价格信号。同时，也宜加速推进现货市场，逐步提供颗粒度更小的时间价格信号。

- 国际和国内部分省份的经验表明，除了在电能量市场中优化充放策略，储能的重要收入来源还包括提供辅助服务。为了进一步提高储能项目的市场化水平，宜继续完善辅助服务市场设计，丰富交易品种（如调频、备用等），并准许独立储能项目参与这些品种的交易。

方向三：充分挖掘需求侧灵活性，协调需求侧行为与供给侧波动性

近年来，越来越多的省份已经开启需求响应市场，基本目标大多是构建占上一年最大用电负荷3-5%的需求侧调峰能力。陕西省也开始了挖掘本省需求侧灵活性的尝试，例如陕西省发改委于2021年5月发布了《2021年陕西省电力需求响应工作方案》，其中明确了准入条件以及对于削峰类需求响应的具体补贴标准。这展示了陕西省需求侧灵活性工作的良好开局，展望未来五年的加速推进，以下两方面的工作至关重要。

- “十四五”期间，应该加速满足国家发改委对5%的需求侧调峰能力的要求，从而一方面降低可再生弃电风险，另一方面降低最高负荷增速和对新增煤电的需求。在这一目标下，首要措施应该对省内可调节资源按负荷大小、行业属性、可调节性能、经济成本等指标进行建库，分阶段明确调节能力的建设目标和应该纳入的用户类型。与此同时，应加速推出需求侧灵活性的技术标准与规范，开展涵盖多种用户类型的需求侧灵活性试点。

- 对需求侧灵活性建立相应的激励机制，使得用户行为从被动的政策驱动转为主动的市场驱动。目前，在省内辅助服务市场深度调峰品种已经相对成熟的背景下，应尽快纳入需求侧资源，明确需求侧响应资源的市场主体地位，并逐步开放多类型负荷通过聚合方式参与市场。在“十四五”后半段，随着陕西电力现货市场启动并逐步成熟，应加速推动需求侧尽快以报价报量的形式参与现货市场。与此同时，省内辅助服务市场应该进一步丰富交易机制（如调频、备用等），在这些机制中，需求侧也应该被赋予和发电侧同等的市场地位。

方向四：分阶段、分类型，为煤电加速退出创造安全、公平的条件

在国家碳达峰、碳中和的目标下，陕西省也已经明确了煤炭和煤电产业转型的大方向，近两年出台了《陕西省“十四五”期间煤矿引导退出激励政策》以及《陕西省淘汰关停煤电机组发电权电量补偿管理办法》等等。作为煤炭生产大省，陕西省电力系统转型的机遇与挑战并存，在已经明确的大方向之下，我们建议陕西省的煤电转型应该分为几个阶段：“十四五”期间应该从煤电电量替代入手，并加速推进存量煤电机组的灵活性改造；“十五五”期间可以安排经济性较差的机组有序转为备用或退役。具体工作可以重点从以下几个方面切入，从而在保障电力系统安全条件下实现煤电有序的转型与退出。

- 在2030年前有序安排煤电退出，重点考虑单机容量小、煤耗高、无民生供热任务的机组。具体而言，可在“十四五”期间退出300MW以下非供热机组（约1.6GW/160万千瓦），在“十五五”期间退出300MW非供热机组（约2.4GW/240万千瓦）。同时积极发展清洁供热方案，为“十五五”期间启动供热机组退役提供空间。

- 对于不在短期内退役名单上的煤电机组（包括占比较大的自备电厂机组），持续推进灵活性改造，以支撑系统消纳更高比例的可再生能源。具体而言，600MW（含）以上机组的最小出力应该至少可以下降到额定功率的30%，600MW以下机组应至少下降到额定功率的40-50%左右，其中供热机组采暖季的最小出力能力应达到额定功率的40-60%之间。需要注意的是，煤电灵活性改造应被视为存量煤电机组的改良路径之一，而不应该持续依赖煤电灵活性来解决系统灵活性问题，因此应该谨慎评估以调峰为目的的新建煤电机组。

- 提早准备火电调峰、轮停、备用以及提早退役的相应补偿机制。仿真结果显示，边际成本较高的煤电机组利用小时数会显著下降，但出于高峰季节和备用的需求，此类机组短期内无法直接从系统内退出，并将以较低的小时数继续支撑系统运行。在此情况之下，应在“十四五”期间尽快建立辅助服务市场、在“十五五”期间建立容量补偿等电能量市场以外的补偿机制，真实反应此类机组的价值与成本。

- 对于现存燃煤机组，完成耦合生物质发电的改造，在未来不断提高生物质掺烧的比例，从而降低二氧化碳和其他污染物的排放。结合当地丰富的生物质资源，陕西省应综合考虑生物质资源的种类、空间分布等，从燃料收集、运输等多个环节有序推进燃煤生物质耦合发电。

方向五：完善跨省跨区电力交易机制、提高新建特高压线路的清洁外送水平

2021年11月印发的《省间电力现货交易规则（试行）》，在我国2017年以来跨区域富余可再生电力现货试点的实践基础上，进一步优化完善省间电力市场交易体系。西北地区的省间电力现货市场的建设需要充分考虑省间壁垒、新能源消纳约束性目标、独特的调度管理体制等诸多现实因素，争取在多年富裕可再生现货试点的实践基础上，率先探索适应西北、辐射全国的省间交易体系。

