



中国 2020 年、2030 年 能源情景中的水问题

Water Issues with China's Energy Scenarios
up to 2020 and 2030

中国 2020 年、2030 年能源情景
中的水问题

清华 BP 清洁能源研究与教育中心

北京，2018

摘 要

能源产业与水资源的关系密不可分，能源的开采、加工、转化、污染物控制等过程都离不开水，同时，水的生产、运输和废水处理也离不开能源。能源产业是用水大户，也是工业用水的重要组成部分。中国的能源生产利用与水资源存在着明显的逆向分布现象，能源丰富的西部和北部，也正是国家规划的大型能源基地所在地，水资源却十分稀少。我国于 2010 年颁布了水资源开发利用的“三条红线”政策，明确了水资源开发利用、用水效率和水功能区纳污的红线。本报告关注在不同的能源发展情景下，能源产业的发展是否会受到来自水资源方面的约束。本报告首先梳理了不同能源技术与水资源的关系，然后进行了不同能源情景下的分区域水资源供需分析，结合不同地区差异化的取水强度，计算得到未来不同情景下、不同地区能源产业的需水情况，并与地区的红线比较，得到水资源供需缺口。

分析表明，内蒙古、新疆、安徽等地未来的能源工业需水量将超过取水红线。能源工业取水压力较高的地区有内蒙古、新疆、陕甘宁、山西；中等压力的地区为安徽、东北、京津冀、山东、青海、广东；压力较低的地区为川渝、湖北、河南、湘赣、云贵、广西、广东、苏沪闽浙地区。

在 2020 年至 2030 年的区间范围，碳减排约束可带来协同的节水效应。已建成的长距离输电通道将产生能源工业取水压力的集中效应，体现在以内蒙古为代表的西北地区由于化石能源丰富，利用成本较低，作为电力输出区域，当地火电发展被促进的同时，加重了取水压力。

本研究选取了陕西榆林、宁夏宁东和内蒙古鄂尔多斯进行案例分析。三个地区的煤炭资源丰富，在建或规划的煤化工产能较大，若未来煤化工产业继续高速发展将使得能源工业需水量大幅超过取水红线。

为应对可能面临的水资源供需缺口，建议采取以下策略。在缺水地区，首先应当控制原煤产量，有序发展火电，加快退出高耗水、高污染的落后产能。现代煤化工是高耗水行业，在布局时应当充分考虑当地的水资源限制，在水资源开发利用率较高的西北地区，更应控制其产能。应当通过改进技术、增加污水回用等措施，进一步降低煤化工产业的新水需求。发展一定规模的风电、光伏等可再生能源可达到协同的节水效果。对于能源工业取水压力较小的地区，化石能源开采、火电取水强度都偏高，未来仍有明显的节水的技术空间。在广东、苏沪闽浙等沿海地区，应继续鼓励核电发展，采用海水冷却技术，提高天然气发电的比例。在水资源供给侧，需要增加矿井水、中水等非常规水资源的利用。

目 录

摘 要	2
表格索引	4
图片索引	5
第一章 选题背景及意义	6
1.1 研究背景	6
1.2 相关研究	8
1.3 研究意义	10
1.4 研究内容和方法	10
第二章 能源技术用水水平综述	11
2.1 煤炭	11
2.2 石油	16
2.3 天然气	17
2.4 风电	18
2.5 核电	18
2.6 太阳能	19
2.7 生物质	19
2.8 梳理对比	20
第三章 能源情景分区域水资源供需分析	22
3.1 区域分区	22
3.2 能源情景	23
3.3 方法和数据来源	25
3.4 结果分析	28
3.5 对策分析	38
第四章 案例分析与路径探索	41
4.1 大型煤炭基地分布	41
4.2 陕西榆林	41
4.3 宁夏宁东	48
4.4 内蒙古鄂尔多斯	53
第五章 结论与展望	58
参考文献	65

表格索引

表 1	某 2×600MW 循环水冷式火电厂消耗水量分布表（干式除渣）	13
表 2	我国火电行业取水量指标	14
表 3	中国煤化工产能产量现状	16
表 4	某煤化工工厂耗水量表	16
表 5	核电厂的设计耗水指标	18
表 6	分区列表	22
表 7	不同分区工业用水红线（单位：亿 m ³ ）	26
表 8	分地区基准取水强度数据来源	27
表 9	现状取水强度	27
表 10	能源工业取水红线与需水量差值（单位：亿 m ³ ）	32
表 11	榆林主要河流不同时期径流量与多年平均值比较（%）	43
表 12	榆林新增煤矿项目	44
表 13	新增煤化工项目	45
表 14	新增煤电项目	45
表 15	新增太阳能发电项目	46
表 16	不同情景描述	46
表 17	供水工程	46
表 18	红线取水总量限制和供水能力	47
表 19	规划或在建产能、规划目标	48
表 20	红线取水总量限制和供水能力	50
表 21	新增煤矿项目	50
表 22	新增煤电项目	51
表 23	新增煤化工项目	51
表 24	新增煤矿项目	54
表 25	新建煤电项目	55
表 26	在建或规划煤化工项目	55
表 27	鄂尔多斯取水总量红线	56
表 28	鄂尔多斯现状装机结构	57

图片索引

图 1	中国降水量分布	6
图 2	2008 年工业部门取水量	7
图 3	大型能源基地分布情况	7
图 4	IPCC: 2010 年分部门温室气体排放结构	8
图 5	研究思路框图	10
图 6	能源利用过程中与水的关系	11
图 7	2015 年中国发电装机和发电量结构	13
图 8	2000—2015 年中国火电耗水量和耗水强度	13
图 9	不同能源生产过程取水/耗水水平比较	21
图 10	不同发电技术的取水/耗水水平比较	21
图 11	全国分区情况	22
图 12	三种情景下的一次能源需求和能源相关的碳排放	24
图 13	三种情景下的一次能源结构	24
图 14	三种情景下的发电装机结构	24
图 15	两种 LDPT 情景下发电结构	25
图 16	供需分析方法图示	26
图 17	四种情景下不同地区能源工业需水量	30
图 18	不同地区能源工业需水结构	31
图 19	水资源开发利用率（2015 年数据）	35
图 20	现状能源工业需水量在工业取水量中占比分布	35
图 21	现状能源工业需水量占工业用水红线比例（2015 年）	36
图 22	能源工业需水量占工业用水红线比例（2020 年）	37
图 23	能源工业需水量占工业用水红线比例（2030 年）	38
图 24	大型煤炭基地矿区分布	41
图 25	历史供用水结构	43
图 26	榆林市产业发展格局	44
图 27	榆林能源产业供需水分析	47
图 28	榆林 a1×b1 情景能源产业需水结构	47
图 29	宁东基地位置	49
图 30	2015 年宁夏全区供用水结构	50
图 31	宁东能源产业供需水分析	52
图 32	宁东 a1×b1 情景 2020 年能源产业需水结构	52
图 33	鄂尔多斯历史供用水结构	54
图 34	鄂尔多斯能源产业供需水分析	56
图 35	鄂尔多斯 a1×b1 情景能源产业需水结构	56

第一章 选题背景及意义

1.1 研究背景

中国的水资源分布总量相对丰富，但人均占有量少。多年平均年降水量 61775 亿 m^3 ，多年平均年地表水资源量 27388 亿 m^3 ，居世界第六。人均水资源占有量为 2114 m^3 ，仅为世界平均值的 28%。另一方面，水资源时空分布不均，南北差异大。图 1 显示了中国各个流域的降水量情况，可以看出，降水基本呈现南多北少的现象。北方地区国土面积、人口、耕地面积、GDP 分别占全国的 64%，46%，60%，45%，但水资源总量仅占 18.6%，人均水资源占有量仅为 883 m^3 ，不足南方的 1/3^[1]。并且水资源时间分配不均，年际、年内变化大。

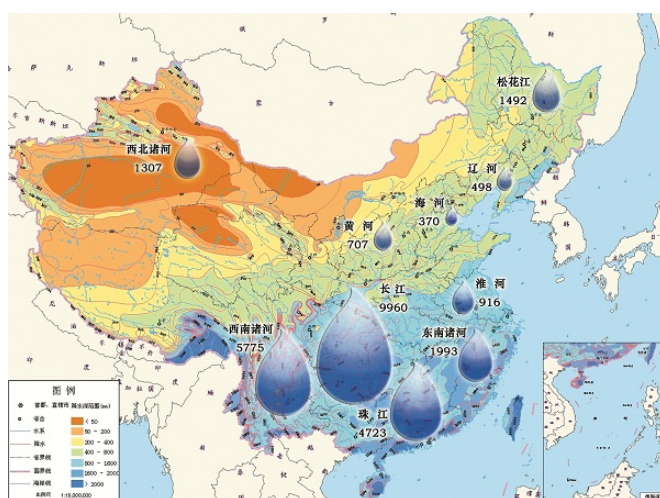


图 1 中国降水量分布^[2]

2015 年，中国总用水量为 6103 亿 m^3 ，其中工业用水占比约为 22%，其中能源行业则占了较大比例，如图 2 所示。作为用水耗水大户，能源部门对水资源的需求一直很大。在能源的开采-转化-利用过程中都与水有着十分密切的关系。然而不同能源和不同能源技术的用水水平截然不同，煤炭、石油、天然气等化石能源的开采利用需要消耗大量的水，而中国以煤电为主的火电，年取水量则几乎占了工业取水量的一半左右。然而中国的能源资源与水资源呈现逆向分布的问题，能源资源集中在缺水的西部和北部地区。图 3 为中国大型能源基地的分布情况，中国目前有 14 个大型煤炭基地（神东，蒙东，陕北，晋北，晋中，晋东，云贵，宁东，黄陇，两淮，鲁西，河南，冀中，新疆）和 16 个大型煤电基地（山西（晋东南、晋中、晋北），陕北，宁东，准格尔，鄂尔多斯，锡盟，呼盟，霍林河，宝清，哈密，准东，伊犁，淮南，彬长，陇东，贵州）。在《能源发展十三五规划》中，规划发展油气资源基地（鄂尔多斯，塔里木，准噶尔，松辽，渤海湾，四川），风电基地（内蒙古，新疆，

甘肃，河北）太阳能光伏发电基地（三北地区）。煤炭、油气基地大多位于西北地区，而内蒙、山西、新疆、山西、宁夏五地的煤炭总保有储量占全国的 76%，但水资源仅占全国的 6%^[3]。水资源和能源资源生产利用逆向分布的特点，加剧了水资源紧缺的问题。

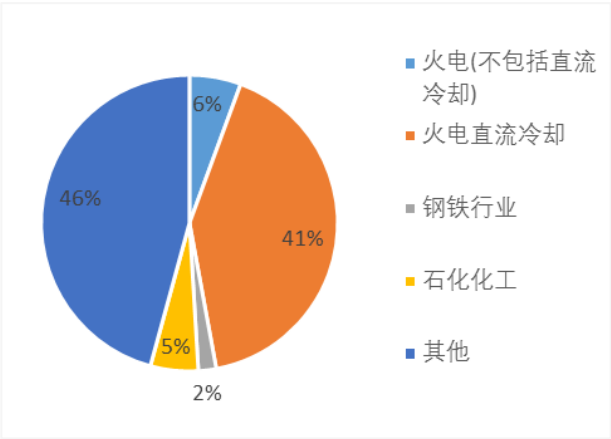


图 2 2008 年工业部门取水水量^[4]

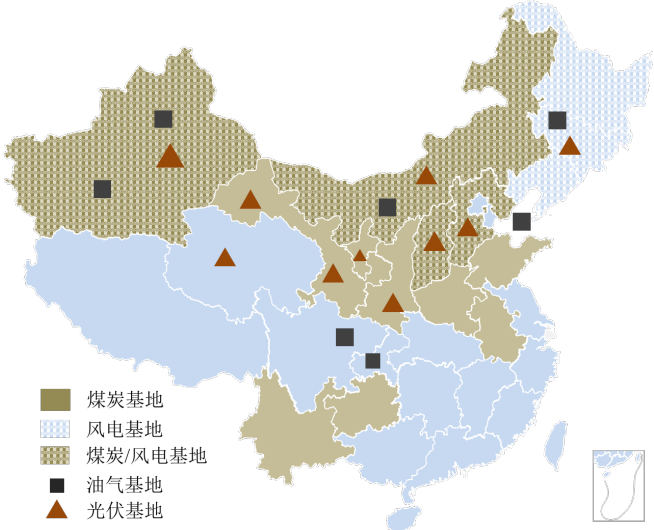


图 3 大型能源基地分布情况

中国能源产业发展面临着很多约束。2010 年 11 月，国务院发布了最严格的水资源管理政策，即“三条红线”政策：一是确立水资源开发利用控制红线，到 2030 年全国用水总量控制在 7000 亿立方米以内。二是确立用水效率控制红线，到 2030 年用水效率达到或接近世界先进水平，万元工业增加值用水量降低到 40 立方米以下，农田灌溉水有效利用系数提高到 0.6 以上。三是确立水功能区限制纳污红线，到 2030 年主要污染物入河湖总量控制在水功能区纳污能力范围之内，水功能区水质达标率提高到 95%以上。为实现三条红线目标，2012 年 1 月，国务院公布《关于实行最严格的水资源管理政策的意见》，设定了总体要求和目标，并提出了相应的措施。2013 年 1 月，国务院又发布了《最严格水资源管理制度考核办法》，设定了各省 2020/2030 年的用水总量和用水效率控制目标^[5]。之后又出台了一系列

规定，包括在西北缺水地区，严格限制高耗水工业和服务业发展，严禁挤占生态用水，高耗水的新型煤化工项目不得挤占农业、生活、生态用水等。

此外，碳排放带来的约束也会影响能源产业的发展。化石能源的燃烧是碳排放的主要来源，与能源行业相关的碳排放也占据了很大的比例，如图 4 所示。碳排放引起的温室效应加剧了全球变暖为特征的气候变化，会导致温度升高、海平面上升、以及极端气候事件的发生。在《联合国气候变化框架公约》框架下，全球 100 多个国家针对碳减排目标提出了国家自主贡献（INDC），成为了《巴黎协定》的重要组成。2015 年 6 月 30 日，中国政府提交了《强化应对气候变化行动中国国家自主贡献》尽管日前美国宣布退出巴黎协定，但全球仍有 147 个国家和地区仍继续遵守协定承诺。实现碳减排目标的不同路径需要改变能源结构，这也可能成为对能源行业需水量的一大挑战。

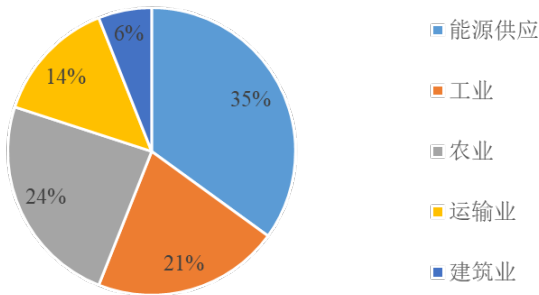


图 4 IPCC: 2010 年分部门温室气体排放结构^[6]

1.2 相关研究

研究能源与水的关系时一般从两个角度出发，一是能源的开发利用对水资源的影响，二是水资源开发利用对能源的需求。少量文献研究了水对能源的影响，如美国能源部^[7]估算美国水的生产利用环节的年耗能占总用电量的 3%~3.5%，Liu 等^[8]人研究了中国的“取水—水处理—供水配置—废水处理”各个环节中用电情况，估算得到水的生产利用耗能占中国年用电总量的 4%，两者分别用 Sankey 图展示了美国和中国的水与能源的流向和分配情况。

目前国内外的研究大多关注于能源对水的影响。首先是不同能源技术或某种能源产业链的用水情况的研究。潘玲颖等^[9]研究了中国煤炭产业链全流程的用水、耗水和污染问题，并在不同能源情景下对煤炭产业链需水量进行了预测；李云等^[10]通过建立火电厂内部系统的用水耗水量计算模型，详细计算了火电厂不同环节对水的需求，并分析了不同冷却方式的节水效果；Li 等^[11]通过投入产出法和生命周期评估相结合的方式，研究了风电的全生命周

