

Agora  
Energiewende



Agora  
Energy  
博众智合



ANALYSIS

# 转型中的煤炭产业链： 山西与陕西的挑战与 应对策略

Transitioning coal regions in China: evidence  
from coal industry chains in Shanxi and Shaanxi

➔ 请按以下格式引用:

博众智能能源转型(2026):转型中的煤炭产业链:山西与陕西的挑战与应对策略

**报告题目**

转型中的煤炭产业链:山西与陕西的挑战与应对策略

**作者机构**

博众智能能源转型  
北京市朝阳区东方东路19号德国中心502E  
www.agora-energy.com

**合作机构**

山西科城能源环境创新研究院 e-coshare.com  
中国煤炭学会 www.chinacs.org.cn

**项目负责人**

涂建军 博众智能能源转型 中国区总裁  
kevin.tu@agora-energy.com  
杨舟 博众智能能源转型 中国地方能源转型项目副主任  
zhou.yang@agora-energy.com

**主要作者**

杨舟 (博众智能能源转型), 张黛阳 (博众智能能源转型)

**山西部分:**

秦艳 (山西科城能源环境创新研究院), 王东燕 (山西科城能源环境创新研究院), 许小静 (山西科城能源环境创新研究院), 刘杰 (山西科城能源环境创新研究院), 赵跃华 (山西科城能源环境创新研究院), 李莹 (山西科城能源环境创新研究院)

**陕西部分:**

王蕾 (中国煤炭学会), 郭尧 (中国煤炭学会), 王喜莲 (西安科技大学), 贾县民 (西安财经大学), 查秀峰 (西安科技大学), 赵悦彤 (西安科技大学)

**致谢**

感谢以下为本研究项目的筹资、设计、修订、翻译、校对、排版辛勤付出的同仁, 他们是张晓华、陈怡、赵文博、Maia Haru Hall、Lena Tropschug、Anja Werner、靳怡然、张俊鹏、李琳、孟伟、李智鹏。在本报告的研究过程中, 作者机构举办了两次内部评审会, 在此我们也对在会议上对研究报告提出意见和建议的国内、国际专家表示由衷感谢。

## 序言

尊敬的读者：

2025年11月3日，中国正式提交新一轮国家自主贡献目标，承诺“到2035年，全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%-10%”。这是中国首次设定明确的总量减排上限，标志着中国气候政策框架正逐步从以强度控制为主，向兼顾总量约束的方向演进。

与此同时，中国产煤大省的煤炭产量和煤电装机规模仍在持续增长。2025年，山西省和陕西省的原煤产量同比分别增长2.1%和2.9%，这一趋势反映了对当前经济与能源安全的现实考量。在中国迈向2030年碳达峰目标、并将“双控”制度从能耗转向碳排放的背景下，这些省份正面临艰巨的转型挑战——如何在推进经济结构调整和满足国家能源保供需求的同时，有效降低排放。

近期中东地区地缘政治冲突引发国际油气市场剧烈震荡，进一步加剧了包括中国在内的全球能源安全焦虑。在此背景下，煤炭及其相关产业在能源保供中的战略价值更加凸

显，煤化工路线的相对经济性也有所回升。这一变化，在客观上增加了煤炭主产区产业结构转型和如期实现碳达峰目标的复杂性与难度。

本研究通过对山西和陕西煤炭产业链的量化分析，构建了省级层面的能源、煤炭与电力流动图谱，并核算了煤炭产业链相关二氧化碳排放。研究旨在为理解煤炭资源型地区在低碳转型下面临的结构性挑战提供数据支撑与分析框架，为地方决策者及利益相关方在制定差异化减排政策、产业升级路径与技术转型策略领域提供思路和参考。

谨此呈献，敬祈指正。

涂建军  
博众智能能源转型 中国区总裁

## ➔ 主要观点

- 1 在煤炭退出问题上，中央政府应传递连贯的政策信号，主要产煤省份应积极主动进行政策规划，以如期完成双碳目标。** 国家层面需尽早明确全国煤炭和煤电产能的峰值水平及达峰时间表，严格限制新增传统煤矿产能，并尽快暂停新增煤电项目，以避免形成新的高碳锁定效应。
- 2 绘制两省煤炭产业链碳排放图谱，为确定重点减排领域与政策优先顺序提供科学依据。** 山西和陕西的煤炭产业链碳排放占全省碳排放总量超过90%，两省合计碳排放量超过10亿吨（山西省2022年、陕西省2023年数据）。在山西，电力、钢铁和焦化行业合计占煤炭产业链排放的89%；在陕西，电力和焦化则占能源加工环节排放的97%及全产业链排放的40%。要在2030年实现碳达峰目标，需要为这些关键行业制定明确的、针对具体行业的脱碳路线图。
- 3 煤炭生产大省的减排也取决于全国煤炭消费需求的整体下降。** 山西和陕西共同构成了全球最大的煤炭产区，年总产量约为20.49亿吨——相当于印度、印度尼西亚和欧盟的产量之和。晋、陕有超过50%的煤炭和30%的电力外调出省，这意味着两省的转型仅靠自身很难完成，需要国家层面推动整体能源系统的结构性变化，以及中央与地方政府间的协同行动。
- 4 全国层面从能耗“双控”向碳排放“双控”的转变，为煤炭生产大省重塑能源定位、推动产业升级提供重要的机遇窗口。** 这标志着对重大能源项目的审批和管理机制从过程导向向结果导向转变，有助于增强各省推动低碳转型的内生动力。科学设计并有效落实新机制，将促进煤炭产区的发展战略与国家气候目标实现深度协同。

---

## Preface

---

Dear reader,

In November 2025, China submitted its updated NDC, committing to cut economy-wide emissions by seven to ten percent below peak levels by 2035 – its first explicit total emissions cap, signaling a shift from intensity-based to absolute reductions.

At the same time, coal output and power capacity in key provinces continue to grow. In 2025, coal production in Shanxi and Shaanxi grew by 2.1 percent and 2.9 percent, reflecting ongoing economic and energy security considerations. As China nears its 2030 carbon peaking goal and reforms its “dual control” system from energy to carbon, these provinces face the challenge of reducing emissions, while supporting economic restructuring and aligning with national energy transition priorities.

Recent global energy market volatility, including rising global oil and gas prices due to the war in the Middle East, further underscore the importance and urgency of accelerating structural transformation rather than reinforcing carbon-intensive pathways.

This study provides a quantitative analysis of Shanxi and Shaanxi’s coal industry chains, providing a framework to understand structural challenges and identify actionable pathways for decarbonisation, industrial upgrading and economic diversification. By highlighting sector-specific strategies and policy levers, it aims to support a timely and orderly transition towards China’s climate, energy and socio-economic goals.

We hope you find it insightful.

Kevin Tu  
Managing Director, Agora Energy China

### → Key findings at a glance

- 1 China’s major coal-producing provinces require proactive policy planning paired with consistent central government signals to guide their transition towards carbon neutrality by 2060.** Halting new coal power plant approvals and setting a clear timetable for phasing down existing assets will be key to repositioning these provinces as clean energy and manufacturing bases. A coherent policy framework can enable coordinated economic and energy transitions at the provincial level.
- 2 Decarbonising the coal industry chains in China’s major coal provinces is essential for the country to peak carbon emissions by 2030.** Coal industry chains in Shanxi and Shaanxi account for over 90% of provincial emissions; together exceeding 1 billion tonnes – nearly twice the emissions of Germany. The main sources are coal-fired power, coking, and steel production in Shanxi, and coal power and coal-chemical industries in Shaanxi. Achieving their 2030 peaking targets therefore requires clear, sector-specific decarbonisation roadmaps for these key industries.
- 3 Emission reductions in these provinces also depend on lower coal demand across China.** Shanxi and Shaanxi together form the world’s largest coal-producing region, with a combined annual output of about 2049 million tonnes – roughly equivalent to the total production of India, Indonesia, and the European Union combined. Around half of this coal is consumed outside the two provinces, meaning their transition cannot be achieved locally alone. It requires national efforts to reduce coal use and coordinated action between central and regional governments.
- 4 China’s shift in its “dual control” mechanism – from controlling energy consumption to carbon emissions – is an opportunity to reshape the provinces’ energy structures and accelerate industrial upgrading.** This change aligns with China’s updated NDC, which introduces absolute – rather than intensity-based – targets, marking a decisive shift to a new policy paradigm. Leveraging the new dual control can better align local energy and emissions management with national climate goals.

# 目录

<b>Executive Summary</b>	<b>9</b>
<b>1 研究背景</b>	<b>17</b>
1.1 必要性	17
1.1.1 煤炭生产省在全国能源系统中的角色	17
1.1.2 煤炭产业政策与能源转型政策的一致性	20
1.1.3 能源“双控”到碳“双控”的变化和影响	21
1.1.4 山西和陕西面临的形势与挑战	25
1.2 对煤炭产业链研究的意义与目的	26
<b>2 山西省</b>	<b>27</b>
2.1 研究方法与边界	27
2.2 能源系统流动分析	28
2.2.1 能源供给	28
2.2.2 能源加工与转换	28
2.2.3 二次能源及直接使用一次能源的输送、分配	31
2.2.4 终端消费情况	31
2.2.5 能源利用效率	32
2.3 煤炭系统流动分析	35
2.3.1 煤炭生产	35
2.3.2 煤炭加工	36
2.3.3 煤炭运输	36
2.3.4 煤炭转化与利用	37
2.3.5 煤炭利用效率	42
2.4 全省以及煤炭产业链碳排放	42
2.4.1 山西省全省碳排放总量与结构	42
2.4.2 煤炭产业链的碳排放	43
2.4.3 重点排放环节的减排难点与思路	44
<b>3 陕西省</b>	<b>48</b>
3.1 研究方法与边界	48
3.2 能源系统流动分析	49
3.2.1 能源供给	49
3.2.2 能源加工与转换	49
3.2.3 二次能源及直接使用一次能源的输送、分配	50
3.2.4 终端消费情况	53

---

## 目录

---

3.3	煤炭系统流动分析	54
3.3.1	煤炭生产	54
3.3.2	煤炭加工	54
3.3.3	煤炭运输	57
3.3.4	煤炭转换与利用	58
3.4	排放重点环节	62
3.4.1	陕西省全省碳排放总量	62
3.4.2	煤炭产业链的碳排放	62
3.4.3	重点排放环节的减排难点与思路	63
<b>4</b>	<b>政策建议</b>	<b>68</b>
4.1	国家层面	68
4.2	省级层面	69
4.2.1	山西	69
4.2.2	陕西	70
	<b>参考文献</b>	<b>71</b>
	<b>附录</b>	<b>73</b>

## 图目录

<b>Figure 0-1</b>	
Share of coal consumption and growth of coal production, 2001-2024	10
<b>Figure 0-2</b>	
Coal flow diagram of Shanxi province, 2022	11
<b>Figure 0-3</b>	
Coal flow diagram of Shaanxi province, 2022	12
<b>Figure 0-4</b>	
CO <sub>2</sub> emissions by segment of the coal industry chain in Shanxi province, 2022	14
<b>Figure 0-5</b>	
CO <sub>2</sub> emissions by segment of the coal industry chain in Shaanxi province, 2023	14
<b>图1-1</b>	山西煤炭产业发展历史
	17
<b>图1-2</b>	山西、陕西与全国GDP增速, 2000-2024
	17
<b>图1-3</b>	陕西煤炭产业发展历史
	18
<b>图1-4</b>	山西和陕西的煤炭与焦炭产量全国占比, 2000-2024
	19
<b>图1-5</b>	2024年山西与陕西省及其周边省市(市)地区生产总值及原煤产量
	23
<b>图1-6</b>	陕西省新能源汽车产量及其在全国的比重
	24
<b>图2-1</b>	2022年山西省能流图(网络图)
	29
<b>图2-2</b>	2022年山西省能流图(桑基图)
	31
<b>图2-3</b>	2022年山西省分领域终端能源消费量结构
	32
<b>图2-4</b>	2022年山西省煤流图(网络图)
	34
<b>图2-5</b>	2022年山西省煤流图(桑基图)
	35
<b>图2-6</b>	2000-2024年山西煤炭产量变化趋势及占全国比重
	36
<b>图2-7</b>	2022年山西省电流图(网络图)
	38
<b>图2-8</b>	2022年山西省电流图(桑基图)
	39
<b>图2-9</b>	2015-2024年山西省分类型发电装机容量
	40
<b>图2-10</b>	山西省煤炭产业链的CO <sub>2</sub> , 2022
	43
<b>图2-11</b>	山西省煤炭产业链分环节碳排放, 2022
	45
<b>图3-1</b>	2022年陕西省能流图(网络图)
	51
<b>图3-2</b>	2022年陕西省能流图(桑基图)
	50
<b>图3-3</b>	陕西省终端消费环节分部门能源消费量构成, 2022
	53
<b>图3-4</b>	2022年陕西省终端消费环节分能源品种消费量构成
	53
<b>图3-5</b>	2022年陕西省煤流图(网络图)
	55
<b>图3-6</b>	2022年陕西省煤流图(桑基图)
	57
<b>图3-7</b>	2022年陕西省电流图(网络图)
	59
<b>图3-8</b>	2022年陕西省电流图(桑基图)
	60
<b>图3-9</b>	陕西省化石燃料燃烧碳排放结构, 按燃料类型分, 2023
	62
<b>图3-10</b>	陕西省煤炭产业链的CO <sub>2</sub> , 2023
	63

---

## 表目录

---

表1-1	“十三五”和“十四五”时期国家政策关于煤炭产业政策导向的变化	20
表1-2	能源“双控”和碳“双控”政策对比	22
表2-1	2022年山西省能源系统综合有效利用率计算表	32
表2-2	山西省煤炭铁路运输通道	37
表2-3	2022年山西省煤炭系统综合有效利用率计算表	42
表2-4	山西省全省碳排放, 2022	42
表2-5	山西省煤炭产业链碳排放, 2022	44
表3-1	2022年陕西省能源系统综合有效利用率计算表	54
表3-2	2022年陕西省煤炭系统综合有效利用率计算表	61
表1-a	山西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2020年至今)	73
表1-b	陕西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2016年至今)	76

---

## Executive Summary

---

China's energy transition is accelerating rapidly, with renewables deployment breaking records in recent years. At the same time, progress is increasingly shaped by a structural tension between the government's short-term energy security priorities and long-term climate commitments. This tension is most visible in China's major coal-producing provinces, particularly Shanxi and Shaanxi, where national energy supply security objectives and decarbonisation goals intersect most directly, and where policy choices over the next five years will have long-term implications for both economic development and emission trajectories.

This report highlights how China's evolving policy framework creates a timely opportunity to guide these short-term "energy security" pressures away from carbon lock-in, rather than towards new investments in coal capacity. In particular, it examines the recent national policy shift from an energy "dual control" system (controlling total energy consumption and energy intensity) to a carbon "dual control" management and evaluation system (controlling total carbon emissions and carbon intensity). The report analyses how this shift could unlock stronger incentives for emission reductions and accelerate structural transformation in carbon-intensive industries for Shanxi and Shaanxi.

Looking ahead to China's 2035 NDC as well as the advent of the 15th Five-Year Plan (FYP, 2026-2030), this report outlines pathways for how the central and provincial governments can strategically reposition coal regions from fossil energy bases to innovative manufacturing hubs. It further demonstrates how economic restructuring at the subnational level towards higher-end manufacturing, clean energy supply and a more resilient labour force can transform the low-carbon transition into a source of sustainable growth and long-term competitiveness.

### **Shanxi and Shaanxi under shifting national priorities**

Since the 11th FYP (2006-2010), China has accelerated efforts to concentrate coal production in its central and western regions as part of a broader strategy to strengthen supply coordination and improve system efficiency. By 2024, Shanxi, Shaanxi, Inner Mongolia and Xinjiang were producing 3.9 billion tonnes of raw coal per year – 81.6 percent of national output – up 14.8 percentage points from a decade earlier (China National Coal Association, 2024). This concentration continued even during periods of national production decline in 2015-2016, underscoring the structural importance placed on these regions for China's energy system.

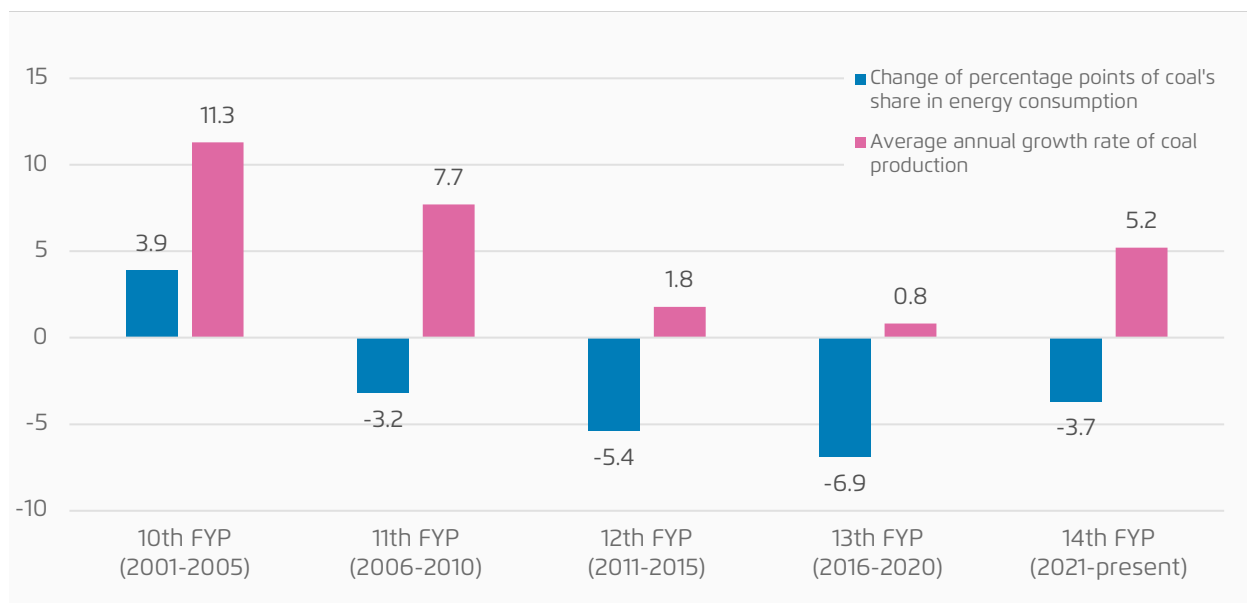
Central policy has long sought to balance energy security, green development and economic efficiency, with different priorities emphasised across planning periods. During the 13th FYP (2016-2020), for example, air pollution control featured prominently, leading to coal consumption caps in key provinces and the largest decline in coal's share of the energy mix observed in any planning period (Figure 0-1).

After 2020, the landscape began to shift again. Geopolitical tensions, trade frictions, the global fossil energy crisis and market volatility increasingly influenced China's domestic energy policy debates – as well as coal price dynamics. In response, the Chinese government placed greater emphasis on ensuring supply adequacy and system reliability. Within this policy framing, coal was positioned as a "stabilising" component of the energy system, accompanied by renewed policy support for increasing production.

To support this objective, measures were introduced to accelerate the release of advanced coal production capacity and the approval of mature projects, triggering a new wave of large-scale capacity

Share of coal consumption and growth of coal production, 2001-2024

→ Fig. 0-1



National Bureau of Statistics

expansion. The policy orientation towards coal power also underwent a major adjustment – from “strict control” under the 13th FYP to “rational development” under the 14th FYP. The principle of “establish before dismantling”, formally articulated in 2022, reflects a sequencing approach to the energy transition, whereby new, reliable and clean energy capacity must be fully built and operational before any existing fossil fuel capacity – especially coal – is phased out. As of 2024, the average growth rate of coal production under the 14th FYP had reached its highest level in a decade, almost three times the level recorded during the 12th FYP.

Under this national policy orientation – centred on increasing production and ensuring supply – Shanxi and Shaanxi took on an increasingly prominent role in China’s coal supply system. Their shares of raw coal and coke production reached ten-year highs in 2020 and 2021 and have largely remained at these elevated levels since. In 2024, Shanxi and Shaanxi accounted for 27 percent and 16 percent of China’s total raw coal production, respectively, while their shares of national coke output stood at 19 percent and 9 percent. More than half of their coal output was exported to other provinces, and over 30 percent of their electricity was transmitted elsewhere within China (Figure 0-2, Figure 0-3). These interprovincial

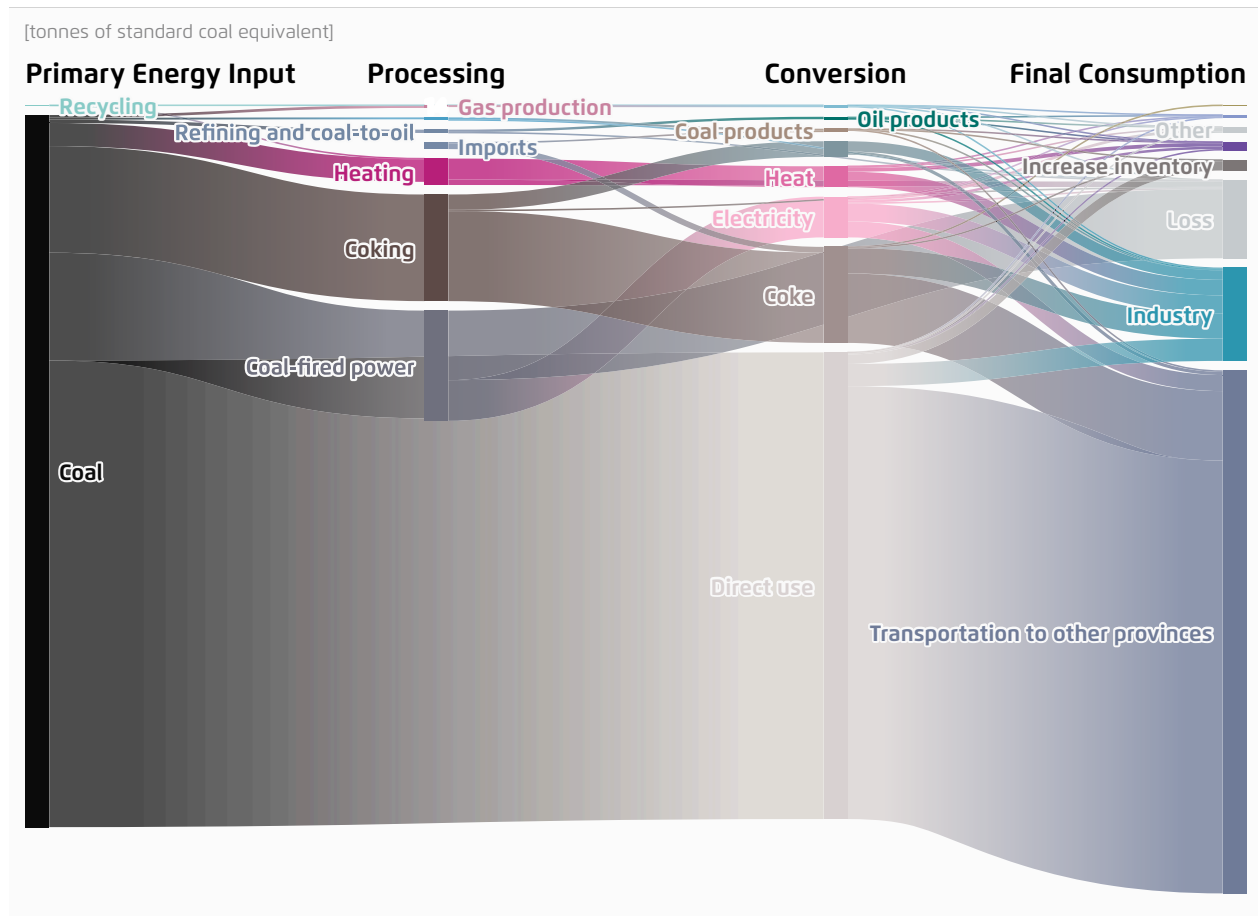
flows highlight the extent to which provincial energy systems are embedded within, and shaped by, national supply security objectives.

While national policies have reinforced Shanxi’s and Shaanxi’s roles as so-called pillars of energy security in the short to medium term, their economic structures and emission profiles have also become increasingly locked into carbon-intensive pathways. As China advances towards its carbon peaking and neutrality commitments, this dual role – energy stabiliser today and decarbonisation front-runner tomorrow – adds significant complexity to the transition. Provincial governments face a difficult balancing task: they are expected to guarantee coal supply for national energy security, while avoiding long-term reliance on high-carbon industries. Solving this dilemma requires not only technological and industrial upgrading at the provincial level, but also clear and credible policy signals from the central government to align energy security imperatives with long-term climate goals.

In the above context, the direction taken by these two provinces will significantly shape China’s ability to reconcile supply security with a credible post-2030 emission decline.

Coal flow diagram of Shanxi province, 2022

→ Fig. 0-2



1. Coal inputs include local coal production of 848.69 million tonnes of standard coal equivalence, with 79.22 million tonnes of standard coal equivalence transferred in, and a reduction in inventory of 2.09 million tonnes of standard coal equivalence. The inputs also include 16.77 million tonnes of standard coal equivalence in the form of cleaned coal transferred in.  
 2. This figure only considers raw coal used for local consumption and does not include 131.19 million tonnes of standard coal equivalence transferred out and 0.21 million tonnes of standard coal equivalence exported.

National Bureau of Statistics

### China's evolving "dual control" framework: from energy to carbon

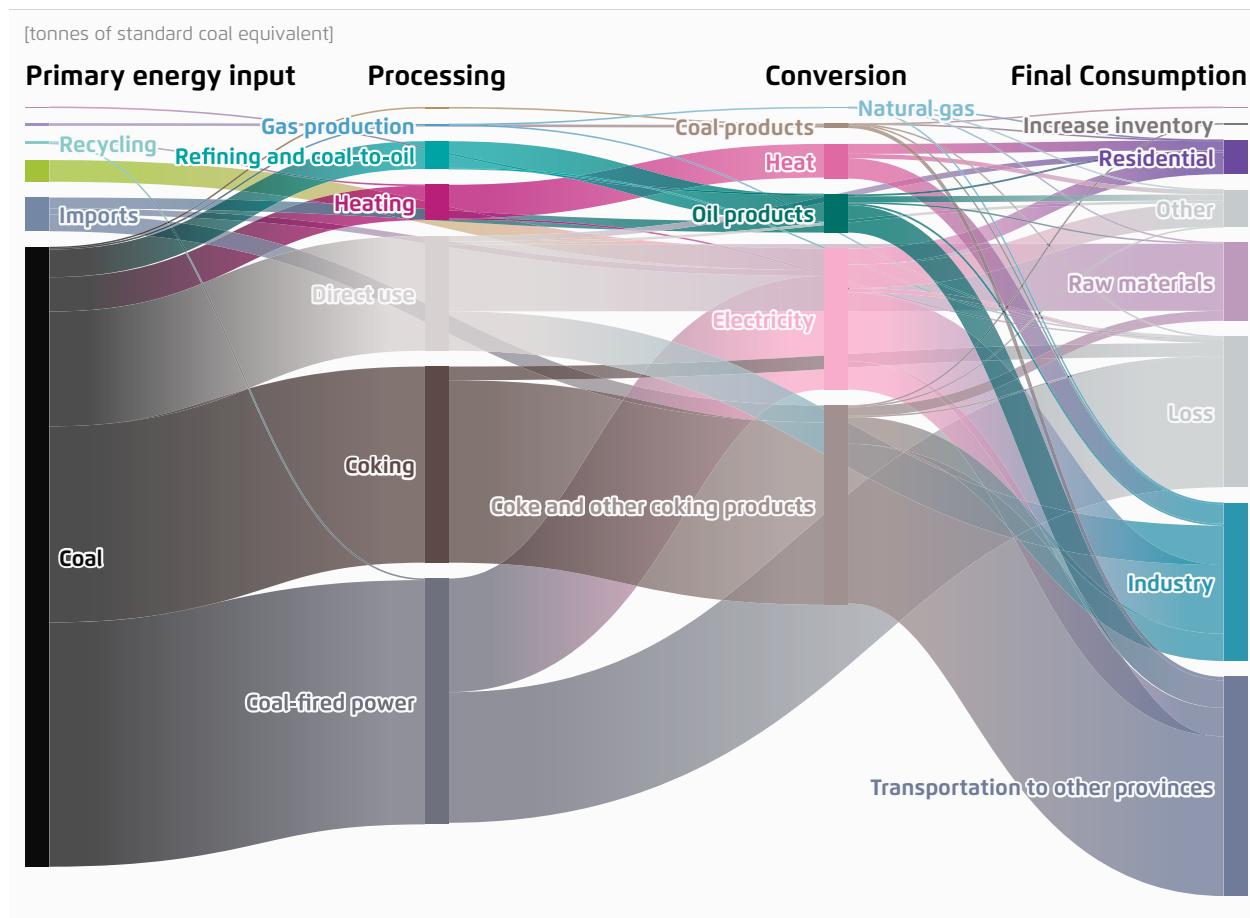
Since 2020, China has accelerated reforms to its governance framework for energy- and emission-intensive projects. During the 12th FYP (2011–2015), China implemented the aforementioned "dual control" policy on total energy consumption and energy intensity (energy consumption per GDP or energy consumption per unit of product) to manage its energy system. This approach focused on how much energy was used and how efficiently it supported economic growth. Provinces and industries were given targets to limit overall energy use and improve efficiency, which

helped moderate energy demand growth but did not directly reflect climate impact. However, energy controls did not differentiate between high-carbon and low-carbon energy sources: consuming renewable electricity and burning coal were treated similarly in accounting terms.

In 2021, Beijing proposed a strategic shift – from controlling energy consumption to managing carbon emissions – by introducing the concept of a carbon emissions "dual control" system. This shift represented a move from input-based management to outcome-based climate governance. By prioritising emissions rather than energy consumption, the

Coal flow diagram of Shaanxi province, 2022

→ Fig. 0-3



1. Coal inputs include local coal production of 534.84 million tonnes of standard coal equivalence, with 29.67 million tonnes of standard coal equivalence transferred in, and a reduction in inventory of 0.40 million tonnes of standard coal equivalence. The inputs also include 7.91 million tonnes of standard coal equivalence in the form of cleaned coal transferred in, 0.71 million tonnes of standard coal equivalence in the form of other washed coal transferred in, and 0.45 million tonnes of standard coal equivalence in the form of coal gangue transferred in.

2. This figure only considers raw coal used for local consumption and does not include 377.02 million tonnes of standard coal equivalence of raw coal transferred out, 17.33 million tonnes of standard coal equivalence of cleaned coal transferred out, and 11.18 million tonnes of standard coal equivalence of other washed coal transferred out.

National Bureau of Statistics

emerging framework better aligned climate objectives with economic development, strengthening incentives for clean energy deployment and electrification, and providing greater flexibility for regions to pursue growth pathways that are both low-carbon and economically viable.

In 2024, the State Council of China set out a roadmap for a nationwide carbon control framework. The roadmap proposed two phases for implementation: during the 15th FYP (2026-2030), the government will prioritise carbon intensity control, supported

by total emission caps, while strengthening carbon accounting, evaluation and product carbon footprint systems to support carbon peaking. After peaking (by 2030), total emission control will become the dominant mechanism to drive a sustained emission decline.

The allocation of these climate targets is similar to the European Union's Effort Sharing Regulation. National carbon emissions and intensity targets will be allocated to provinces, then to cities and key enterprises based on a series of methodologies that are still under

development, but indicators such as regional strategic position, economic development status and historical emissions are generally agreed to be considered. This policy structure is processing at a steady pace. Within the 15th FYP, a provincial carbon budget management system and target evaluation assessment system are expected to be established. This leaves open a valuable policy window for provincial governments to reshape their energy and economic structure.

As China enters the 15th FYP, national coal consumption is expected to peak and gradually stabilise, signalling a structural turning point for coal-dependent regions such as Shanxi and Shaanxi. This transition provides a key opportunity to align energy security with long-term climate objectives – avoiding new investments in coal capacity, while creating space for new development pathways. Against this backdrop, the report highlights the significance of the national policy shift from energy dual control to carbon dual control. It illustrates how this shift can provide clearer signals for managing coal capacity, facilitate the orderly phase-down of coal projects and help prevent potential carbon leakage from energy-exporting provinces. By strengthening carbon-based governance, the new framework can remove structural constraints on industrial upgrading and support a more coordinated transformation of coal-reliant economies.

More than ever, provinces such as Shanxi and Shaanxi need a clear understanding of their emission baselines, sectoral composition and supply chain dynamics to design effective reduction strategies. This report traces energy flows and quantifies where emissions occur along the coal industry chain to identify the sectors where transition policy will have the highest leverage. It also provides essential data and methodological guidance for policy design. The study aims to support provinces in translating national targets into specific regions, industries and key enterprises, enhancing the feasibility, transparency and measurability of policy implementation.

## The coal industry chain and carbon emissions in Shanxi and Shaanxi

Analysis conducted by Agora Energy China estimates fossil energy-related carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions in Shanxi,<sup>1</sup> with a focus on CO<sub>2</sub> emissions along the coal industry chain in 2022. Emissions from Shanxi's coal industry chain cover CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel use during coal production, transportation, processing and conversion, and final consumption (Figure O-2).

In 2022, Shanxi's energy consumption-related CO<sub>2</sub> emissions totaled 619 million tonnes. Emissions from the combustion of coal, natural gas and oil accounted for 94 percent of the total, while 6 percent came from industrial process emissions. Coal combustion alone contributed 88 percent of the province's total CO<sub>2</sub> emissions. In addition, CO<sub>2</sub> emissions associated with electricity exported from Shanxi to other provinces represented 17 percent of the province's total emissions.

Emissions from fossil energy consumption along the coal industry chain reached 575 million tonnes, accounting for 93 percent of Shanxi's total CO<sub>2</sub> emissions. Nearly all these emissions (97.8 percent) occurred during the coal conversion and final consumption stages (Figure O-4). The three largest emitting sectors were power and heat generation (about 60.1 percent of total coal-chain emissions), iron and steel production (20 percent) and coking (8.3 percent).