- 消纳和运送高比例可再生电源，必须优化省间交易的灵活性，应利用跨省跨区现货交易机制提高新能源的消纳能力。具体而言，应持续降低国家送电计划、地方送电协议等非市场电量比例，推动扩大跨省跨区现货市场交易的规模，特别是实时（日内）交易的规模，以更好的适应波动性可再生电源的预测与出力并促进消纳。

- 现已规划线路以及未来新增外送线路应优先网对网的模式。考虑到输送清洁能源占比达到50%的要求和提高线路利用率的双重目标，点对网模式将令外送运行捉襟见肘。如项目专题中测算，就榆林-华东两条新增的点对网8GW（800万千瓦）线路目前的规划方案而言，一方面，如果风光电量占比达到50%，新建配套煤电利用小时数则需要维持在2,200-2,700小时左右，严重达不到收益要求；另一方面，如果要将线路利用率维持在40%或以上的较高水平，又势必需要增加煤电的利用率，从而无法达到50%可再生的外送目标。

方向六：统筹考虑产业结构转型，加速推进经济增长与煤电投资的脱钩

根据对煤电转型不同情景的量化分析，可见可再生电力的投资的力度和速度都与省内经济发展呈明显的正向关系，同时可以抵消电力部门退煤的负面影响，将从各方面激励陕西省的经济发展和就业。为此，陕西省宜统筹考虑增加可再生能源部署，在风电、光伏、储能等方面，加快步子、加大投资，尽快实现经济增长与煤电投资的完全脱钩。同时，考虑到煤电转型对煤炭行业本身仍会有一定影响，建议利用好省内资源优势，加快煤化工产业及煤制品加工业的布局和发展，为平稳转型提供支撑。

6. 附录

6.1模型介绍

本项目的量化模型分为两大模块，每个模块都有不同的约束条件（图表31）。模块1的风光储容量优化配置模型每年选取12个典型日，以系统投资成本和运行成本之和最小为目标，在系统满足电能需求、容量配置约束、系统生产运行约束的前提下，优化电力系统中风电、光伏与储能的分区域容量配置方案。最终输出为2021-2030年每年风电、光伏、储能分别在陕北、关中和陕南的新增装机容量。模块1的模型输出结果将成为模块2生产运行模拟的输入。

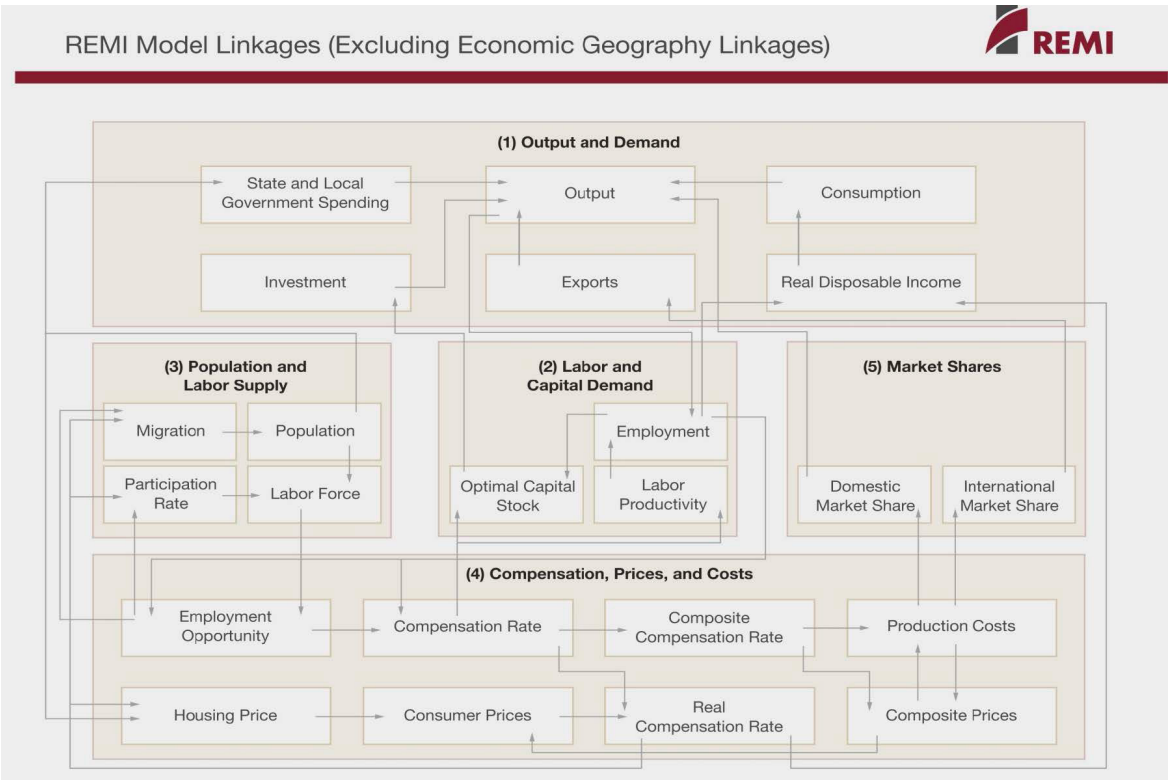
模块2的生产运行模拟以系统运行成本最小为目标，综合考虑多种科技和政策约束，求解模拟各区域各机组生产运行的最优方式。最终输出的结果为2021-2030年每小时陕北、关中、陕南各发电类型输出功率、抽水蓄能和电化学储能充放电功率、各联络线传输功率、分区弃风弃光和切负荷量、及分区外来点和外送电量。