期取水水平；Meldrum 等^[12]综述并协调了不同能源利用和发电全生命周期的取水和耗水强度。

其次，一些文献采用自上而下的模型，如投入产出法、CGE 模型等，对中国能源部门的用水情况进行分析。顾阿伦等^[13]利用投入产出模型，分析了中国能源消耗与水资源消耗现状，评价了中国“十一五”期间节能政策的节水效果；Qin^[14]等研究了中国能源部门取水与消耗，预测了不同情景下中国能源部门需水量，讨论了能源部门发展与水资源的矛盾权衡；姜珊等^[15]则预测了在不同的火电发展规划下 2020 年中国煤炭基地的火电需水量。

在区域性的能源与水研究上，目前的研究多见于电力行业，如 Zheng 等^[16]和 Zhang 等^[17]研究了中国不同流域分区火电取水及其导致的缺水水平；Huang 等^[18]将水资源模块加入能源系统评价模型中，评估了中国未来水资源需求，并分析了水价变化对中国电力部门未来发展的影响。目前在不同能源情景下，对中国能源生产、转化与利用全过程与水的耦合关系的区域性研究还不多。

国内外针对能源情景与碳减排方面的研究包括以下几个方面。一种是从局部角度，通过投入产出法和生命周期评价来研究不同技术的嵌含能和对环境的影响（如碳排放）等。另一种是从全球或某个国家（地区）的角度出发，研究能源与气候变化的耦合关系，一般会结合经济学模型（部分均衡或完全均衡），考虑 GDP 损失、边际成本曲线、能源系统成本等因素作为目标函数，得到未来的碳减排路径，并输出相应的能源情景。联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）的第五次评估报告（AR5）^[6]中总结了不同类型的减排路径，包括 31 种模型和 1184 种不同情景（也包括了要使全球比工业化时代之前的温升控制在 2℃，即 2100 年的温室气体浓度为 450~500ppm CO₂eq 的情景）。能源系统建模优化研究常见的模型有：国际能源署（IEA）的 WEM 模型^[19]，将全球分为 25 个区域，包括了终端能源消耗，化石燃料和生物能源供应和能源转化三个主要模块，输出每个地区的能源需求，投资需求和碳排放；MARKAL 模型由瑞士国家实验室开发，其目标函数为一定的排放和成本最低，输出为优化后的能源结构；LEAP 模型^[20]由瑞典斯德哥尔摩环境研究所开发，采用自下而上的建模方法，以年为时间步长，进行能源系统的中长期（20~50 年）建模，可以用于在不同情景下，跟踪经济各个部门的能源消耗，生产和资源开采，以及用于能源部门和非能源部门的温室气体排放，以及区域空气污染物排放量，LEAP 也被用于解决在碳排放和污染物排放限制下的电力结构和调度的优化问题。清华大学的 LoMLog 模型^[21]也属于能源系统优化模型，以中国的多区域为研究对象，目标函数为成本最低，考虑了碳减排的约束和中国地区之间长距离输电的能力，对中国的电力系统进行最优规划。

1.3 研究意义

能源的开采、转化、利用环节离不开水，而水的生产、传输与利用也会耗能，我国未来的能源结构对水的需求也有很大影响。碳减排约束和三条红线约束，可能成为我国未来水资源需求的挑战。因此研究不同情景下的用水需求是我国未来能源发展需要考虑的重要问题。

1.4 研究内容和方法

1.4.1 研究目的

在我国 2020 年、2030 年重点能源情景下，通过研究全国和分区域能源生产/转化-水资源取用/消费-“三条红线”三者之间的定量关系，给出区域在水资源约束下的能源生产和消费建议，及相应的节水技术、政策建议。

1.4.2 研究方案与研究思路

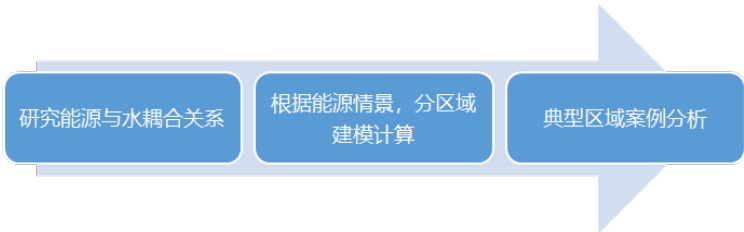


图 5 研究思路框图

(1)数学建模：调研不同能源生产-转化-利用全过程的用水情况，研究能源与水的关系，基于中国分区域电力结构发展优化模型，加入用水模块以及其他能源的模块，得到中国能源-水关系的数学模型。考虑的参数有：不同能源技术用水水平、碳减排政策、分区域不同水价等。输出结果为 2020 和 2030 年各区域能源、电力结构、以及区域和全国的需水量分析。

(2)区域分析：基于上述模型输出结果，具体分析不同区域内的情况。

(3)政策/技术路线建议：调研节水相关技术措施和政策的影响，根据不同区域情况分别分析讨论，给出相应的建议。

第二章 能源技术用水水平综述

能源与水的关系是密不可分的，如图 6 所示，化石能源的开采生产、能源转换（发电、化工行业等）、以及能源利用过程中的污染物和碳排放控制都需要取水，而水的生产、供应、处理的各个环节也都需要能源消耗。本章调研了不同能源技术的取水强度。

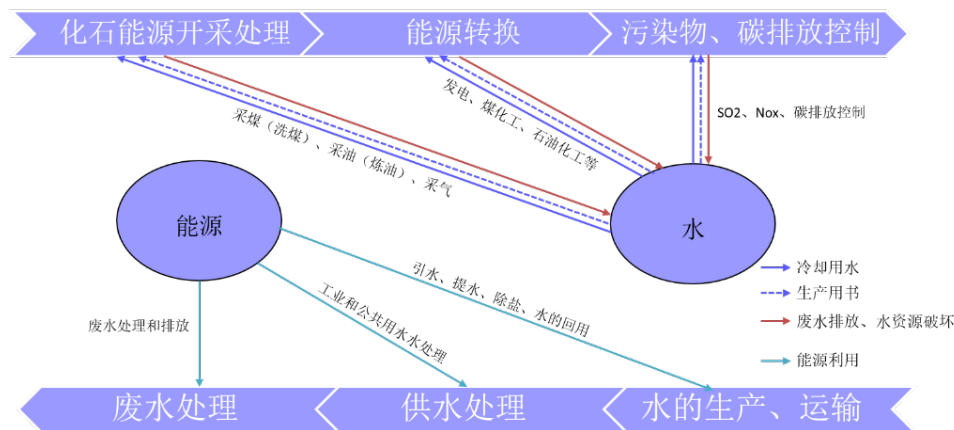


图 6 能源利用过程中与水的关系

2.1 煤炭

煤炭是中国最为重要的能源资源，在一次能源消费中所占比例常年保持在 70%左右。2015 年中国煤炭生产量 37.5 亿吨，消费量为 39.6 亿吨。煤电也是中国最为主要的电力来源，截止 2015 年，全国煤电装机达到 9 亿千瓦。中国也正在大力发展煤化工产业，建设了鄂尔多斯、宁东、陕北以及新疆的准东、伊犁等煤化工基地。煤炭的利用过程主要由开采、洗选、转化（煤电、煤化工等）组成，下图展示了煤炭利用生命周期内各个阶段水的作用。

(1)煤炭开采

采煤过程中水的用途以除尘、设备冷却以及灭火为主。煤炭开采分为露天开采和井下开采两种。以内蒙古为例，露天开采和井下开采的用水定额分别为 $0.25\text{m}^3/\text{t}$ 和 $0.2\text{m}^3/\text{t}$ 。

煤炭开采会对当地的水资源环境造成很大影响。一方面，采煤过程会破坏原有的地质结构，形成裂缝，加速地表水和地下水的渗漏，导致地表水基流减少、地下水水位下降。同时采煤过程破坏了地下含水层，会产生大量的矿井水。矿井水与采煤工作面接触，通常富含有机废物和含硫废物，并且一般含盐量较高，当其排入河流或渗漏至地下水系时，则会进一步污染地表和地下水资源，导致土壤板结、盐碱化等^[22]。测算结果显示，每开采 1t 煤炭就要破坏 2.54m^3 的地下水资源^[23]。此外，如果矿井涌水过多超过正常排水能力时，还容易造成

透水事故^[24]。因此，矿井水需要经过处理才能排放或者回收。由于中国的煤炭资源主要集中在西北、华北地区等地，有相当一部分煤矿位于干旱、半干旱地区，水资源的短缺现象十分明显，近年来政府和企业十分重视矿井水的回收利用。以山西煤炭集团为例，矿井废水通常可通过混凝、沉淀、过滤、消毒等处理，用于井上井下地面降尘、井下生产回用、矿井消防、洗煤厂和电厂的补充用水等工业用水，以及矿区绿化等景观用水^[25]。2015 年中国的矿井水利用率达到了 68%，十三五规划指出，预计到 2020 年，矿井水总量将达到 60 亿 m³，利用率达到 80%。开采煤炭还会导致地表沉陷问题，据统计，我国平均每开采 1 万 t 原煤，地表塌陷面积约为 0.2hm²^[26]。

(2) 煤炭洗选

开采出的原煤灰分高、热值较低，且含有硫等有害杂质。利用煤炭和杂质的物化性质差异，可以将开采出的原煤洗选，使煤和杂质（矸石）分离，提高煤炭质量的同时亦可减轻运输压力。煤炭洗选可脱除煤中 50%~80%的灰分、30%~40%的全硫，有效减少 SO₂ 和 NO_x 的排放。每降低 1%的灰分，可减少 2-5 gce / kWh 的发电煤耗^[27]。截至 2016 年末，中国原煤入选率达到 68.9%，其中动力煤入选率约为 56%^[28]。与美、英、德、奥等发达国家 90%以上的入选率相比，仍有着明显的差距。根据煤炭工业发展“十三五”规划，2020 年，中国原煤入选率应达到 75%以上。以山西为例，煤炭洗选的用水定额在 0.1m³/t 左右。

目前，我国已有 1700 多座选煤厂，大部分采用已经发展得十分成熟的湿式洗煤法。然而湿式洗煤法的洗煤过程中产生的废水中悬浮着大量煤泥，且含有工艺过程使用的添加剂和重金属等有害物质，需要经过一系列处理才能排放。且对于褐煤等年轻煤种，遇水易泥化，不适合采用湿式洗煤^[29]。在高寒或缺水地区，新型干法煤矸石分选技术则体现出了优越性，虽然其选煤效果不如湿法选煤，但却具有节水、工艺流程简单、成本低等特点，且相比湿式洗煤法无需进行脱水干燥和废煤泥水回收，对环境的影响较小^[30]。

另外，煤炭开采洗选过程中会产生大量的煤矸石，一般地，每生产 1 t 原煤会产生 0.15~0.2 t 煤矸石，2012 年，我国煤矸石产生量达 6.2 亿吨，约占全国工业固废产生量的 40%。大量煤矸石露天堆放，已形成 2600 余座煤矸石山，累积堆存量达 50 多亿吨，占地 20 余万亩，成为我国积存量和年产量最大、占用堆积场地最多的一种工业废弃物^[31]。

(3) 煤电

目前中国的电力生产依然主要依赖火电。根据中电联统计快报，如图 8 所示，2015 年中国火电装机 100553 万千瓦，占比 66%，发电量达 42306 亿千瓦时，占比为 74%。其中有 90%以上的火电装机为燃煤发电。火电行业一直是用水和耗水大户，中国电力企业联合会的

数据显示，2010 年，中国火电行业取水量为 83.7 亿立方米（不含直流冷却水），2015 年，全国火电（核电）直流用水量达到 480.5 亿 m^3 （水资源公报），是工业中用水量和耗水量最大的领域。2008 年，中国火电单位发电量耗水 $2.8\text{m}^3/\text{MWh}$ ，而美国火电的平均耗水量为 $1.78\text{m}^3/\text{MWh}$ ，差距比较明显^[32]。图 8 为中国 2000~2015 历年火电耗水量、火电单位发电耗水量情况，耗水总量在 2011 年达最高点，而火电单位发电平均耗水量则随时间逐渐降低，从 2000 年的 $4.1\text{m}^3/\text{MWh}$ 下降到了 2015 年的 $1.4\text{m}^3/\text{MWh}$ 。

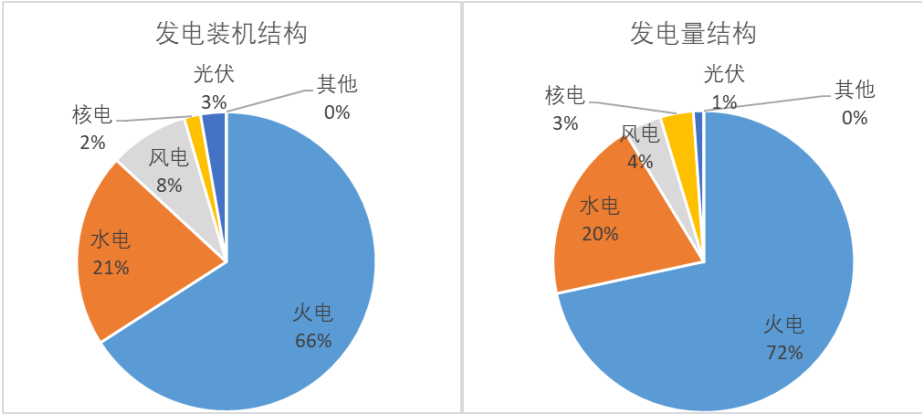


图 7 2015 年中国发电装机和发电量结构

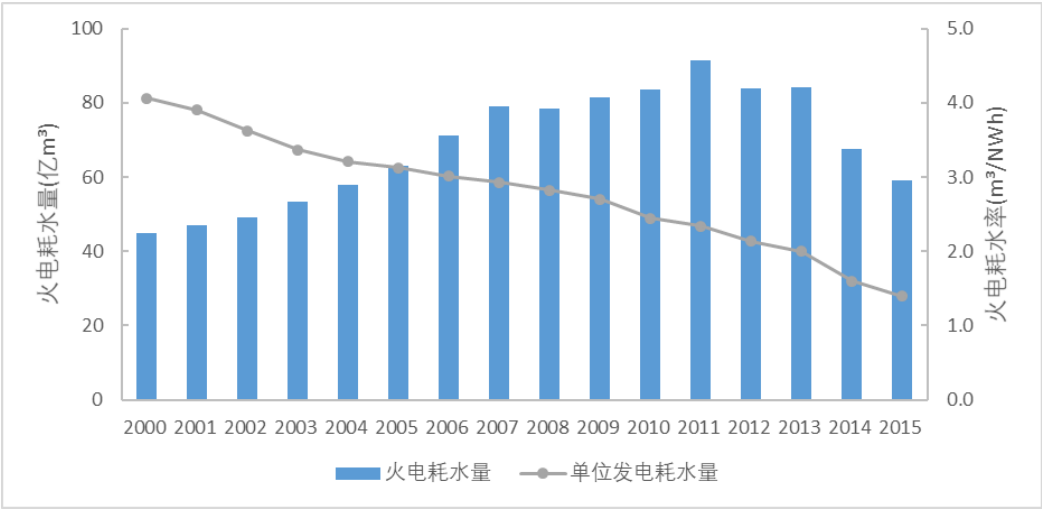


图 8 2000—2015 年中国火电耗水量和耗水强度^[33]

火电站中的水主要有以下用途：冷却系统用水；热力系统用水（锅炉补水）；烟气脱硫系统；除灰渣系统；化学水处理系统；消防、生活、绿地等用水。火电用水中的大部分用于冷却系统，即用于冷却汽轮机的排汽和设备的冷却。表 1 为某 $2\times 600\text{MW}$ 机组，冷却水系统耗水量占到了总取水量的 78%。其次是脱硫系统、除灰渣系统和热力系统用水。因此，不同的冷却方式对用水强度的影响有决定性的作用。