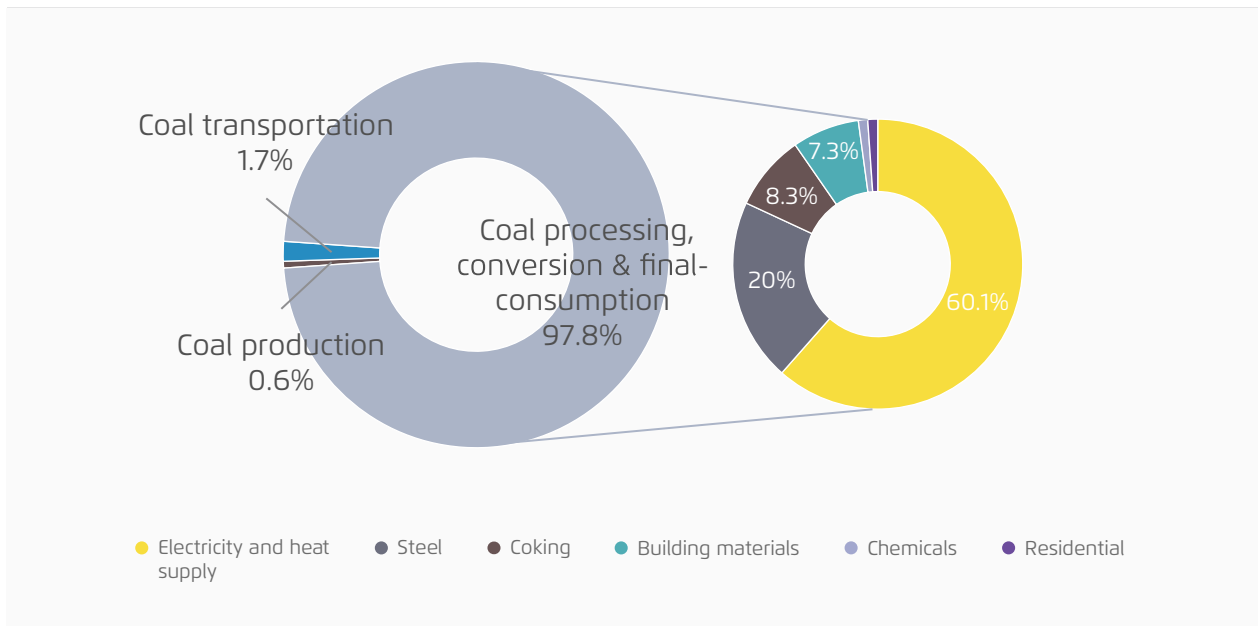
CO<sub>2</sub> emissions from the power and heat, iron and steel, and coking sectors mainly result from coal combustion. In contrast, 52.7 percent of CO<sub>2</sub> emissions in the building materials sector<sup>2</sup> come from industrial processes. Emissions in the chemicals industry and the residential sector are primarily driven by electricity use, accounting for 67.1 percent and 76.6 percent of their respective sectoral emissions.

1 Fossil fuel combustion and process emissions of industries, including cement, lime and crude steel manufacturing.

2 Cement, glass, ceramics and lime.

CO<sub>2</sub> emissions by segment of the coal industry chain in Shanxi province, 2022

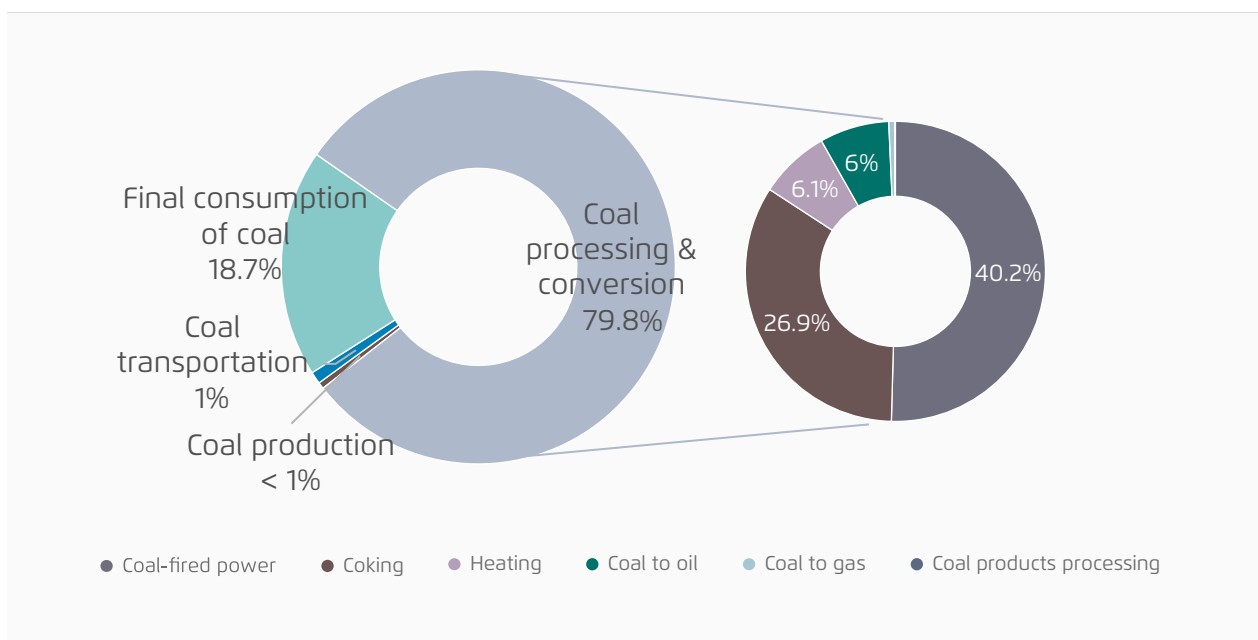
→ Fig. 0-4



Authors' calculation based on Shanxi Statistical Yearbook 2023

CO<sub>2</sub> emissions by segment of the coal industry chain in Shaanxi province, 2023

→ Fig. 0-5



Authors' calculation based on Shaanxi Statistical

In Shaanxi, CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion (excluding process emissions) reached 430 million tonnes in 2023, around 10 percent of which came from electricity exported to other provinces. Coal combustion alone accounted for 78.2 percent of total CO<sub>2</sub> emissions, while oil and natural gas contributed 13.6 percent and 8.2 percent, respectively.

Along the coal industry chain in Shaanxi, the combustion of coal, oil, and natural gas generated 352 million tonnes of CO<sub>2</sub> equivalent, accounting for 91 percent of the province's total emissions.

Similar to Shanxi, around 97.5 percent of emissions along the coal industry chain occurred during the coal processing, conversion and final consumption stages (Figure 0-5).

However, sectoral compositions differ. Power and heat generation accounted for a smaller share (46.3 percent), while coking contributed a larger share, at nearly 27 percent of total coal chain emissions. Notably, around 6.5 percent of emissions came from coal-to-oil and coal-to-gas processes, the latter of which is referred to in China as being part of the so-called "modern coal chemical industry", making this sector a key priority for carbon reduction in Shaanxi.

### Policy recommendations

The report's calculations show that Shanxi and Shaanxi face common structural challenges in their coal industry chains when it comes to carbon reduction. As China's energy bases and industry pillars, both provinces are in urgent need of a coordinated and consistent national-level direction to transition away from coal industries. This should be supported by differentiated, locally anchored sector-specific measures. Both provinces exhibit significant upstream-downstream imbalances. While downstream sectors (coke, steel, cement, chemicals) face shrinking demand and stricter energy as well as upcoming carbon control constraints, upstream mining remains profitable due to energy security policies, tempting local governments to rely on expanded coal output for GDP growth and fiscal revenue.

However, this approach carries growing risks: continued downstream weakness may lead to inventory buildup, financial stress and cascading debt risks across supply chains. Such high-carbon dependence may delay clean energy deployment and increase systemic economic risks. Over the past five years, coal production and consumption in the two coal-producing provinces have once again reached record highs. Looking ahead, the energy and climate policies of Shanxi and Shaanxi over the next five years will be decisive in mitigating carbon lock-in risks and managing transition costs.

With the expansion of China's carbon market coverage and the establishment of the carbon dual control mechanism, China's climate governance is increasingly characterised by market-based mechanisms combined with regulatory constraints on CO<sub>2</sub> emissions. This framework allows clean energy consumption to continue growing while limiting the expansion of fossil fuel use. Shanxi and Shaanxi are well positioned to leverage this evolving policy environment to accelerate the low-carbon and strategic transformation of their coal industries. With a view to the national 15th FYP beginning in 2026 as well as the regional 15th FYP schedule for formal adoption in late 2026 or early 2027, several policy recommendations can help support stronger alignment:

→ At the national level:

- Set a quantified national carbon emissions cap based on China's updated Nationally Determined Contribution, and allocate it across provinces and key sectors.
- Set clear peaking levels and timelines for national coal production and coal power capacity to guide long-term planning and investment decisions.
- Strictly cap new conventional coal mining and power projects to reduce stranded asset risks and minimise post-2030 transition costs.

→ At the provincial level:

- Translate carbon peaking and neutrality goals into measurable coal consumption and carbon emission indicators to ensure accountability and policy coherence.

- Develop industry-specific roadmaps with phased targets accompanied by quantitative impact assessments on just transition dimensions such as employment, workforce skills and social protection.
- Allocate national carbon dual control indicators across cities and sectors using a scientific and differentiated approach, setting tailored reduction targets to avoid a uniform “one-size-fits-all” implementation model.
- Establish carbon budget management systems, conducting annual emission trend analyses and integrating energy and carbon assessments into investment project approvals to ensure alignment with national climate objectives.

long-term transition plans, including coal and coal power phase-down timelines, supporting industrial and technological upgrading and implementing just transition measures, provincial governments can help minimise social and economic disruptions while maintaining workforce stability and community well-being.

### Long-term development recommendations

Maintaining strategic consistency is vital amid global geopolitical volatility. While recent events have prompted some nations to temporarily increase reliance on fossil fuels, these developments have only marginally affected broader structural trends around coal, which is plateauing in Asia and phasing-down for economic reasons in other regions. Short-term fluctuations should not be mistaken for a reversal of the broader clean transition trend – neither in China nor globally. Reducing dependence on single external energy sources, expanding renewables, modernising power systems and improving energy efficiency remain essential components of China’s long-term energy security strategy. At the same time, international cooperation – around critical minerals value chains, clean technologies and green finance – are critical to achieving global climate goals.

As China’s carbon dual control framework evolves, significant structural changes are expected to reshape the country’s energy systems. In this context, by defining the long-term functional roles of energy-producing provinces like Shanxi and Shaanxi within the 2060 carbon neutrality framework, the central government can support their transition from “coal supply centres” to green energy and clean manufacturing hubs – integrating clean power supply, advanced materials, energy equipment manufacturing and hydrogen innovation. By developing

# 1 研究背景

## 1.1 必要性

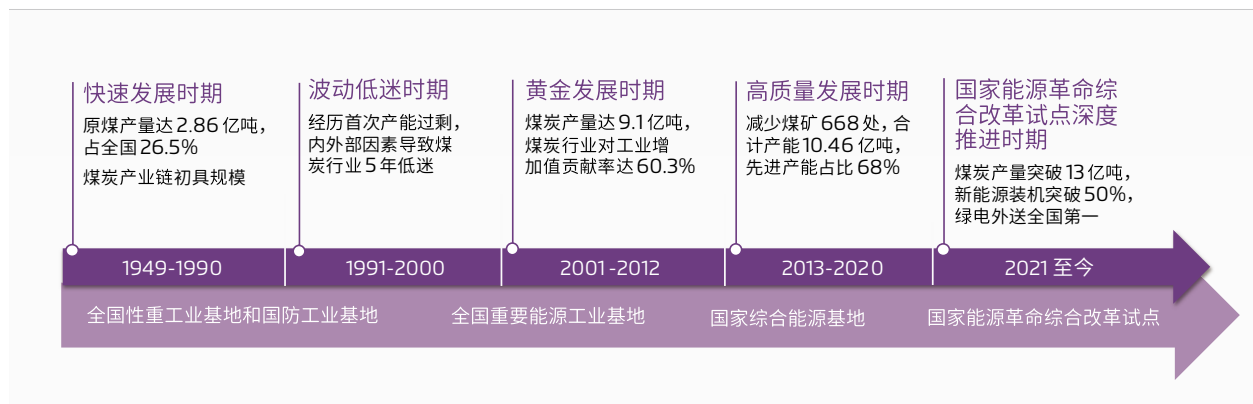
### 1.1.1 煤炭生产省在全国能源系统中的角色

2024年,山西、陕西、内蒙古、新疆四省的原煤产量为39亿吨,占全国的81.6%(中国煤炭工业协会,2024),比十年前提高14.8个百分点。根据统计局分省月度数据,2025年四

省的煤炭产量总和增长1.6%,超过全国煤炭产量增速0.4个百分点,集中度持续提高。在国家加快将煤炭生产重心向中西部转移的政策下,尽管煤炭生产量在2015-2016年经历下滑,晋陕蒙新四省(区)的煤炭产量占比在持续增长。山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地的建设不断完善壮大。

### 山西煤炭产业发展历史

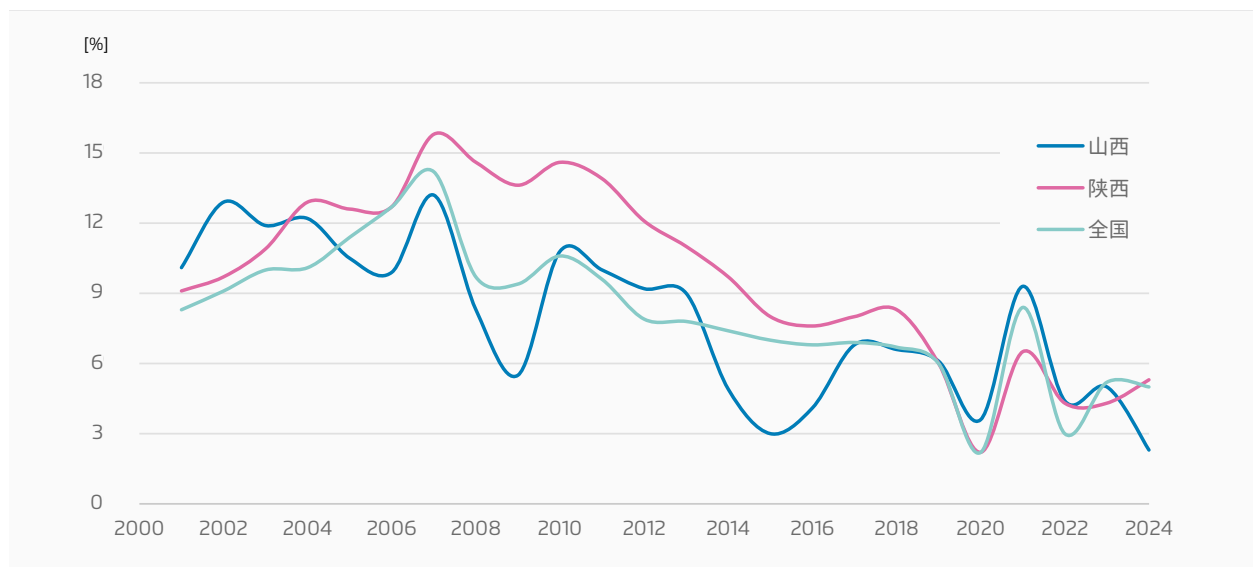
→ 图 1-1



作者绘图

### 山西、陕西与全球GDP增速,2000-2024

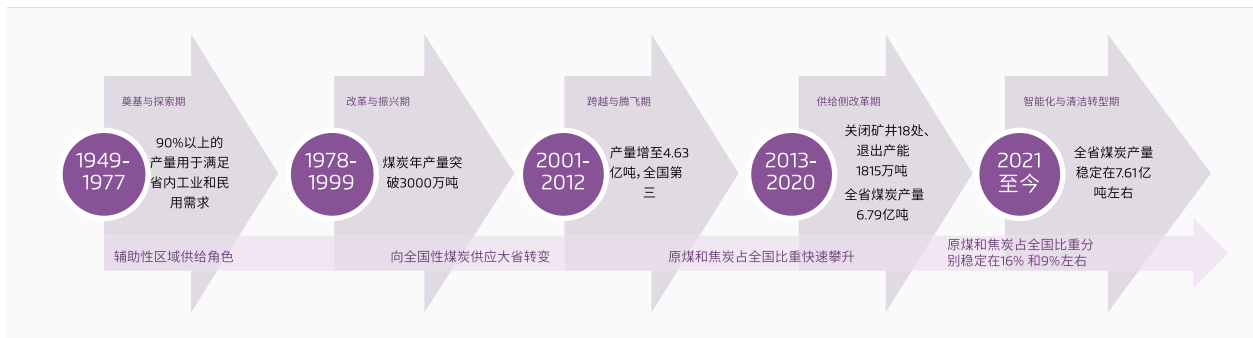
→ 图 1-2



山西省统计局(2025),国家统计局(2025)

## 陕西煤炭产业发展历史

→ 图 1-3



作者绘图

山西作为中国最老牌的煤炭基地，拥有悠久的开采历史（见图1-1）。山西经历了五个煤炭发展时期，自建国以来，山西建立了完整的产业链，从开采、洗选、加工、运输、转换到终端消费，煤炭相关的产业从第二产业辐射到第三产业。在山西，每一个煤炭开采岗位，能拉动其他行业3.62个就业岗位（博众智能源转型，2024）。

长期以来，山西形成“一煤独大”的产业结构，经济增长对煤炭及相关重工业依赖度极高，受煤炭价格和市场需求影响严重。2000-2011年，山西依托“煤炭黄金十年”实现高速增长，GDP年均增速与全国同步保持高速增长，但增速波动性显著高于全国（图1-2）；2012年后，煤炭市场需求逐步下降导致山西经济增速明显下滑；2021年煤炭市场回暖，山西省GDP增速达9.3%，位列全国第三，但此后煤炭市场再度下行，经济增速随之回落，至2024年已降至全国末位。值得注意的是，尽管2025年山西以13.04亿吨的煤炭产量重新位居全国第一，但经济增速仍处于全国末位，反映出资源型增长模式的边际效应持续减弱，经济结构转型压力进一步加大。

2024年山西省地区生产总值为25494.69亿元，实际增速2.3%，远低于全国平均水平5.0%，名义增速为-2.1%，经济增速居全国末位。人均GDP为73769元，仅达全国平均水平95749元的77%，居民人均可支配收入32441元，仅占全国平均水平41314元的78.5%（山西省统计局等，2025a；国家统计局，2025a）。

陕西也是全国较早开始发展煤炭产业的省份。改革开放之后，陕西的优质动力煤产业迅速扩张（图1-3）。21世纪初的十年，陕西煤炭产业跨越式发展，产量规模迅速攀升至全国第三。2024年陕西煤炭产量达到7.80亿吨，占全国总产量的16.4%，产量仍稳居全国第三。

除了优良的煤层条件和煤质，陕西还蕴藏着丰富的石油和天然气资源。丰富的化石资源助力陕西将煤炭产业优势延伸到能源化工产业，使后者成为陕西五大经济支柱产业之一。2022年，陕西的能源工业对全省GDP增长的贡献率为28%。2023年，全省化工材料产业总产值占第二产业生产总值比重达到11.2%。2024年能源工业占规上工业增加值64.4%，煤油资源富集的陕北地区贡献全省28%的GDP。

对比山西，陕西的多元化基础更好，形成了能源化工、装备制造<sup>3</sup>、战略性新兴产业<sup>4</sup>、现代农业及文旅等多产业驱动的格局，对煤炭的依赖度低于山西。陕西的发展瓶颈主要在“陕北-关中-陕南”区域发展不均衡：化石能源资源主要集中在陕北，2023年陕北的两大能源重镇人均GDP接近16万元；关中地区的半导体、新能源汽车制造业虽然增长迅速，但整体体量不及传统能源行业，人均GDP 7.8万元；陕南地区以山区为主，大部分属于国家限制开发的重点生态功能区，人均GDP 5.2万元，关中和陕南地区的人均GDP均不及全国平均水平9.2万元（陕西省统计局，2024）。

3 汽车制造业为主。

4 以光子、半导体、人工智能、生物医药等为主。

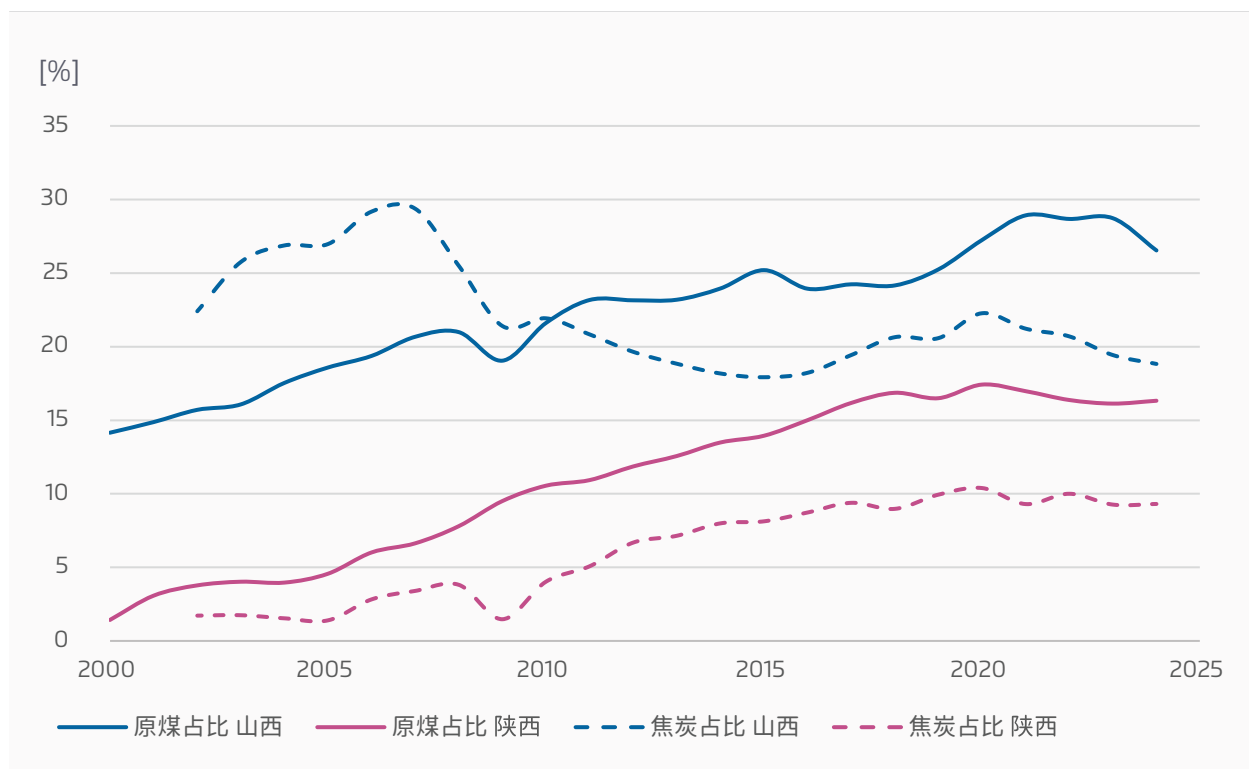
山西和陕西在全国能源系统中的角色随着国家能源发展战略的调整而不断变化。在政策、市场以及外部因素的综合背景下，中国的能源战略不断在“安全、绿色、经济”之间进行动态平衡。国内煤炭市场一方面受到国内政策的强力引导，另一方面在宏观经济波动、能源转型大趋势与新能源竞争下，国内市场供需格局正在经历深刻变化。同时，国际关系与国际市场近年来对国内能源政策与煤价的影响也愈加显著。欧洲能源危机、国际贸易摩擦等外部冲击增强全球各国对能源安全的重视，中国的能源政策将能源安全的权重提升到了前所未有的高度，在“安全、绿色、经济”这个不可能三角中，安全成为现阶段最优先的考量，中国政府重申并强化“煤炭是压舱石”。

自2021年起，面对能源供应紧张与价格波动的严峻形势，中国政府从三方面强化了煤炭在能源安全与能源转型中的作用。

首先，国家层面密集出台了一系列政策，将能源发展重心转向煤炭的“增产保供”。其标志性事件是2021年10月8日召开的国务院常务会议，会议明确部署推动具备增产潜力的煤矿释放先进产能，加快核准一批条件成熟的煤矿项目，这是2021年保供系列政策中具有决定性意义的一次会议，拉开了大规模产能核增的序幕。此后，2022年2月国家发改委发布的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》通过稳定价格预期，激励煤炭企业持续进行安全投入和增产保供，构建保供稳价的长效机制。

山西和陕西的煤炭与焦炭产量全国占比,2000-2024

→ 图 1-4



国家统计局、山西省统计局、陕西省统计局

其次，国家对煤电的定位也发生了深刻的战略性转变，从“十三五”期间的“严控”转变到“十四五”的“合理发展”。2022年3月发布的《“十四五”现代能源体系规划》中提出“根据发展需要合理建设先进煤电”，并明确煤电作为“基础保障性和系统调节性”电源的作用。

第三，政府确立能源转型中“先立后破”原则，为煤炭在中长期内持续发挥“压舱石”作用提供政策背书。这一原则在2022年3月《国务院政府工作报告》中明确提出，强调在“先立后破、通盘谋划”的原则下推动能源转型。

在“增产保供”的政策引导下，山西和陕西在全国煤炭保供中的作用随之强化。山西和陕西生产的原煤与焦炭占全国的比重在2020-2021年攀升至十年来峰值。近年来，山西的原煤和焦炭产量占全国的比重略有下降，陕西的原煤和焦炭占比基本稳定在峰值水平（图1-4）。2024年，山西和陕西的原煤产量分别占全国总量的27%和16%；山西和陕西的焦炭产量分别占全国总量的19%和9%。

2024年，山西50%以上煤炭、70%以上的焦炭通过铁路、公路或水陆联运等方式外调出省，保障河北、山东、江苏、浙江、天津等区域的煤炭供应。山西向省外输送电力1546.9亿千瓦时，占全省发电量的34%（山西省统计局等，2025a）。

2023年，陕西有70%以上煤炭、80%以上焦炭外送外省，保障河南、山东、湖北、湖南、重庆等24个省（区、市）的煤炭供应（国家统计局，2024）。2024年，陕西外送电量935.70亿千瓦时，占全省规模以上发电量的29.5%（陕西省统计局，2025）。

全国能源政策在强调“安全”的同时，也在纵深推进“双碳”目标引领的能源转型。身为传统能源基地的山西和陕西也面临越来越严格的碳排放与环境约束。“十四五”期间，国家重点推动对高能耗项目的审批监管制度从能源消费总量和强度“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，意味着煤炭生产大省在肩负安全保供责任的同时，还需要完成量化的碳排放目标。山西和陕西输送给外省的电力产生的碳排放量分别占本省碳排放的17%和10%。除此之外，还有外送的原煤、焦炭以及其他煤炭产品，这些产品在生产过程中产生的碳排放也都会计算在本省的“碳双控”考核范围，无疑将加重山西省和陕西省的减碳压力。在此背景下，诸如山西、陕西这样的产煤大省需要平衡好能源安全保供与减碳节能的关系。

### 1.1.2 煤炭产业政策与能源转型政策的一致性

从国家层面来看，中国的煤炭产业政策与绿色低碳转型政策在推进过程中，尚未完全实现步调一致，尤其是短期的保供政策为双碳目标的实现带来挑战。这种阶段性不协

“十三五”和“十四五”时期国家政策关于煤炭产业政策导向的变化

→ 表 1-1

维度	“十三五”时期 (2016-2020)	“十四五”时期 (2021年至今)
核心矛盾	空气污染(雾霾治理)、产能过剩	能源安全保供、绿色低碳转型
政策基调	做减法:总量控制,淘汰落后	有保有压: 保障供应,清洁高效
供给导向	去产能: 淘汰落后与过剩产能,严控新增	保供稳价: 释放先进产能,建立产能储备制度,强化中长期合同
消费导向	减量替代: 重点区域煤炭消费负增长,散煤治理	控量增效: 严格合理控制消费增长,大力推进清洁高效利用
区域政策	重点区域攻坚: 例如京津冀及周边地区煤炭消费总量下降约10%	全国统筹与基地保障: 优化开发布局,建设晋陕蒙新等五大煤炭供应保障基地
产业转型	存量优化:淘汰落后,推动兼并重组	系统升级: 智能化开采,燃料原料并重,拓展产业链

作者根据国家政策梳理

调，主要受到国际能源格局变动与国内能源安全保供目标的双重影响，反映出短期能源供应保障需求与长期结构优化、环境气候保护目标之间需要进一步统筹的现实情况。

作为一个兼具超大规模经济体特征与复杂发展阶段的“混合经济体超级大国”（Kevin Tu, 2020），中国在制定能源气候政策时，呈现出优先事项阶段性变动的特征，这是政府在多重因素和目标考量下做出的抉择。当前，在经济增长承压与能源安全挑战叠加的背景下对于减排工作的推进力度在短期内存在一定不确定性，“保供”与“降碳”双轨并行的特征在后新冠时代更显突出。

从表1-1可以看出，煤炭去产能与保供要求之间呈现出周期性的张力。“严控”与“限制”这类强制性词汇在“十三五”时期常见于新增产能、煤炭消费总量等领域，体现了国家用刚性手段在能源结构转型与环境治理方面的决心。“有序”与“合理”这类引导性词汇在“十四五”时期出现频率增高，例如“有序核准”、“严格合理控制消费增长”，反映了政策在多重目标间寻求平衡的审慎。“十四五”时期对煤炭的关键词为“保障”与“兜底”，明确了煤炭的定位为“能源安全的压舱石和稳定器”。

煤炭生产大省的产业发展与能源转型方向直接受到国家层面政策的引导。这些省份在承担能源保供责任的同时，也面临着产业结构调整与低碳转型的双重压力。国家政策的动态调整会直接影响地方在产能控制与保障供应之间的平衡点，这使得地方层面的政策执行往往呈现出与国家宏观目标既协同又存在张力的复杂局面。附录1-a和1-b分别对山西省和陕西省2016年以来的煤炭产业和能源转型政策做了梳理。

双碳目标不仅仅是气候目标，更是经济社会向更可持续发展模式全面转型的重要指引。因此，在制定全国层面的能源政策时，需统筹考量短期能源安全与长期可持续发展的协同与张力，确立清晰稳定的战略方向，以便在应对短期矛盾时能有序调整，同时也避免因临时性措施频繁波动而偏离可持续发展的长远轨道。

需要明确的是，中国的气候承诺不仅是履行国际责任、展现负责任大国形象的关键举措，更深层次上是驱动国内经济社会向绿色、低碳、高质量转型的内在需求，直接关乎长远的经济发展活力与人民福祉。中国能否将其发展目标与减排任务有效结合，将成为影响其“碳达峰目标如期实现”承诺兑现程度的关键因素。在这一过程中，需要建立更具弹性和前瞻性的政策体系，以协调中央与地方、短期与长期、发展与减排之间的多重关系。

### 1.1.3 能源双控到碳双控的变化和影响

能耗双控制度起源于“十一五”时期的节能减排政策（新华社，2006）。随着“十二五”期间首次提出“实施能源消费强度和总量的双控制”（国务院，2011），“双控”制度趋于完善。“十三五”时期（2015-2020），党的十八届五中全会正式提出实行能耗总量和强度双控。随着能源消费总量和能源消费强度成为经济社会发展的重要约束性指标（新华社，2021），以及分解到省级的目标落实机制，“双控”制度正式成为了考核地方经济的抓手，制度建设更趋健全。2021年是中国“双碳”元年，党的二十届三中全会提出建立从能耗“双控”向碳排放“双控”全面转型的新机制。2024年，国务院发布《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，推进碳排放双控体系建设。本报告认为，全国层面从能耗“双控”转向碳排放“双控”的积极政策转变，是从过程导向的考核机制向结果导向的重要转变，为煤炭生产大省重塑能源定位、推动产业升级提供了重要的机遇窗口。

能源“双控”向碳排放“双控”的转变，表明中国政府开始将气候变化作为核心要素纳入国家能源转型的长期战略。国际能源署（IEA）曾提出影响全球能源决策的“三难困境”——经济发展、能源安全与环境保护。随着全球能源系统的复杂性和关联性持续增强，影响能源与气候政策决策的关键因素在数量与内涵上也不断扩展。一项新研究提出了涵盖能源系统安全（Security of energy system）、经济发展（Economic development）、气候变化（Climate change）、技术成熟度（Technological readiness）、监管负担（Regulatory burden）以及其他紧迫问题（Other pressing issues）的“SECTOR”评价体系，以便更加全面地评价处于快速变革与转型中的全球能源格局（Kevin Jianjun Tu, 2024）。将气候变化明确列为独立且关键的评价维度，反映出全球能源治理已从单纯平衡能源与经济、安全的关系，转向在多目标协同中突出气候议题的核心地位。

碳“双控”机制的提出，意味着决策重心从能源使用本身转移到能源使用的气候影响，不再单一限制能源消费量，而是以碳排放为约束指标，引导能源结构向低碳化根本转型。气候目标不再仅被视为环境保护的一部分，而是被提升为国家能源经济发展战略的重要核心原则之一。如果得到科学设计与有效实施，该制度将推动长期气候承诺嵌入能源系统的规划、投资与监管全过程，支持在多重目标动态平衡中，坚定碳中和的发展方向。

能源“双控”和碳“双控”政策对比

→ 表 1-2

维度	能源“双控”政策	碳“双控”政策
控制对象	能源消耗总量和单位GDP能源消耗量	二氧化碳等温室气体的排放总量和单位GDP碳排放量
控制目标	保障能源安全	清洁低碳转型
控制范围	能源活动，包括工业、交通、建筑等领域	能源活动和非能源活动
实施方式	从上至下，执行刚性	市场模式，协同联动
实施的时间节点和步骤	“十一五”以来，逐步建立并实施能源总量和强度双控制度。 “十四五”末、“十五五”初为政策的过渡期	到2025年，碳排放统计核算体系进一步完善；“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度；碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度
对可再生能源态度	纳入考核	不纳入考核

作者根据国家政策梳理

能耗“双控”政策和碳“双控”政策在内涵上有显著差别，表1-2从控制对象、控制目标、控制方式、实施方式和步骤，以及对可再生能源态度等几个方面对二者进行了对比。

**碳“双控”政策是在能耗“双控”政策基础上的继承和完善。**一方面，能耗“双控”更多关注能源活动，难以涵盖非能源活动产生的碳排放，像水泥生产中的碳酸钙分解、农业活动里稻田甲烷排放等，这些排放对全球气候变暖有显著的影响，但是都不在其监管范畴内。另一方面，随着清洁能源占比的攀升，不同能源品种的能耗强度特征在“能源双控”政策下难以精准体现，传统管控思路难以高效配置能源资源。“碳双控”政策则从过程导向转向结果导向，直接控制温室气体排放，对节能降碳的作用更加直接和全面。此外，“碳双控”政策更多偏向市场模式，通过碳市场与电力市场、煤炭市场等多种市场的协同联动，以碳价形式传导碳成本，例如以碳排放权交易、碳税等方式激励企业自主减排，倒逼企业优化能源结构，引导全社会减少碳排放。