图表 31　**陕西电力系统转型分析模型架构**

6.2 REMI模型介绍

模型结构

REMI 模型是一个结构化的经济预测和政策分析模型。它由5 个相互关联的基本模块构成。此模型综合了投入产出（I-O）、可计算一般均衡（CGE）和宏观经济计量（ME）等模型的方法学。该模型能够基于时间序列数据和微观经济主体的行为调整，模拟和预测政策所产生的经济影响。其显著优势在于对宏观经济的预测能力，同时具有较强的分析功能。



7. 参考文献

1 王喆，高硕，李抒苡，刘琦宇，严岩，西北地区碳中和路径及系统性转型探索，落基山研究所，**https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2021/09/20210927172122425 9.pdf**, 2021年.

2 陕西省人民政府，《关于印发国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要的通知》，**http://www.shaanxi.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/zcwj/szfwj/szf/202103/t20210316_2156630.html**

3 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》，**http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm**

4 国务院，《关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》，**http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm**

5 北极星售电网,陕西公布市场化电力用户典型负荷曲线，**https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210326/1144208.shtml**

6 国家发改委、国家能源局，《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》，各省级电网典型电力负荷曲线附件

7 国家发改委、国家能源局，《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》，各省级电网典型电力负荷曲线附件

8 国家发展改革委，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(1439号文)，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211012_1299461.html?code=&state=123**

9 陕西省能源局，能源概况，**http://sxsnyj.shaanxi.gov.cn/INSTITUTIONAL/nygk/eMjQru.htm**

10 毛健雄，燃煤电站CO2减排技术的探讨,清华大学出版社期刊中心，**http://der.tsinghuajournals.com/article/2017/2096-2185/101427TK-2017-1-006.shtml**，2017年.

11 毛健雄，燃煤耦合生物质发电，清华大学出版社期刊中心，**http://der.tsinghuajournals.com/article/2017/2096-2185/101427TK-2017-5-008.shtml**，2017年.

12 晋能控股电力集团，**http://www.jinnenggroup.cn/xwzx/dzkw/jnbk/page_4/202205/t20220516_127461.shtml**，2022年5月.

13 中国华能集团，生物质耦合发电技术前瞻，**https://www.chng.com.cn/n31531/n507564/n39775759/c39776199/content.html**

14 Julian Wettengel, Spelling out the coal exit – Germany' s phase – out plan, **https://www.cleanenergywire.org/factsheets/spelling-out-coal-phase-out-germanys-exit-law-draft**, 2020年7月.

15 高硕, 周勤, 电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路, 落基山研究所, 2022年5月.

16 Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy, 2021年4月.

17 汪洋子，梁才浩，孟婧，潘乐昕，宋福龙，王晓辉，煤电退出与电力系统转型规划–智利案例研究，全球能源互联网，**https://www.gei-journal.com/cn/journalsDetailsCn/20211207/1468144197847617536.html**，2021年7月.

18 BNEF, Chile Power Auction 2021/01, 2021年6月.

19 Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy, 2021年4月.

20 国家发展改革委，《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202205/t20220510_1324482.html?code=&state=123**

21 赵娟，王雷，吴磊，陕西电网调峰能力及可接纳新能源能力研究，西北电力设计院有限公司，2015年11月.

22 赵娟，王雷，吴磊，陕西电网调峰能力及可接纳新能源能力研究，西北电力设计院有限公司，2015年11月.

23 国家能源局山西监管办公室，《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》意见的函，**http://sxb.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=4028fa817d22b955017e0f9c2642009e**, 2021年.

24 清华大学能源环境经济研究所，煤炭总量控制的协同效益研究（汇报），2015年7月.

25 张鸿宇，黄晓丹，张达，张希良，加速能源转型的经济社会效益评估，中国科学院院刊，**http://www.bulletin.cas.cn/zgkxyyk/ch/reader/view_abstract.aspx?file_no=20210905&flag=1**，2021年8月.

26 NRDC & WWF, 煤炭消费总量控制目标的协同效应，**https://reurl.cc/OA8Y8R**，2015年7月.

27 中国能源统计年鉴，2020年.

刘雨菁，姚远，邹乐乐，西北地区电力系统低碳转型探索-以陕西省2021-2030年转型路径为例，落基山研究所，2022

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。 因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 **https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/**

除特别注明，本报告中所有图片均来自iStock。

RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

©2022年8月，落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。