表 1 某 $2\times 600\text{MW}$ 循环水冷式火电厂消耗水量分布表（干式除渣）^[10]

用水子系统	消耗原因	消耗水量 (t/h)	占取水量比例 (%)
热力系统	辅助用汽、水汽泄露	17	0.59
冷却水系统	蒸发、风吹等	2274	78.17
脱硫系统	蒸发、风吹等	220	7.56
除灰渣系统	蒸发、渗漏等	24	0.83
化学水处理系统	—	0	0
生活消防水系统	厂区绿化	15	0.51
工业杂用水系统	蒸发、渗漏等	11	0.38
合计	—	2561	88.04

火电的冷却方式主要分为直流冷却、循环水冷和空冷三种。直流冷却耗水量较小，但需从水体中直接取水，用水量巨大，因此主要集中在长江流域或临海修建。循环水冷是目前的一种主流的冷却方式，凝汽器出口冷却水经过冷却塔降温处理后可以循环利用。在冷却塔中存在着蒸发、风吹等水量损失，需要不断进行补水。相比循环水冷，空冷电站则大大减少了水量消耗。空冷主要有三种形式：直接空冷、海勒式间接空冷和哈蒙式间接空冷。直接空冷以空气作为冷却介质，间接空冷则利用闭式循环的水作为冷却介质，然后在闭式空气冷却塔中将水冷却。中国火电行业取水指标如下表 2 所示。我国正在大力发展空冷技术，截至 2015 年，我国空冷机组的总装机容量约 220GW，占火电总装机容量的 22%^[34]。目前空冷机组主要分布在山西、内蒙、宁夏、甘肃、陕西、新疆等缺水省份。2014 年，新疆农六煤电 2×1100MW 超超临界空冷 1 号机组正式投产，成为世界上单机容量最大、参数最高的空冷机组。然而，空冷机组的发电煤耗比湿冷机组高 3%~8%，并且其凝汽器设备占地较大，相应的投资成本也较高^[35]。

表 2 我国火电行业取水量指标^[4]

分 类	单机容量	单位发电量取水量 (m ³ /MW·h)			单位装机容量取水 量 (m ³ /s·GW)
		先进值	平均值	限定值	准入值
循环 冷却	<300MW	2.2	2.7	3.2	0.88
	300MW 级	2.03	2.39	2.75	0.77
	600MW 及以上	1.94	2.13	2.4	0.77
直流 冷却	<300MW	0.6	0.9	0.79	0.19
	300MW 级	0.38	0.42	0.54	0.13
	600MW 及以上	0.33	0.43	0.46	0.11
空气 冷却	<300MW	0.5	0.65	0.95	0.23
	300MW 级	0.38	0.41	0.63	0.15
	600MW 及以上	0.35	0.44	0.53	0.13

除了冷却水系统，燃煤电站的除灰渣系统用水量也十分可观，中国 2000 年的除灰渣用水量约为 25.4 亿吨。灰渣的产量与燃煤的灰分成正比，然而中国的动力煤的灰分普遍偏高，平均每 1 亿千瓦时发电会产生 1.6 万吨的灰渣。除灰渣一般分为水力除渣和干式除渣两种方式。在水力除渣中，与耗水相关的关键因素为灰水比（灰与水的质量之比），稀浆输灰的灰水比一般为 1: 10 到 1: 30。灰水比越小，耗水量越大^[36]。气力除灰等干式除渣技术的优点是节水效果较好，利于粉煤灰的利用，且占地较小，因而近年来新建的火电厂则更多的采用干式除渣。按比例随机抽取 40 万千瓦以上电厂进行调查，数据显示有 43.22% 的机组采用了干除灰技术^[37]。

脱硫系统也需要消耗一定的水量。目前中国大部分火电厂都采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫，产生的酸性废水中无机盐、重金属、悬浮物的浓度较高，需要经过处理之后排放^[38]。此外，燃煤电站也会产生大量的废水。据中电联统计，2010 年中国火电排放废水总量达 10.9 亿立方米。燃煤电站的废水一般包括净化站产生的含泥废水，循环冷却水排污，水处理的再生和反洗废水，脱硫废水，煤场废水等^[39]。废水中重金属、油、悬浮物含量较高，如若直接排放，则会造成严重的环境污染。

(4) 煤化工

传统煤化工的主要产品为焦炭和合成氨。对于常规焦炉，每生产 1 吨焦炭的耗水量不能超过 2.5m^3 ，水循环利用率不低于 95%（工业和信息化部 2008 年）。对于煤制合成氨，例如陕西省标准则是不超过 $10\text{m}^3/\text{t}$ （DB-61/T-943-2014）。

中国煤炭资源远高于油气，受石油价格攀升的影响，处于能源安全考虑，中国也大力发展以煤代替石油的现代煤化工产业。现代煤化工主要分为煤液化、煤气化、煤焦化和煤热解四个方面。其主要产品包括煤制烯烃、煤制芳烃、煤制乙二醇、煤制油、煤制天然气、电石等。中国煤化工产能产量现状如表 3 所示，根据现代煤化工“十三五”发展指南，截至“十二五”末，中国已建成 20 套煤制烯烃、4 套煤制油、3 套煤制天然气和 12 套煤制乙二醇示范及产业化推广项目，煤化工产业主要集中在鄂尔多斯、宁东、陕北和新疆的准东、伊犁等地。煤化工产业单位耗水量很高，煤制烯烃、制乙二醇、直接制油、间接液化，煤制天然气过程中平均每吨煤的用水量分别为 22~28 吨、25 吨、5.8 吨、6~7 吨、7~9 吨。表 4 为某煤化工厂的耗水量表，年产 300 万吨的煤制油项目，年耗水量约为 6000 万吨。煤化工产生的废水成分复杂，含盐量高，且含有很多酚等多环芳香族化合物，COD 含量 300~5000mg/L，氨氮含量 150~500mg/L，且含有呋唑、联苯等难降解物质，以及氰化物等有毒物质，因此废水处理成本很高^[40]。

表 3 中国煤化工产能产量现状

煤化工	2015 年产能（万吨）	2015 年产量（万吨）
煤制油	278	132
煤制烯烃	792	648
煤制乙二醇	212	102
煤制天然气	31	12

表 4 某煤化工工厂耗水量表

产品	产量（kt/a）	耗水量（kt/a）
甲醇	1000	15000
二甲醚	1000	21300
煤制烯烃	300	9000
直接液化	300	2000
合成氨	300	6500

2.2 石油

根据国家统计局数据，近年来，中国的原油产量保持在 2 亿吨左右，原油消费量则逐年增长，2015 年达到 5.4 亿吨，超过一半依赖进口。

(1) 石油开采

常规石油资源的开采分为一次采油、二次采油和三次采油三个阶段。在一次采油阶段，井下流体被自然压力压出地面。通常石油开采过程中会有大量的采出水一起涌出，混合物经过分离，采出水在处理后可以回灌至地下，以保持井下压力。通常一次采油采出率仅约 10%^[41]。当油田的自然压力下降时，可以通过注水等方式增压，进行二次采油。对于成熟油田，一般会采用增强型采油方式（EOR），有三种基本途径：热力采油，即注入蒸汽增压的同时提高石油流动性；向地下注入 CO₂ 或烃类与水的混合物以增压并降低石油粘性；或是注入水与聚合物等添加剂的混合物增压。三次采油可以将采出率提高至 60% 左右。

采出水的比例一般会随油田的成熟而逐渐增长^[42]。在开采中后期，采出油的含水量可达 70~80%，甚至高达 90%。采出水中通常含有可溶盐、重金属、硫化氢、原油或颗粒的悬浮物以及添加剂等物质^[43]。因此采出水与原油分离后，需要经过沉降、除油、过滤以及化学处理之后，才可以作为生产用水回注或者排放。由于石油开采需要的注水量大，除采出水之外可能还需要一定的新水量进行补充。大庆油田从上世纪 60 年代大规模开发，其主力采油区石油含水率已达 90%^[44]。2011 年生产原油 4000 万吨，天然气 31 亿立方米，总注水量约 6 亿立方米，其中有约 1 亿立方米为新鲜注水^[45]。采油过程中的渗漏事故会造成土壤和地下

水的污染, 高压注水则可能导致地面变形, 过度开采地下水则可能引发地面沉降等后果^[44]。近年来, 中国也逐渐重视采出水的回收利用。油气当量产量约占中国 60%的中石油表示, 截止 2015 年底, 旗下的油气田的采油污水处理率达 97.7%, 回注率达 93.8%^[46]。

非常规石油资源包括致密油、重油、油页岩、油砂等, 目前仍处于开采发展的初期, 用水的数据较少。以致密油为例, 其主要存在于致密层中, 其开采方式与页岩气类似, 采用水平井和水力压裂方法。长庆油田是中国致密油开采的引领者, 2016 年致密油年产量达 1000 万吨以上^[47]。

(2) 炼制、石化

原油经过除盐、蒸馏、加氢、裂解、重整、焦化等炼油工艺处理, 可以产出液化气、汽油、煤油、柴油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等分子量不同的多种石油产品。炼油厂出产的油品可以进一步裂解得到乙烯、苯等基本化工原料, 以制备塑料、橡胶、合成纤维等产品。

水一般分为锅炉给水、工艺用水、冷却用水几种类型。其中, 冷却用水部分的耗水量最大, 但可以采用淡水、微咸水或回收水等多种水源。锅炉给水和工艺用水对要求水质较高, 需要经过处理达标的水, 以减少设备的结垢和腐蚀^[42]。

单位炼油耗水量与原料油的含硫量成正比, 较高比重石油的炼制过程更加复杂, 将会造成耗水量的增加^[48]。《节水型企业石油炼制行业》(GB/T 26926-2011) 规定, 加工每吨原料油用水不超过 0.7m^3 , 水的重复利用率不低于 97.5%。2010 年中国炼油平均新鲜水耗为 $0.7\text{m}^3/\text{t}$, 排污水量 $0.5\text{m}^3/\text{t}$, 与 $0.4\text{m}^3/\text{t}$ 耗水量和 $0.2\text{m}^3/\text{t}$ 排污量的国际先进水平仍有不小的差距^{[49][50]}。2010 年, 中国石油炼制行业的取水量超过了 15 亿 m^3 。炼油厂废水中主要含有油、硫化物、氰化物等有毒物质, COD 含量高, 难以降解, 通过活性炭吸附、化学氧化、膜分离等方法进行处理后, 部分水可回用, 以降低新水的消耗量。例如中石化公司 2015 年成功投运 850 吨/小时污水回用装置。

2.3 天然气

(1) 天然气开采

天然气的开采与采油方式类似, 一些油田在产油的同时也会产出天然气。由于密度低, 天然气可以从井下自然流出。天然气中携带的水蒸气在冷凝之后就形成了天然气的采出水。天然气田的采出水量小, 日产气超过 500 万 m^3 的庆深气田, 日采出水产量仅为 700m^3 ^[51]。

但是气田采出水中含有大量的悬浮物、苯、甲苯、氨氮硫等物质，须经过无机杂质脱除、生化处理、过滤、蒸发等方式进行废水处理^[52]。

(2)天然气发电

2015 年，中国天然气产量 1346 亿 m³，消费量 1931 亿 m³，在一次能源生产和消费总量中占比仅为 5%左右。2016 年中国天然气发电装机容量为 70080MW，约占火电装机总量的 7%，发电量 1881 亿千瓦时，占火电发电量的 4%。

天然气发电有两种形式，一种是燃气轮机发电，耗水量很少；另一种是燃气-蒸汽联合循环发电，目前中国的天然气装机主要采取这种方式。相比煤电，天然气发电较为清洁，避免了脱硫环节用水。中国的天然气发电主要集中在长三角和东南沿海一带经济发达地区，还有少量位于西部地区油气田^[53]。

2.4 风电

2016 年，中国的风电装机达到 148640MW，发电量 2410 亿千瓦时。风电用水量极少。

2.5 核电

常见的压水堆核电站中，水分为三个回路：一回路中，由主泵泵入的水流经反应堆堆芯被加热至 327℃、155bar，然后经过蒸汽发生器内的传热 U 型管，放热之后循环回堆芯；二回路中，U 型管外的水受热变为蒸汽，推动汽轮机做工发电。乏汽进入冷凝器凝结成水冷却后返回蒸汽发生器，进行下一次循环；三回路使用海水或淡水，作用与火电厂冷却水类似，用于冷却二回路中冷凝器的冷却。除了三个回路用水，其他用水系统与火电厂类似，但没有脱硫、除尘的环节。

2015 年，中国核电装机容量为 27170MW，发电 1714 亿 kWh。核电的效率一般为 30%左右，因此三回路系统需要取用大量的直流冷却水，目前中国运行中的核电站均分布在沿海地区，如广东、浙江、山东等地，均采用海水直流冷却。在表 5 中统计了中国一些运行中或在建及规划中核电站的设计淡水耗水指标，换算并得到其淡水耗水强度为 0.09~0.14m³/MWh。

表 5 核电厂的设计耗水指标^[54]

项目名称	机组装机容量(MW)	设计耗水指标(m ³ /(s·GW))
运营核电厂 1	2×1000	0.035-0.040

运营核电厂 2	2×980	0.043
运营核电厂 3	2×1000	0.034
运营核电厂 4	2×1000	0.037
在建核电厂 1	2×1250	0.031
在建核电厂 2	2×1250	0.026
在建核电厂 3	2×1100	0.038
规划核电厂 1	2×1250	0.036
规划核电厂 2	2×1250	0.031
规划核电厂 3	2×1100	0.030
规划核电厂 4	2×1250	0.031

2.6 太阳能

太阳能发电分为光伏发电和光热发电两种，光伏发电使用太阳能电池，用水量很少；光热发电则需要使用锅炉和汽轮机发电，需要与火电类似的锅炉补水和冷却系统用水。中国太阳能发电产业正飞速增长，2016 年中国太阳能发电装机 34590MW，发电量 662 亿千瓦时。但其中基本都是光伏发电，目前光热发电在中国仍处于发展初期，仅有示范工程。2016 年，首航节能敦煌 10MW 熔盐塔式太阳能热发电项目并网成功^[55]。

2.7 生物质

(1) 生物质燃料

生物燃料分为固体燃料（木炭、成型燃料），液体燃料（生物柴油、甲醇、乙醇和植物油），以及气体燃料（生物柴油、甲醇、乙醇和植物油）。主要是生物柴油和燃料乙醇。生物柴油是将废弃油脂经过催化剂（酸碱、生物酶、工程微藻等）催化酯化反应加工而成的，可以用于替代石化柴油。燃料乙醇是指向汽油中加入一定比例的无水乙醇以替代或部分替代车用汽油，无水乙醇一般通过淀粉、纤维素等发酵而成^[56]。目前中国的燃料乙醇产量位居世界第三，但与美国的 4422 万吨差距很大。根据《生物质能发展十三五规划》，截至 2015 年，燃料乙醇年产量约 210 万吨，生物柴油年产量约 80 万吨，生物质成型燃料年利用量约 800 万吨，主要用于城镇供暖和工业供热等领域。陆续有 10 多个省份在封闭推广、强制使用车用乙醇汽油，乙醇汽油市场份额占全国汽油消费总量达 25%^[57]。然而，中国目前生产生物质燃料耗水率仍有很大进步空间。

生物燃料的制备过程中，作物的灌溉需要消耗大量的水。目前中国正建立一批纤维素制乙醇示范项目^[58]，燃料乙醇生产方面，中国的蒸汽消耗量比美国高出两三倍，用水量是美国的四倍。因此，生产设备，生产工艺和生产控制方面存在很大的改进空间^[59]。生产燃料 1 吨乙醇，排放富含 COD 的废水 10 吨左右^[60]。