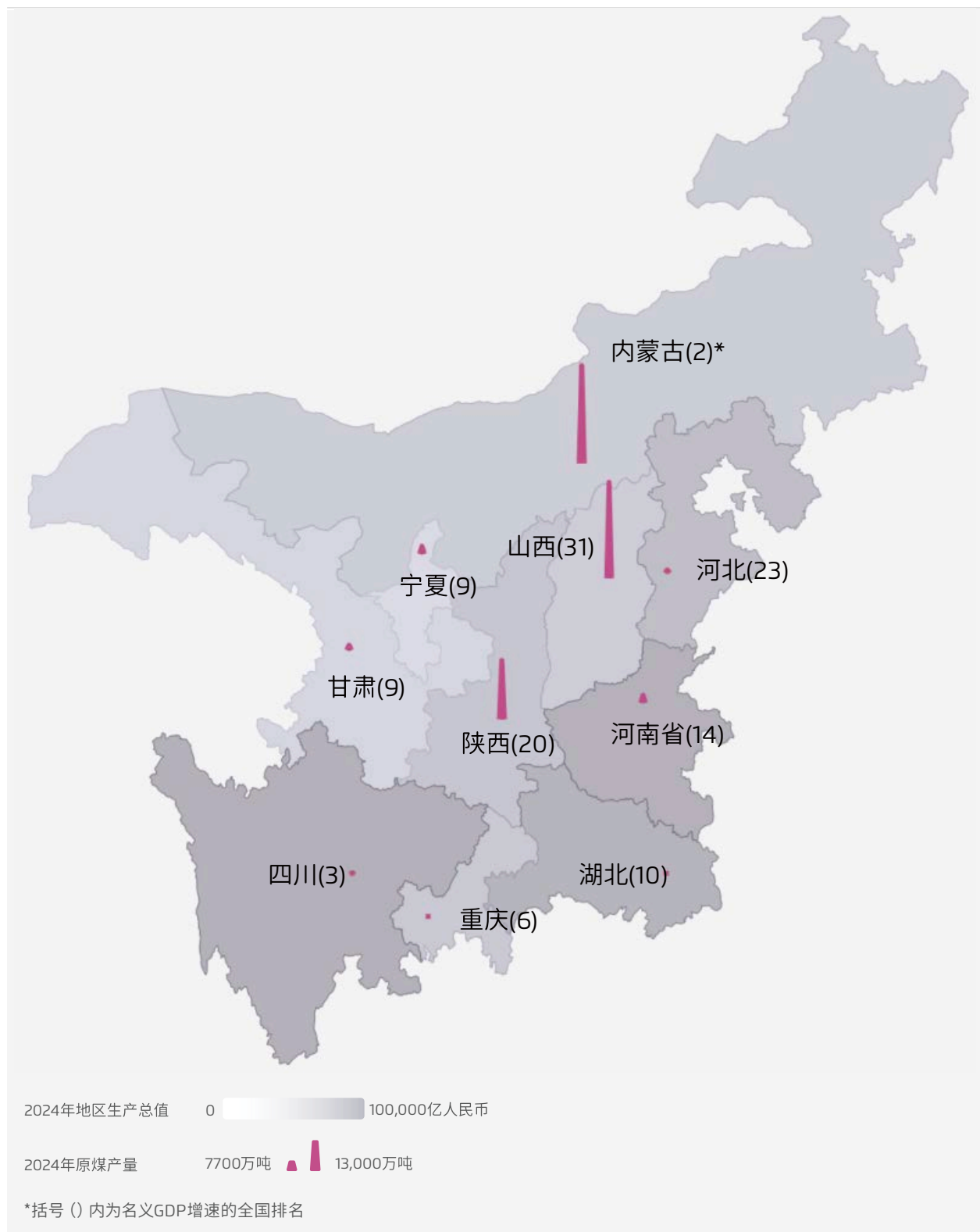
**能耗“双控”向碳“双控”的政策转变对山西省和陕西省的影响主要体现在三个方面。首先，两省“能源供应基地”的地位将有所变化，两省煤电高比例外送的趋势将被扭转。**新的考核制度要求新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，纠正了单纯控制能源消费总量可能对经济发展和可再生能源发展造成的制约。对于山西、陕西

这样的传统能源大省而言，这意味着政策导向从单纯限制用能，转变为更精准地控制化石能源消费产生的碳排放，从机制上将更有效地限制本省煤炭产业发展和煤电规模扩张。

这一变化将进一步对两省的煤电高比例外送现象产生影响。山西和陕西作为全国能源供应大省，是保障周边省份能源供应的主要力量（见图1-5）。从供给侧看，在碳双控的政策导向下，山西和陕西作为西电东送的重要基地，未来晋电外送和陕电外送通道配套煤电规模将受到严格管控，《山西省碳达峰行动方案》规定新建通道可再生能源电量比例原则上不低于50%。《陕西省碳达峰行动方案》规定严控陕电送豫、陕电送皖电力通道配套煤电规模，可再生能源电量比例原则上不低于50%。需求侧看，传统煤炭消费地如东部沿海地区对山西、陕西煤炭的需求将大幅减少，转而投向海上风电、进口天然气等清洁能源。因此，两省的能源角色将由全国能源供应大省向以清洁能源为主的综合能源基地转换。

2024年山西与陕西省及其周边省市(市)地区生产总值及原煤产量

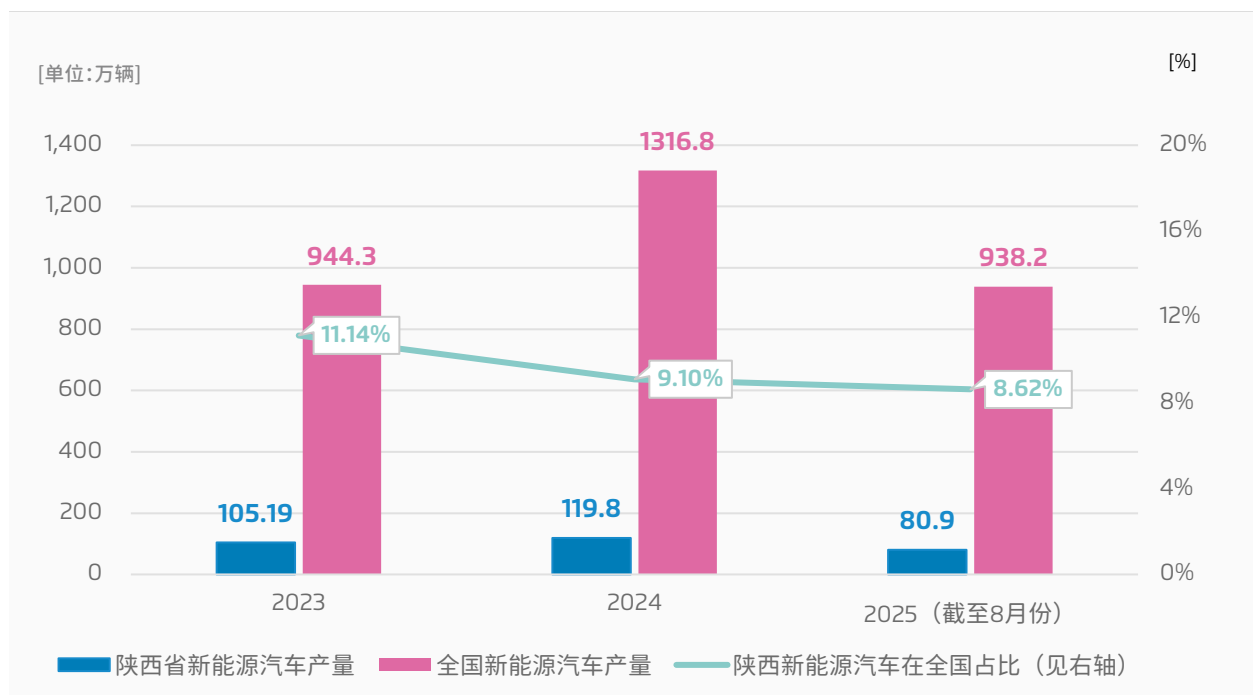
→ 图 1-5



Simplemaps.com; 国家统计局

陕西新能源汽车产量及其在全国的比重

→ 图 1-6



陕西省统计局；国家统计局

**其次，山西省和陕西省以煤为主的产业布局将有所调整。**

整体来看，随着双控政策出台和煤炭消费收紧，传统煤炭产业链将受到巨大冲击，煤炭产业仅依靠自身高端化和现代化已无法满足减碳与经济同步发展的要求，新兴产业规模化势在必行。而在新旧产业腾挪的过程中，区域协同将成为未来发展的主线。

**在短期和中期，煤炭产业链上的各个环节都将面临巨大冲击。**

在煤炭开采环节，既有传统煤矿节能减排改造进程缓慢，截至 2023 年，陕西省仅有 25% 的煤矿完成了智能化改造（国家矿山安全监察局陕西局，2023）；另一方面，新建和改扩建用煤项目按照要求将依法实行煤炭等量或减量替代，处于大气污染防治重点区域的相关项目在扩张与新建上的审批难度将加大；在煤炭加工转换环节，煤炭产业链上的洗煤厂、焦化厂承受的冲击更大，长期来看，随着碳价的提升，即便是现代高端化的煤化工产业也将面临经济性的考量；在终端消费侧，随着重点行业碳排放预警管理、企业节能降碳管理、碳排放“双控”评价考核等政策制度实施常态化，煤电、焦化、钢铁、建材、煤化工等传统耗煤行业面临的转型压力凸显。以钢铁行业为例，为适应低碳的政策导向，企业可能会增加电炉短流程炼钢的比例，从而

减少对煤炭的需求。此外，随着国际市场对碳足迹、碳关税重视度的提高，煤基产品出口将面临碳关税壁垒，国际市场的竞争力将被削弱。

**长期来看，清洁能源和新兴产业将快速发展。**

目前，山西和陕西的可再生能源发展态势良好，截至 2025 年 4 月，山西省新能源装机达 6773 万千瓦，占全省发电总装机容量的 44.85%。新能源装机中，太阳能装机达到 4022 万千瓦，成为山西省第二大发电类型（国网山西省电力公司，2025）；截至 2025 年 9 月，陕西省可再生能源装机达 6318 万千瓦，占全省发电总装机容量的 50.3%（陕西省能源局，2025）。

在双碳目标下，陕西和山西两省正积极培育新质生产力；碳排放“双控”制度将通过倒逼机制，激励地方政府和企业更倾向于使用知识、技术、数据等新型生产要素，替代传统的能源和矿产资源，从而促进技术进步和要素配置优化。

山西省将通过差异化产业政策、碳排放配额分配、碳交易等手段，推动山西省由“一煤独大”向“多业支撑”转变，2024 年，全省战略性新兴产业占制造业增加值的比重达到 44%（山西省统计局，2025b）。截至 2025 年 9 月底，山西

省服务业对经济增长的贡献率达到60.1%，高端装备制造产业作为新质生产力的代表正在快速发展；2025年前三季度，山西省新能源装备制造较同期增长1.6倍（山西经济日报，2025）。“双控”政策实施后，将进一步引导资源向非煤产业倾斜，鼓励地方因地制宜发展新能源、氢能、大数据、文旅、高端装备制造、废弃资源综合利用等产业。

作为陕西省支柱产业的传统煤化工产业发展受限将迫使陕西煤炭产业逐步削减高碳产能，向低碳、零碳产业延伸。如图1-6所示，截至2025年8月，陕西省新能源汽车产量占全国新能源汽车产量的比重已超过8.5%（国家统计局，陕西省统计局，2025），陕西省已成为全国重要的新能源汽车基地。双控制度实施后，以新能源汽车为代表的制造业和以光子、半导体、人工智能、生物医药等为核心的战略性新兴产业预计将接替煤基产业，成为新的支柱产业和增长动能，并以区域为载体推动省内新旧产业腾挪和升级。

**新旧产业的交替将使企业运营模式发生重大变化。**对于传统煤炭企业而言，传统产能占据的比重很难在短期内大幅下降，在碳约束下，企业对碳排放的监管、设施升级改造、低碳技术研发和人才培养都需要高昂的成本投入；随着碳市场扩容，越来越多的企业需购买碳排放配额。有研究预测，到2030年底，企业购买配额成本将占利润的15%-20%（北京理工大学能源与环境政策研究中心，2024）。因此，企业必须调整运营模式，从粗放式生产转向精细化、绿色化运营，并对员工的安排和技能要求做出重新部署，否则很可能面临亏损甚至被市场淘汰的风险。从另一方面来看，这同时也是低碳环保配套产业发展的机会。

**第三，“双控”政策下，山西和陕西省内的区域差异化发展战略将进一步与产业发展耦合，从而促进区域协同减排。**“双控”制度转变要求地方建立碳排放目标评价考核制度，首要前提是确定省内五年规划期的碳排放双控指标，再根据各市经济发展水平、功能定位、产业和能源结构差异化进行目标分解。以陕西为例，陕北承担全省70%以上的煤炭产量，是国家级能源化工基地，短期内无法摆脱对煤炭的依赖，因此应同步促进能源产业的高端化、现代化升级和新能源发展；关中地区半导体、新能源汽车产值占全省75%，创造全省60%以上GDP（国家统计局，2025b），煤炭消费集中在装备制造和建材等工业领域，未来应聚焦终端高效利用，严控耗煤量，大力发展科创创造新兴产业；陕南地区生态资源丰富，应着力清洁能源装机并开发绿色循环经济模式，形成生态价值转化。最终，形成区域煤炭发展和产业发展耦合的差异化战略。

总体而言，碳排放双控制度对煤炭产业的影响和冲击本质上是传统发展模式的颠覆，“十五五”时期，以碳排放强度控制为主，全国一次能源消费增幅逐步收窄，可再生能源替代加速，煤炭消费总量即将步入峰值平台期，在全国格局下山西、陕西煤炭市场将迎来实质下行期，煤炭产业链利润空间受到挤压，转型升级压力增大；中长期，以碳排放总量控制为主，煤炭在一次能源中的占比持续下降，倒逼产业向低碳化、高附加值转型。整体而言，碳排放双控对煤炭产业带来的挑战与机遇并存。

#### 1.1.4 山西和陕西面临的形势与挑战

尽管“双控”转变将为山西、陕西带来不同层面、程度的变化和机遇，但煤炭生产大省自身的强路径依赖和发展模式将成为转型中无法避免的挑战。

**首先，经济深度绑定煤炭产业与增长动能转换慢的矛盾始终存在。**资源型地区长期依赖煤炭产业驱动增长，形成了以重工业为主导的经济结构。即便在煤炭行业利润空间已显著收窄的当下，由于资本与劳动力普遍存在路径依赖，仍大量集中于煤炭及相关重化工业，导致战略性新兴产业因缺乏发展资源和市场空间而难以成长，经济结构转型步履维艰。

2023年，山西省煤炭及关联产业贡献工业领域75.66%的营业收入，占据全省64.21%的税收。据相关研究显示，若山西省未能及时实现有效的产业转型，并维持其对煤炭行业的依赖度，2045年以后山西的经济会陷入负增长，到2060年经济增速会降至-2%，同时山西财政缺口快速扩大，2060年将超过6500亿元，财政自给率将从2023年的50%下降至2060年的39%（马骏，何晓贝等，2025）。

2023年，陕西省煤炭及关联产业贡献了全省28.5%的税收收入以及32.7%的工业增加值。榆林市作为典型资源型城市，煤炭产业在其GDP中占比高达65%；相比之下，战略性新兴产业仅占不到10%。更严峻的是，在“双碳”目标约束下，若维持现有发展模式，到2030年陕北地区可能面临15-20%的经济增速放缓压力（张品茹，张倩等，2022）。

**其次，长期的煤炭开采、转化和利用造成了严重的生态环境问题，环境治理和生态修复工作和资金投入量巨大。**当前治理和修复的资金来源仍以企业与财政为主，社会资本因缺乏有效激励机制，参与意愿不强。尽管金融机构在不断创新多元化的绿色和转型金融产品以扩大融资通道，但企业自身利润波动大，叠加面临收紧的财政压力，使得

资金保障存在较大不确定性。山西省因煤炭开采形成了大面积的采空区，进而导致地面塌陷和土地破坏等问题。截至目前，山西省历史遗留矿山约1.3万公顷，每年新增采煤沉陷区有50平方公里左右。根据测算，到2060年生态修复资金需求约为480亿-660亿元（按2022年价格）（李莹，何泓等，2024）。

陕北地区水资源短缺问题愈发严峻，人均水资源量仅相当于全国平均水平的四分之一，同时，陕西的煤化工行业，每吨产品的耗水量超过10吨（陕西日报，2024）。生态环境方面，陕西的采煤沉陷区面积已超过600平方公里，且每年新增约30平方公里，预计生态修复累计需投入约300亿元（榆林市发展和改革委员会，2025）。

**煤炭产区还面临就业规模庞大与随之而来的稳定性问题。**2023年山西省煤炭及其关联产业提供工业领域66%的就业岗位，其中煤炭开采和洗选业贡献工业领域40%的就业岗位。陕西的煤炭及相关产业提供了25%的就业岗位。2023年，山西煤炭开采和洗选业从业人数超过93万人，是陕西、内蒙古和新疆三省区同行业总从业人数的2倍多。随着能源转型进程推进，预计2060年山西省煤炭采选行业就业将收缩至1.2万-18.7万人，年均减少2万-2.4万人（李莹，何泓等，2024）。当前，煤炭行业从业人员以大龄、低学历男性为主，难以匹配新兴产业岗位需求。山西省全省域与陕北地区面临严峻的就业安置、就业稳定问题。

## 1.2 对煤炭产业链研究的意义与目的

全国层面从能耗“双控”转向碳排放“双控”的积极政策转变，为煤炭生产大省重塑能源定位、推动产业升级提供了重要的机遇窗口。本报告通过开展针对山西与陕西两省煤炭产业链的研究，构建了一套从能源物质流映射到碳排放流的系统分析方法。作者希望本研究能为理解关键能源省份的碳排放特征提供案例参考，为全国及各地区系统性地推进从能耗“双控”向碳“双控”的顺利过渡，提供重要的科学依据与实践参考。

**选定山西与陕西作为研究对象，源于其在中国能源体系中的典型性与重要性。**两省是全国重要的煤炭和电力供应中心，对周边省份乃至全国能源保供起到了中流砥柱的作用。其能源结构、碳排放路径以及能源转型战略对碳“双控”机制有效推进以及“双碳”目标实现具有全局性意义。本研究通过系统梳理并绘制两省的能源流动、煤炭流动

及电力流动图谱，构建了覆盖“开采-运输-加工与转化-利用”全链条的物理流向模型，明确了省级碳排放核算的系统边界，为识别关键排放节点提供了清晰的分析框架。

**对煤炭产业链各环节进行二氧化碳排放核算，是建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制的科学前提。**本研究通过分环节、分源的排放核算，能够精确量化煤炭产业链上重要环节的排放贡献，为决策者针对高排放环节制定差异化的减排政策与高效的技术升级路径提供参考。

**此项研究的产出对应中央与地方在“碳双控”政策执行层面的现实需求。**当前国家层面正在筹备向各省份分解碳排放总量与强度控制目标，在此背景下，各省级政府亟需掌握本地区的排放底数、构成及其动态特征，以科学编制减排行动方案与规划。本报告的核心成果——省级能源流动图谱与煤炭产业链二氧化碳排放结构，为此项工作提供数据支撑与方法论参考。本研究旨在支持省级政府在将国家下达的宏观目标科学合理地分解至具体行业、区域及关键企业，增强政策执行的可操作性与可评估性。

因此，从能耗“双控”到碳“双控”的政策转变，是国家使用宏观调控手段推动低碳发展的关键一步，省级碳达峰实施方案中对于非化石能源消费比重、新能源和清洁能源装机占比的目标，为面临双重压力的煤炭产区提供了协同产业转型和清洁能源发展的重要契机，也指明了绿色转型的新路径：通过将碳排放指标深度融入国家层面和省级层面的发展规划，引导其从“传统能源基地”向新型能源体系下“绿色能源与清洁制造中心”转型。

## 2 山西省

### 2.1 研究方法与边界

**能源系统流动图**，指基于国家统计局与山西省统计局2023年的数据，描述山西2022年一次能源（煤炭、石油、天然气、可再生能源等）从投入、转化、传输到终端消费的全流程能量流动关系，涵盖所有能源载体（如电力、热力、燃料）的输入、输出与损失<sup>5</sup>。

山西省2022年能源系统利用效率是通过计算能源总消耗量与总投入量的比值得出的，其中总投入量包括本省生产量、调入调出量、进出口量、库存变动量以及回收利用量等各项数据。

**煤炭系统流动图**，聚焦煤炭产业链的流动路径，基于国家统计局与山西省统计局2023年的数据，描述山西省2022年煤炭产业链从供应到最终利用的全过程，明确各环节的煤炭消费量、碳排放及关联产业。煤炭产业链，是指基于区域煤炭资源形成的产业生态体系，涵盖从煤炭生产、煤炭运输、煤炭转化、煤炭利用及配套产业等领域。

煤炭转化及利用行业根据各行业煤炭消费量、能源消费量、碳排放量明确边界范围，包括：**电力热力行业、钢铁行业、焦化行业、化工行业、建材行业**<sup>6</sup>等。

在煤炭系统流动图中的煤炭转换与利用环节，绘制了山西省2022年**电流网络图**，描述山西的电力生产、传输、分配与消费的流动关系，重点标注煤炭在电力系统中的角色及与其他能源的协同。

山西省2022年煤炭系统利用效率是通过计算煤炭总消耗量与总投入量的比值得出的，其中总投入量包括本省生产量、调入调出量、进出口量、库存变动量等各项数据。

本章核算山西省2022年**二氧化碳总排放量**，由**化石燃料燃烧碳排放量、工业生产过程碳排放量、电力调入调出蕴含的间接碳排放量**构成。

山西省**总碳排放量**=化石燃料燃烧碳排放量+工业生产过程碳排放量-电力调入调出蕴含的碳排放量

核算2022年山西省煤炭产业链的碳排放，通过分别对煤炭生产、煤炭运输、煤炭转化与利用环节的化石燃料燃烧碳排放、工业生产过程碳排放量计算汇总而成。其中煤炭转化与利用环节包括电力热力、钢铁行业、焦化行业、建材行业、化工行业、民用煤炭（散煤使用）。

**化石燃料燃烧碳排放**为全省区域内不同燃烧设备燃烧不同化石燃料所产生的二氧化碳排放，根据不同种类化石能源的消费量（标准量）和二氧化碳排放因子计算得到。

$$CO_2, \text{化石燃料燃烧} = \sum (A_i \times EF_i)$$

$A_i$ 表示不同种类化石能源的消费量（标准量），各种能源折标准煤参考系数以各年度《中国能源统计年鉴》附录为准。 $EF_i$ 表示不同种类化石能源的二氧化碳排放因子，山西省的碳排放因子采纳《省级二氧化碳排放达峰行动方案编制指南》中的数据，**排放因子分别为——煤炭：2.66吨CO<sub>2</sub>/吨标准煤，油品：1.73吨CO<sub>2</sub>/吨标准煤，天然气：1.56吨CO<sub>2</sub>/吨标准煤。**

5 各类能源（煤炭、电力等）调入指除山西省外的省（区、市）调入至山西省的各类能源（煤炭、电力）量，即外省调入量。各类能源（煤炭、电力等）进口指国外调入至山西省的各类能源（煤炭、电力）量。各类能源（煤炭、电力等）调出指山西省调出至外省（区、市）各类能源（煤炭、电力）量，即本省调出量；各类能源（煤炭、电力等）出口指山西省调出至国外各类能源（煤炭、电力）量。山西省电力外省调入量、外省调出量难以区分一次电力、二次电力，因此本研究将电力外省调入量均作为一次能源投入考虑分析，电力外省调出量均作为二次能源考虑分析；山西省油品外省调入量和本省调出量均为成品油，不存在原油调入调出，因此本研究将其放入二次能源投入分析。

6 建材行业包括水泥、玻璃、陶瓷和石灰。

**工业生产过程碳排放量**采用《省级温室气体清单编制指南（试行）》《1996年IPCC清单指南》等指南提供的计算方法对山西省工业生产过程二氧化碳排放进行测算，具体基于产品产量和对应的排放因子分别核算各产品生产过程产生的碳排放量，累加计算得到全省工业生产过程二氧化碳排放。山西省涉及工业生产过程排放的主要工业产品包括水泥熟料、钢铁和石灰三种。

$$CO_{2, \text{工业生产过程}} = \sum (AD_i \times EF_i)$$

$AD_i$ 是不同种类的工业产品实物量，单位为吨；

$EF_i$ 是不同种类工业产品生产过程排放因子。排放因子采用《省级温室气体清单编制指南（试行）》和《中国产品全生命周期温室气体排放系数集（2022）》等提供的因子。

其中水泥生产过程排放因子为0.538吨 $CO_2$ /吨熟料、粗钢生产过程排放因子为0.168吨 $CO_2$ /吨粗钢、石灰生产过程排放因子为0.683吨 $CO_2$ /吨石灰。

考虑到电力产品的特殊性以及科学评估电力净调出省份的 $CO_2$ 排放的贡献，对**电力调入调出所带来的间接 $CO_2$ 排放量**进行测算。

$$CO_{2, \text{电力调入调出}} = \sum (C_{\text{电}} \times EF_{\text{电}})$$

$C_{\text{电}}$ 表示山西省的电力调入（出）量；

$EF_{\text{电}}$ 指区域电网供电平均排放因子，此处采用生态环境部公布的2022年山西省省电网供电平均排放因子0.7096吨 $CO_2$ /兆瓦时。

## 2.2 能源系统流动分析

### 2.2.1 能源供给

**一次能源投入**：2022年山西省一次能源投入量8.1亿吨标准煤。其中一次能源生产量8.74亿吨标准煤，外省调入量7161万吨标准煤，本省调出量1.37亿吨标准煤，本省出口量21万吨标准煤，减库存235万吨标准煤。

**原煤投入**：2022年原煤投入量为7.82亿吨标准煤，占一次能源投入量的96.5%。其中生产量8.49亿吨标准煤，外省调入量6256万吨标准煤，本省调出量1.31亿吨标准煤，本省出口量21万吨标准煤，减库存209万吨标准煤。

**天然气投入**：2022年天然气投入量为1464万吨标准煤，占一次能源投入量的1.8%。其中生产量1615万吨标准煤，外省调入量445万吨标准煤，本省调出量622万吨标准煤，减库存26万吨标准煤。

**风、光、水电投入**：2022年风、光、水电投入量为1348万吨标准煤，占一次能源投入量的1.7%。其中生产量887万吨标准煤，外省调入量460万吨标准煤。

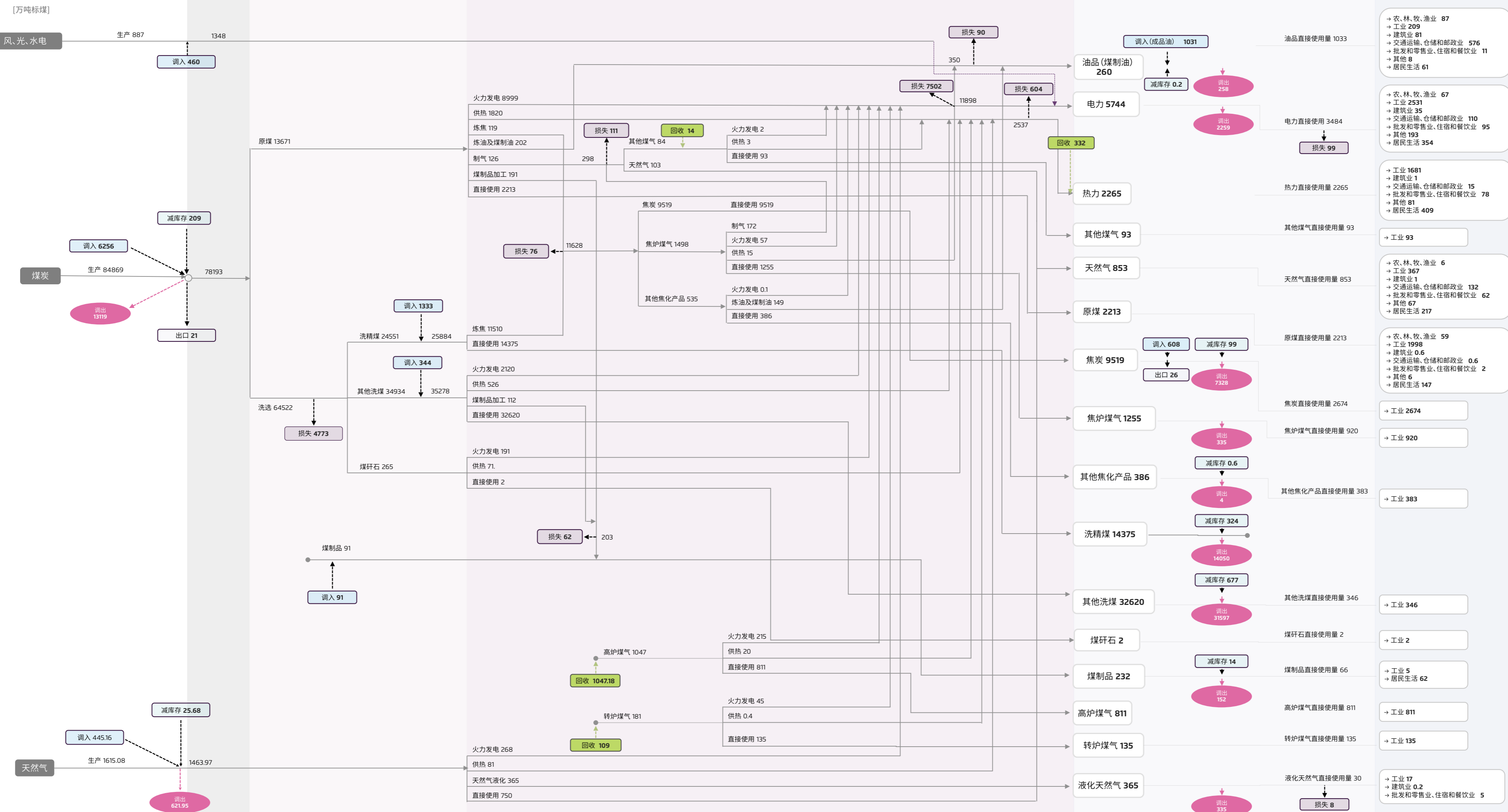
### 2.2.2 能源加工与转换

经一次能源输送环节，投入到加工转换环节的能源量为8.1亿吨标准煤，产出量为7.62亿吨标准煤，损失率为5.9%。其中煤炭投入量为7.82亿吨标准煤，82.5%的原煤投入洗选加工，产出洗精煤、其他洗煤和煤矸石合计5.97亿吨标准煤，洗选回收率为92.6%；17.48%的原煤直接流入转换环节。一次电力直接投入到终端消费，天然气直接投入到转换环节。

经能源加工环节，考虑外省调入的洗精煤、其他洗煤和煤制品1769万吨标准煤，投入到转换和终端消费环节的能源量7.8亿吨标准煤，产出量为6.96亿吨标准煤，损失率为10.8%。其中投入到转换环节的能源量为2.73亿吨标准煤，产出电力、热力、焦炭、油制品、液化天然气、煤制品等共计1.88亿吨标准煤，转换环节效率为69%，损失率31%；投入到终端消费环节的能源量为5.07亿吨标准煤。

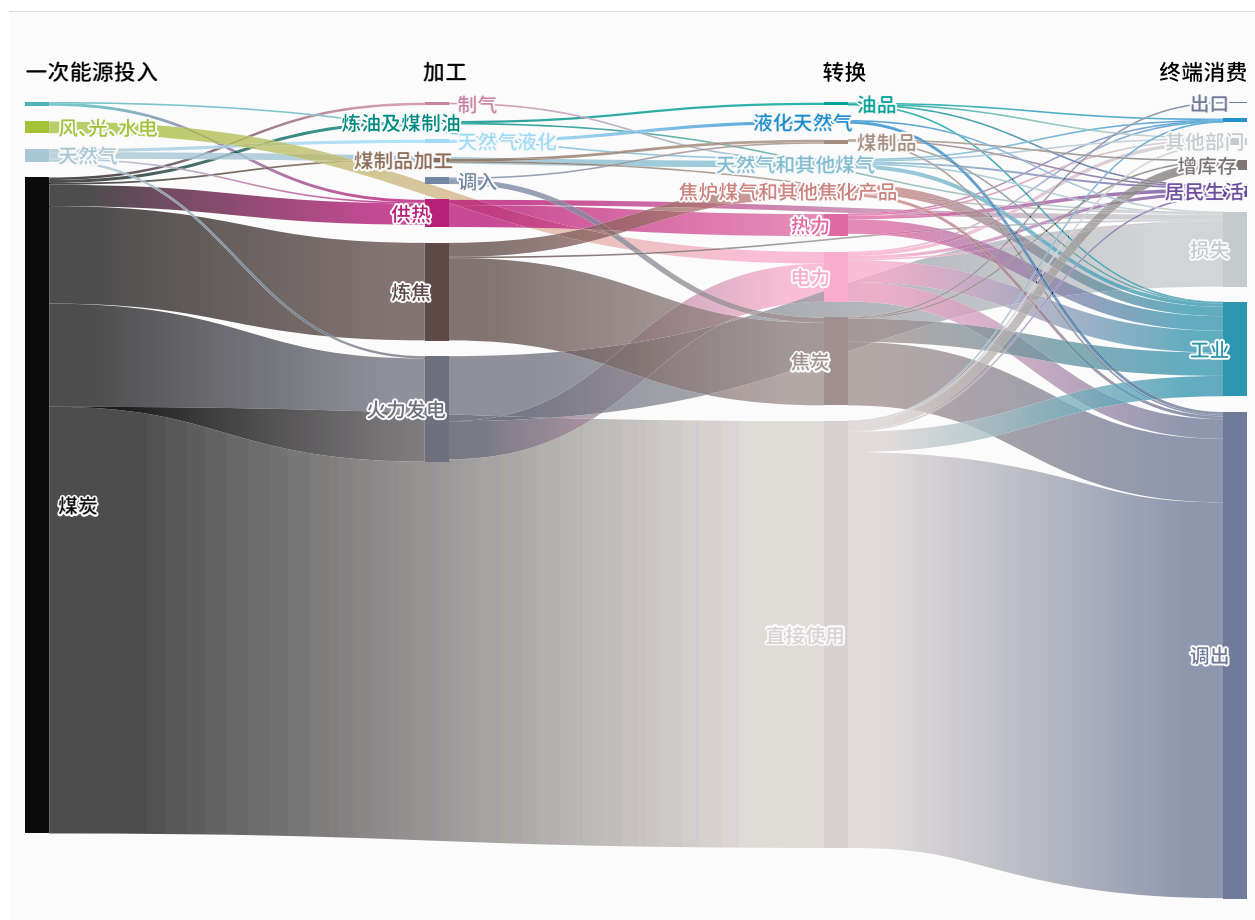
图 2-1

2022年山西省能流图(网络图)



2022年山西省能流图(桑基图)

→ 图 2-2



注1: 煤炭投入包括煤炭本地生产84868.59万吨标准煤, 调入7922.18万吨标准煤, 减库存208.85万吨标准煤;洗精煤调入量1677.43万吨标准煤。天然气投入包括天然气本地生产1615.08万吨标准煤, 调入445.16万吨标准煤, 减库存25.68万吨标准煤。可再生能源投入包括风、光、水电本地生产887.23万吨标准煤, 调入460.33万吨标准煤。  
注2: 本图中只考虑用于本地消费的原煤, 未计入煤炭调出(13119.13万吨标准煤)和出口(21.22万吨标准煤)。本图中只考虑用于本地消费的天然气, 未计入天然气调出(621.95万吨标准煤)。