(2) 生物质发电

目前中国生物质发电占比很小。中电联数据显示，2015 中国垃圾焚烧发电量为 252 亿千瓦时，秸秆、蔗渣、林木质发电量 287 亿千瓦时。截至 2015 年，中国生物质发电总装机容量 1030 万千瓦，其中，农林生物质直燃发电约 5300MW，垃圾焚烧发电约 4700MW，沼气发电约 300MW，年发电量约 520 亿千瓦时，生物质发电技术基本成熟。

2.8 梳理对比

本文整理的不同能源生产过程中取水和耗水水平如图 9 所示，主要数据来源为文献数据与行业专家采访。不同发电技术取水和耗水水平如图 10 所示，主要数据来源为文献、中国各省火电取水定额以及中电联能效对标数据。总的来说，不同能源生产过程的取耗水强度差异明显。与常规石油开采相比，强化采油（EOR）、煤制油等技术取耗水强度偏高；页岩气开采、煤制气的取耗水强度高于常规天然气开采，其中制气技术耗水强度和取水强度是化石燃料生产过程中最高的。生物燃料制备的需水量则比石油开采的取耗水水平高出 1~3 个数量级，主要原因是作物的灌溉需水量大。

不同发电技术的取耗水强度存在数量级差异。风电站的运行取耗水强度极小，可以忽略不计，光伏发电的取耗水量也很小，相比之下，煤电、核电、太阳能光热发电等则一般需要消耗较多的水资源。同一种发电技术下，冷却方式对取耗水强度的高低有着重要影响，取水强度一般是直流冷却>冷却塔>空冷，耗水强度上，直流冷却和空冷一般低于冷却塔。采用同种冷却方式时，对于相同装机容量的煤电机组，超临界和超超临界机组的取耗水强度通常低于亚临界机组，燃气轮机联合循环（CCGT）机组取耗水强度低于通常的燃煤机组，此外，对于同一种发电方式，采用碳捕集技术（CCS）的机组取耗水强度明显增大。

在能源生产、发电中，部分过程体现了明显的需水水平区间，这通常是由技术和应用场景的差异性所决定的，以天然气开采为例，不同的开采技术、不同的地质开采条件和气井开发程度等因素会共同影响取耗水强度大小；生物质燃料生产方面，不同的气候、灌溉技术等也会导致不同大小的取耗水强度^[61]。

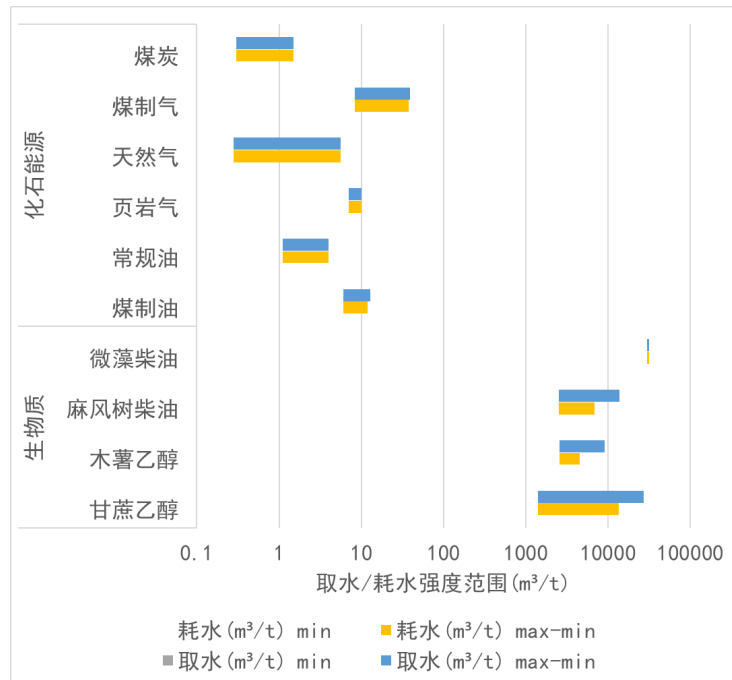


图 9 不同能源生产过程取水/耗水水平比较^{[12], [45], [62], [63], [64]}

（注：煤炭数据包括原煤的开采洗选，来自各省行业用水定额值；天然气、常规油、页岩气数据来自文献；煤制气、煤制油的耗水强度来自煤化工十三五发展指南和行业用水定额，除以耗水占取水的比例^{[65], [66]}得到取水强度的范围；生物质燃料的耗水强度为生命周期耗水数据，来自文献，结合中国的灌溉水利用系数得到取水强度的范围）

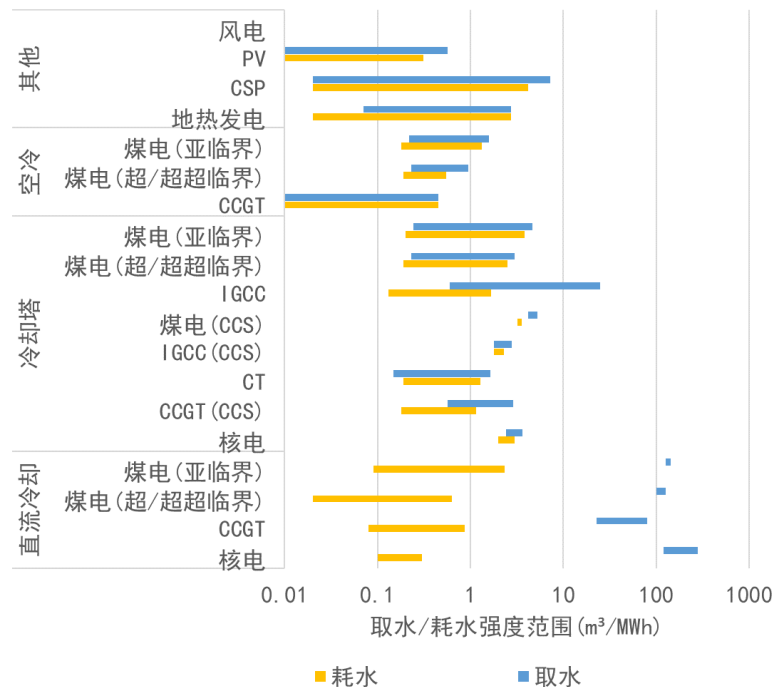


图 10 不同发电技术的取水/耗水水平比较^{[12], [62], [67], [68]}

（注：煤电的数据来自行业用水定额和火电能效对标数据；核电取水强度、IGCC 等其他发电数据来自文献）

第三章 能源情景分区域水资源供需分析

3.1 区域分区

由于水资源分布和能源开发利用分布有明显的地区差异，因此，本研究结合能源基地的分布，将全国（除西藏、海南、台湾）分为 17 个研究区域，分别为：内蒙古、新疆、山西、川渝、湖北、东北、京津冀、山东、陕甘宁、青海、河南、湖南和江西、上海江苏浙江和福建、安徽、云南和贵州、广西、广东，如图 11 和表 6 所示。

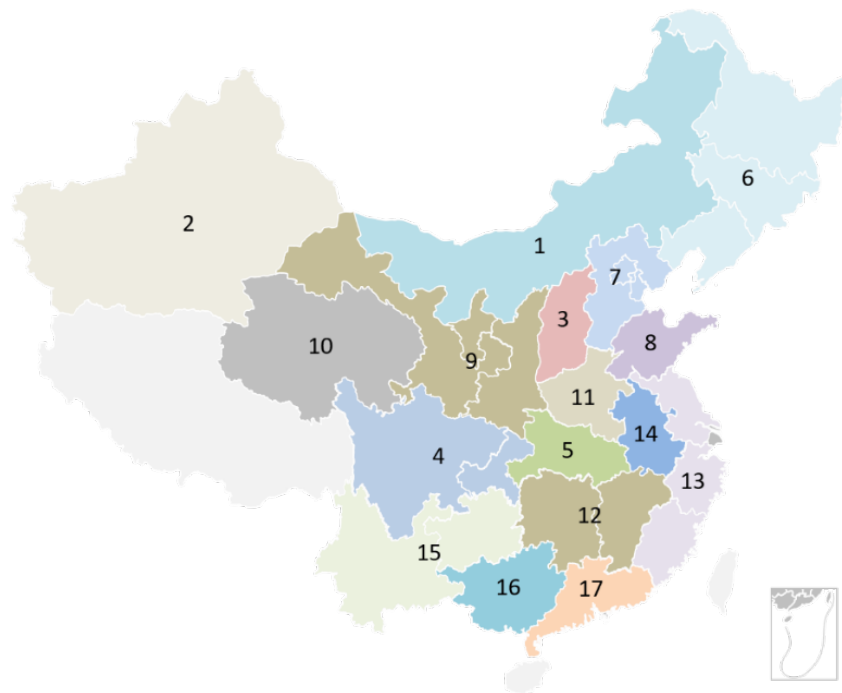


图 11 全国分区情况

表 6 分区列表

编号	地区	编号	地区	编号	地区
1	内蒙古	7	北京、天津、河北	13	上海、江苏、浙江、福建
2	新疆	8	山东	14	安徽
3	山西	9	陕西、甘肃、宁夏	15	云南、贵州
4	四川、重庆	10	青海	16	广西
5	湖北	11	河南	17	广东
6	黑龙江、吉林、辽宁	12	湖南、江西		

3.2 能源情景

本文考虑的能源情景，分别为现有政策情景（BAU）、包括 INDC 的新政策情景（NPS）、考虑 2℃ 情况的 450 情景（450S），以及长距离输电电力模型生成的 NPS-LDPT 情景和 450-LDPT 情景。BAU、NPS 和 450S 均取自国际能源署 IEA 的《世界能源展望》^[69]，NPS-LDPT 情景和 450-LDPT 情景则是分别基于 WEO2015 中的 NPS 和 450S，利用清华大学的 LoMLog 模型^[70]，在长距离输电背景下生成的。不同情景的描述和主要假设条件如下。

BAU 情景取自 WEO2015 中的现有政策情景（current policies scenario），考虑了 2015 年 6 月以前发布的政策，与能源部门相关的主要包括“十二五”规划目标得到实现，2020 年中国一次能源消费结构中非化石燃料的比重提高到 15% 左右。

NPS 取自 WEO2015 中的新政策情景（new policies scenario），符合中国的国家自主贡献（INDC）目标，主要假设包括了到 2030 年，将一次能源消耗中非化石燃料的比例提高到 20% 左右；到 2030 年，每单位国内生产总值二氧化碳排放量比 2005 年的水平减少 60-65%；2017 年开始电力和工业部门的排放交易机制；增大天然气使用比例；防治大气污染行动计划等。

450S 取自 WEO2015 中的 450 情景（450 scenario），是在 50% 概率下达到 2100 年全球平均气温与工业化前相比温升控制在 2℃ 以内的一种路径，主要假设包括在 NPS 基础上增强碳交易机制；增强对可再生能源的补贴；2020 年继续鼓励核电发展，2020 年后开始投用 CCS 技术。图 12 展示了三种情景下的一次能源需求和能源相关的碳排放情况，可以看出，在 BAU 情景下，碳排放不断增加，NPS 下的能源相关的碳排放增加放缓，而在 450S 下，全球碳排放在 2020 年左右即达峰，之后呈现下降趋势。图 13 和图 14 中展示了三种情景下的一次能源消费结构和电力装机结构。

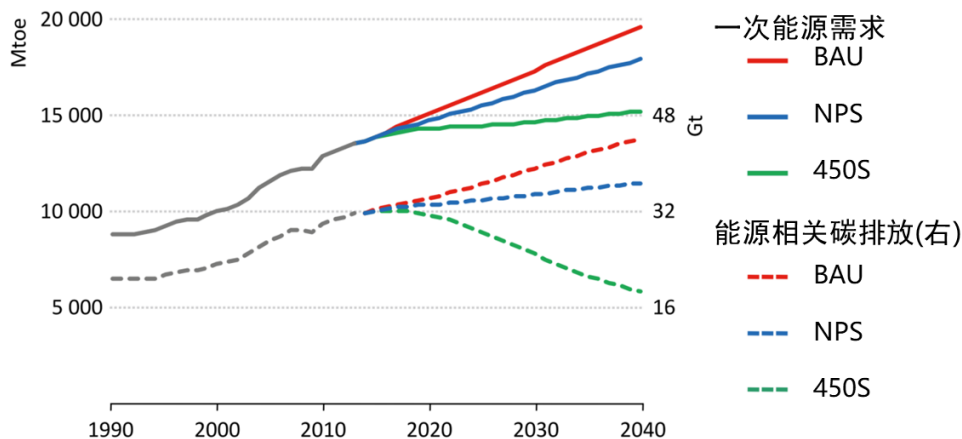


图 12 三种情景下的一次能源需求和能源相关的碳排放^[69]

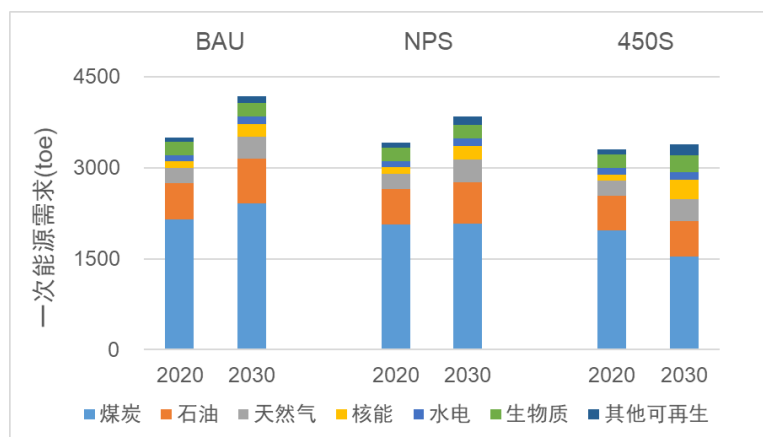


图 13 三种情景下的一次能源结构

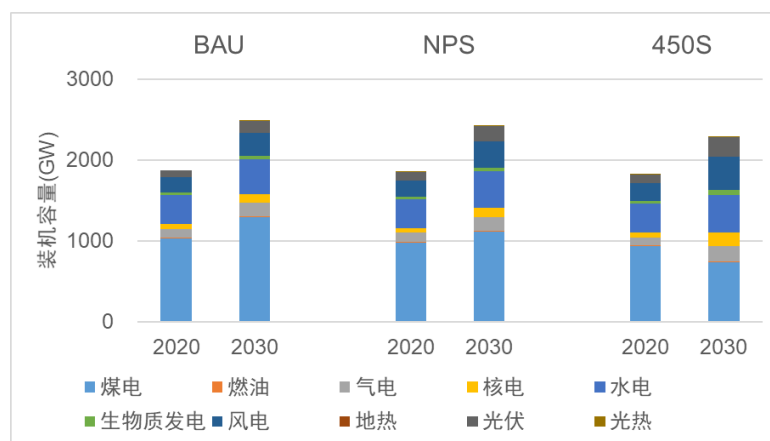


图 14 三种情景下的发电装机结构

上述三种情景均为全国的总量，需要注意的是，几种情景的能源结构考虑的是一次能源需求结构，而本研究考虑的是一次能源生产量，此处假定中国的煤炭消费对外依存度为 0，石油为 60%，天然气为 30%。并按照 2015 年各个区域各种类能源生产、发电量所占的比例，将几种能源情景的能源生产量和发电量按现状结构划分整理到 17 个区域中。

LDPT 情景的设置中考虑了中国的不同区域之间电力传输引起的能源发展区域差异性。多区域电力能源结构长期发展模型，是基于不同区域的历史装机数据、技术经济参数和电力

需求预测，考虑了不同区域之间的输电情况，碳减排政策，以成本最小为优化目标，对各区域发电结构和区域间输电量的线性优化模型。模型中主要考虑 7 种发电技术，分别为亚临界和超临界粉煤电(SPC)、超超临界粉煤电(UPC)、天然气联合循环发电(NGCC)、核电(NU)、水电(HD)、风电(WD)和太阳能光伏发电(PV)。

本文的 LDPT 情景有两种设定，NPS-LDPT 情景的一次能源需求部分来自 NPS，能源生产的分区发展按现状比例分配，而电力系统部分则是基于 NPS 中的全国发电结构，并设定中国电力部门碳排放在 2030 年达峰，通过 LoMLog 模型输出的分区域电力结构优化结果。本文中 450-LDPT 情景中的一次能源需求部分来自 450S，能源生产的分区发展按现状比例分配，电力系统部门则以 450S 中的发电结构为输入，并设定中国电力部门碳排放于 2020 年达峰，通过 LoMLog 模型输出的分区域电力结构优化结果。两种设定对应的全国发电结构分别如下图 15 所示。

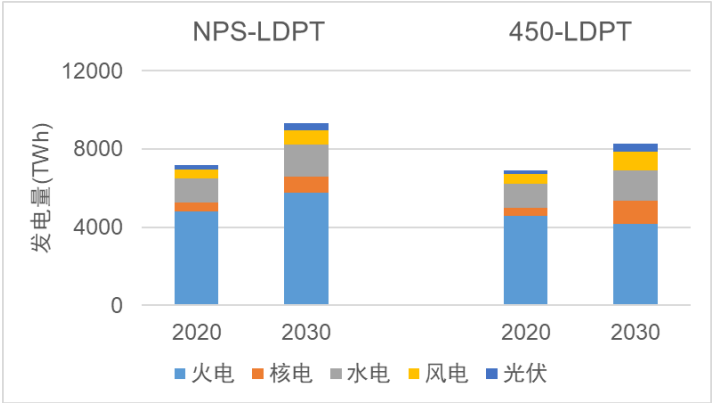


图 15 两种 LDPT 情景下发电结构

3.3 方法和数据来源

图 16 为供需分析方法，在供水侧，能源产业面临着三条红线的约束，根据各个地区的现状用水结构和未来三条红线政策用水总量的限制，可以估算出各个地区未来在工业取水上的红线指标，如下表 7 所示。获得现状能源产业需水量占工业取水量比例后，结合未来工业取水红线可以得到未来不同地区的能源产业取水红线。在需水侧，根据不同区域在不同情景下的规划，结合不同能源利用技术的取水强度，测算不同情景下、不同地区和时期的用水需求。

能源产业需水量计算公式为： $D_{\text{能源产业}} = \sum_i (q_i \times Y_i)$ ，其中 Y_i 为产品产量， q_i 为取水强度（单位产品产量取水量）。其中能源产业需水量的计算主要考虑了以下几个部分：煤炭开采、

洗选、(陆上)石油开采、原油加工、(陆上)天然气开采、火力发电(包括煤电、天然气循环发电、生物质发电)、核电、太阳能光伏发电、煤化工(煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制合成氨、煤制焦炭)。风力发电运行取水强度可忽略不计,因此不纳入考虑;由于火电采用直流水冷方式时,大部分的取水都回到了原水域中,因此此处取水定额设定为其耗水水平;中国现有的核电站均采取海水直流冷却,因此核电取水强度为其取用淡水的水平。目前带 CCS 的联合循环、煤粉炉、超临界煤粉炉、IGCC 电站的取水强度分别是同类型无 CCS 电站的 2.04 倍、1.99 倍、1.86 倍、1.64 倍^[7],因此在考虑 CCS 技术对火电取水强度的影响时,本研究假设有 CCS 的火电机组取水强度是无 CCS 的机组的 2 倍。

取水强度基准值设定的数据来源如表 8 所示,主要为全国、各地区最新行业用水定额文件以及中电联火电能效对标数据。确定每个分区在 2015 年的取水强度,如

表 9 所示。研究也考虑了技术进步带来的节水效果,并假设取水强度每五年下降 10%。

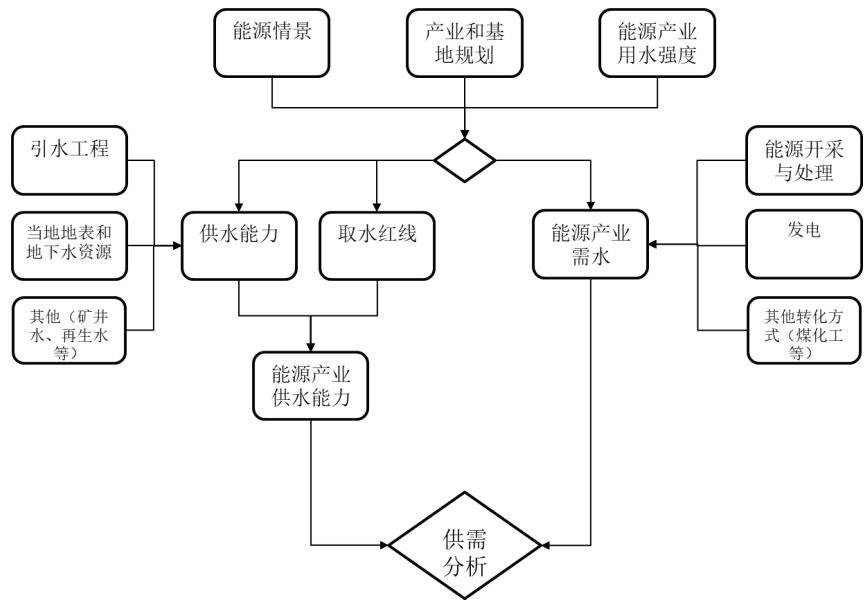


图 16 供需分析方法图示

表 7 不同分区工业用水红线(单位: 亿 m³)

编号	地区	2015 年	2020 年	2030 年
1	内蒙古	20.14	21.41	23.90
2	新疆	10.54	10.55	10.77
3	山西	14.22	17.31	18.43
4	川渝	87.69	102.26	108.31
5	湖北	97.70	113.31	114.24
6	东北	72.24	76.82	80.77
7	京津冀	35.83	39.03	43.40
8	山东	34.86	38.47	41.99

9	陕甘宁	32.59	33.27	37.26
10	青海	4.00	4.11	5.14
11	河南	61.27	66.49	71.35
12	湘、赣	156.57	163.37	164.54
13	沪苏浙闽	357.44	373.45	383.47
14	安徽	88.56	87.72	89.63
15	云贵	59.02	68.04	72.24
16	广西	56.37	57.30	58.23
17	广东	116.18	115.79	114.30

表 8 分地区基准取水强度数据来源

文件	发布年份	文件	发布年份
内蒙古自治区行业用水定额标准 DB15/T385-2015	2015	贵州省行业用水定额 DB52T-725-2011	2011
山西省用水定额标准 DB14-1049-2015	2015	四川省用水定额 DB51/T 2138-2016	2016
陕西省行业用水定额 DB61/T943-2014	2014	辽宁省行业用水定额 DB21/T 1237-2015	2015
宁夏用水定额 宁办发[2014]182 号	2014	吉林省用水定额 DB 22T 389-2010	2010
甘肃用水定额 甘政发[2017] 45 号	2017	青海省用水定额 DB63/T 1429-2015	2016
新疆用水定额 新政办发[2007]105 号	2007	湖南省用水定额 DB43/T 388-2014	2014
安徽行业用水定额 DB34-T-679-2014	2014	广东省用水定额 DB 44/ T 1461-2014	2014
河南省地方标准-工业与城镇生活用水定额 DB41T385-2014	2014	浙江省用水定额 浙水保〔2016〕14 号	2016
河北省用水定额 DB13T1161-2016	2016	江苏省用水定额 苏水资〔2015〕33 号	2015
山东省重点工业产品取水定额 DB37/T1639.1-2015	2015	福建省用水定额 DB35/T772-2013	2013
云南省用水定额 DB53T 168-2013	2013	江西省用水定额 DB36/T420-2011	2011
取水定额 GBT 18916-2012	2012	重点工业行业用水效率指南	2013
2012 年度全国火电 600MW 级机组能效对标信息表	2013	中电联 600MW 级机组竞赛对标（2013 年）	2014
2015 年度 100MW~225 MW 级机组基础信息	2016	2015 年度 300MW 级全国火电机组基础信息	2016
2015 年 600MW 级机组能效水平对标及竞赛情况介绍和技术指标分析	2016	2016 年度全国火电机组竞赛得分统计表—超超临界湿冷机组	2017

表 9 现状取水强度

编号	单位	1	2	3	4	5	6	7	8	9
地区		内蒙	新疆	山西	川渝	湖北	东北	京津冀	山东	陕甘宁
原煤生产	m ³ /t	0.2	0.3	0.2	0.6	0.2	0.5	0.36	0.36	0.25
原煤洗选	m ³ /t	0.1	0.18	0.1	0.12	0.1	0.1	0.1	0.1	0.12
原油开采	m ³ /t	1.1	1.1	4	4	4	2.5	0.8	2.5	3
原油加工	m ³ /t	0.6	0.75	0.6	0.75	0.75	0.6	0.75	0.72	0.75
天然气开采	m ³ /kNm ³	0.2	0.2	0.2	1.8	1.8	1.8	2.8	2.8	0.1

火电	m ³ /MWh	1.4	1.2	1.3	2.2	1.4	2.6	2.2	2	1.1
煤制油	m ³ /t	10	10	6	10	10	10	10	10	10
煤制天然气	m ³ /kNm ³	10	10	6	27	10	10	10	10	10
煤制烯烃	m ³ /t	14	14	14	14	14	14	14	14	14
煤制合成氨	m ³ /t	8	10	8	10	10	10	10	10	8
煤制焦炭	m ³ /t	0.55	2.5	0.5	3.5	3.5	3.5	1.6	1.3	2.5
光伏发电	m ³ /MWh	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
风电	m ³ /MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0
生物质发电	m ³ /MWh	1.4	1.2	1.3	2.2	1.4	2.6	2.2	2	1.1
ngcc	m ³ /MWh	0.84	0.72	0.78	1.32	0.84	1.56	1.32	1.2	0.66

续
表 9 现状取水强度

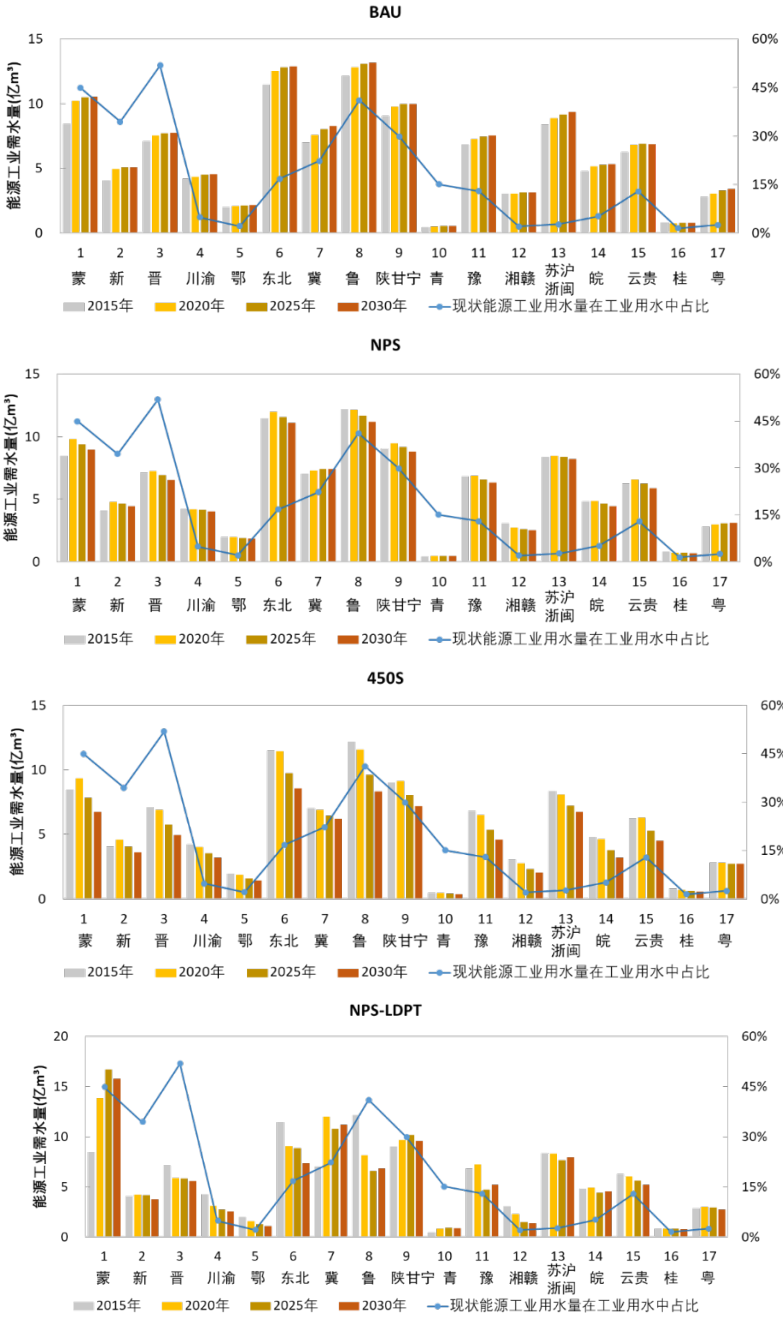
编号	单位	10	11	12	13	14	15	16	17
地区		青海	河南	湘赣	沪苏浙闽	安徽	云贵	广西	广东
原煤生产	m ³ /t	0.25	0.3	0.3	0.75	0.5	0.75	2.8	2.8
原煤洗选	m ³ /t	0.15	0.1	0.4	1	0.2	0.45	0.7	0.7
原油开采	m ³ /t	2	3.1	3	3	3	3	3	3
原油加工	m ³ /t	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
天然气开采	m ³ /kNm ³	0.14	1.8	2.8	2.8	2.8	3.6	3.6	3.6
火电	m ³ /MWh	1.5	2.2	1.2	0.8	1.7	2.2	0.7	0.6
煤制油	m ³ /t	10	10	10	10	10	10	10	10
煤制天然气	m ³ /kNm ³	10	10	10	10	10	27	10	10
煤制烯烃	m ³ /t	14	14	14	14	14	14	14	14
煤制合成氨	m ³ /t	10	10	10	10	10	10	10	10
煤制焦炭	m ³ /t	3.5	1.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
光伏发电	m ³ /MWh	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
风电	m ³ /MWh	0	0	0	0	0	0	0	0
生物质发电	m ³ /MWh	1.5	2.2	1.2	0.8	1.7	2.2	0.7	0.6
ngcc	m ³ /MWh	0.9	1.32	0.72	0.48	1.02	1.32	0.42	0.36

3.4 结果分析

(1) 各地区能源工业需水对工业用水的影响程度

根据上述分析,可以得到在不同情景下,各个地区能源产业在 2020、2030 年的用水需求,分别如图 17 所示。折线图上的每个点代表着某一区域能源产业需水量占工业取水量的比例,占比越高意味着能源产业对该地区工业取水量的影响程度越大。全国平均值为 8%,占比较高的地区依次为山西(52%)、内蒙古(45%)、山东(41%)、新疆(34%)、陕甘宁(30%),这些地区也正是大型煤炭基地、煤电基地、油气基地等能源基地所在区域,能源产业是工业的重要组成,用水需求也很大。占比适中的地区有京津冀(22%)、东北(17%)、

青海（15%）、云贵（13%）、河南（13%）；占比较低的地区为安徽（5%）、川渝（5%）、苏沪闽浙（3%）、广东（3%）、湖北（2%）、湘赣（2%）、广西（1%），这些区域，即使能源产业需水量较高，如苏沪闽浙地区，但其能源产业取水量仅为工业取水量的3%，能源产业取水对该区域用水需求的贡献很小。