### 2.2.3 二次能源及直接使用一次能源的输送、分配

经能源加工转换环节, 投入到本环节的能源量为6.96亿吨标准煤, 考虑外省调入调出及出口、动用库存量及回收的二次能源合计5.42亿吨标准煤, 投入到本省终端消费环节的能源量1.53亿吨标准煤, 各行业最终接收的能源总量达1.52亿吨标准煤, 损失率为0.7%。

### 2.2.4 终端消费情况

2022年, 山西省终端能源消费总量1.52亿吨标准煤。分领域看, 工业、居民生活、交通运输仓储邮政业、其他、批发零售住宿餐饮业、农林牧渔业、建筑业终端能源消费量分别为1.22亿吨标准煤、1258万吨标准煤、839万吨标准煤、358

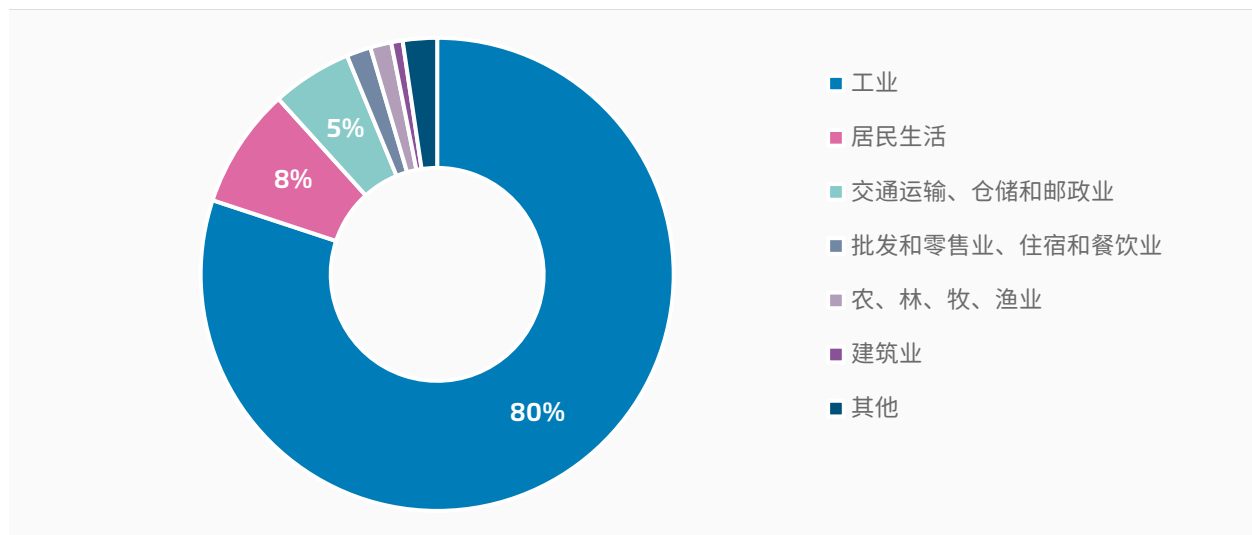
万吨标准煤、255万吨标准煤、221万吨标准煤、120万吨标准煤, 分别占全省终端消费量的80.1%、8.2%、5.5%、2.3%、1.7%、1.4%和0.8% (图 2- 3)。

从能源品种看, 2022年山西的煤炭、油品、天然气、电力消费量分别为7644万吨标准煤、1033万吨标准煤、875万吨标准煤、5650万吨标准煤, 分别占终端能源消费的比重为50.3%、6.8%、5.8%和37.2%。

在煤炭消费方面, 涵盖了原煤、洗精煤、其他洗煤及煤制品、煤矸石、焦炭、焦炉煤气及其他煤气等品种, 消费场景涉及多种设备类型。其中, 工业锅炉领域实施严格的环保与能效管控, 35蒸吨/小时以下的燃煤锅炉已实现动态清零, 35蒸吨/小时以上工业锅炉的热效率在80%以上; 工业

2022年山西省分领域终端能源消费量结构

→ 图 2-3



中国能源统计年鉴(2023)

窑炉的热效率区间为30%~50%;炼铁高炉的热效率处于75%~90%的范围;煤气发电设备的热效率在40%~50%。综合考虑不同品种煤炭的消费情况,本研究中煤炭消费设备的终端利用率取值为65%。结合油品消费设备能源利用率(30%~50%)、天然气消费设备能源利用率(86%以上)和电动机能源利用率(80%以上),测算山西省终端能源利用率为70.5%,能源损失率为29.5%。

### 2.2.5 能源利用效率

能源系统投入的能源总量扣除在一次能源输送、加工、转换、二次能源及直接使用一次能源的输送分配、终端消费等环节的损失量后,能源系统的综合(总)有效利用率为53.10%(表2-1)。

2022年山西省能源系统综合有效利用率计算表

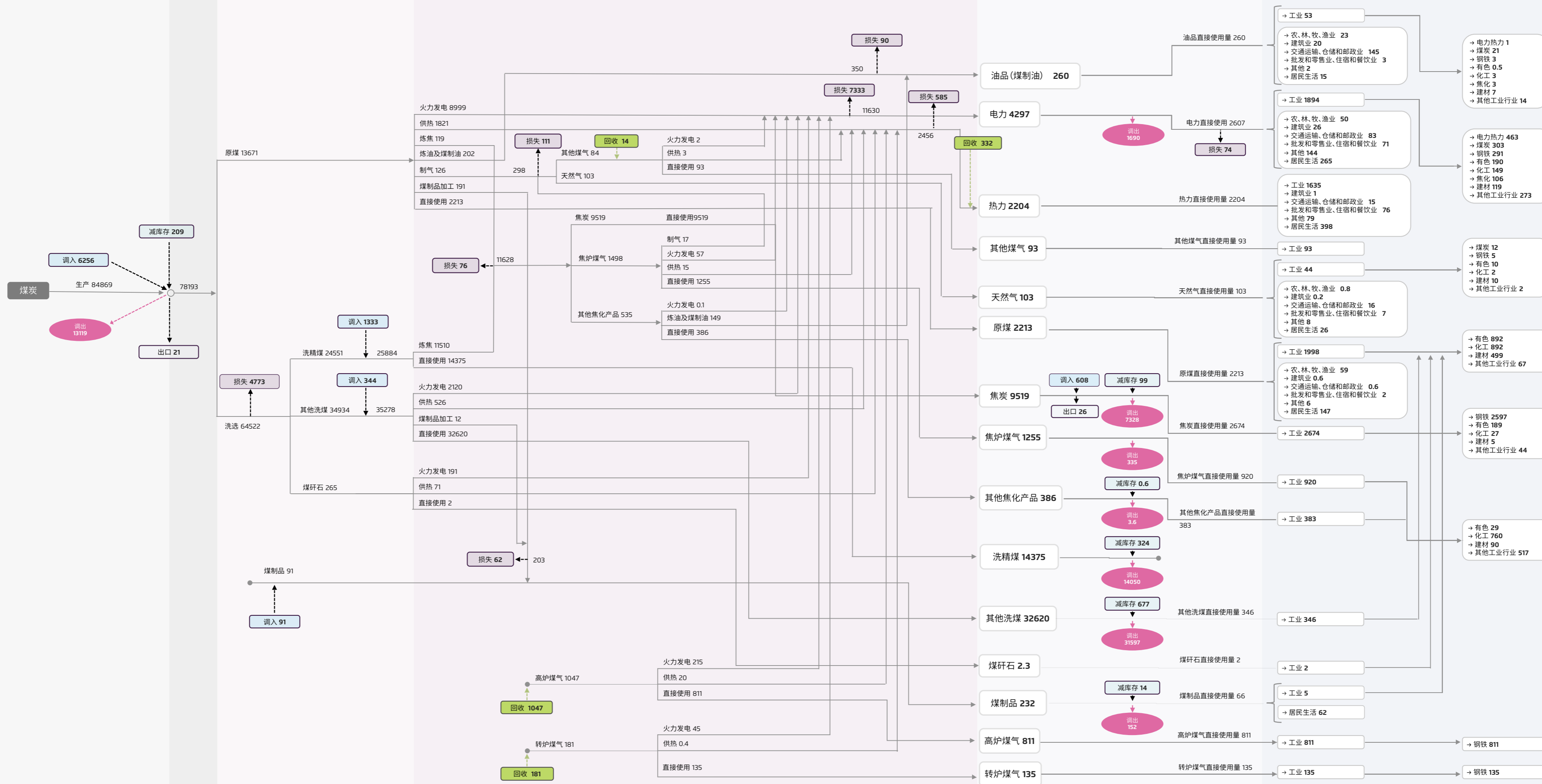
→ 表 2-1

[万吨标煤,%]

类型		一次能源投入	加工	转换	二次能源及直接使用一次能	终端能源消费及有效利用
投入	一次能源生产量	87,370.90	--	--	--	--
	外省调入量	7,161.21	--	1,768.72	1,638.97	--
	本省调出量(-)	-13,741.08	--	--	-56,060.36	--
	出口量(-)	-21.22	--	--	-284.52	--
	库存增(-)、减(+) 量	234.53	--	--	-1,113.89	--
	回收量	--	--	--	1,574.17	--
	上一环节投入量	--	81,004.37	76,231.37	69,554.11	15,201.49
	合计	81,004.37	81,004.37	78,000.09	15,308.48	15,201.49
产出		81,004.37	76,231.37	69,554.11	15,201.49	10,718.57
能源损失率		0.00%	5.89%	10.82%	0.70%	29.49%
能源系统综合有效利用率						53.10%

作者计算

[万吨标煤]

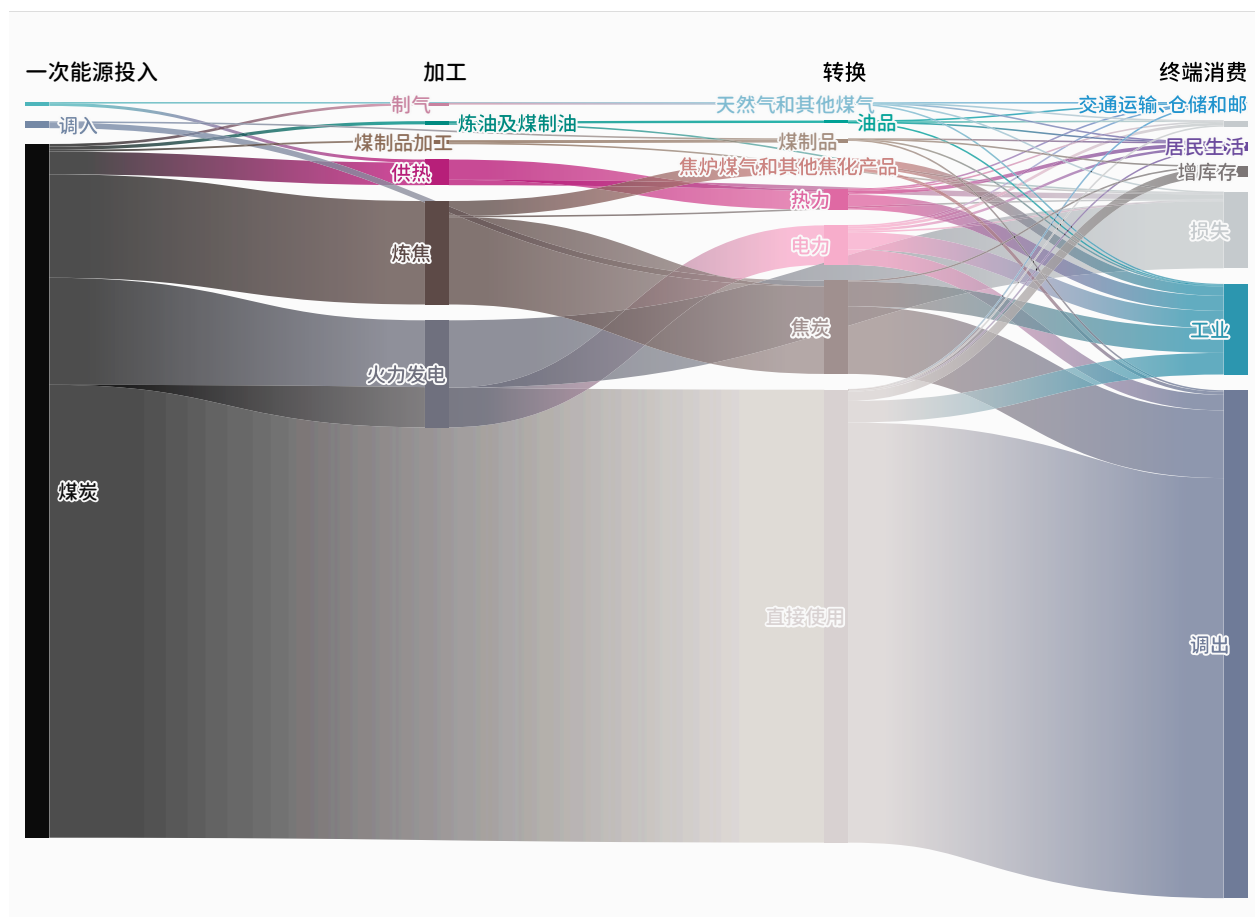


2022年山西省煤流程图(网络图)

图 2-4

2022年山西省煤流图 (桑基图)

→ 图 2-5



注1: 煤炭投入包括煤炭本地生产84868.59万吨标准煤, 调入7922.18万吨标准煤, 减库存208.85万吨标准煤;洗精煤调入量1677.43万吨标准煤。  
注2: 本图中只考虑用于本地消费的原煤, 未计入煤炭调出(13119.13万吨标准煤)和出口(21.22万吨标准煤)。

## 2.3 煤炭系统流动分析

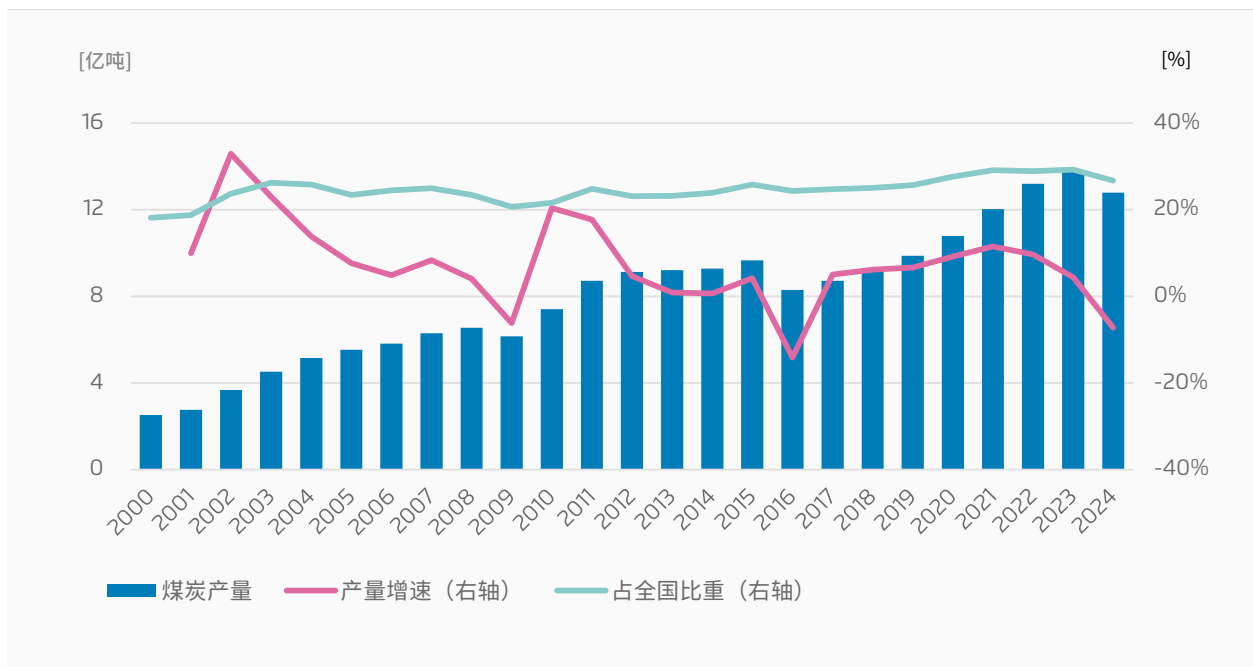
### 2.3.1 煤炭生产

2022年, 山西省原煤生产量8.49亿吨标准煤, 本省调出量1.31亿吨标准煤, 出口量21万吨标准煤, 结合外省调入量6256万吨标准煤, 减库存209万吨标准煤, 合计投入量为78193万吨标准煤。

2015-2024年, 山西省煤炭产量从9.67亿吨增加到12.79亿吨, 年均增长3.16%。2016年以来, 山西省严格落实供给侧结构性改革要求, 煤炭市场形势逐步好转, 2017年之后全省煤炭产量逐步增长, 2020年山西省煤炭产量10.79亿吨, 时隔四年超越内蒙古再次成为全国产煤第一大省。2021年以来, 为应对国际国内煤炭供应复杂局面, 山西省的煤炭产能和产量进一步大幅提升。2024年, 受“三超”和隐蔽工作面专项整治及政府计划产量下降影响, 山西原煤产量明显下滑, 原煤产量12.79亿吨, 约占全国同期产量的26.8% (图2-6)。根据山西省两会相关报道, 2025年山西将加大能源保供力度, 确保全年煤炭产量达到13亿吨。到2030年, 随着新疆煤炭逐步成为国内煤炭供应的新增长极, 山西省煤炭产量预计将稳定在12亿吨左右。

2000-2024年山西煤炭产量变化趋势及占全国比重

→ 图 2-6



山西省统计局 (2025)、国家统计局 (2025)

截至2024年底,全省共有各类煤矿887座,从煤矿分布来看,晋中、吕梁、长治、晋城、临汾煤矿数量最多,均有100座以上煤矿,晋北三市(大同、朔州、忻州)煤矿数量分别在60座左右,运城市煤矿数量最少,仅有12座(山西省安全生产委员会办公室,2025)。山西省煤矿以井工开采为主,井工煤矿占比超过97%。

### 2.3.2 煤炭加工

2022年原煤加工投入量为7.82亿吨标准煤,产出量为7.34亿吨标准煤,损失率为6.10%。其中6.45亿吨标准煤(占比82.5%)的原煤投入洗选加工,产出洗精煤、其他洗煤和煤矸石合计5.97亿吨标准煤,洗选回收率为92.6%;1.37亿吨标准煤(占比17.5%)的原煤直接流入转换环节。

山西省煤炭洗选行业面临产能严重过剩、洗选企业点多面广、煤源不足、洗选能力利用率低、行业总体质量效益不佳等问题。

### 2.3.3 煤炭运输

2022年山西省原煤调出量占产量的15%,洗精煤调出量占产量的98%,其他洗煤调出量占产量的97%,焦炭调出量占产量的77%。这些煤炭主要通过铁路、公路或水陆联运等方式进行运输。

2022年,山西省原煤、洗精煤及其他洗煤运输量为9.85亿吨标准煤,其中铁路运输量为5.29亿吨标准煤,占比达53.7%;公路运输量为4.56亿吨标准煤,占比达46.3%。焦炭运输量为1.05亿吨标准煤,其中铁路运输量为2285.02万吨标准煤,占比达21.8%;公路运输量为8199万吨标准煤,占比达78.2%。主要通过铁路、公路等方式进行运输。

铁路运输通道呈“三横两纵”布局。山西煤炭铁路运输保障任务主要由太原、郑州、北京三个铁路局共同承担,铁路外运通道呈“三横两纵”布局,即北、中、南三大横向通道和东、西两大纵向通道,共11条铁路,设计年运输能力20.05亿吨(表2-2)。横向北通道包括大秦、朔黄、丰沙和京原4条铁路,横向中通道包括石太、和邢、邯长3条铁路,横向南通道包括瓦日、侯月2条线路。东、西纵向通道为太焦、浩吉铁路。

铁水联运是连接山西与东南沿海及内陆沿江电厂的关键煤炭运输方式。煤炭经铁路运至环渤海港口(北通道以大秦线为主至秦皇岛、曹妃甸等港,朔黄线至黄骅、天津港;南通道瓦日线至日照港),再经海运南下。对于湖南、湖北、江西、重庆等内陆省份,受铁路运力成本制约,普遍采用“海进江”模式:煤炭在长江口由海轮过驳至江轮,溯江运至各港口。该方式虽运距长、耗时多,但凭借水运的低成本优势,成为保障南方内陆能源供应的主要路径之一。

## 山西省煤炭铁路运输通道

→ 表 2-2

[公里,亿吨]

运输通道	铁路线	起点—终点	铁路全长/公里	设计年运输能力/亿吨
横向北	大秦铁路	大同—秦皇岛	653	4.5
	朔黄铁路	朔州—沧州黄骅港	598	5
	丰沙大铁路	大同—张家口沙城—北京丰台	354	1.15
	京原铁路	原平—北京	437	0.3
横向中	石太铁路	石家庄—太原	231	1.1
	和邢铁路	晋中和顺—河北邢台	142	0.4
	邯长铁路	长治—邯郸	221	1.2
横向前	瓦日铁路	吕梁兴县瓦塘镇—日照港	1260	2
	侯月铁路	临汾侯马—河南月山	252	1.5
纵向东	太焦铁路	太原—焦作	434	0.9
纵向西	浩吉铁路	鄂尔多斯浩勒报吉—江西吉安	1814	2

作者通过公开资料整理

山西省煤炭公路运输形成以“四纵十五横三十三联”高速公路网为骨干,以“八纵十六横多联”普通国、省道网为补充,纵横交错、分层推进的公路运输体系。全省高速公路基本覆盖了全省的六大煤田和主要产煤地,4个东向高速出口(孙启庄、旧关、下崾、韩家寨)和2个南向高速出口(风陵度,平陆)成为山西煤炭外运的快速主通道。省内一般干线公路作为高速公路的补充,沟通了各大煤田主要煤产地和铁路集运站之间的联系,是省内煤炭集疏运的重要渠道。与水路和铁路运煤相比,公路运输虽然成本较高,但具备自身独有的特点。公路运煤可直接运至用煤单位,实现点对点运输,在铁路运力无法短期大幅提升的情况下,公路运输在煤炭运输中仍扮演重要角色。

### 2.3.4 煤炭转化与利用

**煤炭转换环节:**经煤炭生产加工环节,考虑外省调入1768.72万吨标准煤的洗精煤、其他洗煤和煤制品,投入到转换和终端消费环节的煤炭量总计7.52亿吨标准煤,产出量为6.69亿吨标准煤,损失率为10.98%。其中投入到转换环节的煤炭量为2.66亿吨标准煤,产出电力、热力、焦炭、油制品、液化天然气、煤制品等共计1.83亿吨标准煤,转换环节效率为68.39%,损失率31.61%;投入到终端消费环节的煤炭及煤炭产品量为4.86亿吨标准煤。

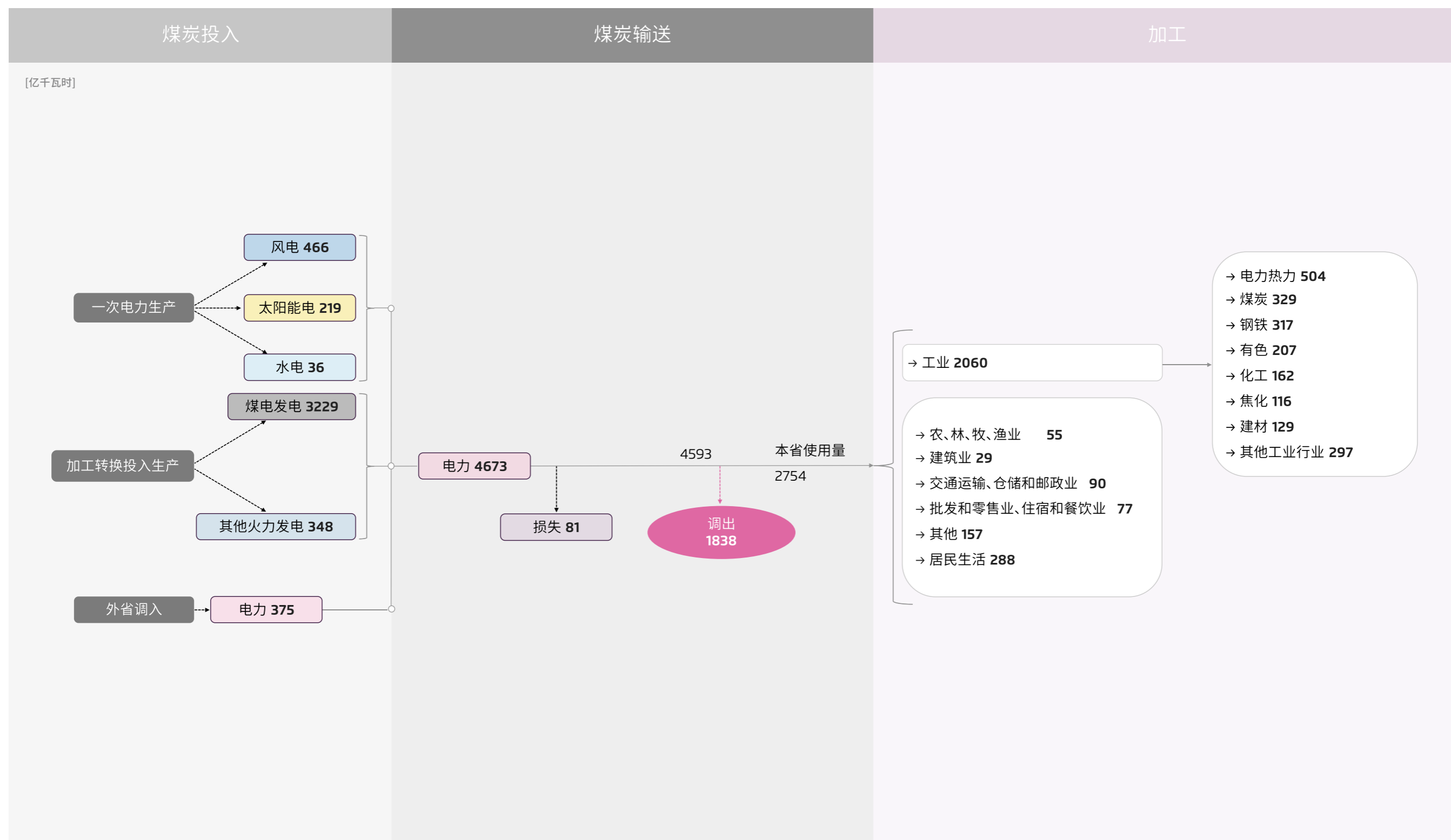
**煤炭及煤炭产品输送环节:**外省调入调出、动用库存量及回收的二次煤炭及煤炭产品合计5.41亿吨标准煤,其中洗精煤及其他洗煤调出量4.56亿吨标准煤,库存增量1001.51万吨标准煤,合计4.66亿吨标准煤,占比达86.2%。焦炭外省调入量608万吨标准煤、调出量7328万吨标准煤,出口量26万吨标准煤,库存增量99万吨标准煤,合计-6846万吨标准煤,占比达12.7%。经能源加工转换环节,考虑外省调入调出及出口、动用库存量及回收的二次能源,投入到本省终端消费环节的煤炭及煤炭产品量12817万吨标准煤,各行业最终接收的煤炭及煤炭产品量达12743万吨标准煤,损失量为0.6%。

**煤炭及煤炭产品终端消费环节:**2022年,山西省煤炭及煤炭产品终端消费总量11.27亿吨标准煤。分领域看,工业、居民生活、交通运输、仓储和邮政业、其他、农林牧渔业、批发和零售住宿和餐饮业、建筑业煤炭及煤炭产品终端消费量分别为1.10亿吨标准煤、913万吨标准煤、258万吨标准煤、239万吨标准煤、132万吨标准煤、159万吨标准煤、48万吨标准煤,分别占全省煤炭及煤炭产品终端消费量的86.3%、7.2%、2%、1.9%、1.0%、1.3%和0.4%。基于2.3节煤炭消费设备的终端利用率取值为65%,煤炭及煤炭产品设备消费量8282.73万吨标准煤。

#### 2.3.4.1 电力系统流动分析

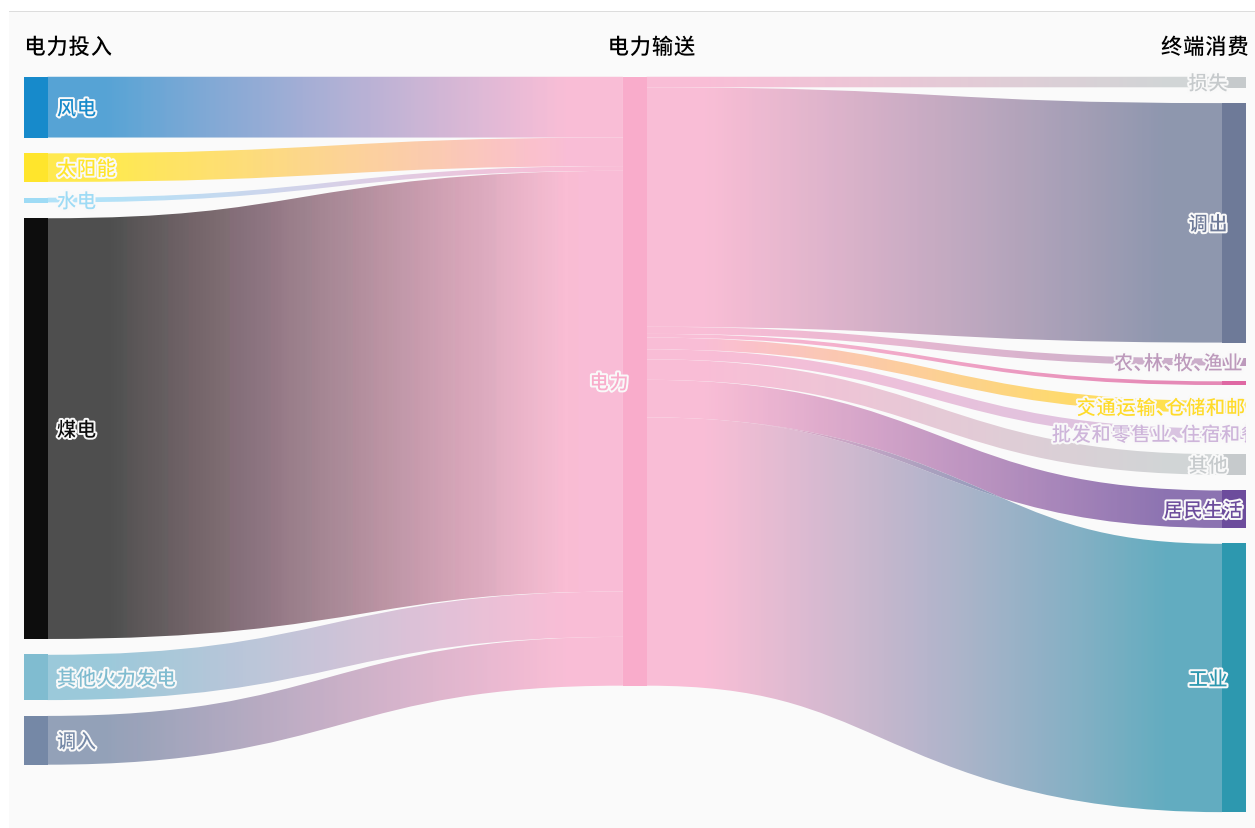
2022年山西省电流图(网络图)

→ 图 2-7



2022年山西省电流图(桑基图)

→ 图 2-8



山西省统计局(2025)、国家统计局(2025)

#### 2.3.4.1.1 电力生产

2022年,山西省发电总装机突破1.2亿千瓦,煤电装机占比58.8%。截至2022年底,山西省发电装机容量1.21亿千瓦,占全国总装机容量的4.72%,位列全国第8位;同比增长6.5%,较2015年增长73.4%,七年间年均增速8.2%。分类型看,火电(包括燃煤、燃气、余热余气余压、生物质发电)装机容量7842万千瓦,增长4.1%,占比64.9%,其中煤电7107万千瓦,增长3.2%,占比58.8%;风电2318万千瓦,增长9.2%,占比19.2%;太阳能发电1696万千瓦,增长16.3%,占比14.0%;水电2255万千瓦,增长0.2%,占比1.9%(图2-9)。

2022年发电量约4298.8亿千瓦时,煤电发电量比重超77%,占全国发电量的5.0%;同比增长9.5%,较2015年增长74.9%,七年间年均增速8.3%。分类型看,火电3577亿千瓦时,占比83.2%;风电466亿千瓦时,太阳能发电219亿千瓦时,水电36亿千瓦时。全省新能源发电量

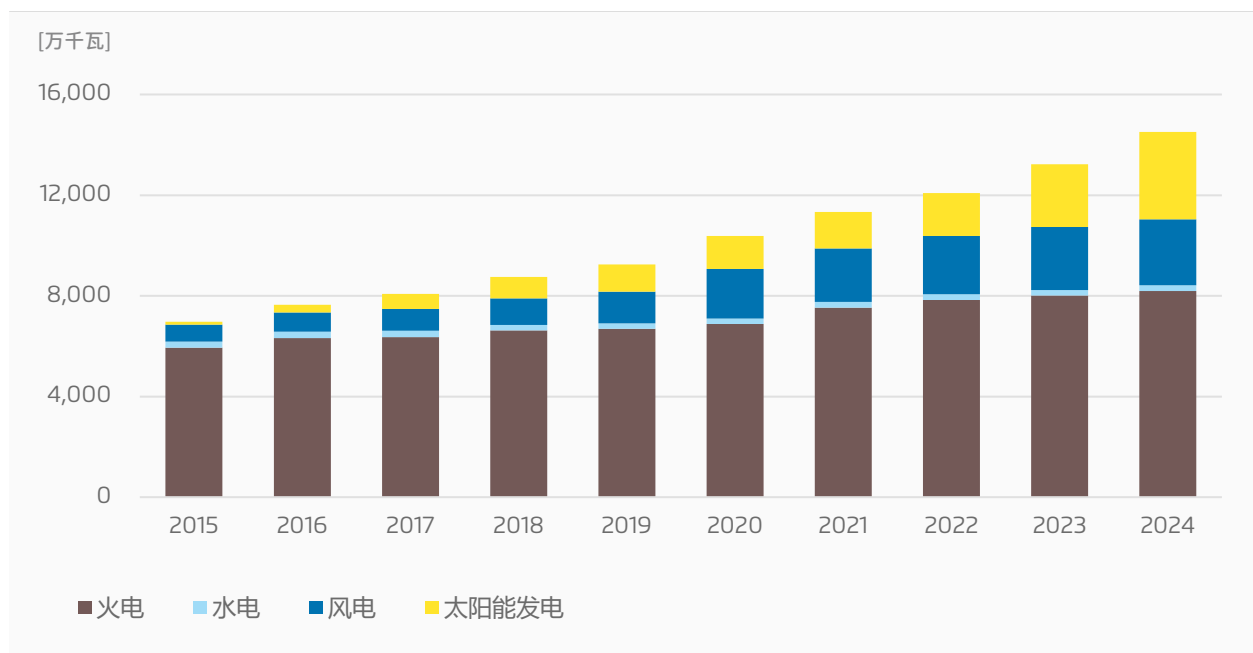
720亿千瓦时,比上年增长4.6%,占总发电量的17.2%,比重同比降低1.2%;煤电发电量3229亿千瓦时,比上年增长9.8%,占总发电量的77.2%,比重同比提高1.4个百分点。

#### 2.3.4.1.2 发电用煤

2022年山西火力发电原煤、其他洗煤、焦炉煤气等能源投入量为1.16亿吨标准煤,电力、热力产出量为4297万吨标准煤,转换利用率37.0%。2022年山西发电煤炭消费量占比44.7%,供电煤耗为312克标准煤/千瓦时(gce/kWh)。2022年山西省发电煤炭消费量17105万吨,占全省煤炭消费量的44.7%,较2015年增加9.8%;2022年发电煤炭消费量同比增长5.3%,较2015年增长66.9%,七年间年均增速7.6%。分品种看,原煤消费量1.4亿吨,占比81.8%;其他洗煤消费量3107万吨,占比18.2%。

2015—2024年山西省分类型发电装机容量

→ 图 2-9



山西省统计局 (2025)

2022年，山西6000千瓦及以上火电厂的平均供电煤耗为312gce/kWh，与全国平均水平300.7gce/kWh相比高出11.3gce/kWh，在全国处于供电煤耗高值前十位（中国电力企业联合会，2022）。

#### 2.3.4.1.3 电力消费

全社会用电量超40%集中于电力热力、煤炭和钢铁行业。2022年，山西省全社会用电量2835亿千瓦时，占全国用电量的3.3%，比重同比增加0.04%，较2015年增加0.28%；2022年全社会用电量同比增长5.3%，较2015年增长63.2%，七年间年均增速7.3%。其中终端电力消费量为2754亿千瓦时，占全社会用电量的比重97.2%，主要集中在工业中的电力热力、煤炭、钢铁、有色、化工等行业，用电量分别为504亿千瓦时、329亿千瓦时、317亿千瓦时、207亿千瓦时、162亿千瓦时，分别占终端电力消费量的18.3%、12%、11.5%、7.5%、5.9%，合计占比55.1%。电力损失量为81亿千瓦时，占全社会用电量的比重2.9%。

2022年山西省外送电力1838亿千瓦时，同比增长20.0%；调入电力375亿千瓦时，同比增加26.1%。净外送电力1464亿千瓦时，同比增长18.6%，占全省发电量比重34.1%。作为全国西电东送、北电南送的枢纽，2024年净外送电量增加至1547亿千瓦时，占发电量的34.3%。其中煤电外送电量1383亿千瓦时，约占外送电量的89.4%；新能源外送交易电量164亿千瓦时，约占外送电量的10.6%。长久趋势看，从2009年山西启动大规模晋电外送，截至2024年年底，山西累计外送电量达1.5万亿千瓦时，年外送电比例维持在29.2%到35.3%之间，外送电规模年均增速约6%，电力外调能力持续提升（山西省人民政府，2024）。

### 2.3.4.2 非电生产与利用

#### 2.3.4.2.1 非电生产

除发电外，其余转换利用行业包括供热、炼焦、炼油及煤制油、制气、煤制品加工等。其中，炼焦行业的煤炭（原煤、洗精煤等）投入量为1.16亿吨标准煤，在非电生产环节中最大，是煤炭消耗第二高的供热行业煤炭（原煤、其他洗煤、焦炉煤气等）投入量的4.7倍。其次是制气行业、炼油及煤制油行业、煤制品加工行业。从转换效率来看，炼焦行业转换效率最高99.4%，煤制品加工和制气行业效率最低，分别位69.5%、62.6%。

#### 2.3.4.2.2 非电产品的终端利用

**钢铁行业：2022年山西钢铁煤炭消费量占比5.4%，吨钢耗煤量约0.32吨。**2022年山西省钢铁煤炭消费量2051万吨，占全省煤炭消费量的比重较2015年降低1.1%；2022年钢铁煤炭消费量同比降低7.4%，较2015年增长7.9%，七年间年均增速1.1%。钢铁行业以烟煤或无烟煤为主，直接喷入高炉内，用作补充燃料。

**化工行业：2022年山西化工煤炭消费量占比3.6%，超50%煤炭消费量用于煤制合成氨生产。**2022年山西省化工煤炭消费量1387万吨，占全省煤炭消费量的比重较2015年降低2.2%；2022年化工煤炭消费量同比降低7.0%，较2015年降低18.5%，七年间年均增速-2.9%。分用途看，煤炭50%用于原料、50%用于燃料，主要用于煤气化炉和蒸汽锅炉。分行业看，煤制合成氨吨产品耗煤量约1.3吨，煤炭消费量占比53.0%；煤制甲醇吨产品耗煤量约1.7吨，煤炭消费量占比13%；煤制油和乙二醇煤炭消费量占比34.5%。

**建材行业：2022年山西建材煤炭消费量占比2.0%，超60%煤炭用于生产水泥熟料。**2022年山西省建材煤炭消费量777万吨，占全省煤炭消费量的比重较2015年降低0.7个百分点；2022年建材煤炭消费量同比降低7.1%，较2015年降低2.5%，七年间年均增速-0.4%。分行业看，水泥行业煤炭消费量占比约60%，用于分解炉预热分解生料和回转窑高温煅烧熟料；玻璃、陶瓷和石灰生产煤炭消费占比约40%，用于窑炉烧成产品。

**民用煤炭：2022年山西居民煤炭消费量占比0.9%。**居民煤炭主要用于居民取暖和炊事。2015年以来，经过清洁取暖试点建设，山西省清洁取暖工作取得显著成效，截至2024年11月底，累计完成清洁取暖改造超690万户（山西省能源局，2024），煤炭消费量逐年降低。2022年山西省居民煤

炭消费量354万吨，占全省煤炭消费量的0.9%，较2015年降低3%；2022年居民煤炭消费量同比降低23.2%，较2015年降低69.3%，七年间年均增速-15.5%

### 2.3.4.3 配套产业

山西省煤机产业规模全国领先，产品体系完备，已形成以“三机一架”<sup>7</sup>、提升、洗选、煤化工及安全设备为主的制造与研发体系（王晓华、石守霞，2021；王龙飞，2021）。该产业积极融合5G、数字化等先进技术，推动高端化、智能化、集群化发展（王龙飞，2021）。在关键装备方面，省内拥有天巨重工、山西天地煤机等掘进机企业，太重煤机等采煤机企业，山西煤机等输送机企业，以及晋控装备金鼎公司、平阳重工等液压支架企业，整体实力突出——山西天地煤机掘进机全国前三，太重煤机采煤机位列前五（山西省工业和信息化厅，2022a）。

2024年，山西有7家企业入选全国煤机50强，销售收入达255亿元，占行业前50强总收入的15.51%（中国煤炭机械工业协会，2025）。从布局看，产业集聚效应显著，形成晋中、晋东南、晋北三大集群（山西省工业和信息化厅，2022）。晋中集群以太原为核心，覆盖阳泉、晋中、吕梁，集中了“三机一架”制造与智能化方案设计；晋东南以成套机械为主；晋北兼具露天与井工矿全设备供应能力。其中，原平作为最大生产基地，拥有144家厂家、超9000名职工，煤机产值占民企总产值一半以上；朔州规模以上装备制造营收24亿元；阳泉集聚68户相关中小企业；大同云冈区98家企业2022年产值突破60亿元，展现出强劲的集群优势。

除煤机装备制造之外，煤炭产业配套的其他服务业主要包括勘探与地质服务、工程技术服务、环保与安全服务、智能化服务以及煤机维修服务等。

<sup>7</sup> 指掘进机、采煤机、刮板输送机、液压支架。一个工作面中，一般需要1台采煤机、1台掘进机、1台刮板输送机和百余台液压支架，因此在“三机一架”中，液压支架价值量占比较大，约为32%，掘进机和采煤机技术含量较高，价值量占比分别为8%和9%，刮板输送机等输送设备约占7%。

2022年山西省煤炭系统综合有效利用率计算表

→ 表 2-3

[万吨标煤, %]

类型	一次能源投入	加工	转换	二次能源及直接使用一次能	终端能源消费及有效利用	
投入	一次能源生产量	84,868.59	--	--	--	
	外省调入量	6,255.75	--	1,768.72	608.03	
	本省调出量 (-)	-13,119.13	--	--	-55,156.1	
	出口量 (-)	-21.22	--	--	-26.03	
	库存增 (-)、减 (+) 量	208.58	--	--	-1,114.08	
	回收量	--	--	--	1,574.17	
	上一环节投入量	--	78,192.8	73,419.84	66,934.83	12,742.66
	合计	78,192.84	78,192.8	75,188.56	12,816.92	12,742.66
产出	78,192.84	73,419.8	66,930.83	12,742.66	8,282.73	
煤炭损失率	0%	6.10%	10.98%	0.58%	35%	
煤炭系统综合有效利用率	47.34%					

作者根据国家政策梳理

山西省全省碳排放, 2022

→ 表 2-4

[万吨标煤, %]

结构	分类	排放
化石燃料燃烧碳排放	煤炭	54,508
	油品	1,721
	天然气	1,822
工业生产过程碳排放量	水泥	1,921
	钢铁	1,079
	石灰	804
电力净调出		-10,386
合计		51,468

作者根据国家政策梳理

### 2.3.5 煤炭利用效率

山西省2022年煤炭投入量在考虑生产量、调入调出量、进出口量和动用库存量后, 煤炭系统的综合(总)有效利用率为47.3%。

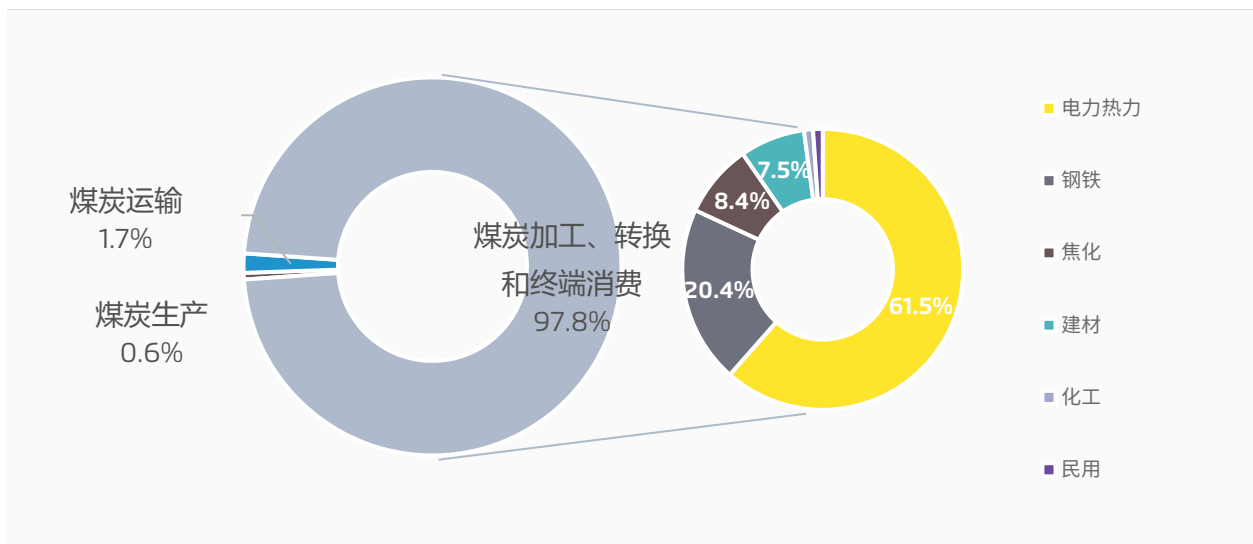
## 2.4 全省以及煤炭产业链碳排放

### 2.4.1 山西省全省碳排放总量与结构

2022年, 山西全省碳排放总量6.19亿吨, 减去电力净调出蕴含的碳排放量为5.15亿吨(表2-4)。其中化石燃料燃烧排放5.81亿吨, 工业生产过程排放0.38亿吨, 电力净调出量的碳排放1.04亿吨。

山西省煤炭产业链的CO<sub>2</sub>, 2022

→ 图 2-10



作者根据山西省统计年鉴数据计算

**全省化石燃料燃烧产生的碳排放达到5.81亿吨。**碳排放量总体呈上升趋势，在2015-2022年七年间年均增速3.6%，比全国年均增速高出2.0%；碳排放量占全国碳排放量的比重6.1%，该比例持续上涨，比2015的水平高出0.8%。

煤炭消费是化石燃料燃烧碳排放主要来源。2022年，全省煤炭、油品、天然气消费对碳排放量的贡献分别是93.9%、3.0%、3.1%，与2015年相比，煤炭消费碳排放占比增加0.8%，油品消费碳排放占比降低1.4%，天然气消费碳排放占比增加0.5%。

**工业生产过程二氧化碳排放量集中在钢铁和水泥熟料生产过程。**2022年全省工业生产过程二氧化碳排放（水泥、钢铁和石灰生产过程）合计3804万吨，总体呈下降趋势。其中水泥生产过程二氧化碳排放量为1921万吨，同比降低11.2%，占全省工业生产过程二氧化碳排放量的50.5%，居于首位。钢铁生产过程二氧化碳排放量为1079万吨，同比降低4.7%，占全省工业生产过程碳排放比重超28.4%。石灰生产过程二氧化碳排放量为804万吨，同比增加35.1%，占全省工业生产过程二氧化碳排放量的21.1%。

**全省电力调入调出蕴含的间接二氧化碳排放逐年增加。**2022年山西省外送电力1838亿千瓦时；外调入电力375亿千瓦时。净外送电力1464亿千瓦时，同比增长18.6%，占全省发电量比重34.1%。因此山西省属于电力外调省份，电力调入调出蕴含的间接二氧化碳排放量随着净调出量的增加而增加，从2015年的5111万吨二氧化碳增加至1.04亿吨二氧化碳。

## 2.4.2 煤炭产业链的碳排放

### 2.4.2.1 煤炭产业链一次能源消费排放量

根据计算，煤炭产业链上一次能源消费排放为5.75亿吨（包含电力净调出蕴含的碳排放与过程排放），占全省碳排放的93%。

**煤炭生产环节**能源消费直接碳排放量为327万吨，占煤炭产业链能源消费直接碳排放的0.6%（图 2-10）。

**煤炭运输环节**能源消费直接碳排放量为950万吨，占煤炭产业链能源消费直接碳排放的1.65%。假设铁路运输已全部实现100%电气化，无化石燃料消费碳排放，该环节碳排放全部来自公路运输。其中，煤炭公路运输产生的能源消费直接碳排放量为835万吨，占运输环节碳排放88%；焦炭公路运输产生的能源消费直接碳排放量为115万吨。

**煤炭转化与利用环节**（电力热力、钢铁、焦化、建材、化工、民用）能源消费直接碳排放量5.63亿吨，占煤炭产业链能源消费直接碳排放（总排放量）比重97.8%。其中，电力热力行业能源消费直接碳排放量为3.46亿吨，占总排放量比重最高，为61.5%；其次是钢铁、焦化和建材行业，占总排放量比重分别为20.4%、8.4%、7.5%。民用散煤的碳排放量占该环节碳排放比重为1.1%。值得注意的是，建材行业的碳排放中，有64.6%来自过程排放；钢铁行业的过程排放占该行业的9.4%。

山西省煤炭产业链碳排放, 2022

→ 表 2-5

[万吨]

分类	合计	煤炭生产	煤炭运输	煤炭转化与利用					
				电力热力	钢铁	焦化	建材	化工	民用
煤炭	52,070.52	20,10	--	34,602.48	10,326.83	4,718.02	1,307.73	540.79	554.57
油品	1,106.55	145.19	818.94	716	21.75	20.80	48.16	17.90	26.64
天然气	568.42	161.51	130.78	--	59.14	13.78	135.72	26.82	40.68
过程排放	3,803.96	--	--	--	1,079.10	--	2,724.86	--	--
电力	10,306.28	2,428.07	501.47	--	2,335.27	852.77	953.63	1,192.98	2,042.09
合计	57,549.45	2,754.88	1,451.19	34,609.64	13,822.09	5,605.37	5,170.10	1,788.48	2,663.98

作者根据山西省统计年鉴数据计算

### 2.4.2.2 煤炭产业链电力消费碳排放

2022年全省煤炭产业链上电力消费碳排放1.03亿吨, 占全省电力消费碳排放的65.2%。

煤炭生产环节电力消费碳排放为2428万吨, 占煤炭产业链电力消费碳排放的23.6%。

煤炭运输环节电力消费碳排放为501万吨, 占煤炭产业链电力消费碳排放的4.8%。运输煤炭产生的电力消费碳排放为438万吨, 占该环节碳排放的87.4%, 其次是运输焦炭的电力消费碳排放。

煤炭转化与利用环节(钢铁、焦化、建材、化工)电力消费碳排放 7377万吨, 占煤炭产业链电力消费碳排放比重 71.6%。其中钢铁行业用电产生的碳排放量最高, 占该环节用电碳排放的31.7%, 其次是民用电力、化工、建材和焦化行业, 这些行业用电碳排放占该环节电力消费碳排放的比重分别为27.7%、16.2%、12.9%、11.6%。

### 2.4.2.3 煤炭产业链总排放量

2022年, 山西省煤炭产业链上碳排放为5.75亿吨(包含电力净调出蕴含的碳排放与过程排放)(表2-5), 占全省碳排放的93%。

煤炭生产环节碳排放为2755万吨(不考虑甲烷排放), 占煤炭产业链碳排放总量的4.1%, 位列煤炭产业链第二位; 煤炭运输环节碳排放为1451万吨, 占煤炭产业链碳排放总量的2.1%, 在各环节中占比相对较低; 煤炭转化与利用环节碳排放为6.37亿吨, 占煤炭产业链碳排放总量的93.8%, 居于各环节首位, 为煤炭产业链的重点环节(图 2-11)。

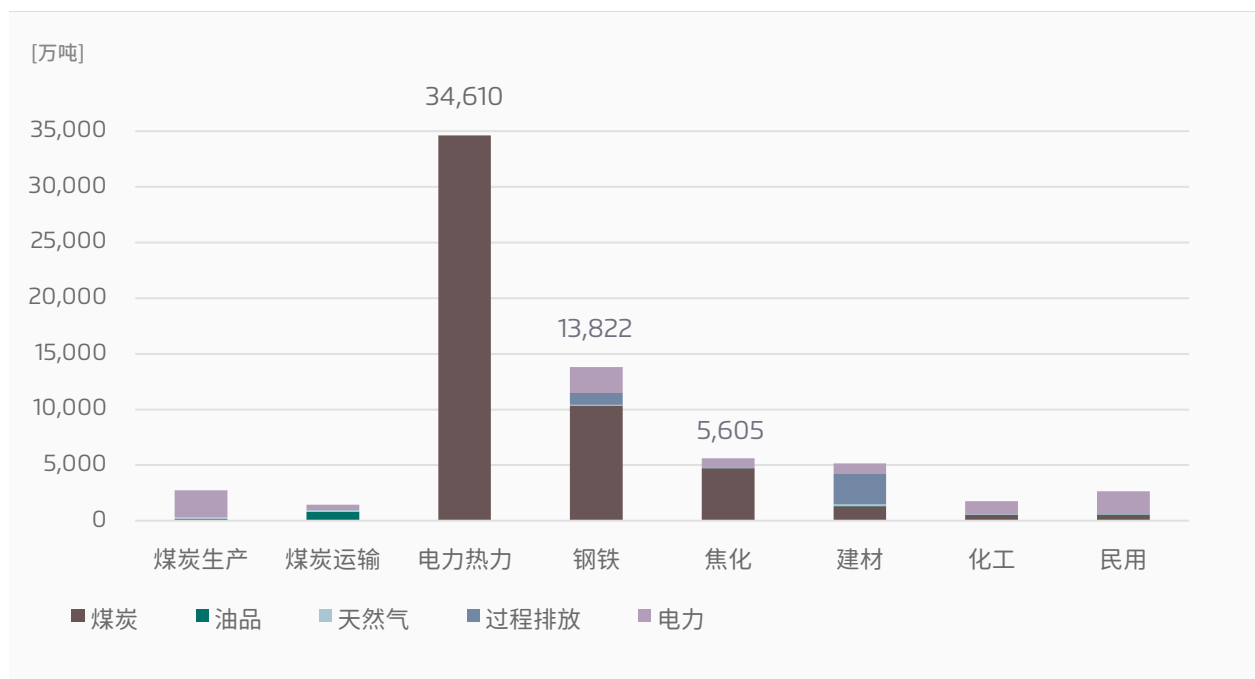
### 2.4.3 重点排放环节的减排难点与思路

#### 2.4.3.1 煤炭生产

煤炭生产环节(煤炭开采与洗选行业)的二氧化碳排放以电力消费产生的碳排放为主(88.1%), 其次是化石燃料燃烧直接排放(11.9%)。该环节的化石燃料燃烧产生的碳排放主要来源是煤矿燃气(煤矿瓦斯)供热锅炉、瓦斯发电厂以及移动运输设备中燃气、燃油等化石燃料燃烧。

山西省煤炭产业链分环节碳排放, 2022

→ 图 2-11



作者根据山西省统计年鉴数据计算

除二氧化碳之外,煤炭开采环节的甲烷排放不容忽视。初步核算,2022年山西省煤炭行业甲烷排放量784万吨,折合二氧化碳当量为1.9亿吨<sup>8</sup>,是煤炭开采环节二氧化碳排放量的将近6倍。其中,井工开采甲烷排放占比约83%、露天开采甲烷排放占比1%、矿后活动甲烷排放占比13%、废弃矿甲烷排放占比3%。

煤炭行业未来减碳重点环节为井工开采阶段产生的甲烷排放,其次为大型采煤设备以及煤炭破碎、分选环节使用电力产生的间接二氧化碳排放。核心难点在于:

- 低浓度瓦斯 (<8%) 排放量大、现有技术经济性低。
- 煤矿管理相对粗放,企业节能降碳意识不足。
- 山西上组煤<sup>9</sup>资源接近枯竭,煤炭开采逐步转向深部开采,未来煤炭开采的能耗水平将随开采深度的增加而上升。

<sup>8</sup> 根据联合国政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 在第四次评估报告中提出的基准值,甲烷GWP=25。

<sup>9</sup> 上组煤是指在一个含煤地层(煤系)中,相对于某个作为基准的主要可采煤层,位置在其上方的煤层或煤层组。

山西省煤炭行业碳减排思路如下:

- 严控新增煤矿与煤炭开采量。这是从源头降低煤炭生产环节二氧化碳和甲烷排放最有效的途径,也是对能源安全观的革新,避免将“能源安全”简单等同于“煤炭自给”,通过构建以新能源为主体的新型能源体系,实现更可持续的、可靠的能源保障。
- 构建煤矿瓦斯计量监测体系,完善煤矿瓦斯数据管理,严格落实煤矿瓦斯排放标准。持续攻关低浓度煤矿瓦斯抽采利用技术,推进煤矿瓦斯治理和综合利用,开展关闭煤矿瓦斯治理与利用,减少煤炭开发过程中甲烷排放。
- 促进矿区低碳供能与增汇,推动新能源在矿区的融合发展,探索利用采煤沉陷区、露天矿排土场、废弃露天矿坑等场地发展风电、光伏发电、生态碳汇等产业,加快提升煤矿绿电使用比例。

#### 2.4.3.2.2 钢铁行业

钢铁企业碳排放来源包括燃料燃烧排放、工业生产过程排放、电力间接消费产生的排放。其中化石燃料产生碳排放占该行业的排放75.3%,主要是在各种类型的生产设备(如焦炉、高炉等)中用作原料或燃料用途产生的二氧化碳排放。

其次是电力消费产生的间接碳排放,占比16.9%;再次是工业生产过程产生的碳排放,占比7.8%。钢铁行业二氧化碳排放70%以上主要集中于铁前工序。

山西钢铁行业在碳减排过程中面临的难点主要体现在以下几方面:

- 限制类装备存量仍较大,装备水平有待提升。
- 产品附加值低、运输成本高等原因导致企业经营效益欠佳,钢铁企业实施极致能效提升等碳减排举措的意愿不足。
- 受废钢资源供给不足,废钢市场价格、绿电价格等因素影响,短流程电炉冶炼经济性较差,长流程工艺转向短流程冶炼难度较大。
- 氢冶金技术成本高,且氢资源供应有限,短期内氢冶金技术规模化应用难度大。

山西省钢铁行业减排思路:

- 严格控制粗钢产能规模。严禁新增钢铁产能,严格执行产能置换政策,加快限制类工艺装备置换和升级改造,提升先进产能比重。
- 提升钢铁产品附加值。围绕钢铁市场绿色产品需求,推动钢铁产品向轻量化、绿色化、性能高的方向优化调整,提高产品附加值的同时加强行业市场竞争力。
- 开展极致能效提升工作。对标中钢协发布的钢铁行业极致能效技术清单,结合自身基础、投资回报周期等,选择应用焦化、烧结、高炉、转炉、轧钢、能源公辅<sup>10</sup>等工序和环节具有推广潜力的极致能效提升技术,提升行业整体能效水平。
- 有序引导电炉钢发展支持钢铁企业牵头成立大型废钢回收加工配送企业,保障短流程电炉冶炼的废钢资源供给;优化绿电供应与管理,通过开展绿电直连、建设分布式能源、参与绿电市场交易等方式,保障绿电稳定供应。

<sup>10</sup> “能源公辅”指为整个工厂或园区主生产流程提供必需的能源、动力及环境保障的所有辅助设施系统的总称。

- 鼓励发展氢冶金。持续推动高炉富氢(或纯氢)冶炼、非高炉富氢(或纯氢)冶炼等工艺技术示范应用;鼓励钢焦联合企业积极开展产业链协同降碳,推广“钢焦化氢”全闭环低碳产业链降碳模式,推动实现钢铁行业碳减排与高质量发展。

#### 2.4.3.2.3 焦化行业

焦化行业碳排放来源包括燃料燃烧碳排放、工业生产过程碳排放、碳回收利用率、净购入电力和热力隐含的碳排放。其中燃料燃烧的排放占比最高,达64.2%,其次是电力消费带来的间接碳排放,占比15.2%。

山西焦化行业在碳减排过程中面临的难点主要体现在以下几方面:

- 焦化行业先进产能达到96%以上,在产焦化企业全面实现干熄焦改造,全部完成超低排放改造主体工程建设,未来焦化行业节能降碳空间有限。
- 焦炭产能过剩的基本面未得到根本改变,独立焦化企业占比高,受上游煤炭行业和下游钢铁行业挤压,市场话语权较弱,企业经营效益欠佳,实施深度节能降碳投资意愿不强。
- 碳交易市场未覆盖焦化行业,碳减排收益难以变现,节能降碳技术投资回报周期长,企业积极性低。
- 生物质耦合炼焦、碳捕集与封存等低碳工艺技术尚在研究中,经济性有待突破。

山西省焦化行业减排思路:

- 严格控制焦化产能规模。严禁新增焦化产能规模,鼓励逐步有序关停5.5米焦炉,推动焦化产能结构优化。
- 采用先进节能降碳技术。推广应用上升管余热回收、循环氨水及初冷器余热回收、烟道气余热回收等技术;应用煤调湿、焦炉自动加热、自动化配煤等技术;采用高效节能电机、电机变频技术等。
- 实施清洁运输,推动煤炭、焦炭等大宗货物优先采用铁路或封闭皮带廊道运输,采用电能重卡、氢能重卡等清洁燃料车辆替代燃油车辆进行短途倒运。

→ 发展分布式光伏或购买绿电。在建筑物屋顶或外立面、厂区空旷场地等建设分布式光伏项目,或通过购买绿电抵消外购电力产生的碳排放。

→ 推动产业链高端发展。严格控制焦化副产品初级加工规模,充分发挥焦化副产品的特点和优势,实现高附加值固碳利用。促进焦炉煤气与氢能产业、冶金产业耦合发展,推动煤焦油瞄向高端炭基新材料及医药化工中间体发展,推动粗苯深加工向下游延伸发展尼龙新材料、生物可降解塑料等精细化工产品。

#### 2.4.3.2.4 煤化工行业

煤化工行业的碳排放源包括化石燃料燃烧产生的碳排放和电力消费产生的间接碳排放。据估算,2022年山西省煤制合成氨生产过程中化石燃料燃烧产生的碳排放310万吨,煤制甲醇生产过程中化石燃料燃烧产生的碳排放约76万吨,煤制油和乙二醇化石燃料燃烧产生的碳排放200万吨。煤化工行业以高碳煤炭为生产原料,煤气化工艺不仅能耗强度大,且碳利用率偏低,使得单位产品碳排放量偏高。

目前减碳面临困难主要包括以下几方面:

- 山西煤化工以传统煤化工为主,产品附加值低,单位能耗、碳排放产出低,且受技术进步影响原料无烟块煤成本高,企业经济效益较差,企业绿色低碳转型面临资金压力。
- 仍存在一定的相对落后的装置。如晋城地区采用落后的常压间歇固定床煤气化技术的中小合成氨联醇生产装置,单系列规模平均不到20万吨/年,与国内先进企业50万吨/年合成氨生产企业相比,单炉处理量小、单套装置生产能力小、企业污染重、技术水平落后。
- 绿氢替代技术、先进煤气化技术等减排技术面临成本高企、规模化应用滞后等现实瓶颈。

山西省煤化工行业碳减排思路:

- 推广先进工艺。推广先进煤气化技术,淘汰落后固定床气化炉,提高碳转化率和热效率。
- 提升能效水平。推广余热余压技术,实施公辅设备改造,应用高效煤气化炉、合成反应器、高效精馏系统、智能控制系统、高效降膜蒸发技术、高效压缩机、变压器等高效节能设备。

→ 实施低碳原料燃料替代。鼓励可再生能源发电和合成氨企业联营,推动以可再生能源制氢替代煤制氢,提高绿氢利用比例。

#### 2.4.3.2.5 水泥行业

水泥行业的碳排放源包括化石燃料燃烧排放、过程排放和电力间接消费产生的排放。其中,最主要的排放来自碳酸盐分解产生的碳排放,占该行业碳排放的比重为66.2%;其次是化石燃料燃烧排放,占比27.5%,主要是各种类型的固定或移动燃烧设备(如窑炉、锅炉、内燃机、运输车辆等)中化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放;再其次是电力消费产生的间接碳排放,占比6.3%。

山西水泥行业在碳减排过程中的难点在于以下方面:

- 水泥生产过程中的碳酸盐(石灰石)分解产生的碳排放是核心排放源,该过程属于化学反应,无法通过能源替代或能效提升消除,通过使用电石渣、钢渣等替代原料可以减少部分碳排放,但尚未找到可大规模替代石灰石的非碳酸盐钙质原料,减排路径受限。
- 关键技术瓶颈与经济制约,氢能、生物质燃料、垃圾衍生燃料、废塑料等替代燃料技术,碳捕集与封存、低碳水泥等技术尚未成熟、成本偏高。
- 水泥熟料行业产能仍然过剩,碳减排技术改造需巨额投资,但水泥价格受市场波动影响大,企业资金压力显著。
- 水泥行业纳入碳市场交易,部分企业碳履约成本将增加,节能降碳资金投入压力进一步增加。

山西省水泥行业减排思路:

- 优化产业结构。通过严格执行产能置换政策、淘汰落后产能、推广错峰生产等方式控制总量。
- 提升水泥能效水平。依托技术创新提升能效水平,包括推广新型干法工艺、窑炉节能改造、余热回收系统等成熟技术。
- 加快原燃料替代技术应用。减少石灰石使用比例并开发生物质燃料等清洁能源,推广低熟料水泥、高掺量混合材水泥等绿色产品应用。

## 3 陕西省

### 3.1 研究方法与边界

陕西省能源系统流动图基于中国能源统计年鉴（2023）、陕西省发改委（2023）和陕西省统计局（2024）的相关数据，描述陕西省2022年从一次能源投入、输送、加工转换到终端消费的能源流动，涵盖包括煤炭、天然气、石油等化石能源和风能、太阳能等可再生能源在内的所有一次能源的输入、输出与损失<sup>11</sup>。能源系统利用效率遵循“环节效率=产出量/投入量×100%”逻辑进行测算。

陕西省煤炭系统流动图基于中国能源统计年鉴（2023）相关数据、陕西省发改委（2023）和陕西省统计局（2023）的相关数据，描述陕西省2022年煤炭产业链上能源的流动，包括煤炭开采、加工转换、运输到终端消费各个环节使用的煤炭、石油和天然气。

陕西省电力系统流动图基于中国能源统计年鉴（2023）和陕西省统计局（2023）相关数据，描述陕西省2022年电力生产、输送和终端消费三个环节，重点突出了煤电在陕西省电力系统中的作用。

基于2024年陕西省能源平衡表，本章核算了2023年陕西省全社会二氧化碳排放量，包括本省消费的化石燃料燃烧产生的直接二氧化碳排放，以及因电力调入调出产生的间接二氧化碳排放。

化石燃料燃烧排放采用排放因子法进行计算。化石燃料燃烧的碳排放量计算公式为：

$$C = \sum_{i=1}^n N_i E_i$$

11 各类能源（煤炭、电力等）调入指除陕西省外的省（区、市）调入至陕西省的各类能源（煤炭、电力）量，即外省调入量。各类能源（煤炭、电力等）进口指国外调入至陕西省的各类能源（煤炭、电力）量。各类能源（煤炭、电力等）调出指陕西省调出至外省（区、市）各类能源（煤炭、电力）量，即本省调出量；各类能源（煤炭、电力等）出口指陕西省调出至国外各类能源（煤炭、电力）量。陕西省电力外省调入量、外省调出量难以区分一次电力、二次电力，因此本研究将电力外省调入量均作为一次能源投入考虑分析，电力外省调出量均作为二次能源考虑分析。

式中，C为碳排放量； $E_i$ 为第*i*种燃料的消耗量， $i=1,2,\dots,n$ ，分别代表煤炭、石油、天然气； $N_i$ 为第*i*种能源的碳排放因子，公式为：

$$N_i = \frac{44}{12} V_i \varphi_i O_i$$

式中， $N_i$ 为第*i*种能源的碳排放因子，*i*分别代表原煤、汽油、天然气； $V_i$ 为第*i*类燃料的平均低位发热量，表示每一物理单位的化石燃料燃烧产生的热值； $\varphi_i$ 为第*i*类燃料单位热值含碳量； $O_i$ 为第*i*类燃料的氧化率；44/12为燃料排放因子，表示二氧化碳与碳分子的比值。

各品种化石燃料的消耗量使用陕西省统计年鉴（2023）中的能源消耗实物量折算为标煤量。单位热值含碳量和碳氧化率取自生态环境部2025年发布的《省级温室气体清单编制指南（修订版）》，平均低温发热量取自2008年发布的《综合能耗计算通则》（GB/T 2589-2008）。计算得到陕西省排放因子分别为——煤炭：1.98吨CO<sub>2</sub>/吨标煤，石油：3.02吨CO<sub>2</sub>/吨标煤，天然气：2.17吨CO<sub>2</sub>/吨标煤。