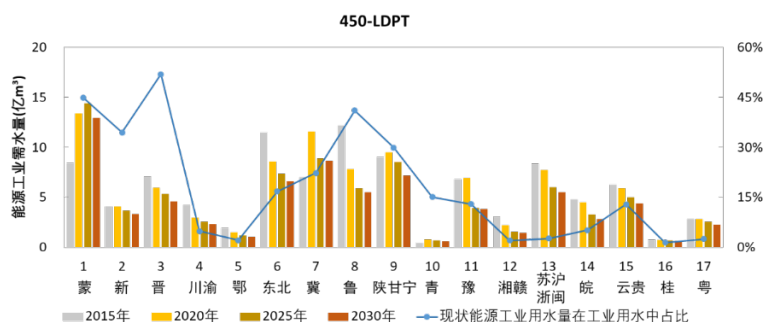
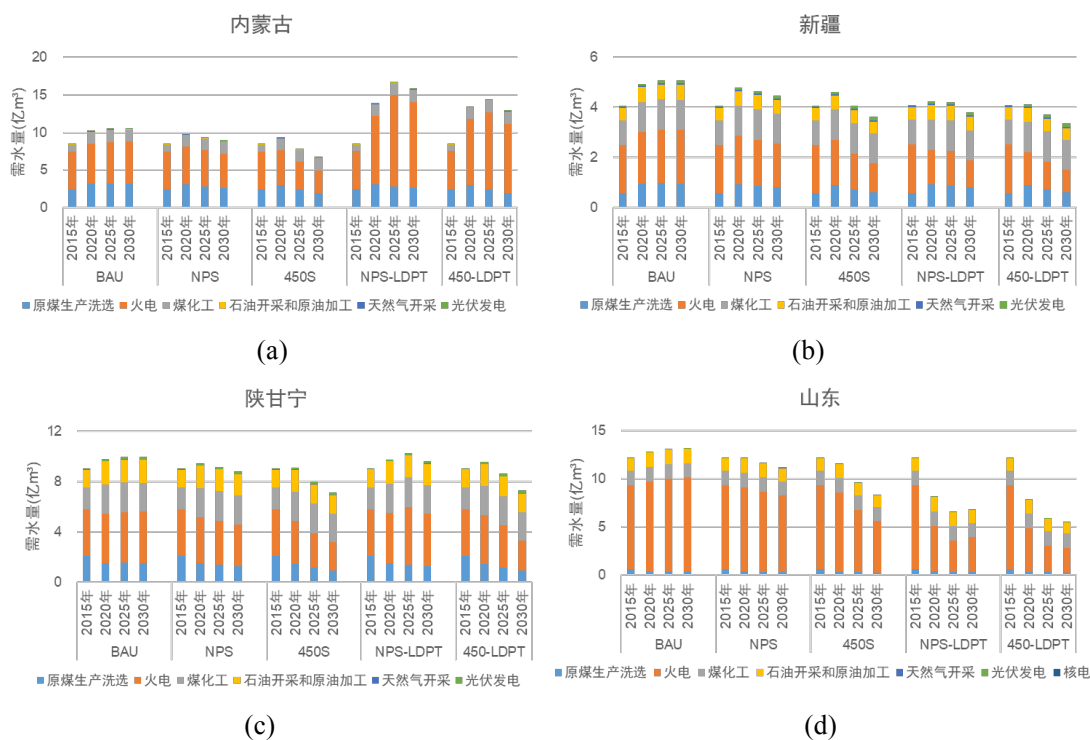


图 17 四种情景下不同地区能源工业需水量

(2) 不同地区能源工业需水结构

下图 18 为几个典型区域在不同情景下的未来能源工业需水结构，在西北能源基地，如内蒙古、新疆、陕甘宁，能源产业需水主要贡献来自煤炭产业链的取水，包括原煤开采洗选、火电（主要是煤电）、煤化工产业。在东部和南方地区，如山东、安徽、苏沪闽浙，火电则占据了主导地位。在油气资源丰富的地区，如陕甘宁、新疆，石油和天然气的开采贡献了一部分的需水量。风电的需水量在研究中忽略不计，而光伏发电的需水量占比也几乎可以忽略，一方面是由于与火电相比，光伏发电的规模仍然很小（2015 年全国光伏发电量仅为 39.5TWh，不到火力发电量的 1%），另一方面，光伏发电单位发电取水强度也低于一般的循环冷却火电，运行节水性好。对于沿海地区，如苏沪闽浙等地，核电取水量的占比将会不断增加，但直到 2020、2030 年，核电的淡水取水量仍然无法与火电取水量相比。



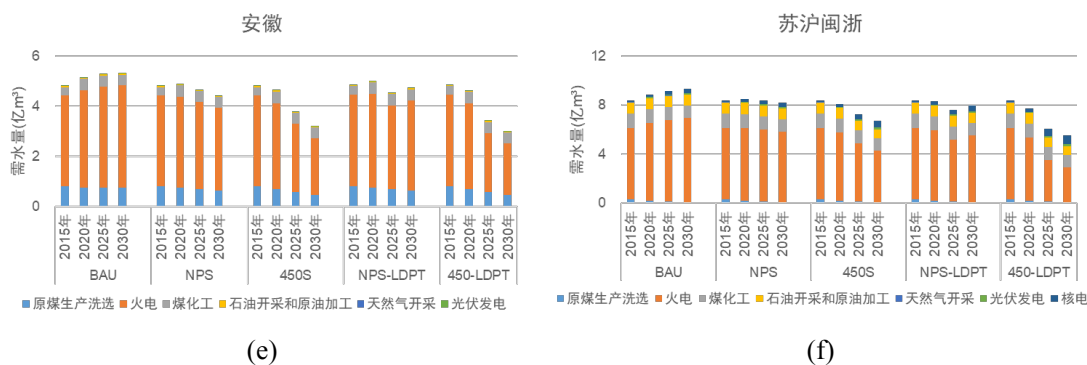


图 18 不同地区能源工业需水结构

(3) 能源工业需水量与取水红线

表 10 列出了不同地区能源工业取水红线与需水量的差值，其中能源工业取水量红线按照现状取水结构计算得到，正数代表能源工业需水量未超过能源工业取水红线，负数则代表能源工业需水量超过取水红线的量，并用红色标出。可以看出，未来能源工业需水量超过其取水红线的主要有内蒙古、新疆、京津冀、青海、安徽、广东几个地区。内蒙古地区未来只有 450S 情景才能使得该地区能源工业需水量在 2020 年和 2030 年均不超过红线；在 NPS 情景下，2020 年超过红线 0.16 亿 m^3 ，2030 年不会超过红线；而在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景下，其能源工业需水量未来将会明显超出红线。新疆地区 2020 年五种情景下均会超过红线，在 2030 年时，只有 450S 和 450-LDPT 情景下才不超过红线。京津冀地区在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景下，会在 2020 年超过红线，但 2030 年会得到改善。青海地区主要在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景会超过红线。对于安徽地区，2020 年除了 450-LDPT 情景外均会超过红线，而 2030 年时，BAU 和 NPS-LDPT 情景下会超过红线。广东地区在 BAU 和 NPS 情景下会略超红线，并且 2030 年超过数量高于 2020 年。虽然在不同情景下，17 个区域的能源工业需水总量并未超过红线总量，但在以上地区却有不同程度的超红线现象。

（4）各地区能源工业取水紧张程度

在评价各个地区能源工业取水紧张程度时，主要考虑的因素包括地区水资源开发利用率、能源工业需水对工业用水的影响程度以及能源工业需水与其取水红线关系。

水资源开发利用率是指流域或区域取水量占水资源总量的比率，体现的是水资源开发利用的程度。图 19 为各个地区的水资源开发利用率，即区域取水量占水资源总量（地表水和地下水）的比例分布情况。全国平均水资源开发利用率在 20%左右，南方大部分地区的水资源开发利用率较低，在 0~20%范围内；而北方地区的水资源开发利用率却普遍偏高。尤其是新疆、陕甘宁、山西、京津冀等地，水资源开发利用率高达 50%以上。国际上一般认为对一条河流的开发利用不能超过其水资源量的 40%，即为其水资源生态开发警戒线，而海河、黄河、辽河流域水资源开发利用率分别高达 106%、82%、76%，远远超过 40%的水资源开发生态警戒线。海河流域涉及京津冀、山西、山东、河南、内蒙古和东北（辽宁）地区，黄河流域涉及青海、川渝、甘肃、陕甘宁、内蒙古、山西、河南、山东地区，辽河流域涉及河北、内蒙古、东北（吉林、辽宁）地区。过度开发水资源以致超过水资源可再生能力，会导致地面沉降、海水入侵等严重生态环境问题。

图 20 是各地区现状能源工业需水量在工业取水量中所占的比例分布，山西、内蒙古、山东、新疆和陕甘宁几个区域，是大型煤炭基地、煤电基地、油气基地等能源基地所在地，能源产业是工业的重要组成，能源工业取水对当地工业取水量的影响举足轻重。京津冀、东北、青海、云贵和河南几个地区，占比高于全国平均，能源工业取水对当地工业取水量有一定影响。安徽、川渝、苏沪闽浙、广东、湖北、湘赣和广西地区，能源工业需水量在工业取水量中占比不但低于全国平均值，且为 5%及以下，说明能源工业取水对当地工业取水总量影响较小。表 10 中显示，内蒙古、新疆、京津冀、青海、安徽和广东地区在不同情景下的能源产业需水量不同程度的超过了红线限制。

能源工业是内蒙古重要的工业支柱，该地区有两个煤炭基地（神东基地和蒙东基地），也涉及油气基地鄂尔多斯盆地，并且也是风电基地和光伏基地，能源工业需水量大（现状需水量 8.45 亿 m^3 ，在区域中排名前列，且未来有增加趋势），用水缺口也大，因此该地区未来缺水压力较大。新疆是未来重要的油气基地（如克拉玛依油田、吐哈油田），现状能源工业需水量为 4 亿 m^3 左右，虽然在地区中不算高，但能源工业需水量占工业取水量比例较高（该地区 94%以上的取水量为农业用水），能源工业未来缺水压力较大。陕甘宁地区有煤炭基地（陕北基地、黄陇基地、宁东基地）、油气基地（如长庆油气田），能源工业需水量高（现状需水超过 9 亿 m^3 ），占工业取水比例大，虽然没有超过红线，但与红线的差距相对较小，

如 2020 年，各个情景下与红线的差距均超过 0.5 亿 m^3 ，且该地区水资源开发利用程度大，水环境生态脆弱，因此未来也有较高的取水压力。山西是煤炭大省，有晋北、晋中、晋东三个大型煤炭基地，其能源工业需水量高（现状为 7 亿 m^3 以上），且能源工业需水量占工业取水比例在所有地区中最高（高达 52%），同时水资源开发利用率也很高，在 BAU 和 NPS 情景下，其未来离红线的差距较小，也是值得关注的取水压力较大的区域。

安徽地区水资源较为丰富，现状能源工业需水量约 4.8 亿 m^3 ，仅占工业取水量的 5%。但在 2020 年左右不同情景下会超过红线最多为 0.64 亿 m^3 ，因此能源工业取水压力适中。东北地区能源工业需水量超过 11 亿 m^3 ，占比也较高，未来在 BAU、NPS 和 450S 下的能源工业需水量与红线也较为接近，尤其是在 BAU 情景下，2030 年能源工业需水量仅比红线低 0.3 亿 m^3 ，因此也有一定取水压力。京津冀地区水资源开发利用率很高，且在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景下超过一定比例，能源工业需水量占比不高，能源工业有一定取水压力。山东有鲁西煤炭基地，火电装机居全国首位，能源工业需水量很高（现状需水量超过 12 亿 m^3 ），水资源开发利用率和能源工业需水量占比也很高，但未超过红线，未来能源工业取水压力适中。青海地区能源工业需水量很低，现状值仅为 0.44 亿 m^3 ，但在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景下未来能源工业需水量会超过红线，有一定的取水压力。广东地区水资源丰富，虽然也略有超过红线，然而其能源产业需水量不高（仅为 2.8 亿 m^3 ），且仅占地区工业用水的 3%，可认为其能源工业的取水压力适中。

川渝、湖北、河南、湘赣、云贵、广西地区，水资源较为充沛，且未来不同情景下均不会超过红线，未来能源工业的取水压力低。苏沪闽浙地区，尽管能源工业需水量高（超过 8 亿 m^3 ），但该地区水资源充沛，能源工业需水占工业取水的比例仅为 3%，且在几种情景下 2020、2030 年均未超过取水红线，故而认为其取水压力也较低。

综上所述，能源工业取水压力较高的地区有内蒙古、新疆、陕甘宁、山西；中等压力的地区为安徽、东北、京津冀、山东、青海、广东；压力较低的地区为川渝、湖北、河南、湘赣、云贵、广西、广东、苏沪闽浙地区。

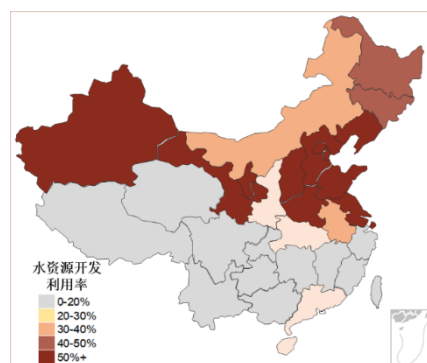


图 19 水资源开发利用率（2015 年数据）

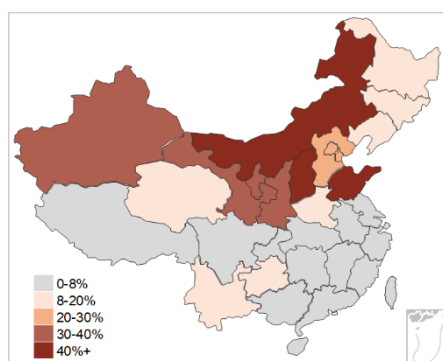


图 20 现状能源工业需水量在工业取水量中占比分布

（5）不同情景影响的比较

图 21 为 2015 年不同地区能源工业需水量占工业取水红线的比例分布情况，图 22 和图 23 则是 2020 年和 2030 年不同情景下的分布情况，其中不同颜色代表的是该地区能源产业需水占工业取水红线的比例的高低。结合表 10，可以看出，占工业取水红线最高的区域主要为新疆、内蒙、陕甘宁、山西、山东等地，这些地区也基本是取水压力较高的地区。

虽然全国（全区域）能源工业需水总量并未超过全国红线总量，但在不同情景下与红线的接近程度不同，对各个地区的影响也各有差异。在 NPS、450S 以及它们分别对应的 LDPT 情景下，全国能源工业需水总量均明显低于 BAU 情景，达到了不同程度的节水效果。其中，450S 比 NPS 的节水效果更明显，主要原因是碳减排的约束减少了煤炭等化石能源的消费的同时，提高了光伏、风电、核电的渗透率，而这些技术的运行取水强度一般低于采煤、煤电等技术。而 450-LDPT、NPS-LDPT 的节水效果分别略高于对应的 450S、NPS，这是由于 LDPT 模型设置优化了不同地区之间的装机结构，例如其使得火电装机集中于西北能源基地，在这些地区的火电取水水平更低。

在 NPS、450S 情景下，由于能源情景的区域分配按照现状结构不变，因此未来各地区能源工业取水压力会呈均匀减轻的趋势。然而在 NPS-LDPT、450-LDPT 情景下，虽然一次能源结构分别与 NPS 和 450S 对应，但考虑远距离传输优化时，然而在一些地区，如内蒙古

地区，未来能源工业取水压力明显增大了，在东部一些地区，例如山东，有 LDPT 设置的情景下的取水压力则相对对应的 NPS、450S 要低。主要原因是内蒙古等西北地区由于化石能源丰富，利用成本较低，作为电力输出区域，远距离输电的发展会对促进这些地区火电的发展，但同时却加重了西北能源基地的取水压力，导致了对能源工业取水压力的集中效应。新疆地区与东部距离很远，输电成本高，因而未来该地区在 NPS-LDPT 和 450-LDPT 情景下的火电发展反而低于对应的 NPS 和 450S，未来能源工业取水压力改善作用也更大。