电力调入调出排放计算公式为：

$$CO_2, \text{ 电力调入调出} = \sum (C_{\text{电}} \times EF_{\text{电}})$$

其中， $C_{\text{电}}$ 表示电力调入（出）量，单位为亿千瓦时； $EF_{\text{电}}$ 指区域电网供电平均排放因子，吨CO<sub>2</sub>/兆瓦时。电力调入调出量取自2023年陕西省统计年鉴中的外省（区、市）调入量、本省（区、市）调出量和出口量；电力排放因子不区分电力来源，采用2022年陕西省电力排放因子0.6558kgCO<sub>2</sub>/kWh（生态环境部，2023）。

本章核算了陕西省2022年煤炭产业链的二氧化碳排放。本研究将煤炭产业链界定为煤炭开采（即生产）、加工转换、运输和使用（即终端消费）的全过程，因此其碳排放包括在这一过程中消耗的所有化石燃料品种。由于数据可得性问题，各个环节使用的计算方法有所不同。

**煤炭开采环节**聚焦原煤从自然赋存到商品煤的物理转化过程，包括地下开采、露天开采等开采方式，重点核算开采设备能耗和瓦斯排放产生的二氧化碳排放。考虑到煤炭生产阶段能源消费数据的缺失性，本研究将陕西省的煤炭产量与单位煤炭生产碳排放因子相乘估算得到开采环节的碳排放。煤炭生产量取自陕西省统计局（2023）中的煤炭产量数据，单位煤炭生产碳排放因子参考山西省煤炭生产环节直接碳排放测算结果，确定为2.476千克CO<sub>2</sub>/吨实物煤。

**煤炭洗选加工环节**覆盖原煤的破碎筛分、重介质洗选、浮选脱水等洗选加工流程，转换环节覆盖一次能源向二次能源、化工产品的转化过程，包括与燃煤电厂、燃煤供热厂等煤炭产业链相关的碳排放，考虑用于火力发电的煤炭和石油，以及用于供热的煤炭；以及炼焦、煤制油、煤制气等传统和现代煤化工，型煤加工、水煤浆制备等煤炭制品生产过程中由化石燃料燃烧造成的直接碳排放。

**煤炭运输环节**碳排放按照“分运输方式、分排放类型”的逻辑，结合《省级二氧化碳排放达峰行动方案编制指南》（以下简称《指南》）的规范要求，采用“总排放核算—货运分摊—品类拆分”思路开展。能源消费直接碳排放时仅考虑公路货运，假设铁路100%电气化，无化石燃料燃烧直接排放。先依据《指南》计算交通运输领域直接排放总量，再按“货物周转量占全行业周转总量比重”分摊至货物运输，最终按“煤炭/焦炭公路运输量占公路总货运量比重”拆分两类品类的直接碳排放。电力消费间接碳排放重点核算铁路货运（公路电力消费占比<1%，忽略），先依据《指南》煤电排放因子（0.853kgCO<sub>2</sub>/kWh）计算交通运输领域总电力排放，再按货物周转量占比分摊至货物运输，最终按“煤炭/焦炭总运输量占总货运量比重”拆分两类品类的电力碳排放，汇总两类品类的公路直接碳排放与铁路电力碳排放，即形成运输环节总碳排放。核算边界方面，运输方式覆盖铁路、公路；品类范围包含原煤、洗精煤及其他洗煤（统称“煤炭”）与焦炭；排放范围仅涉及煤炭、焦炭从矿区至集散点或终端的运输环节，不含煤炭生产、洗选及终端消费环节。

**煤炭消费环节**碳排放核算只考虑各部门煤炭消费产生的碳排放，重点分析工业领域、生活领域、交通领域。

## 3.2 能源系统流动分析

### 3.2.1 能源供给

图3-1和图3-2和展示了陕西省能源系统流动关系。

**一次能源投入：**2022年陕西省能源一次能源投入量2.41亿吨标准煤。其中一次能源生产量6.12亿吨标准煤，外省调入量3014万吨标准煤，本省调出量4.02亿吨标准煤，本省出口量29万吨标准煤，减库存79万吨标准煤。

**原煤投入：**2022年原煤投入量为1.88亿吨标准煤，占一次能源投入量的77.9%。其中生产量5.35亿吨标准煤，外省调入量2967万吨标准煤，本省调出量3.77亿吨标准煤，本省出口量29万吨标准煤，减库存40万吨标准煤。

**原油投入：**2022年原油投入量为2752万吨标准煤，占一次能源投入量的11.4%。其中生产量3624万吨标准煤，外省调入量47万吨标准煤，本省调出量958万吨标准煤，减库存40万吨标准煤。

**天然气投入：**2022年天然气投入量为2567万吨标准煤，占一次能源投入量的10.7%。其中生产量4085万吨标准煤，本省调出量1518万吨标准煤。

### 3.2.2 能源加工与转换

经一次能源输送环节，投入到加工转换环节的能源量为2.41亿吨标准煤，产出量为2.30亿吨标准煤，损失率为4.6%。其中煤炭投入量为1.88亿吨标准煤，22.2%的原煤投入洗选加工，产出洗精煤、其他洗煤和煤矸石共3985万吨标准煤；17.5%的原煤直接流入转换环节。一次电力直接投入到终端消费，天然气直接投入到转换环节。

共计2690万吨标准煤的原油投入到石油炼制环节，占投入原油总量的97.8%，加上产出各类石油制品2565万吨标准煤，炼油效率为95.4%；其余未经炼制的原油直接进入下一环节，即转换环节。天然气直接投入到转换环节。

经加工转换环节流入到转换环节的能源量为2.09亿吨标准煤。其中用于发电环节的能源包括原煤、煤矸石、其他洗煤、天然气及高炉煤气，能源总量为6368万吨标准煤；用于供热环节的能源包括原煤、其他洗煤、煤矸石、天然气及高炉煤气，能源总量为1095万吨标准煤；用于炼焦环节的能源包括原煤和洗精煤，能源总量为5430万吨标准煤；

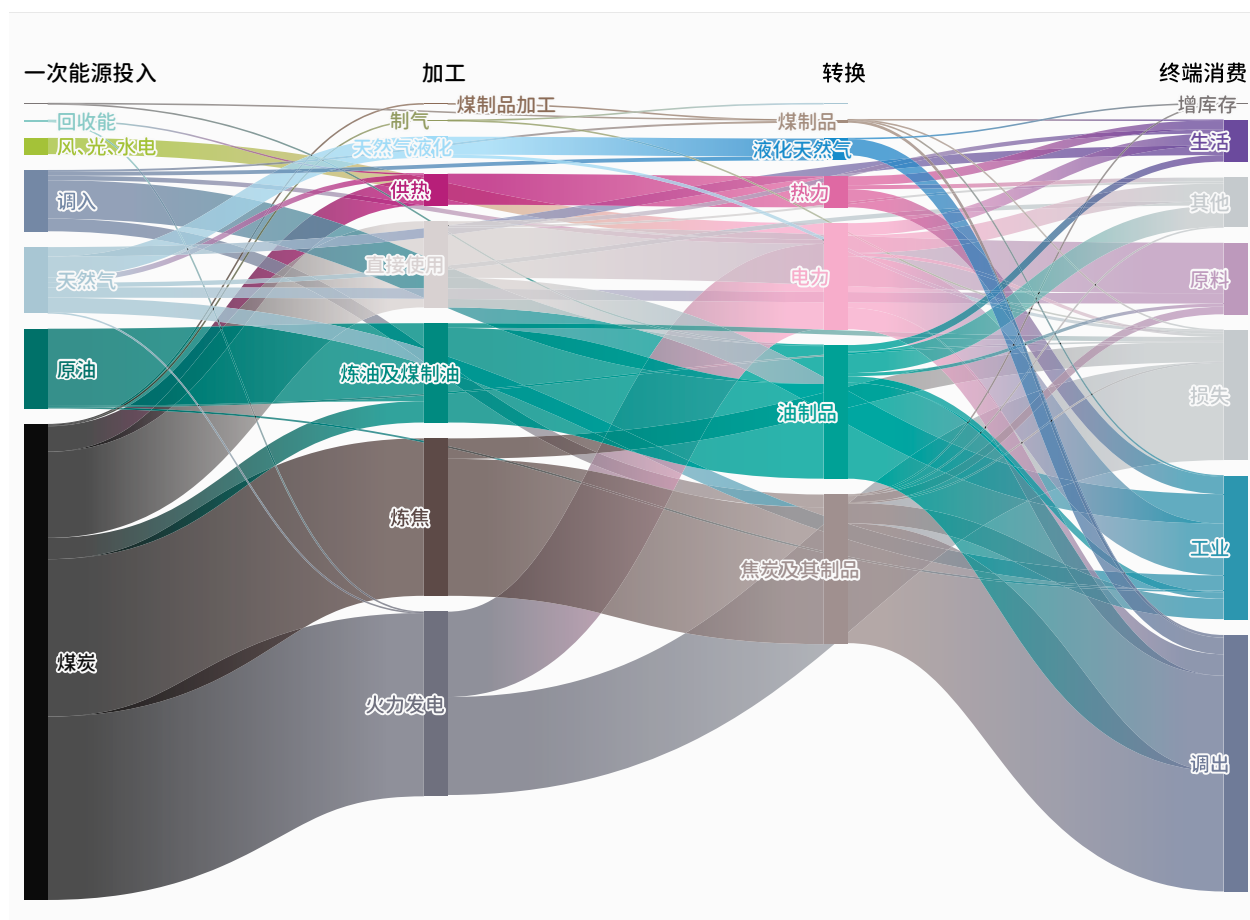
用于炼油及煤制油环节的能源主要是原煤、原油以及炼焦产生的其他焦化产品，能源总量为3425万吨标准煤；用于制气环节的能源主要是原煤和炼焦产生的其他焦化产品，能源总量为42万吨标准煤；用于煤制品加工的能源主要是原煤和其他洗煤，能源总量为27万吨标准煤；用于天然气液化环节的能源主要是天然气，能源总量为728万吨标准煤。通过发电、供热、炼焦、炼油及煤制油、制气、煤制品加工、天然气液化等转换环节后产出电力、热力、焦炭及其制品、油制品、天然气、煤制品、液化天然气等共计13187万吨标准煤，转换效率分别为46.2%、97.9%、96.4%、95.4%、50.7%、99.96%和85.3%。由本环节流入“二次能源及直接使用的一次能源输送分配环节”的能源量为1.62亿吨标准煤。

### 3.2.3 二次能源及直接使用一次能源的输送、分配

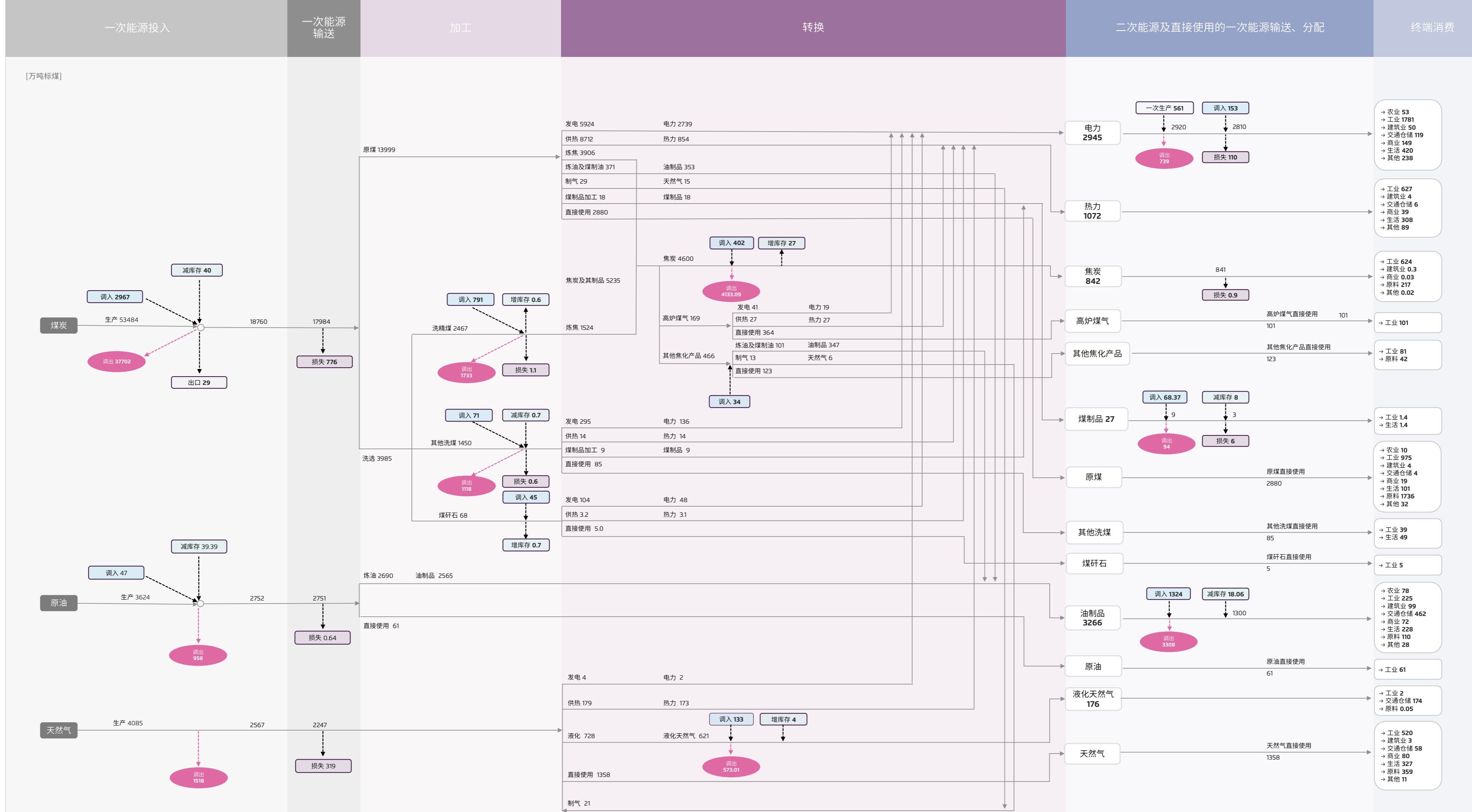
经过加工转换环节，投入到本环节的能源量共计1.62亿吨标准煤。这一环节作为能源从生产端向消费端过渡的关键枢纽，承担着电力、热力、焦炭及其制品、油制品、液化天然气、煤制品等多种二次能源的统筹调配任务。考虑外省调入调出及出口、动用量库存量及回收的二次能源，各行业最终接收的能源总量达1.08亿吨标准煤，转换效率为66.7%。

2022年陕西省能流图(桑基图)

→ 图 3-2

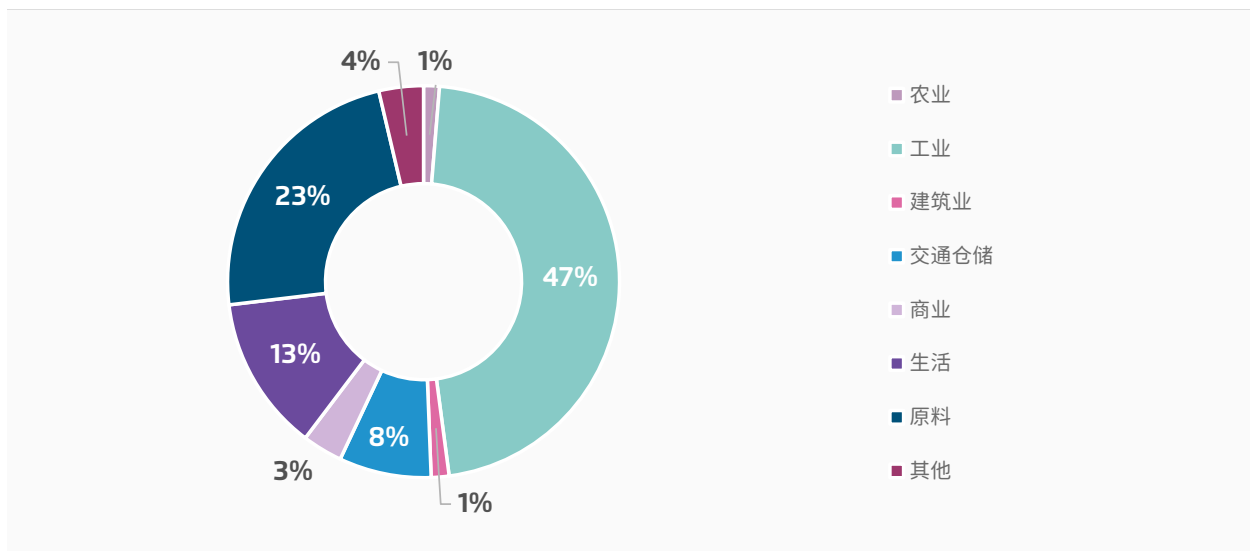


注1: 煤炭投入包括煤炭本地生产53484.16万吨标准煤,调入2966.93万吨标准煤,减库存39.93万吨标准煤;洗精煤调入790.83万吨标准煤,其他洗煤调入量71.4万吨标准煤,煤矸石调入44.97万吨标准煤。可再生能源投入包括风、光、水电本地生产560.68万吨标准煤,调入153.38万吨标准煤。  
注2: 本图中只考虑用于本地消费的原煤,未计入原煤调出(37702.36万吨标准煤),洗精煤调出(1732.59万吨标准煤)和其他洗煤调出(1118.24万吨标准煤);只考虑用于本地消费的原油,未计入原油调出(958.59万吨标准煤);只考虑用于本地消费的天然气,未计入天然气调出(1518.06万吨标准煤)。



陕西省终端消费环节分部门能源消费量构成

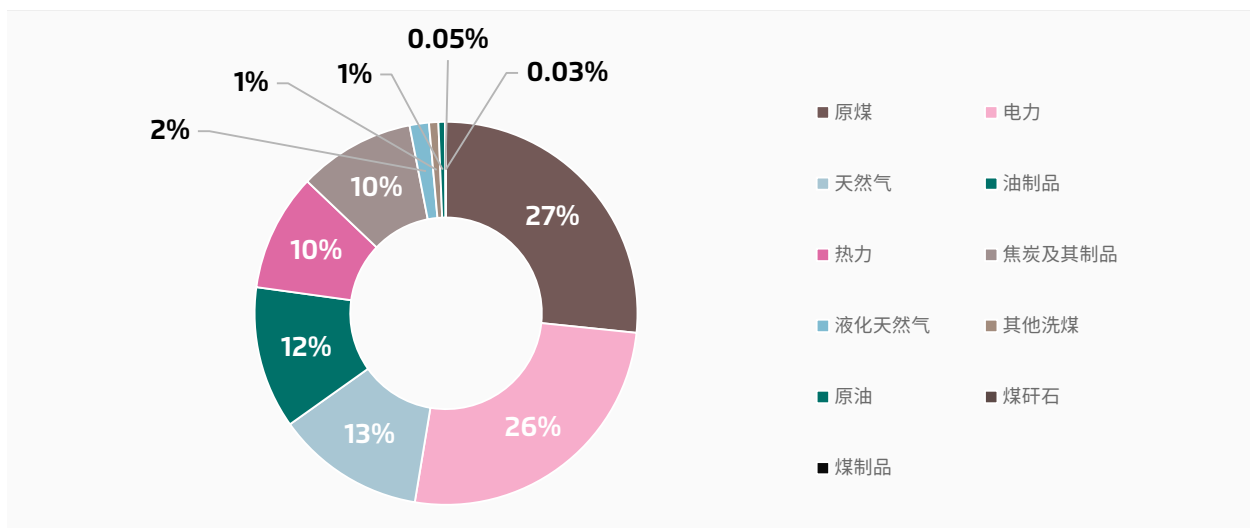
→ 图 3-3



陕西省统计局

2022年陕西省终端消费环节分能源品种消费量构成

→ 图 3-4



陕西省统计局

### 3.2.4 终端消费情况

2022年，陕西省终端能源消费总量1.08亿吨标准煤。分领域看，工业、原料、生活、交通仓储、其他、商业、建筑业和农业的终端能源消费量分别为5041万吨标准煤、2511万吨标准煤、1385万吨标准煤、823万吨标准煤、397万吨标准煤、359万吨标准煤、159万吨标准煤和141万吨标准煤，工业、原料和生活三大部门合计占据终端能源消费总量的82.6%，成为能源消耗的主力。

如图3-3，分部门看，工业部门以其庞大的产业规模和高耗能特性，成为能源消费的“主力军”，占比为46.6%；原料部门的能源消费量占比为23.2%，主要体现在将能源转化为工业生产所需的原材料过程中，连接着能源生产与工业制造，其消费结构和规模直接影响着产业链的完整性和产业发展的可持续性；生活领域的能源消费占比为12.8%。

如图3-4，分能源品种看，2022年陕西省终端消费量排名前五的能源品种为原煤、电力、天然气、油制品和热力，消费量分别为2880.24万吨标准煤、2810.44万吨标准煤、1357.86万吨标准煤、1300.02万吨标准煤和1072.31万吨标准煤，共计占能源消费总量的87.1%。

2022年陕西省能源系统综合有效利用率计算表

→ 表 3-1

[万吨标煤,%]

	一次能源投入量及输送		加工		转换		二次能源及直接使用的一次能源输送分配	
	投入量	产出量	投入量	产出量	投入量	产出量	投入量	产出量
环节投入产出量	24,078.60	22,982.58	22,982.58	20,913.69	20,913.69	16,218.24	16,218.24	10,816.48
环节相对效率	95.45%		91.00%		77.55%		66.69%	
能源损失率	4.55%		0.55%		18.78%		14.61%	
能源系统总效率	44.92%							

作者计算

原煤消费占比26.6%，反映出煤炭资源在陕西省能源体系中的根基性作用依然稳固，作为省内储量丰富、开采历史悠久的优势能源，原煤在工业生产中是诸多基础产业的“动力之源”；天然气占比12.6%；油制品占比12%，主要用于交通运输行业；电力消费占比26%。

根据上述分析，陕西省2022年能源系统综合（总）有效利用率为44.9%，意味着从能源开采、加工到最终消费的全链条中，超过五成的能源在各个环节的损耗中未能充分转化为有效产出。

### 3.3 煤炭系统流动分析

#### 3.3.1 煤炭生产

根据图3-5，2022年陕西省一次能源投入总量为2.41亿吨标准煤，其中煤炭占比达77.9%（1.88亿吨标准煤），是能源系统的绝对主体。

在煤炭投入环节，2022年陕西省原煤生产量为5.35亿吨标准煤，调入量为2966.93万吨标准煤，调出量为3.77亿吨标准煤（原煤3.48亿吨标准煤，洗精煤1732.59万吨标准煤，煤制品93.8万吨标准煤，其他洗煤1118.24万吨标准煤），出口量为28.57万吨标准煤，库存减量为39.93万吨标准煤，共计投入量为1.88亿吨标准煤。

#### 3.3.2 煤炭加工

陕西省煤炭洗选环节以高效利用为核心，是提升煤炭品质、支撑清洁转化的关键前置工序。2022年原煤加工环节的投入总量1.88亿吨标准煤，产出量为1.60亿吨标准煤，损失率为15%。1.40亿吨标准煤（占比77.8%）的原煤直接流入转换环节。3985万吨标准煤（占比22.2%）的原煤进入洗选流程，通过破碎、筛分、重介质分选、浮选等精细化工工艺，产出洗精煤2467万吨标准煤、其他洗煤1450万吨标准煤、煤矸石68万吨标准煤。

煤炭投入

煤炭输送

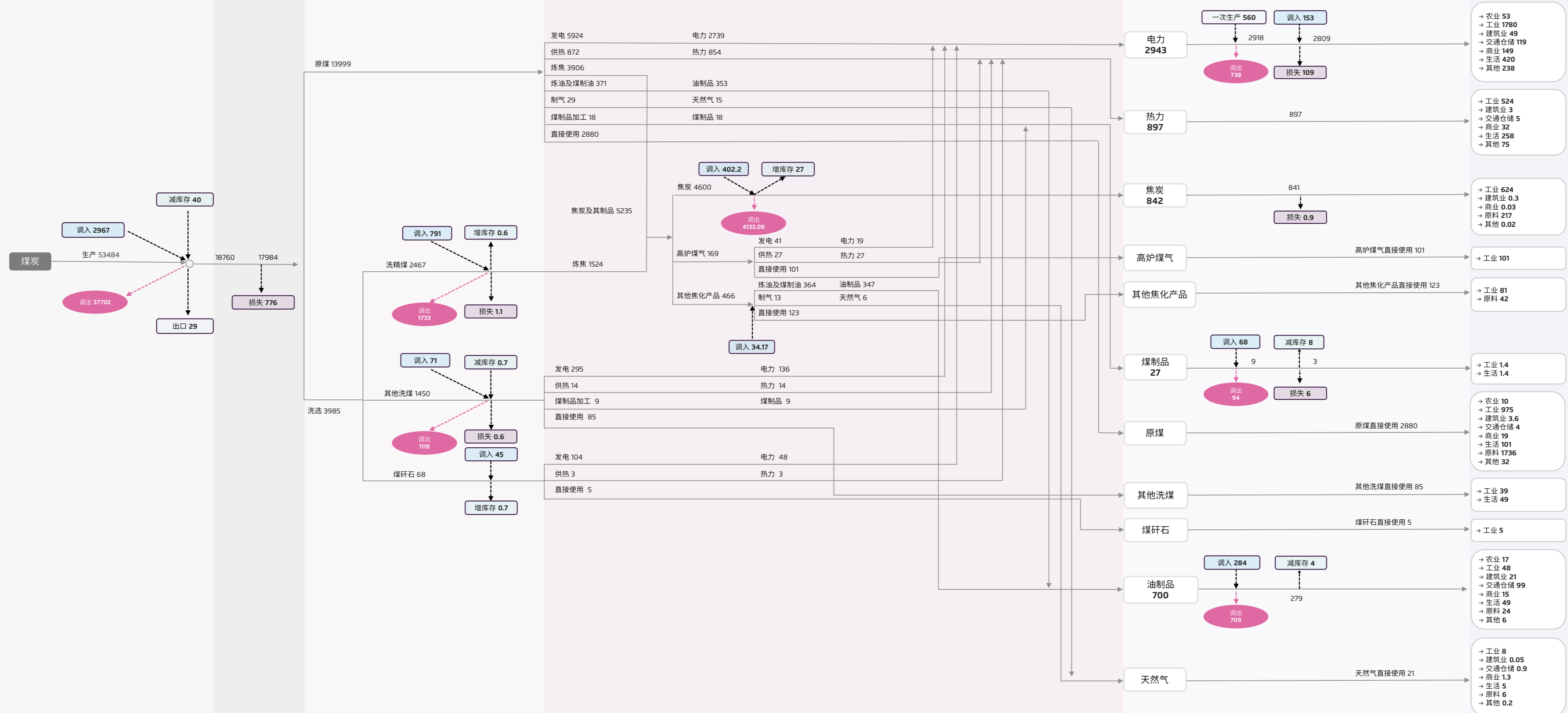
加工

转换

二次能源及直接使用的一次能源输送、分配

终端消费

[万吨标煤]

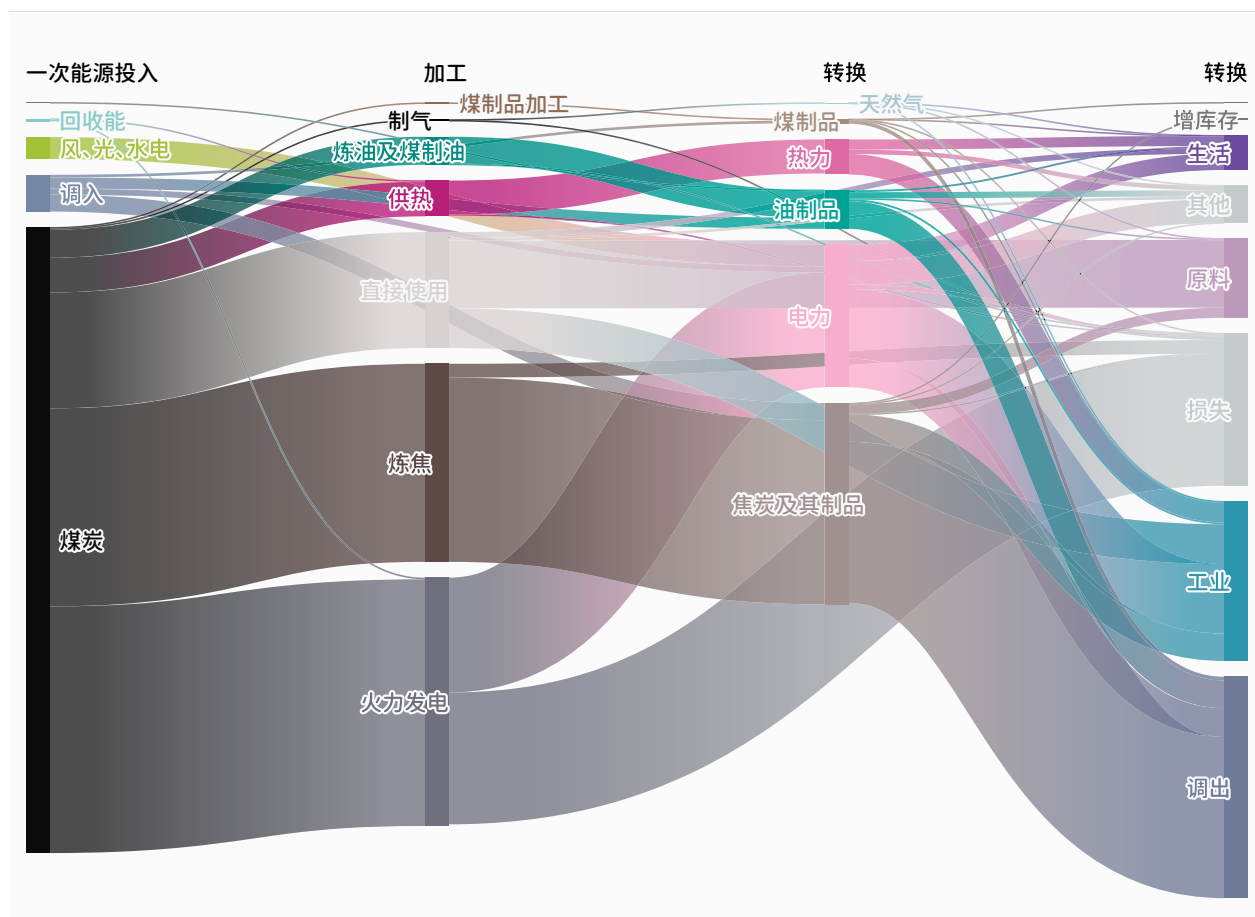


2022年陕西省煤流图(网络图)

图 3-5

2022年陕西省煤流图(桑基图)

→ 图 3-6



注1: 煤炭投入包括煤炭本地生产5348416万吨标准煤,调入2966.93万吨标准煤,减库存39.93万吨标准煤;洗精煤调入790.83万吨标准煤,其他洗煤调入量71.4万吨标准煤,煤研石调入44.97万吨标准煤。

注2: 本图中只考虑用于本地消费的原煤,未计入原煤调出(37702.36万吨标准煤),洗精煤调出(1732.59万吨标准煤)和其他洗煤调出(1118.24万吨标准煤)。

### 3.3.3 煤炭运输

2022年,陕西省原煤调出量3.77亿吨标准煤,出口量29万吨标准煤,合计占当年产量的70.6%;洗精煤调出量1733万吨标准煤,占产量的70.2%;其他洗煤调出量1118万吨标准煤,占产量的77.1%。这些煤炭主要通过铁路进行省间运输,公路、水路作为补充,呈现出“铁路为主干、公路为衔接、铁水联运为出省重要补充”的运输格局。在省际间,煤炭外运方向主要是向东(华北、华东)、向南(华中、西南)以及通过港口下水,用于保障火力发电厂、钢铁厂等大型工业企业的用煤需求。

铁路运输在陕西省煤炭调运中占据主导地位。陕西省作为全国重要的煤炭生产基地,拥有密集的铁路运输网络,包西铁路、神朔铁路、西康铁路等干线,为煤炭外运搭建了高效通道。2024年,陕西通过浩吉铁路等铁路线发运煤炭超过3亿吨,占煤炭外运出省总量的六成以上(陕西日报,2025)。

在陕西省内,公路主要承担从煤矿到铁路货运站、港口以及直达小型工业用户、民用煤销售点的短途转运任务。此外,对于铁路网络未覆盖的区域,或需紧急调运的小批量煤炭,公路运输凭借其灵活性,能够快速响应需求。

水路运输成本较低,在陕西煤炭外运中占一定份额,但占比相对不高,主要作为铁路和公路的补充。其主要依托黄河等水系,进一步完善了煤炭运输体系。煤炭可通过“铁路+水路”或“公路+水路”联运模式,输送到黄河中下游的河南、山东等省份,经由东部港口下水南运,这是陕煤进入东南沿海市场的重要途径。主要路径有两条,一是“陕煤-山西/河北港口-下水”通道:煤炭经瓦日、侯月等铁路东运至山东日照港、河北秦皇岛港、唐山港(京唐港、曹妃甸港)等北方大港,然后装船沿海路运往华东、华南地区。二是“陕煤-湖北港口-下水”通道:随着浩吉铁路的通车,部分煤炭可运至湖北荆州港、襄阳港等长江沿线港口,转入长江航运,辐射长江中下游地区。

### 3.3.4 煤炭转换与利用

经过洗精煤、其他洗煤和煤矸石等产品的调入调出后,进入到煤炭转换与利用环节的煤炭投入量为1.60亿吨标准煤,产出量为1.28亿吨标准煤,损失率为20%。其中,火力发电环节投入量为6364万吨标准煤;炼焦环节投入量为5430万吨标准煤;供热环节投入量为886万吨标准煤;炼油及煤制油环节投入量为371万吨标准煤;制气环节投入量为煤炭29万吨标准煤;煤制品加工投入量为27万吨标准煤。特别地,炼焦过程产出的其他焦化产品继续投入炼油及煤制油和制气环节,产出的高炉煤气投入火力发电和供热环节。

通过发电、供热、炼焦、炼油及煤制油、制气、煤制品加工等转换环节后产出电力、热力、焦炭及其制品(包括焦炭、其他焦化产品和高炉煤气)、油制品、天然气、煤制品共9823万吨标准煤,分别为2943万吨标准煤、897万吨标准煤、5235万吨标准煤、700万吨标准煤、21万吨标准煤、111万吨标准煤,转换效率分别为46.2%、97.9%、96.4%、95.4%、50.7%、99.96%。在计算煤炭直接使用量2970万吨标准煤、其他洗煤直接使用85万吨标准煤和煤矸石直接使用5万吨标准煤后,最终流入到二次能源输送及一次能源直接使用环节的能源量为1.28亿吨标准煤。

焦炭、电力、煤制品和油制品经过二次能源输送环节,最终共8804万吨标准煤进入终端消费环节。其中工业部门的能源消费量为4187万吨标准煤,占比超过50%;原料部门能源消费量为2071万吨标准煤,占比达25.7%;居民生活领域煤炭消费量为833万吨标准煤,占比10.4%;交通仓储业、商业、农业、建筑业等部门的煤炭消费量占比较低,分别为2.8%和2.7%、1%和1%。

#### 3.3.4.1 电力系统流动分析

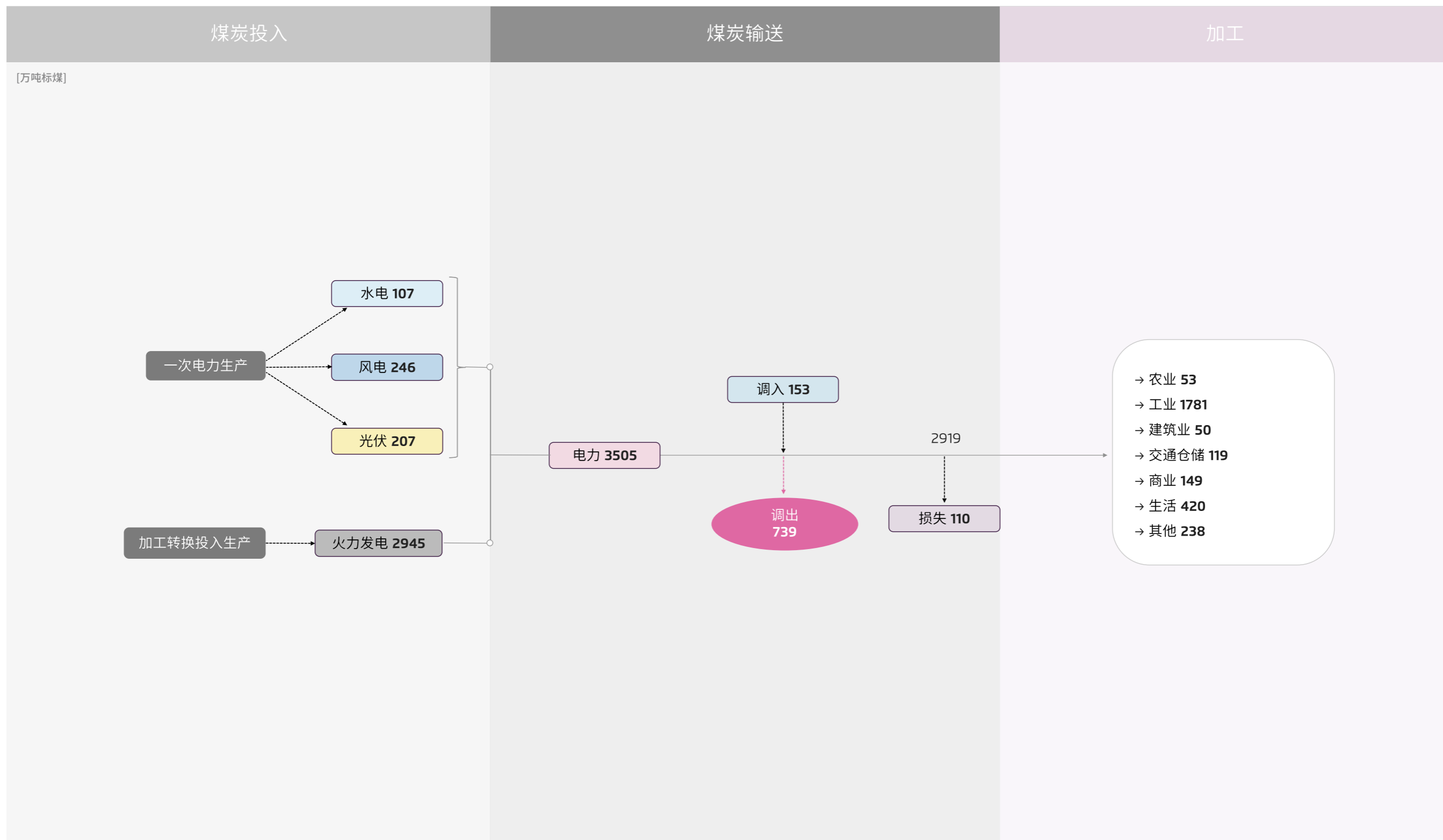
#### 3.3.4.2 电力生产

2022年,陕西省火电装机容量5064万千瓦、水电388万千瓦、风电1179万千瓦、太阳能1489万千瓦;规模以上火力发电企业173家,其中煤电企业以19.1%的占比支撑了陕西省规模以上工业79.9%的发电量(陕西省统计局,2023)。

2022年,陕西省发电总量2852亿千瓦时,较上年增长4.1%(陕西省统计局,2022)。分类型看,火力发电量2388亿千瓦时,较上年增长4.7%。非化石能源发电量为456亿千瓦时,其中水力发电量78亿千瓦时,较上年下降33.4%;风力发电量200亿千瓦时,其中规模以上风力发电量占全口径风力发电量的78.5%,规模以下风力发电量占比为21.5%;太阳能发电量169亿千瓦时,其中规模以上光伏发电量占全口径光伏发电量的62.5%,规模以下光伏发电量占比为37.5%。规上风光发电量较上年有所下降,规下企业和居民分布式风光的发展是拉动陕西省全口径风光增长的主要动力(陕西省统计局,2023)。

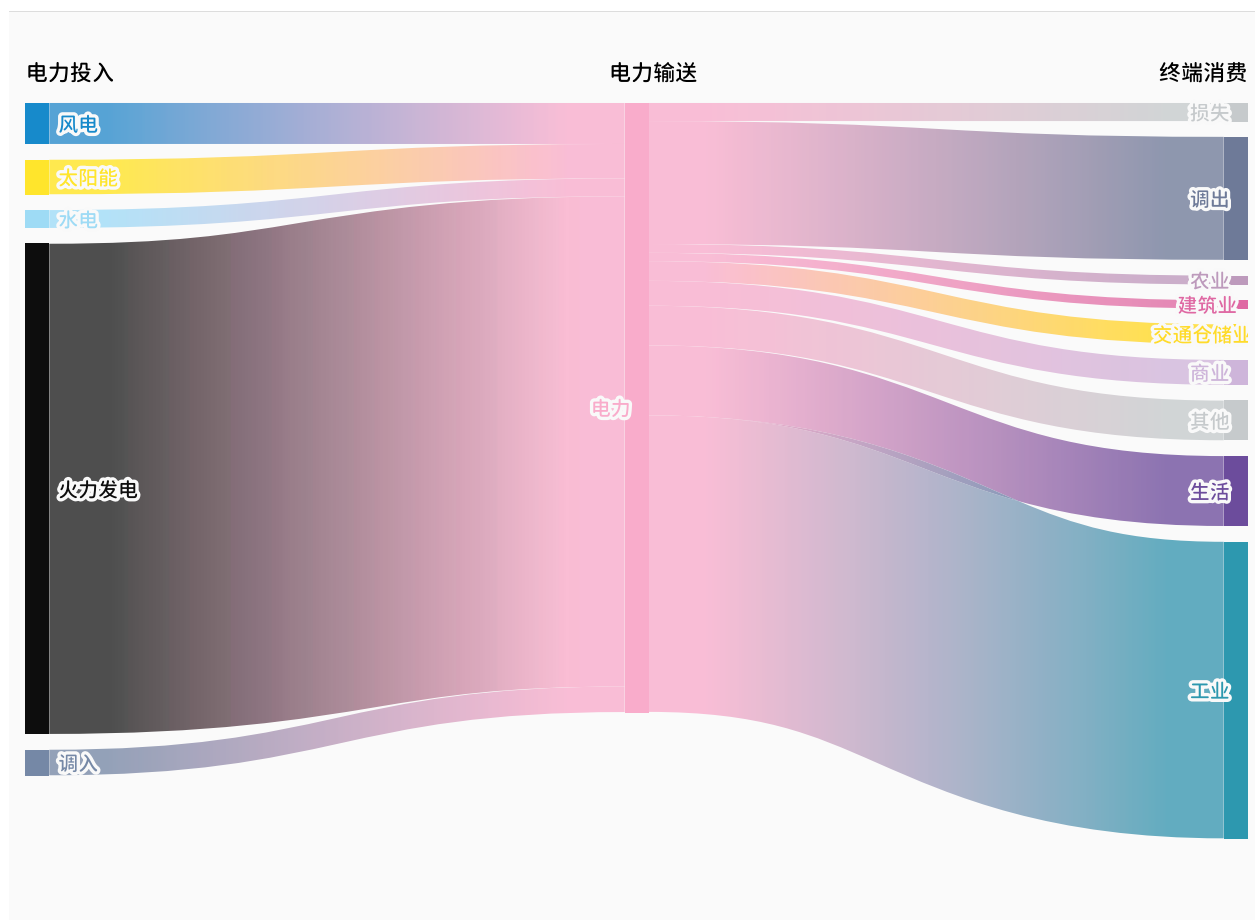
2022年陕西省电流图(网络图)

→ 图 3-7



2022年陕西省电流图(桑基图)

→ 图 3-8



### 3.3.4.3 发电用煤和电力消费

2022年,陕西省火力发电用煤合计9336万吨。分类型看,发电用煤中,原煤8293万吨,其他洗煤1033万吨,煤制品11万吨,煤矸石520万吨,焦炉煤气104亿立方米,高炉煤气32亿立方米,转炉煤气1亿立方米,其他煤气2亿立方米(中国能源统计年鉴,2023)。

电力终端消费看,2022年陕西省全省用电总量2376亿千瓦时,较上年增长6.7%。其中工业用电1538亿千瓦时,占比64.8%。工业用电中电力、热力生产和供应业的用电量为382亿千瓦时,占工业用电的24.8%,远远高于全国水平0.34%(中国能源统计年鉴,2023)。用电量第二大的部门是城乡居民生活,用电量为342亿千瓦时,占全省总用电量的14.4%,其中城镇居民用电占比为60%,乡村居民用电占比40%。其他几个用电量较大的终端部门包括公共服务及管理组织,交通运输、仓储和邮政业,批发和零售业,用电量分别为342亿千瓦时,97亿千瓦时和95亿千瓦时(陕西省统计年鉴,2023)。

### 3.3.4.4 非电生产与利用

陕西省的煤炭还被广泛用于炼焦、供热等非电生产部门。2022年,炼焦环节的煤炭投入量为5430万吨标准煤,产出焦炭4600万吨标准煤、其他焦化产品466万吨标准煤,高炉煤气169万吨标准煤,共计5235万吨标准煤的焦炭相关产品。焦炭外省调入402万吨标准煤,调出4133万吨标准煤,净调出3733万吨标准煤,净调出量占焦炭产量的81.2%;其他焦化产品的外省调入量为34万吨标准煤。经过调入调出和增减库存后,最终投入终端消费部门的焦炭为841万吨标准煤,其他焦化产品为123万吨标准煤,高炉煤气为101万吨标准煤。这些产品的75.7%被用于钢铁、水泥等工业部门,例如在陕西榆林、延安等现代煤化工基地会使用大量煤炭用于焦炭炼制、钢铁、化工工业生产;24.3%的煤炭用于原料部门,即在煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制油等过程中将煤炭作为原材料使用。

2022年陕西省煤炭系统综合有效利用率计算表

→ 表 3-2

[万吨标煤,%]

	煤炭投入及输送		加工		转换		二次能源及直接使用的煤炭输送分配	
	投入量	产出量	投入量	产出量	投入量	产出量	投入量	产出量
环节投入产出量	18760.09	17983.98	17983.98	16039.91	16039.91	12793.77	12793.77	8044.05
环节相对效率	95.86%		89.19%		79.76%		62.87%	
煤炭损失率	4.14%		0.01%		23.00%		13.91%	
煤炭系统总效率	42.88%							

作者计算

供热部门的煤炭投入量为916万吨标准煤，产出897万吨标准煤的热力用于终端消费。其中，工业用热524万吨标准煤，占热力终端消费总量的58.4%；生活用热（即冬季供暖和农村的炊事活动）258万吨标准煤，占终端消费总量的28.8%。有极少量的热力用于商业、交通仓储和建筑业。

在能源深加工方面，炼油及煤制油环节的煤炭投入量为734.44万吨标准煤，产出700万吨标准煤的油制品。油制品外省调入284万吨标准煤，调出709万吨标准煤，最终流入终端消费环节的油制品为279万吨标准煤，主要用于交通仓储、生活和工业，消费量分别为99万吨标准煤、49万吨标准煤和48万吨标准煤。

制气环节的煤炭投入量为42万吨标准煤，产出21万吨标准煤的天然气，主要用于工业、原料和生活，消费量分别为8万吨标准煤、6万吨标准煤和5万吨标准煤。

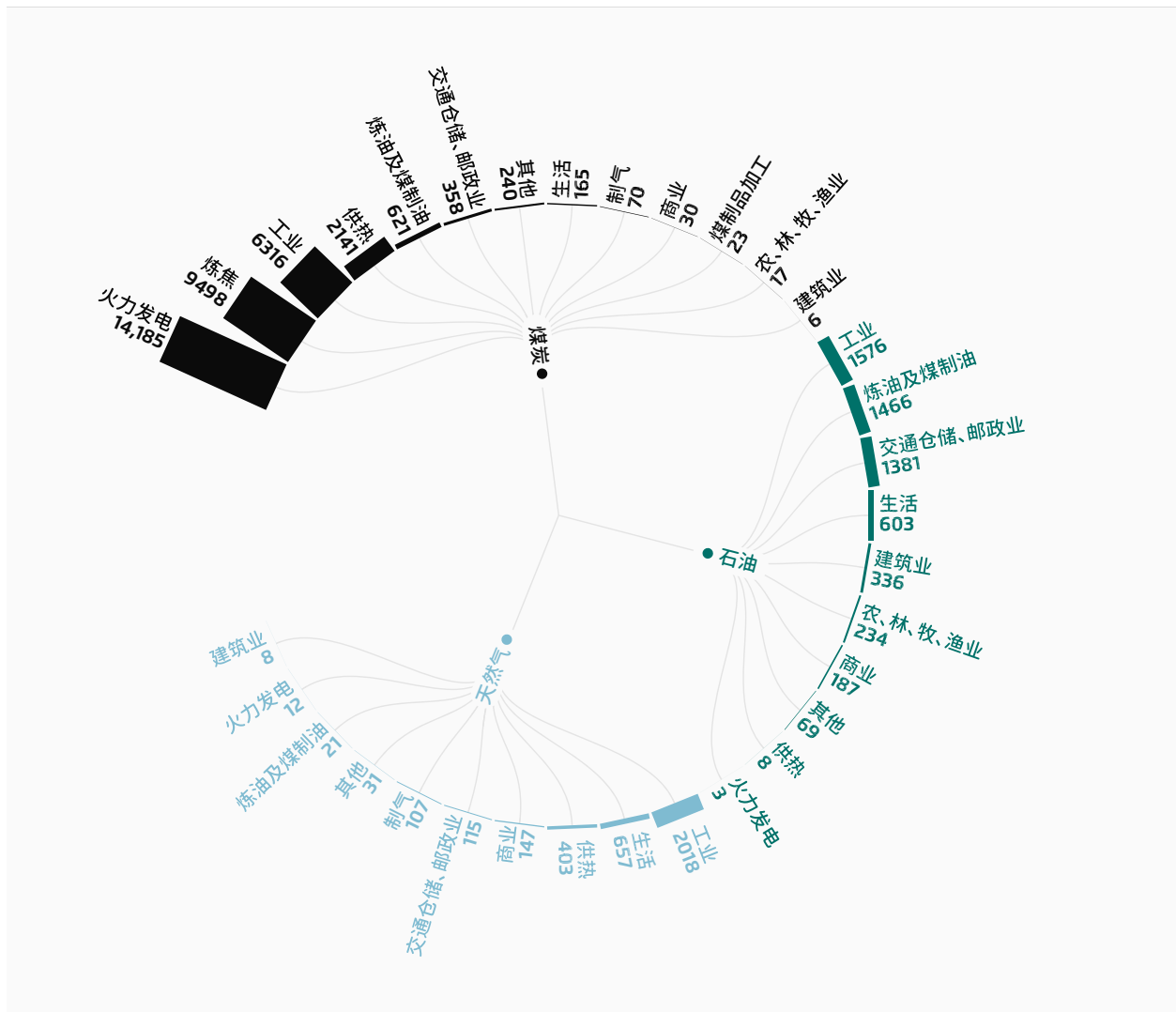
煤制品加工环节的煤炭投入量为27万吨标准煤，外省调入68万吨标准煤，调出94万吨标准煤，最终生产出2.8万吨型煤、水煤浆等清洁煤制品，满足民用及小型工业的用能需求。

### 3.3.4.5 煤炭系统综合有效利用率

基于上述终端消费数据，结合煤炭从开采、加工转换到消费输送的全产业链投入产出分析，测算得出2022年陕西省煤炭系统的总有效利用率为42.9%。

陕西省化石燃料燃烧碳排放结构,按燃料类型分,2023

→ 图 3-9



作者计算

### 3.4 全省以及煤炭产业链碳排放

#### 3.4.1 陕西省全省碳排放总量

2023年陕西省全省二氧化碳排放总量为3.87亿吨二氧化碳当量,其中化石燃料燃烧碳排放4.3亿吨,电力调入调出排放-4325万吨。如图3-9,分燃料类型看,煤炭、石油、天然气分别占化石燃料燃烧排放的78.2%、13.6%和8.2%。分领域看,燃煤发电、炼焦和工业(钢铁、水泥为主)是最主要的排放部门,分别产生1.42亿吨、9498万吨和6316万吨二氧化碳当量,合计占全省化石燃料燃烧排放的70.5%。

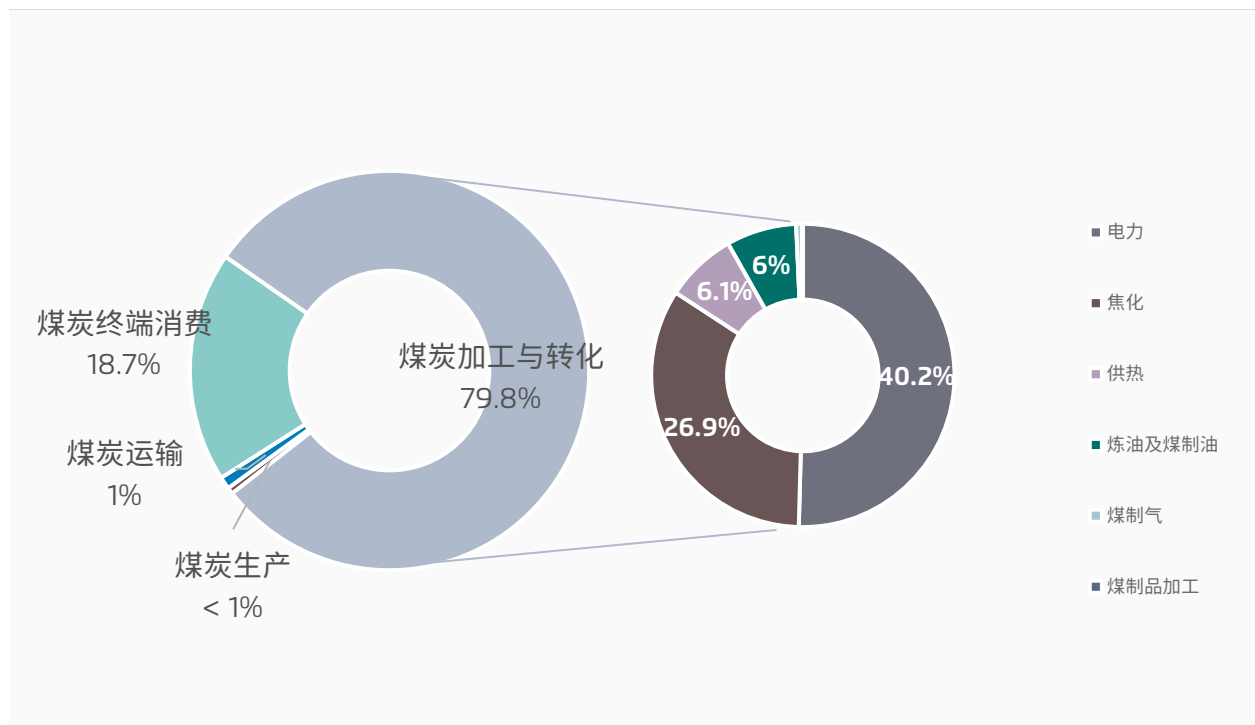
#### 3.4.2 煤炭产业链的碳排放

根据计算,陕西省2023年煤炭产业链上一次能源消费的碳排放量为3.52亿吨,占陕西省全省化石燃料燃烧排放的91%。

如图3-10所示,2023年陕西省煤炭产量为7.62亿吨标准煤,煤炭生产与开采阶段的碳排放为189万吨,占煤炭产业链碳排放总量的0.5%。

陕西省煤炭产业链的CO<sub>2</sub>, 2023

→ 图 3-10



作者根据陕西省统计年鉴数据计算

煤炭加工转换环节能源消费量为1.34亿吨标准煤，碳排放量为2.81亿吨，占煤炭产业链排放的79.8%。其中，煤电发电的碳排放为1.42亿吨，占煤炭产业链的总碳排放比重超过40%；炼焦的碳排放为9500万吨，占总碳排放26.9%。其余排放领域如供热、炼油及煤制油、制气和煤制品加工共计的占比是12.6%

煤炭运输环节碳排放352万吨，占煤炭产业链排放的1.0%。其中公路运输排放312万吨，铁路运输排放40万吨，分别占运输过程排放的88.7%和11.3%；煤炭运输排放348万吨，焦炭运输排放4万吨，分别占运输过程排放的98.9%和1.1%。

煤炭利用环节的能源消耗量为3189万吨标准煤，碳排放量为6589万吨，占煤炭产业链排放的18.7%。分部门来看，煤炭在终端消费部门的碳排放主要集中在工业领域，以钢铁、水泥等高耗能行业为代表的工业部门产生了6316万吨的二氧化碳当量排放，占该环节排放的95%以上。生活领

域的碳排放为165万吨，主要来源于居民取暖和炊事等煤炭直接使用，尤其在农村和欠发达地区，这种使用方式更加普遍。商业部门的碳排放为29万吨，农林牧渔业的碳排放为17万吨。

### 3.4.3 重点排放环节的减排难点与思路

#### 3.4.3.1 原煤开采环节

2023年陕西省煤炭生产阶段碳排放为189万吨，包括原煤开采和煤炭洗选两个环节。

原煤开采排放主要来源于两个方面：一是开采作业所需的大量电力和柴油能源消耗，二是开采过程中甲烷等温室气体的释放。煤层气（瓦斯）的逸散、能源浪费、通风系统不合理、运输设备效率低下等是导致这一环节排放的主要原因。

针对原煤开采环节排放的特点,应采取多层次的减排措施。

- 加强能源管理,优化能源结构,在可能的范围内逐步用清洁能源替代传统化石能源,如推广电动运输设备,建设光伏矿区等。
- 强化瓦斯抽采与利用技术,变“废气”为能源,在保障矿井安全的同时,实现甲烷的资源化利用。
- 推进绿色矿山建设、落实能效评估制度和加强排放统计制度。

### 3.4.3.2 煤炭洗选环节

煤炭洗选环节需要大量的电能、水资源和化学药剂,尤其是重介质系统和水循环系统的高能耗运行,这些过程是洗选环节碳排放的主要来源。

该行业碳减排的重点与难点主要体现在三个方面:

- 行业内两极分化严重,部分中小企业设备老旧,电耗高。陕西省洗选行业企业数量众多,分布广泛,集中在榆林、延安、渭南等产煤重点区域,主要包括陕西煤业化工集团有限公司、神木煤化工产业集群内多个洗选企业以及地方中小洗选厂。大型企业机械化、自动化、智能化水平较高,能效水平优良,而大量中小型洗选厂仍以传统粗放型工艺为主,能耗高、水资源重复利用率低、煤泥处理不规范,存在安全与环保双重风险,成为行业减排的短板所在。
- 煤泥、矸石等副产物处理方式不规范,未形成良好的资源闭环体系,导致资源浪费与潜在碳排放。
- 水处理系统效率低下,循环利用率不高,间接加大能源消耗。

因此,洗选环节的减排手段包括:

- 加强行业准入标准和能效限额标准的执行,推动落后洗选产能有序退出,同时通过财政补贴、绿色贷款等手段支持中小企业实施节能改造与智能升级。
- 依托园区化发展路径,推动区域集中供电供水、集中废弃物处理等公共资源平台建设,实现资源整合、能源共享、效率协同。

- 大型企业应进一步推动高效脱介筛、干选技术、智能分选等低能耗、低排放工艺的示范应用;鼓励使用太阳能光伏、电能替代柴油驱动等绿色供能方式,降低碳排放强度。
- 强化煤泥、矸石等废弃物资源化利用,推动矸石制砖、煤泥压滤发电、灰水系统回收利用等“零排放”技术落地,提高固废与废水协同处理水平。
- 提升行业智能化水平,建设“智慧洗选”工厂,实现设备在线监控、能耗自动分析、水耗实时反馈等智能运营系统,助力精细化节能管理。

### 3.4.3.3 煤电环节

煤电行业的排放1.42亿吨二氧化碳,占煤炭产业链总排放的40.2%,是全产业链减排的首要突破口。该环节减排的难点在于:

- 现役机组经过多轮改造后,进一步降煤耗空间收窄。陕西省是三改联动的示范基地,截至2024年,陕西省已完成“三改联动”改造任务2683万千瓦,2025年计划1139万千瓦(中国煤炭报,2025),共占陕西省煤电装机规模的66%(陕西日报,2024)。考虑到三改可能有重复计算,这一比值可能略低,但剩余的煤电机组改造空间有限。
- 陕西省的可再生资源分布和电力负荷中心存在地理差异,对可再生能源的就地消纳造成困难。举例而言,需要消耗大量水资源的现代煤化工产业集中在陕北地区,而水资源主要集中在陕南地区;省内电力需求最大的关中地区集中了超过50%的煤电项目(刘雨菁等,2022),但可再生资源如太阳能和风力资源在陕北条件最为优越,地理错配增加了电网运行的压力和输电损耗。
- 煤电灵活运行与降低供电煤耗存在矛盾。随着煤电作为灵活性调节电源的角色转变,煤电低功率运行时长增加,这对煤电的厂用电率、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(刘雨菁等,2022)。
- 电力现货市场中行政手段干预造成能源利用效率浪费。陕西省电力现货市场运行中,为改善关中空气质量实施的“关中控煤”政策,要求陕北、陕南火电机组“能开尽开”、关中火电机组“应停尽停”,导致部分高效低耗机组被迫停机,而高成本机组获得政策性发电机会,造成煤电利用效率浪费(中国电力企业管理,2025)。

#### 陕西煤电行业减排思路:

- 严控新增煤电项目,为煤电退出设置安全稳步的时间表。
- 优化陕北-关中-陕南能源布局,加强可再生能源与煤电的协同。
- 加强电网建设,增强省间互济与外送清洁化。

#### 3.4.3.4 炼焦行业

炼焦环节碳排放为9498万吨,占煤炭产业链总排放的26.9%。当前,该环节减排的难点包括:

- 焦炭产量大,下游工业行业对焦炭的需求高,对区域产业经济的重要性依旧显著。炼焦行业是陕西省钢铁产业链中的关键一环,焦炭产量位居全国前列,省内有多个大型焦化企业,承担着为下游冶金企业提供高品质焦炭的重要任务。
- 现有设备技术水平参差不齐,单位能耗普遍偏高。炼焦行业仍以传统干熄焦和湿熄焦工艺为主,能源利用效率相对较低;清洁生产技术如焦炉煤气回收、废水废气处理尚未大规模推广。

相应的减排措施包括:

- 加快落后产能淘汰进程,构建高效清洁的焦化产业体系。
- 加快推进清洁炼焦技术的研发与应用,如焦炉炉型优化、干熄焦比例提升、焦炉尾气综合利用等措施。
- 推动余热回收与低碳升级,推广先进的低温干馏工艺,加强焦炉煤气的综合利用,提升热能回收水平。试点氢气焦化技术,发展针状焦、煤基沥青等高附加值产品。
- 推动陕北焦化园区与煤制烯烃项目联动,形成“焦炭—甲醇—烯烃”多联产体系;关中焦化企业向特种炭材料转型,摆脱传统钢铁依赖。

#### 3.4.3.5 供热行业

供热环节碳排放为2141万吨,占煤炭产业链总排放的6.1%。供热行业主要服务于城镇居民生活和公共建筑,是城市基础设施的重要组成部分。因此,该环节减排的难点主要有:

- 中国北方地区冬季采暖对煤炭依赖高。尤其在陕西省的城乡结合部和农村地区,传统燃煤供热方式普遍,存在着清洁能源替代比例低、供热管网老化、热损较高等问题。基础设施滞后制约了新型供热方式的推广,制约节能降碳效益的充分释放。
- 供热需求持续增长。陕西省供热系统集中于西安、宝鸡、咸阳等城市,随着城镇化水平不断提升。

相应的减排措施包括:

- 减少对燃煤供热的依赖,试点采用地热、天然气、电锅炉等清洁能源供热方式,提升供热系统绿色化水平。特别是西安热力集团、宝鸡热力公司等行业主要运营单位,积极推广电采暖、天然气采暖、生物质供热等清洁替代技术。
- 鼓励集中供热系统中老旧管网的升级改造,提高热能输送效率,降低单位热能的碳排放。
- 因地制宜发展地热能、太阳能等可再生热源。全面推广太阳能、地热、生物质等可再生能源供热模式,优化热源结构,推动热电联产、分布式供能等新型模式落地。

#### 3.4.3.6 现代煤化工

陕西省炼油及煤制油环节的碳排放为2108万吨,占煤炭产业链总排放的6.0%。陕西省是中国现代煤化工产业规模和技术均居全国前列。陕西省榆林市是全国4个省级煤化工产业示范区之一,也是全国5个煤制油气战略基地之一。按照中国石油集团经济技术研究院的数据(2025),2023年陕西省煤制油的产能占全国的比重高达22.4%。2023年,陕西煤制油产能为100-110万吨/年,95%以上集中在陕北榆林市(陕西日报,2024)。截至目前,榆林已建成未来能源煤制油100万吨产能,二期100万吨审批还未完成;国能神华榆林循环经济煤炭综合利用项目1000万吨煤制油一期已开工建设(国家能源集团国际工程咨询有限公司,2025)。延长石油、陕西煤化集团等省属国有独资企业

和兖矿榆林能化等央企子公司是区域内的主要煤制油企业。地域上看，榆横、榆神、锦界、神木高新区已形成煤化工产业集群。然而，不管是全国或是区域范围来看，煤制油行业整体规模较小，在油价长期摸底情景下，煤制油行业经济性与市场竞争力尚不明朗。

陕西省煤制气环节的碳排放量为177万吨，占煤炭产业链总排放的0.5%。在煤化工总体产能中，煤制气产能占比很低，在晋陕蒙新和宁夏五个重点现代煤化工省份中的占比几乎为零（许浩，国际石油经济，2025）。陕西省制气行业主要面向城市燃气供应需求，服务于居民生活、商业设施及部分工业用户，行业规模总体较小，在陕北榆林地区有少量煤制气项目，且有其他项目在规划中，例如2025年12月，国能神华榆林循环经济煤炭综合利用项目开始对煤气化装置公开招标（国家能源集团国际工程咨询有限公司，2025）。西安燃气集团、宝鸡燃气公司等是当地主要企业。当前制气行业仍面临多方面问题，如制气技术水平不高、环保设施配套不足、甲烷泄漏管控能力有限等，影响了其低碳发展进程。

其他现代煤化工产品方面，2023年陕西煤制烯烃、乙二醇的产能分别为450万吨/年、290万吨/年（山西市场导报，2026）。

总体来说，发展现代煤化工面临诸多挑战。首先，现代煤化工仍属于高排放行业。对于现代煤化工产业而言，煤炭的角色从“燃料”部分转变为“原料”，但其主流产品（如合成油品、天然气）本质上仍是碳氢燃料，最终将被下游用户燃烧，碳排放只是发生了时空转移而非消除。若采用全生命周期核算，将进一步提高行业碳排放量。另一方面，本报告中，陕西省的碳排放仅考虑了燃料燃烧产生的排放，并未涵盖工业过程排放，因此现代煤化工行业的实际碳排放将高于以上的结果。

除了高碳排放对气候造成的影响，现代煤化工对区域性水资源和生态环境的压迫性影响极为严重。2023年，中国煤制油、煤制天然气的平均单位产品取水量分别为7.4吨/吨和6.3吨/千标准立方米。陕西省核心煤炭产区陕北地区生态脆弱，水资源承载力已近极限。陕西省煤化工项目需要从黄河取水，大规模煤化工项目（吨煤制油耗水超10吨）与当地农业、生态及居民用水竞争激烈，对区域水环境构成持续压力。

从技术上看，绿电和绿氢耦合作为陕西省化工产业低碳发展的方向之一，面临着成本高昂、商业化推广难的问题。陕北是陕西省内风光资源最富集区，与现代煤化工产业分布

在空间上高度重合。这种地理分布特征为“风光制氢+煤化工耦合”、“绿电替代”等低碳化发展模式提供了天然优势。然而，根据清华大学和普林斯顿大学的研究测算（Guo, et al., 2023），即便采取现代煤化工耦合绿电绿氢的技术，到2030年，煤直接液化、煤间接液化（煤制油的两种工艺）的碳排放能下降60%左右，现代煤化工的成本仍将显著高于传统石油化工。

因此，在强烈的环境和气候约束下，叠加经济性不佳的问题，现代煤化工并非煤炭生产大省实现可持续转型的根本解决方案。若仅从能源安全与油气替代的角度考量，可将其作为技术储备与示范试点予以谨慎推进。未来的产业布局必须审慎，综合考量环境可持续，市场需求动态，接续产能潜力等，发展方向应从追求规模扩张，转向追求技术迭代。

#### 3.4.3.7 工业终端消费

消费环节的碳排放量为6590万吨，其中工业领域的排放占煤炭产业链总排放量的17.9%，是最主要的排放部门。陕西的工业部门中，钢铁和水泥建材是煤炭产业链上主要的下游产业。

- 陕西长流程炼钢厂占比几乎100%，工艺流程结构调整难度大。陕西省主要的几家钢铁企业，包括陕钢集团龙钢公司、汉钢公司、略阳钢铁等，全部采用长流程高炉—转炉工艺，且产品以建筑用钢为主，附加值低。受废钢资源不足、工业电价较高等因素制约，短流程炼钢发展受限。
- 产业集聚带来的固废分配不均衡导致水泥产业缺少优质稳定的替代燃料。水泥窑使用工业固废和生物质作为替代燃料是降碳的关键。陕西省水泥行业主要集中在关中地区，与以钢渣、粉煤灰（煤电、化工）为代表的工业固废资源在空间上不匹配，物流运输会削弱替代燃料的经济性。
- 深度脱碳技术不成熟，成本高昂。钢铁行业的氢冶金等技术，水泥行业的应用替代燃料、部署CCUS等低碳技术的投资成本高昂，企业面临短期经营压力和长期低碳投资之间的抉择。
- 绿色溢价分摊机制缺失。汽车、建筑等下游产业对绿钢、绿色建材的需求零星且不稳定，同时，目前缺乏为绿色溢价买单的市场机制。