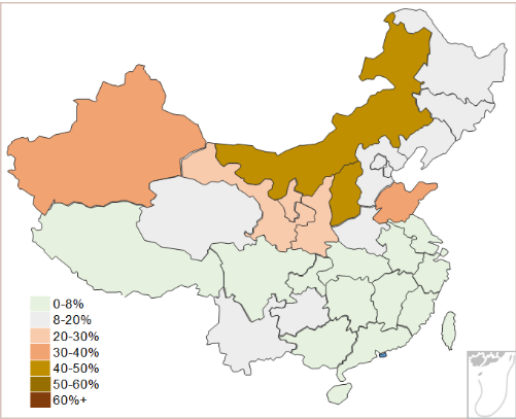
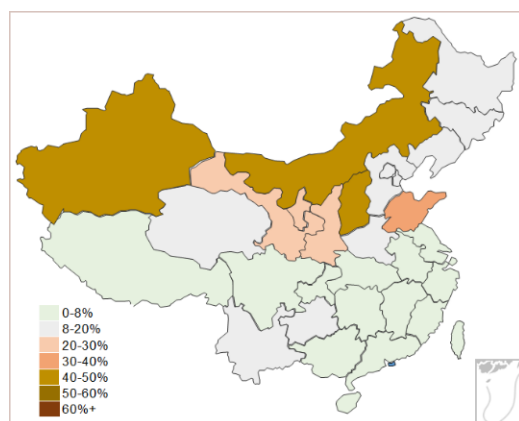
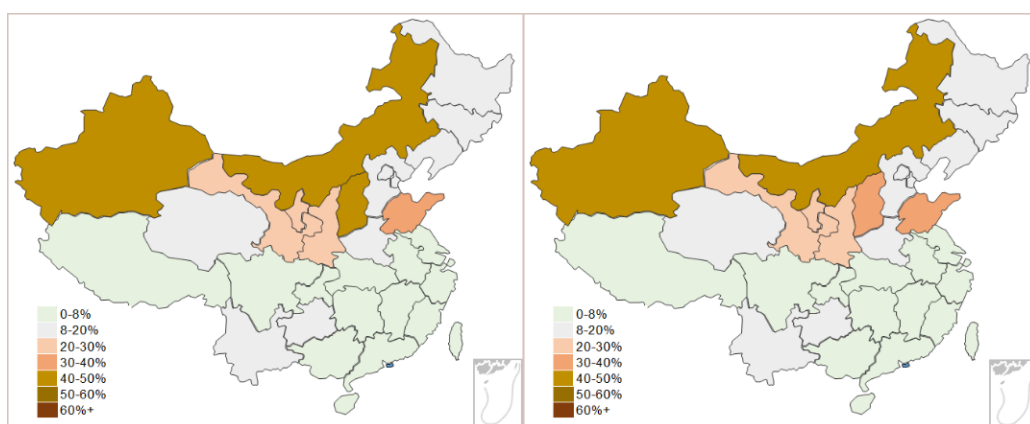


图 21 现状能源工业需水量占工业用水红线比例（2015 年）

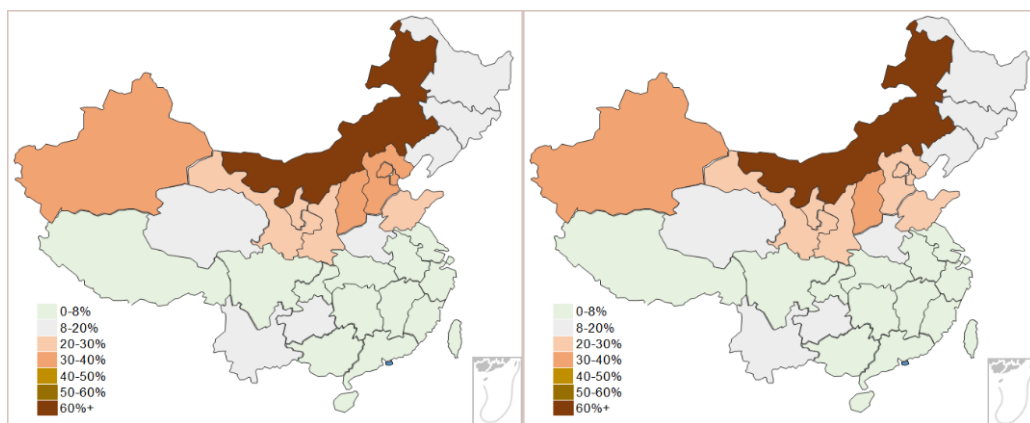


2020 年 BAU



2020 年 NPS

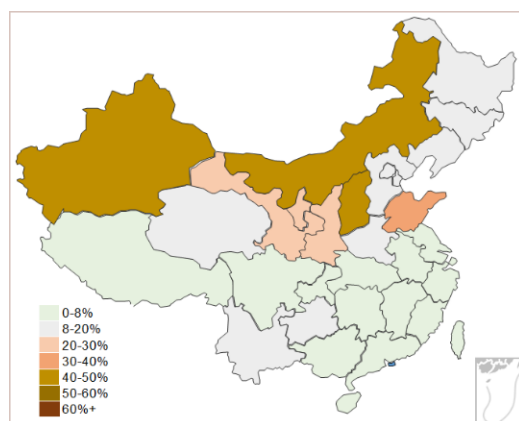
2020 年 450S



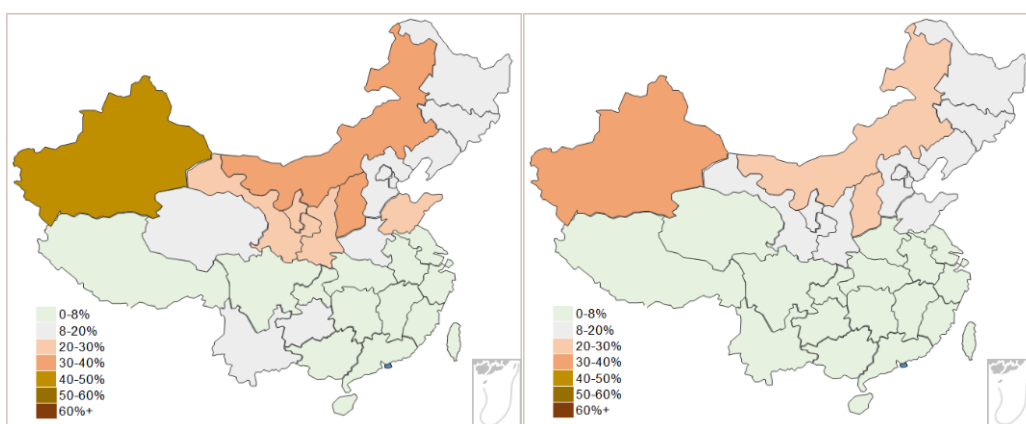
2030 年 NPS-LDPT

2030 年 450-LDPT

图 22 能源工业需水量占工业用水红线比例（2020 年）

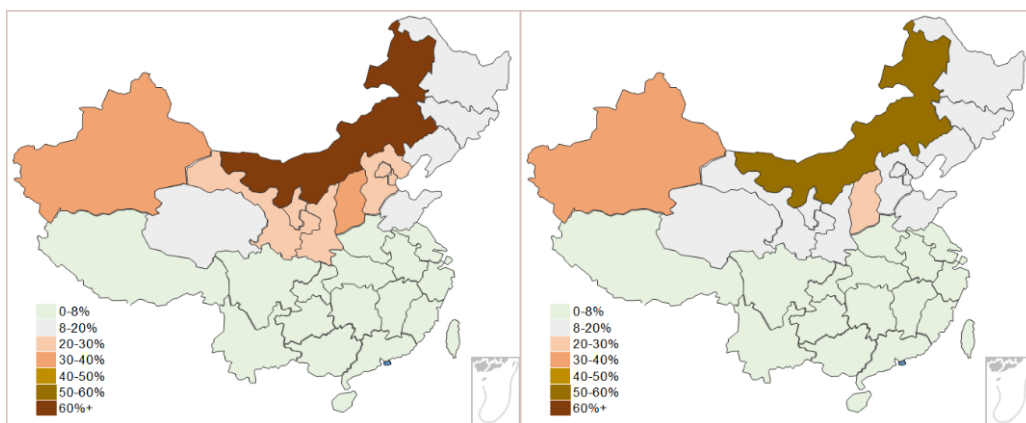


2030 年 BAU



2030 年 NPS

2030 年 450S



2030 年 NPS-LDPT

2030 年 450-LDPT

图 23 能源工业需水量占工业用水红线比例（2030 年）

3.5 对策分析

由 3.4 节的分析可知，能源工业取水压力较高的地区有内蒙古、新疆、陕甘宁、山西；中等压力的地区为安徽、东北、京津冀、山东、青海、广东；压力较低的地区为川渝、湖北、

河南、湘赣、云贵、广西、广东、苏沪闽浙地区。针对不同区域的对策分析需求和供给两个角度。

对于西北部能源输出地区，如内蒙古、山西、陕甘宁等地，未来在不同情景下能源产业均受到水资源约束的限制，这些地区能源工业需水大户为采煤、火电、煤化工等产业。

煤炭开采方面，**控制缺水地区的原煤产量，加快退出高耗水、高污染的落后产能。**现代煤化工是高耗水行业，在布局时应当充分考虑当地的水资源限制，在水资源开发利用率较高的西北地区，更应控制其产能。同时也应当通过改进技术、增加污水回用等，进一步降低煤化工产业的新水需求。

空冷技术的进一步推广可以进一步降低发电取水强度。采用空冷技术的机组取水强度和耗水强度均明显低于循环冷却技术，但煤耗略高于湿冷机组，因此适合在水资源缺乏的地区推广，尤其是能源工业取水压力高的地区。一些地区的火电装机采用空冷的比例较高，发电取水强度相对全国平均水平较低。2015 年中电联全国火电能效对标中，300MW 级的空冷机组 47 台，均位于河北、内蒙古、甘肃、宁夏、山西和新疆，600MW 级空冷机组 91 台，大多位于陕甘宁、内蒙古、东北、山西和新疆。1000MW 级超超临界空冷机组 2 台，均位于宁夏。

同时，目前**以煤电为主的火力发电应该更加有序的发展，控制煤电的总量，加快淘汰小火电和自备电厂。**以煤电为主的火电取水量是取水总量中占比最大的，尤其是西北大型煤炭基地所在地区，也往往是大型煤电基地，因此更应该控制这些地区煤电的增长。中电联 2016 年调查了占全国煤电总装机容量 65%的机组发电取水强度，100MW 级循环水冷却机组、直流冷却机组和空冷机组的发电取水强度分别是 600MW 及以上对应冷却方式机组的 1.4 倍，5.3 倍和 4.2 倍^[71]。在小容量机组占比偏高的地区，应该加快淘汰小机组的步伐。东北、山东等地区的火电发电取水强度仍然较高，2014 年，东北地区单机容量小于 300MW 的机组装机容量占比为 36%，高于全国平均水平（23%），青海地区单机容量小于 300MW 的机组装机占比更是高达 61%。在这些地区，应该加快淘汰小机组。中国的企业自备电厂以燃煤电厂为主，往往设备和运行水平较为落后，监管难度大，存在煤耗高、水耗高、污染大的特点^[72]，然而，根据中电联数据，截止 2016 年底，中国共有自备电厂 115GW，约占火电总装机的 10%，且增速高达 15.7%，比传统煤电装机高 10 个百分点。西北地区高耗能企业较多，自备电厂比例偏高，例如 2015 年，甘肃省自备电厂发电量约占火电总发电量的 22%^[73]。因此在西北地区，短期内应当加强自备电厂发展和运行的管控，促进自备电厂的节能和节水改造，同时加快淘汰不达标的机组。

在三北地区，风电和光伏的资源禀赋较好，提高风电、光伏等可再生能源的渗透率，可以达到协同的节水效果。然而由于可再生发电的不稳定性以及当地消纳能力、外送能力有限，目前我国的“三弃”（弃风、弃光、弃水）问题较为严重，2016 年弃风电量 497 亿千瓦时，弃风率高达 17%，弃风现象主要发生在新疆、甘肃、内蒙古等地区；弃光 2016 年弃光电量达 70 亿千瓦时，主要发生在甘肃、新疆等西北地区。弃水现象则主要发生在四川和云南。因此应该增强这些地区的外送能力，并增强电网调峰能力，改善“三弃”现象，提高风电、光伏、水电的利用率，其中涉及了到储能与传输技术、电力市场消纳机制、电力系统稳定性等多种因素。

对于南方能源工业取水压力较小的地区，能源工业取水以电力部门取水为主，虽然能源产业面临的水资源约束较小，但煤炭、油气资源开采的取水强度，以及火电取水强度都偏高，未来仍有明显的节水的空间。此外，在广东、苏沪闽浙等沿海地区，支持核电的发展，提高天然气发电的比例，可以明显减少淡水取水量。沿海地区的火/核电采用海水直流冷却的比例较高，淡水消耗强度很低，但其缺点是电站会放出大量温排水。采用海水循环冷却技术可以大大降低海水取水量，减少温排水数量，同时其淡水取水强度也较低。

在水资源供给侧，需要增加矿井水、中水等非常规水资源的利用。2006 年，中国的矿井每年涌水量在 42 亿立方米左右，利用率却仅为 26%左右（《矿井水利用专项规划》），2015 年，利用率则达到了 68%，预计到 2020 年，矿井水总量将达到 60 亿立方米，其中西部地区约为 35.5 亿立方米，矿井水规划利用率为 80%（《煤炭工业发展十三五规划》），可以增加 7 亿立方米以上的水资源。矿井水回用有多重好处，既可以增加可用水资源，也可以控制外排水的水质，减小对矿区水环境的影响。

第四章 案例分析与路径探索

4.1 大型煤炭基地分布

能源基地的分布范围比分区更小，如下图 24 所示，大型煤炭基地的矿区分布集中在彩色的区域，在这些能源开发利用集中度高的地区，则更可能发生缺水问题。第三章中研究发现，缺水问题比较严重或能源产业需水量过大的地区主要有内蒙古、新疆、陕甘宁地区，因此本章选取几个地区中的代表地点陕西榆林、宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯进行进一步细化分析。

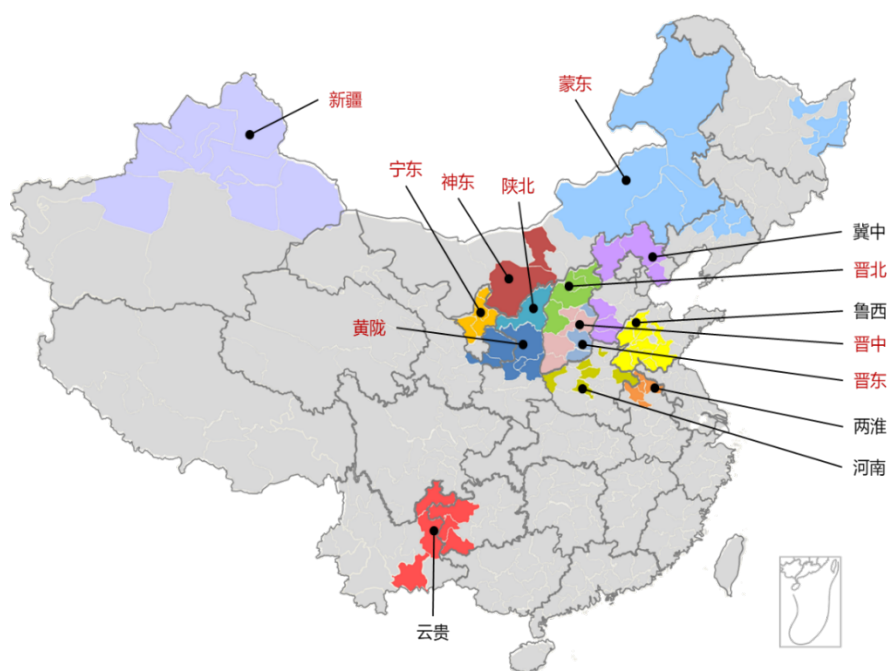


图 24 大型煤炭基地矿区分布

4.2 陕西榆林

4.2.1 地区概况

榆林是资源丰富地区，2015 年，原煤、原油、天然气、兰炭产量分别占全国总产量的 10%、6%、11%、60%。榆林市的五大支柱产业，即煤炭开采和洗选业、石油和天然气开采业、石油加工炼焦业、化学原料及化学制品制造业、电力热力的生产和供应业，总产值占到规模以上工业总产值的 80%以上。截止 2014 年底，榆林市共有 266 处煤矿矿井，大多位于榆阳、