为实现工业领域碳达峰,应考虑如下减排措施:

→ 严控产能,优化结构。针对钢铁行业采取区域差异化调节。在关中地区,持续严格压减过剩产能;在陕北地区,应鼓励通过产能置换,发展技术先进的短流程电炉炼钢,提高产品附加值。针对水泥行业错峰生产机制,遏制新增产能,推动企业兼并重组与错峰生产,缓解供需矛盾。

→ 推动技术创新与应用。重点部署原料替代,支持建材行业与钢铁、石化化工、有色金属等行业耦合发展、提升固废利用水平,布局氢冶金、碳捕集利用与封存(CCUS)等前沿技术研发与示范。

→ 发展转型金融工具。设计针对钢铁、水泥行业技术改造、节能项目的专项信贷、债券等金融产品。

→ 以绿色需求拉动绿色供给。在省内的重大工程、政府采购中,强制或优先使用经认证的绿色建材和低碳钢材,通过创造稳定的高端市场需求,反向拉动上游生产端的绿色转型。

## 4 政策建议

山西省与陕西省在煤炭产业链发展上面临一些共性的关键问题，亟需在国家层面统筹予以解决。作为煤炭生产大省，两省煤炭产业链上下游发展呈现出显著的结构失衡。一方面，受宏观经济增速放缓、固定资产投资动力减弱等因素影响，焦炭、钢铁、水泥、化工等中下游产业持续面临市场需求收缩的压力。在从能耗“双控”向碳排放“双控”转变的政策背景下，高煤耗行业企业还面临能源消费总量控制、碳排放约束和环境保护要求日益严格的多重压力，企业合规成本与技术转型投入不断增加。

另一方面，在产业链上游，能源保供政策在短期内对煤炭价格形成一定支撑，煤炭开采行业因此暂时维持相对稳定的利润水平。受此影响，煤炭主产区政府部门出于保增长的考虑，存在重新依赖扩大煤炭生产以支撑GDP的高碳发展路径倾向。

然而，从长远视角审视，下游市场需求的持续疲软将导致产品库存积压与企业资金周转困难，进而引发债务风险沿供应链向上传导，最终危及全产业链的稳定运行。这种发展路径不仅会延缓清洁能源转型进程，还可能加剧区域金融风险与经济结构失衡，形成不可持续的高碳锁定效应。

山西省与陕西省煤炭产业链减碳转型的紧迫性正日益凸显。“十五五”时期（2026-2030）作为全国实现2030年前碳达峰目标的最后冲刺阶段，全国及各省煤炭消费总量即将进入峰值平台期。山西与陕西的煤炭市场也将迎来实质性下行周期，产业链利润空间受到明显挤压，转型升级压力显著增大。随之而来的经济结构和社会影响构成严峻挑战：煤炭产业链相关企业和从业人员可能在较短时间内遭受集中的转型冲击。短期的“能源安全”压力可能导致新的煤炭产能投资，从而产生搁浅资产、锁定高碳发展路径，这与中国的长期气候目标相冲突。

作为煤炭外调大省，山西和陕西均面临着能源安全保供责任与减排目标之间的深刻矛盾，陷入了“保供”亦或“减排”的两难局面。要破解这一困局，必须从国家与省级两个层面协同推进。一方面，在国家层面需要明确重点煤炭生产省份在全国碳中和转型进程中的战略定位，为上述省份制定长期、可持续的经济社会转型战略提供方向指引——这对于实现公正、平稳的区域转型至关重要。

### 4.1 国家层面

第一，**强化宏观目标与政策工具的衔接**。其核心在于将“双碳”目标及国家自主贡献（NDC）转化为量化的全国碳排放总量控制目标，以此统领全国碳排放双控制度体系建设和实施。

需将国家碳总量目标科学分解至各省市及重点行业，形成可测量、可考核的碳“双控”指标，并作为约束性要求纳入省级与行业的“十五五”规划。

第二，在“碳双控”目标的指导下，“十五五”期间，**国家层面需尽早明确全国煤炭和煤电产能的峰值及达峰时间表，严格限制新增传统煤矿产能，并尽快叫停新建煤电项目**。如此方可避免在煤炭消费峰值临近阶段因盲目扩张产能而导致的资产搁浅，减轻2030年后碳中和路径实施的难度与成本。建议同步研究设定煤炭和煤电产能天花板政策，以向行业和地方传递明确并一致的信号。

第三，面对复杂多变的国际局势，**树立可持续、科学的能源安全观，保持绿色转型战略定力至关重要**。近年来，地缘政治冲突引发的欧洲能源危机以及全球供应链重构，导致多国对能源安全的焦虑上升，一些对煤炭依赖度高的国家出现回归传统化石能源路径的倾向。对此我们应保持理性、积极应对：短期内政策可留有余地，把个别国家重启煤炭等化石能源视为能源转型进程中的波动，并不改变向绿色低碳转型的总体方向。

事实上，地缘冲突对化石能源市场的冲击，正促使各国更加坚定地提升能源自主性、推进绿色转型。在这一背景下，科学的能源安全观强调，必须从根本上降低对单一外部能源品种的依赖，着力发展本土可再生能源、推进新型电力系统建设、全面提升能效，以此构建自主可控、韧性可靠的能源体系。同时，也需警惕国际上的能源保护主义与单边主义倾向，在关键矿产资源、绿色低碳技术、绿色金融等领域持续深化国际合作，共同保障全球碳中和进程中的能源安全与系统稳定。

第四，**明确重点煤炭省份在碳中和进程中的战略定位**。在2060年碳中和目标框架下，**应界定山西、陕西等能源大省在未来新型能源系统中的功能**，明确其煤炭、煤电与煤基产业的转型方向，为省级层面制定经济、能源、环境协

同的转型方案提供依据。两省的发展定位宜从“煤炭供应中心”转向“绿色能源与清洁制造中心”，转型方向可以包括：建设清洁电力供应中心、培育高技术材料与高端能源装备制造中心、打造氢能产业技术创新高地等功能模块。

## 4.2 省级层面

在“碳双控”制度体系下，省级层面同步推进煤炭产业链上分行业转型路线图。全国到山西和陕西省都构建了一系列面向2030年、2060年的政策框架，但具体到煤炭产业链重点行业层面，缺乏中长期的量化目标指标，难以有效指引重点行业绿色低碳转型发展。在全国全力推进从“能源双控”转向“碳双控”机制转变的过程中，省级层面可从以下路径系统推进本省的“碳双控”制度建立和完善工作：

- 分行业转型路线图与公正转型：制定煤炭产业链的中长期转型路线图，设立分阶段的量化碳控目标（2025-2035年），并同步评估转型的社会影响，提前规划就业安置与社会保障体系，确保转型过程公正平稳。
- 夯实数据与差异分解：全面精准摸清全省碳排放底数，建立各行业碳排放强度基准值。基于各地市经济发展、产业结构等特征，将国家总指标科学、差异化地分解至各市与重点行业。
- 动态监管与预算控制：建立全省碳排放预算管理与追踪管理制度，进行年度碳排放趋势分析与预算动态调整，在确保完成强度控制目标的同时，保留必要的灵活性以应对经济发展需求。

### 4.2.1 山西

对山西来说，建议推动煤炭企业从传统业务向绿色科技战略性转型，通过构建覆盖标准、项目、激励的全链条转型金融机制，支持高煤耗企业布局新能源与减排技术。

首先，山西需要推动**重度依赖煤炭的企业从根本上转变发展思路**。这一转变需要企业将传统煤炭业务积累的资本，战略性投向绿色技术研发与创新，通过科技创新驱动产业升级。

对煤炭生产企业而言，亟需超越传统的“挖煤-卖煤”单一模式，向“能源综合服务商”转型。这要求企业不仅要保障能源供应，更要积极布局可再生能源、储能技术等新兴领域，实现业务结构的多元化。

对煤化工、钢铁、水泥等高煤耗企业，则要摒弃依赖低价煤电维持竞争力的固有思维，转向通过绿色技术创新构建新的竞争优势。这些企业应当将资金投向工艺流程电气化、碳减排技术等创新领域，在降低碳排放的同时提升市场竞争力。

政策层面应强化企业的创新主体地位，支持企业牵头承担重大科研项目，并与太原理工大学、中科院山西煤化所等科研机构共建创新平台，建立以企业需求为导向的产学研合作机制。同时，通过在重点企业开展前沿技术试点示范，加速科技成果的转化与应用。

值得关注的是，山西“新三样”产品（锂离子蓄电池、光伏产品、电动汽车）在2024年实现出口33亿元，同比增长199.4%，这一数据充分展现了绿色产业的发展潜力。煤炭产业链企业应当把握这一发展机遇，积极布局新能源领域，在全球能源转型浪潮中抢占市场先机。

其次，作为国家能源革命综合改革试点，山西省已在公正转型金融领域取得突破性进展——成功落地全国首笔公正转型贷款，并在转型金融标准制定工作机制建设方面率先探索。山西应充分把握这一有利态势，将经验转化为系统优势，**通过建立健全覆盖标准、项目、激励的全链条转型金融机制**，为全省煤炭产业链上高碳排放行业的安全降碳注入更强资金动力。

适当扩充和优化调整转型金融支持标准。建议金融监管机构根据重点行业减排方向、减排进展和减排技术迭代等情况，动态调整转型金融目录内容，确保其与山西省重点行业碳减排目标相符，同时适当扩充转型金融支持行业范围，探索开展煤炭、煤化工、水泥等行业转型金融标准研究制定工作，支持煤炭、煤化工、水泥等重点行业绿色低碳转型的合理融资需求。

建立转型项目（企业）库，将符合转型金融标准支持范围的项目纳入转型项目库管理，从装备、能效、碳效、环保、管理等方面筛选一批优质企业纳入转型企业库管理，定期向金融机构推介转型项目（企业），支持入库项目（企业）在绿色低碳转型方面的合理融资需求。

健全转型金融激励约束机制，强化财政对转型金融支持力度，探索研究转型贷款贴息政策、转型企业税收优惠、建立风险补偿机制等，探索将转型信贷纳入再贷款等央行激励政策，将转型金融业务纳入金融机构考核评价体系，支持金融机构将资源向煤炭产业链的绿色低碳企业倾斜，增强企业转型动力。

#### 4.2.2 陕西

对陕西来说,可通过分阶段减排、绿电直供和区域协同三大策略,系统推动煤化工行业绿色转型与区域能源结构优化,构建“**陕北风光-关中用电-陕南储能**”的协同发展新格局,以实现全产业链的碳中和目标。

分阶段方案推进煤化工行业减排。考虑到陕西省对煤化工产业的高度依赖性,报告建议短期内可以参照钢铁行业监管模式,考虑通过产能置换政策批准新建煤化工项目,即以淘汰落后产能为前提核准新建产能;“十五五”双控政策转变时期,通过**控制新建现代煤化工项目的碳排放强度限制煤化工项目发展;**“十六五”时期开始后,逐步从行政命令和发展规划转向法律手段,通过具有法律约束力、纳入政府考核机制的减排额度确保煤化工产业实现碳中和。

制定绿电直供专项政策,推动能源结构优化调整。制定针对**陕北榆林煤化工基地的绿电直供专项政策**,推动其与周边风光电站建立直连机制,通过政策引导和资金支持,到“十五五”末,实现榆林煤化工基地绿电占比达40%。支持企业开展余热供暖和发电项目,对采用先进余热回收技术的企业,按其余热利用量给予税收减免。鼓励企业间余热资源共享,构建区域化的余热综合利用网络。实施建筑用能清洁化行动,对采用屋顶光伏、地源热泵和绿电直供的项目给予技术服务支持,建技术服务平台,目标实现100%可再生能源。

从能源、产业和生态三个维度推动区域协同机制创新。

→ 能源协同:积极推动陕北的绿电通过特高压输电通道外送至关中及华中地区,关中地区则加快推动煤电向调峰电源转型,政府给予节能减排奖励与税收优惠,激励企业开展深度调峰改造。陕南地区凭借地理优势发展储能项目,政府出台补贴政策支持抽水蓄能电站与储能电池建设,探索储能项目碳减排交易机制,将其纳入碳市场交易体系,初步形成“陕北风光—关中用电—陕南储能”的互补网络,增强能源系统的稳定性和灵活性。

→ 产业协同:关中地区作为科创核心区域,设立产业引导基金,重点扶持“**半导体+新能源汽车+智能建造**”产业集群发展,建设产业园区吸引相关企业入驻,推动产学研合作,促进科技成果转化。陕北地区聚焦煤化工产业的高端化转型,与关中新材料产业联动,政府编制产业协同发展规划,明确分工与合作模式,设立跨区域产业园区,为合作项目提供资金支持与税收优惠。陕南地区发

展“**富硒食品+抽水蓄能+生态康养**”绿色产业,政府设立绿色产业发展基金,给予税收优惠,推动品牌建设,支持清洁能源项目建设与推广,建立清洁能源消纳机制。

→ 生态协同:设立专项基金推进陕北地区的生态修复工作,给予参与企业资金与税收支持,简化审批流程,鼓励社会资本参与。陕南地区凭借丰富的森林资源开展林业碳汇交易,建立“**陕南碳汇-关中减排**”市场化交易模式,允许陕南碳汇项目与关中高耗能企业进行碳配额交易。建立省级生态补偿基金,对因生态保护而牺牲经济利益的地区给予补偿,推动陕北、关中、陕南三地协同治理生态问题,定期召开联席会议,共同制定规划与措施。

## 参考文献

GUO Y, PENG L Q, TIAN J P, et al. (2023): 部署绿氢实现中国化工行业减排(Deploying green hydrogen to decarbonize China's coal chemical sector[J]). *Nature Communications*, 14, 8104. <https://doi.org/10.1038/s41467-023-43540-4>

Philippe, B., Kevin, T. (2020), 中国还是发展中国家吗? 为什么这对能源气候领域很重要 (*Is China Still a Developing Country? And Why It Matters for Energy and Climate*), <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/china-still-developing-country-and-why-it-matters-energy-and-climate/>

Tu, K. J. (2024), 碳约束背景下中国煤化工产业的展望 (*Prospects of the Chinese coal chemical industry in an increasingly carbon-constrained world*). *Oxford Institute for Energy Studies*. <http://www.jstor.org/stable/resrep58079>

北京理工大学能源与环境政策研究中心 (2024), 中国碳市场建设成效与展望 (2024), 链接: <https://ceep.bit.edu.cn/docs/2024-01/b56fd58d5df343c4a58ab1ac4e6b8c89.pdf>

博众智能能源转型 (2024): 中欧产煤区能源转型国际对比研究: 聚焦公正转型指数、就业及经济多元化

国家矿山安全监察局陕西局 (2023): 关于扎实推进煤矿智能化建设集中攻坚行动的通知, 链接: <https://www.zyny.org.cn/newsinfo/5629349.html>

国家统计局 (2025a), 国家统计局数据库年度数据, 链接: <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>

国家统计局 (2024), 国家统计局数据库年度数据, 链接: <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>

国家统计局 (2025b), 分省月度数据, 链接: <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=E0103>

国网山西省电力公司 (2025), 山西全省发电装机容量突破1.5亿千瓦, 链接: <http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202506/a1163381.html>

国务院 (2011), 能源发展“十二五”规划, [https://www.gov.cn/zw/gk/2013-01/23/content\\_2318554.htm](https://www.gov.cn/zw/gk/2013-01/23/content_2318554.htm)

李莹, 何泓等 (2024), “双碳”目标下山西省煤炭行业公正转型路径研究--煤炭采选行业专题 (I期), 链接: <http://e-coshare.com/results/resultsDetails?ids=26>

刘雨菁, 姚远, 邹乐乐 (2022): 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, 链接: <https://rmi.org.cn/insights/%e8%a5%bf%e5%8c%97%e5%9c%b0%e5%8c%ba%e7%94%b5%e5%8a%9b%e7%b3%b%e7%bb%9f%e4%bd%8e%e7%a2%b3%e8%bd%ac%e5%9e%8b%e6%8e%a2%e7%b4%a2/>

马骏, 何晓贝等 (2025): 探索建立中国公正转型的资金支持机制——以山西省为典型案例, 链接: <https://mgflab.nsd.pku.edu.cn/yjcg/yjbg/2a33ef650a1f-4d48958d1b18f989f150.htm?sessionId=2123084963>

陕西省科学技术厅 (2025), 陕西: 可再生能源装机占比首超火电, [https://kjt.shaanxi.gov.cn/kjdt/myjj/202511/t20251103\\_3581440.html](https://kjt.shaanxi.gov.cn/kjdt/myjj/202511/t20251103_3581440.html)

陕西省统计局 (2024), 陕西统计年鉴2025, <https://tjj.shaanxi.gov.cn/tjsj/ndsj/tjnj/sxtjnj/index.html?2025>

陕西日报 (2024), “乌金”产业华丽转身, 链接: [https://www.shaanxi.gov.cn/xw/sxyw/202410/t20241008\\_2830048\\_wap.html](https://www.shaanxi.gov.cn/xw/sxyw/202410/t20241008_2830048_wap.html)

陕西日报 (2025), 2024年陕西六成以上煤炭外运出省浩吉铁路运量占六成以上, 链接: [https://www.sohu.com/a/867165413\\_121119270](https://www.sohu.com/a/867165413_121119270)

山西经济日报 (2025), 转型攻坚, 全省经济结构持续升级, 链接: <https://news.qq.com/rain/a/20251105A01GQY00>

山西省人民政府 (2024), 【新思想引领新时代改革开放】全省能源革命破旧立新加速跑, 链接: [https://www.shanxi.gov.cn/jrtt/202407/t20240715\\_9609244.shtml](https://www.shanxi.gov.cn/jrtt/202407/t20240715_9609244.shtml)

山西省工业和信息化厅 (2022), 山西省工业和信息化厅关于印发《山西省传统装备制造业改造提升2022年行动计划》的通知, 链接: [https://gxt.shanxi.gov.cn/zcwj/wjfb/202203/t20220331\\_5667452.shtml](https://gxt.shanxi.gov.cn/zcwj/wjfb/202203/t20220331_5667452.shtml)

山西省统计局 (2025a), 山西省2024年国民经济和社会发展统计公报, 链接: [https://www.shanxi.gov.cn/zjss/zlssx/shjj/202203/t20220324\\_6045043.shtml?eqid=d-cdb16400008197e000000026433c8d6&eqid=e83f2e1b-000010c10000000364795de3](https://www.shanxi.gov.cn/zjss/zlssx/shjj/202203/t20220324_6045043.shtml?eqid=d-cdb16400008197e000000026433c8d6&eqid=e83f2e1b-000010c10000000364795de3)

山西省统计局 (2025b), 2024年全省战略性新兴产业运行状况, 链接: [https://tjj.shaanxi.gov.cn/tjsj/tjxx/qs/202503/t20250310\\_3458959.html](https://tjj.shaanxi.gov.cn/tjsj/tjxx/qs/202503/t20250310_3458959.html)

山西省能源局 (2024), “推动高质量发展 深化全方位转型”系列主题第三十六场新闻发布会举行, 链接: [https://nyj.shanxi.gov.cn/zwgk\\_230510/xwfbh/202412/t20241223\\_9726554.shtml](https://nyj.shanxi.gov.cn/zwgk_230510/xwfbh/202412/t20241223_9726554.shtml)

山西市场导报 (2025), 加快发展煤化工推动煤炭清洁利用, 链接: <http://epaper.sxrb.com/shtml/sxsedb/20241210/1038123.shtml>

王龙飞 (2021), 山西煤机产业迈向高端化智能化集群化, 链接: <https://news.sina.com.cn/c/2021-11-05/doc-iktzqtYu5485704.shtml>

王晓华 石守霞 (2021), 绘新景蹚新路 开放山西欢迎您——《2021投资山西指南》中英文版正式上线纪略, 链接: <http://news.sxrb.com/GB/314060/9703990.html>

许浩, 高慧, 吴谋远 (2025), 中国现代煤化工产业发展研究及对策建议[J]. 国际石油经济, 33 (09): 10-18., <https://doi.org/10.3969/j.issn.1004-7298.2025.09.002>

张品茹, 张倩, 张爱玲, 李娟, 中共中央党校 (国家行政学院) 课题组, 林振义, 董小君. 陕西: 推动能源工业高质量发展及产业绿色低碳转型. 中共中央党校 (国家行政学院) 课题组, 林振义, 董小君. 黄河流域高质量发展及大治理研究报告 (2022). 北京: 社会科学文献出版社, 2022-10. 269-302

张巍, 徐可欣, 李丹妮. “双碳”目标下陕西省工业碳减排路径模拟研究. 西安理工大学学报.; 3(7): 3., <https://doi.org/10.19322/j.cnki.issn.1006-4710.2024.03.007>

新华社 (2006), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要, [https://www.gov.cn/gongbao/content/2006/content\\_268766.htm](https://www.gov.cn/gongbao/content/2006/content_268766.htm)

新华社 (2021), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要, [https://www.gov.cn/xinwen/2016-03/17/content\\_5054992.htm](https://www.gov.cn/xinwen/2016-03/17/content_5054992.htm)

中国电力企业管理 (2025), 优化陕西电力现货市场的三个建议, 链接: <https://www.escn.com.cn/news/show-2146759.html>

中国电力企业联合会 (2022): 中国电力统计年鉴2022, 北京: 中国电力出版社

中国煤炭机械工业协会 (2025), 关于公布2024年度中国煤炭机械工业50强企业名单的通知, 链接: <https://www.coalchina.org.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=342&id=157836>

中国煤炭工业协会 (2024), 《2024煤炭行业发展年度报告》, [https://mp.weixin.qq.com/s?\\_biz=MzUx-MzA0ODY2Mw==&mid=2247568138&idx=-2&sn=28b8761a6d7763489b238cd-0442894c8&chksm=f8e8106d694860bb26a8cdcd4797aa0861d57979fb01fd8a4b606f80c41b918f30c4754b02c4&scene=27](https://mp.weixin.qq.com/s?_biz=MzUx-MzA0ODY2Mw==&mid=2247568138&idx=-2&sn=28b8761a6d7763489b238cd-0442894c8&chksm=f8e8106d694860bb26a8cdcd4797aa0861d57979fb01fd8a4b606f80c41b918f30c4754b02c4&scene=27)

中国煤炭网 (2025), 陕西: 锚定“智”“净”, 书写煤炭产业新答卷, 链接: <https://www.cctd.com.cn/show-176-252705-1.html>

## 附录

山西省煤炭产业政策和能源转型政策(2020年至今)

→ 表 1-a

煤炭产业政策		能源转型政策	
名称	主要内容	名称	主要内容
《山西省煤矿智能化建设实施意见》 2020.05	1、2025年,120万吨/年及以上煤矿、灾害严重煤矿及其他具备条件煤矿基本实现智能化。  2、2030年,各类煤矿基本实现智能化,全省建成智能感知、智能决策、自动执行的煤矿智能化体系。	《中共山西省委山西省人民政府关于完整准确全面贯彻新发展理念切实做好碳达峰碳中和工作的实施意见》  2023.01	以能源绿色低碳发展为核心抓手,深入推进能源革命综合改革试点,发挥好煤炭、煤电兜底保障作用,推动传统能源与新能源优化组合,加快传统优势产业内涵集约发展,战略性新兴产业集群规模发展,加快形成节约资源和保护环境的产业结构、生产方式、生活方式、空间格局,实现降碳、减污、扩绿、增长协同推进,在全国一盘棋推进碳达峰、碳中和进程中体现山西担当。
《关于促进全省煤炭绿色开采的意见》 2022.01	在确保安全的前提下,持续探索煤炭绿色开采技术路线,积极应用成熟技术,高标准建设不同类型的示范煤矿。  到2030年,绿色开采技术逐步推广应用,煤矿因地制宜开展充填开采、保水开采,资源回收率进一步提高,煤矸石综合利用或无害化处理能力进一步提升。条件适宜的特殊和稀缺煤类资源,除国家明文规定或安全生产需要外,无(小)煤柱开采得到进一步推广应用。煤与瓦斯共采范围持续扩大,瓦斯利用率不断提高,煤矿生产活动中的瓦斯排放进一步降低。到2035年,随着科技进步、装备迭代,深入推动传统煤炭开采方式变革,在我省发展出更加成熟稳妥的多种类型、各类场景的绿色开采技术路线,煤炭资源开发向绿色开采方式转变,形成煤炭清洁生产的长效机制。	《山西省碳达峰实施方案》  2023.01	立足我省能源资源禀赋,坚持“系统推进、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”的总方针,先立后破,通盘谋划,统筹发展和减排,统筹省内排放和能源输出,统筹传统能源和新能源,有计划分步骤实施山西碳达峰十大行动,加快实现生产生活方式绿色变革,实现降碳、减污、扩绿、增长协同推进,推动经济社会发展建立在资源高效利用和绿色低碳发展的基础之上,力争实现碳达峰目标。

山西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2020年至今)

→ 表 1-a

煤炭产业政策		能源转型政策	
名称	主要内容	名称	主要内容
《山西省煤炭清洁高效利用促进条例》 2022.12	推动合理控制煤炭消费总量,改善能源消费结构,推动能源优化组合,推行煤炭燃料替代措施,逐步降低煤炭在能源消费中的比重。	《山西省减污降碳协同增效实施方案》 2023.02	到2025年,减污降碳协同推进的工作格局基本形成,煤炭清洁高效利用效率大幅提升,结构优化调整和绿色低碳发展取得明显成效,形成一批可复制、可推广的典型经验,减污降碳协同度有效提升。单位地区生产总值能源消耗和二氧化碳排放下降确保完成国家下达目标。
《全面推进煤矿智能化和煤炭工业互联网平台建设实施方案》 2023.05	2025年,其他各类生产煤矿智能化改造全部开工,大型和灾害严重煤矿及其他具备条件的煤矿基本实现智能化。2027年,全省各类煤矿基本实现智能化。	《山西省城乡建设领域碳达峰实施方案》 2023.02	到2030年前,城乡建设绿色低碳发展政策体系和体制机制基本建立;绿色低碳城市、县城和乡村建设成效显著;基础设施低碳运行水平不断提高,建筑能效水平大幅提升,用能结构持续优化;绿色建造和绿色生活方式普遍推广,人居环境持续改善,城乡建设绿色低碳发展质量明显提高。
《山西省煤炭行业碳达峰实施方案》 2023.10	“十四五”时期,煤炭稳定供应能力显著增强,绿色低碳发展水平持续提高,单位产品能耗有效降低,煤炭清洁高效利用取得积极进展,资源综合利用水平进一步提升。到2025年,矿井吨原煤生产综合能耗比2020年下降10%以上,煤矿瓦斯抽采利用率力争达到50%。  “十五五”时期,煤炭安全保障基础更加坚实,煤炭绿色低碳开发体系逐步建立,全产业链降碳提效创新能力显著增强,清洁高效利用水平不断提高,资源综合利用水平进一步提高。到2030年,矿井吨原煤生产综合能耗在2025年的基础上持续下降,煤矿瓦斯抽采利用率力争达到60%。	《农业农村减排固碳实施方案》 2023.06	到2025年,全省农业农村减排固碳与粮食安全、重要农产品有效供给、乡村振兴、农业农村现代化统筹融合的格局基本形成,种植业、养殖业单位农产品温室气体排放强度稳中有降,农田土壤固碳能力增强,农村可再生能源替代水平提升,农业农村绿色低碳转型取得积极成效。

山西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2020年至今)

→ 表 1-a

煤炭产业政策		能源转型政策	
名称	主要内容	名称	主要内容
		《山西省工业领域碳达峰实施方案》 2023.06	<p>到“十四五”末，产业结构与用能结构优化取得积极进展，能源资源利用效率明显提升，生产方式绿色低碳转型取得显著成效，绿色制造体系基本构建，绿色低碳技术装备广泛应用，数字化智能化水平稳步提升。到2025年，规模以上工业单位增加值能耗下降率达到国家设定目标，单位工业增加值二氧化碳排放下降幅度大于全社会下降幅度，重点行业二氧化碳排放强度明显下降。</p> <p>到“十五五”末，产业结构布局进一步优化，资源型经济转型取得积极进展，绿色制造深入推进，单位工业增加值二氧化碳排放量进一步降低，资源节约型、环境友好型生产方式普遍建立，确保工业领域二氧化碳排放放在2030年前达峰。</p>
		《山西省非常规天然气行业碳达峰实施方案》 2023.10	<p>“十四五”期间，非常规天然气开发规模和产量较快增长，全省输气和储气调峰能力逐步提升，产业链节能降碳水平明显提高，天然气占一次能源消费比重稳步提升。到2025年，非常规天然气产量力争达到200亿立方米，全省天然气管网输气能力超过400亿立方米/年，储气调峰能力达到4.81亿立方米。</p> <p>“十五五”期间，非常规天然气开发规模和产量保持稳定，全省输气和储气调峰能力基本完善，产业链节能降碳成效明显，天然气占一次能源消费比重持续提升。</p>
		《山西省能源领域碳达峰实施方案》 2023.11	<p>以科技创新和体制机制创新为动力，以产业转型、数字转型为引领，加强煤炭清洁高效利用，发挥煤炭煤电兜底保障作用，推进煤炭和新能源优化组合，深化能源产业链节能降碳和数字化赋能，加快规划建设新型能源体系，助力全省实现碳达峰。</p>

陕西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2016年至今)

→ 表 1-b

煤炭产业政策		能源转型政策	
名称	主要内容	名称	主要内容
供给侧改革与去产能阶段 (2016-2020年)		市场化转型阶段 (2017-2020年)	
《陕西省人民政府关于印发供给侧结构性改革降成本行动计划的通知》	降低企业成本: 通过阶段性降低社会保险费率、允许困难企业缓缴社会保险费、降低住房公积金缴存比例等措施, 减轻煤炭企业负担。优化能源结构: 推动煤炭清洁高效利用, 支持陕北地区煤电就地转化, 加快智能电网建设。	《陕西省冬季清洁取暖实施方案(2017-2021年)》	推进冬季清洁取暖, 减少散煤燃烧, 推广电能、天然气、地热能等清洁能源替代。明确了清洁取暖的实施范围和目标, 提出到2021年, 全省清洁取暖率达到70%以上。
《陕西省发展和改革委员会关于印发〈陕西省煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展实施方案〉的通知》	化解过剩产能: 明确到2020年关闭煤矿101处, 退出产能5597万吨/年。推动企业改革重组: 鼓励大型煤炭企业兼并重组中小型企业, 培育大型煤炭企业集团。	《陕西省高耗能行业重点领域节能降碳实施方案》	推动高耗能行业重点领域节能降碳, 淘汰落后产能。制定重点领域企业技术改造实施方案, 科学设定节能降碳总体目标。推动产业结构优化调整, 做好产业布局、结构调整、节能审查与能耗双控政策的衔接。
《陕西省“十三五”能源发展规划》	优化能源布局: 推动陕北能源化工基地建设, 加快煤炭资源转化利用。加强环境保护: 严格控制煤炭消费总量, 推广煤炭清洁高效利用技术。		

陕西省煤炭产业政策和能源转型政策 (2016年至今)

→ 表 1-b

煤炭产业政策		能源转型政策	
名称	主要内容	名称	主要内容
“双碳”目标下的低碳转型阶段 (2021年至今)		碳中和系统重构阶段 (2021年至今)	
《陕西省“十四五”期间煤矿引导退出激励政策》	引导煤矿退出:鼓励资不抵债、长期停产停建、整改无望的煤矿关闭退出。财政奖补:对退出煤矿给予财政奖补,2021年标准为50万元/万吨,实际按矿井规模差异化补偿,逐年退坡。产能指标交易:鼓励退出煤矿进行产能指标交易,获得经济补偿。	《陕西省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实施意见》	明确到2025年,非化石能源消费比重达到16%左右,森林覆盖率达到46.5%。到2030年,非化石能源消费比重达到20%左右,风电、太阳能发电总装机容量达到8000万千瓦以上。
《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	推动煤油气高效集约绿色开发:优化煤炭产业结构,推进智能化改造,打造绿色智能煤矿集群。建设清洁能源保障供应基地:严格控制关中煤电规模,加大煤电淘汰关停和升级改造。推动传统产业转型升级:推动煤炭行业向高端化、智能化、绿色化发展。	《陕西省关于加快构建新型电力系统的指导意见》	构建以新能源为主体的新型电力系统,提升电力系统综合调节能力。加快煤电机组深度调峰灵活性改造,强化省内骨干网架和中心城市坚强智能电网建设。
《陕西省碳达峰实施方案》	严格控制煤炭消费增长:推进煤炭分质分级梯级利用,提升能源转换效率。严控煤电装机规模:推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。提高煤炭资源综合利用效率:推进煤炭分质分质梯级利用,逐步实现煤炭原料功能新型利用方式。	《陕西省可再生能源发展三年行动方案(2024—2026)》	明确了清晰的发展目标。到2026年,全省可再生能源装机要突破8500万千瓦,非化石能源装机占比达55%以上,年发电量约1000亿千瓦时,年可再生能源利用总量超3000万吨标煤,非化石能源消费占比超16%。

## 关于我们

### 博众智合能源转型

博众智合能源转型 (Agora Energy China) 成立于2021年, 致力于提出以科学为依据、切实可行的问题解决方案, 推动中国及全球清洁能源转型并迈向气候中性目标。我们的工作重点涵盖清洁电力系统转型、工业脱碳及地区能源转型等领域。与此同时, 我们重视专业能力建设, 在相关领域持续提升专业人才的研究与实践能力, 并支持中国能源领域国有企业的碳中和转型。依托研究团队深厚的专业积累与广泛的合作网络, 我们向决策支持体系建言献策, 并促进国内外关键利益相关方之间的建设性对话与协作。

我们深知, 从化石燃料到可再生能源, 直至实现净零排放目标, 这一转型过程错综复杂, 没有任何单位能够独立应对。有鉴于此, 博众智合积极推动与政府部门、社会组织、工商界及学术机构等多方伙伴的交流与合作。办公地点位于北京, 我们是博众能源转型论坛 (Agora Energiewende) 与博众工业转型论坛 (Agora Industry) 的战略合作伙伴, 同时积极参与国际合作, 共同推动全球净零转型进程。

作为一家聚焦能源转型与气候政策的专业顾问机构, 我们的中文名称“博众智合”寓意“博采众长, 智合中外”, 体现了我们广泛学习国际先进经验、融通中外智慧的使命。我们致力于推动国际合作, 促进清洁能源转型, 应对气候变化挑战。

### 博众智合能源转型

北京市朝阳区东方东路19号德国中心 502E

[www.agora-energy.com](http://www.agora-energy.com)

审阅: 涂建军、Dimitri Pescia

校订: 杨舟、张黛阳、李智鹏、张俊鹏、李琳、孟伟

英文语言校订: Maia Haru Hall

翻译: Maia Haru Hall

排版: 李文洋

封面图片: Wolfgang Berroth | Adobe Stock

407/04-A-2026/ZH

版本: 1.1, 2026年4月



扫码可下载报告



本作品采用以下许可协议:

CC-BY-NC-SA 4.0.