神木、府谷、横山，共有 2.5 万口油井，共有天然气井 1500 多口。截止 2015 年，火电装机容量达到 1470 万千瓦，风电场 17 座，装机达 1389MW，光伏电站 19 座，装机容量 1068MW。

1. 地理、气候干旱

榆林地处陕甘宁蒙晋五省区接壤地带，以长城为界，向北为风沙草滩区，往南则是黄土丘陵沟壑区，分别占约一半面积。榆林属干旱半干旱大陆性季风气候，也是黄河中游水土流失最严重的地区，水土流失面积达 36900 平方公里，占全市总面积的 85%。仅无定河流域每年就有约 2.2 亿吨黄河泥沙进入河流。地表水系中泥沙含量高，容易造成河道、引水渠等的淤积现象，不利于开发利用。

2. 降水少，水资源匮乏，水资源可利用量低

水资源公报数据显示，2015 年，全国平均降水量 661mm，产水系数（水资源总量占降水总量的比例）为 0.45，产水模数（单位面积产水量）为 29.5 万 m^3/km^2 。然而同期榆林的降水量仅为 401mm。产水系数仅为 0.11，产水模数仅为 4.42 万 m^3/km^2 ，不到全国平均水平的 1/4，也是陕西省降水最少的地区。且降水集中在夏季（6~8 月），占全年总量的 60%^[74]。2015 年，榆林水资源总量为 19.24 亿 m^3 ，人均水资源总量为 566 m^3 ，仅为全国平均的 1/4。

3. 水资源过度开发，污染现象明显

目前，榆林市因煤矿地下开采形成的采空区面积已达 400 多平方公里，现在仍在以每年 30 平方公里的速度在增加，已造成塌陷面积 90 多平方公里，矿区直接占用和破坏林地面积达 130 平方公里。过度开采也造成了地下水位的快速下降，2016 年，榆林市超采面积 207 km^2 ，年均超采量达 237 万 m^3 。而根据地下水监测显示，2001~2013 年有 10 处监测站水位下降速率大于 0.5 m/a，其中 8 处都分布在榆林的靖边县。

此外，榆林境内的水资源污染现象也较为严重，以无定河为例，根据《关于无定河流域水污染防治情况的调研报告》，该流域的水质总体达标比例仅为 40%，全流域的 60%为 IV 类水质，30%为 II-III 类水质，部分时段甚至为 V 类及劣 V 类。截止 2015 年，无定河流域内的 8 个工业园区中，只有一个园区建成并投运了配套的污水处理厂。而在《窟野河流域综合规划环境影响报告书》中指出，该流域水功能区的达标率仅为 25%，水体中的石油类、总磷、氨氮、COD 等多项因子超标。

4. 水资源波动，水资源量有减少趋势

榆林地区属黄河水系，地表水系主要有“四河四川”（无定河、秃尾河、窟野河、佳芦河、皇甫川、清水川、孤山川、石马川）。然而从下表 11 中可以看出，三条河流的径流量

近三十年来均低于多年平均值。而由于境内的水资源开采过度，采煤等造成的水资源破坏(如含水层破坏导致地表水渗漏等)，窟野河等河流变成间断的季节河。

表 11 榆林主要河流不同时期径流量与多年平均值比较 (%) ^[75]

河流	站名	1956~1960	1961~1970	1971~1980	1981~1990	1991~2000	2001~2010	多年平均 径流量(万 m ³)
秃尾河	高家川	19.5	24.0	3.2	-14.4	-22.6	-19.4	28300
窟野河	温家川	17.2	25.5	12.3	-15.6	-30.8	-55.4	41000
无定河	白家川	26.5	29.4	-13.7	-24.8	-24.8	-17	112000

4.2.2 供需分析

现状供用水结构如下图 25 所示，可以看出，榆林地区的供水以地表水为主，占 60%左右，地下水供水占比 40%左右。地表水供水中，将近 60%的水来自引水，其余为蓄水和提水工程。用水结构方面，榆林用水量最大的为农林牧业，虽然所占比例在逐渐减小，但依然占总用水量的 60%以上，工业用水量也逐渐增加，约占总量的 21%。

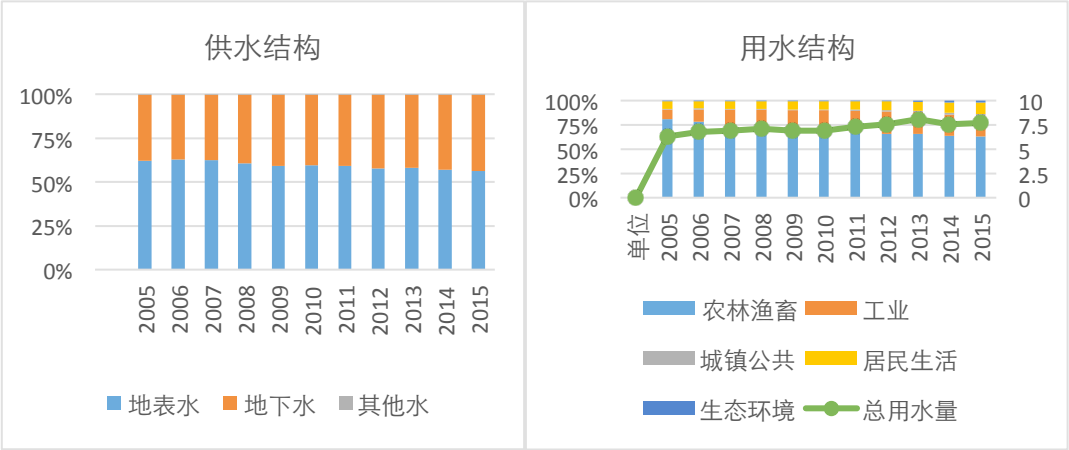


图 25 历史供用水结构

未来规划发展北部煤电化工发展区、西部油气综合利用区和南部特色生态产业区三大区域，如图 26 所示。在能源产业发展上，计划新增郭家湾、青龙寺、西湾、香水河、朱家峁等多个煤矿项目；正在推进燃煤机组超低排放和节能改造，新建电厂大多为高参数（600MW 以上）的环保型空冷机组。此外，还有神华煤炭综合利用、未来能源煤间接液化等煤化工项目，以及协合榆阳小壕兔、国家电投榆神林光互补光伏电站等光伏发电项目。也将重点开发

长庆油田旗下的靖安油田、以及靖边、榆林、神木、子洲等气田。目前规划或在建的项目如下表 12~表 15 所示。

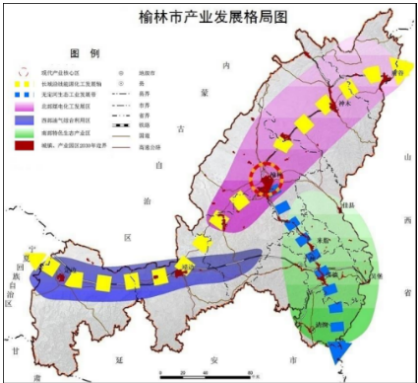


图 26 榆林市产业发展格局^[76]

表 12 榆林新增煤矿项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万t/a)
1	西湾露天煤矿	2014-2017	原煤	1000
2	小保当一号煤矿	2017-2020	原煤	1500
3	大海则煤矿	2017-2020	原煤	1500
4	曹家滩煤矿	2017-2020	原煤	1500
5	巴拉素煤矿	2017-2019	原煤	1000
6	郝家梁煤矿	2017-2020	原煤	120
7	双山煤矿	2017-2020	原煤	120
8	神树畔煤矿	2017试生产	原煤	120
9	大梁湾煤矿	停建，2017-2020	原煤	120
10	千树塔煤矿	2017-2020	原煤	120
11	沙梁煤矿	2018-2020	原煤	120
12	大保当煤矿	前期工作	原煤	1000
13	郭家滩煤矿	2017-2020	原煤	1000
14	乌苏海则煤矿	2017-2020	原煤	1500
15	红墩界煤矿	2020	原煤	1000
16	郭家湾煤矿	2017投产	原煤	800
17	青龙寺煤矿	2016投产	原煤	300
18	香水河煤矿	2011核准	原煤	120
19	朱家坬煤矿	2016竣工	原煤	150
20	柳巷煤矿	2015核准	原煤	120
21	魏墙煤矿	2017在建	原煤	300
22	河兴梁煤矿	招标	原煤	120
23	柳壕沟煤矿	2014	原煤	60
24	横沟煤矿	在建	原煤	300
25	可可盖煤矿	招标	原煤	1000
26	赵石畔煤矿	2020	原煤	600
27	尚合煤矿	违建	原煤	
28	红石桥煤矿	十三五	原煤	1000
29	韩界煤矿		原煤	
30	西红墩煤矿	2017-2018	原煤	1000
31	波罗煤矿	烂尾	原煤	1000
32	古城二号煤矿		原煤	120
33	小壕兔一号煤矿	十二五	原煤	800
34	段寨煤矿	规划中	原煤	600
35	海则滩煤矿		原煤	
36	小壕兔二号煤矿	十二五	原煤	600
37	西王寨煤矿	2016-2017	原煤	6
38	古城一号煤矿		原煤	
39	塔湾煤矿		原煤	
40	黄富界煤矿		原煤	
41	王家坬煤矿		原煤	
42	芦河煤矿		原煤	
43	芦殿煤矿		原煤	
44	半坡山煤矿		原煤	

表 13 新增煤化工项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万吨/a, 亿m3)
1	延长50万吨煤油共炼	2015年试车成功	煤油共炼	45
2	兖矿榆林100万吨间接煤制油	2015年试车成功	煤制油间接液化	108
3	延长榆林炼化15万吨合成气制油	2015年试车成功	合成气制油	15
4	靖边能化园区煤油气资源综合利用一期	2016-2019	甲醇	180
	靖边能化园区煤油气资源综合利用一期	2016-2019	甲醇制烯烃	60
5	神木富油能源科技50万吨/年煤焦油全馏分加氢制环烷基油项目	2016开建	油品	50
6	陕西龙成1000万吨煤清洁高效综合利用一体化项目	2018投产	油品	100
	陕西龙成1000万吨煤清洁高效综合利用一体化项目	2018投产	液化天然气	4
7	延长石油榆林神木煤炭清洁综合利用产业示范基地启动项目	2017-2020	芳烃	120
8	陕煤煤炭分质清洁高效转化一期项目	2017-2020	油品	150
	陕煤煤炭分质清洁高效转化一期项目	2017-2020	天然气	3.807
9	延长煤炭深加工项目	2017-2021	煤制油	200
10	中煤榆林煤炭深加工基地项目	2017-2020	甲醇	180
	中煤榆林煤炭深加工基地项目	2017-2020	烯烃	75
11	兖矿榆林400万吨煤间接液化项目	2017-2020	煤制油间接液化	400
12	郭家滩煤炭清洁转化乙二醇及高端化学品资源综合利用项目	2017-2019	油品	45
	郭家滩煤炭清洁转化乙二醇及高端化学品资源综合利用项目	2017-2019	乙二醇	30
	郭家滩煤炭清洁转化乙二醇及高端化学品资源综合利用项目	2017-2019	芳烃	10
13	乌苏海则井田配套煤炭分质清洁转化年产100万吨芳烃示范项目	2018-2020	芳烃	100
14	新疆天业集团煤制乙二醇项目	2017-2020	乙二醇	50
16	中石化煤制气项目	2017-2020	煤制天然气	80
17	乌苏海则煤制天然气项目	2018-2020	煤制天然气	22
18	神华榆林循环经济煤炭综合利用项目	2017-2020	甲醇	180
	神华榆林循环经济煤炭综合利用项目	2017-2020	乙二醇	40
19	神华榆林68万吨甲醇制烯烃项目	在建	甲醇制烯烃	68
20	神华榆林能源化工有限公司增建40万吨/年合成气制乙二醇装置	2017-2020	合成气制甲醇	40
21	华电煤基芳烃项目	2017-2020	芳烃	100

表 14 新增煤电项目

编号	项目名称	项目期限	单机容量(MW)	机组数
1	榆神榆林热电联产工程	2016-2018	350	2
2	榆神榆林热电联产工程二期	规划中	350	2
3	华电榆横发电厂二期	2016-2018	1000	2
4	华电榆横发电厂三期	规划中	1000	2
5	府谷清水川电厂二期	2017年投产	1000	2
6	府谷清水川电厂三期	2017年招标中	1000	2
7	国华锦界电厂三期	2018-2020	660	2
8	国华锦界电厂四期	规划中	1000	2
9	德源府谷庙沟门电厂二期	2017-2018	660	2
10	德源府谷庙沟门电厂三期	规划中	1000	2
11	赵石畔雷龙湾电厂	2016-2018	1000	2
12	横山电厂改建		125	2
13	榆能横山煤电一体化电厂	2016-2018	1000	2
14	华电泛海红墩界电厂一期	2020	660	2
15	府谷段寨电厂	在建中	1000	2
16	大唐陕西西王寨煤电一体化项目电厂	2017环评	660	2
17	榆能杨伙盘煤电一体化	2018-2020	1000	2
18	陕煤化集团府谷能源沙梁川电厂	2017前期	1000	2
19	小壕兔煤电一体化	前期工作	1000	4
20	神华神东店塔电厂改建工程	2015-2018	660	2

表 15 新增太阳能发电项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(MW)
1	协合榆阳小壕兔50兆瓦光伏电站二期	2016	光伏发电	50
2	浙江昱辉光伏电站一期	2016开工	光伏发电	20
3	正信定边二期70兆瓦光伏电站	2017完工	光伏发电	70
4	国华榆林神木大柳塔光伏项目	2016建成	光伏发电	50
5	国家电投榆神200MW林光互补光伏电站	2014-2017	光伏发电	200
6	龙源府谷许家梁80MW光伏电站	2017在建	光伏发电	80
7	洁源定边公布井30MW光伏电站	2017完工	光伏发电	30
8	龙腾定边公布井30MW光伏电站	2017开工	光伏发电	30
9	靖边县400MW风光气氢热储牧多能互补系统工程	2017-2020	光伏发电	400
10	榆能20MW光热示范项目	2017-2019	光热发电	20

考虑技术进步和产业发展的角度，设定了四种情景如下表 16 所示，不同情景下的能源产业需水量也可以计算得到。此外，榆林地区的用水红线和供水能力情况如下表 17 和表 18 所示。此外，矿井涌水的供水也考虑其中，根据榆林三大矿区（神府、榆神、榆横）的矿井水富水系数可以得到榆林的平均富水系数，设定为 $0.7\text{m}^3/\text{t}$ 原煤^[77]。现状矿井水利用率不到 40%，参考目前能源工业用水比例，可以得到未来能源产业的取水量限制。然后进行供需分析。

表 16 不同情景描述

情景	设定
a1	无技术进步，保持现状取水强度不变
a2	有技术进步，取水强度随时间降低（2015 到 2020 年下降 20%，2020 到 2025 年下降 15%，2025 到 2030 年下降 10%）
b1	目前项目规划
b2	煤炭去产能，退出小火电，煤化工产能利用率 50%

表 17 供水工程

序号	供水项目	项目期限	工程内容
1	无定河全线综合治理工程	2016~2030	建设任务包括：防洪与河道治理，水资源开发利用、节水改造、水保生态、水污染防治、生态景观、文化建设、经济产业和管理手段建设等。
2	蒋家窑、雷河咀水库工程	2016~2025	蒋家窑水库总库容 20900 万 m^3 ，雷河水库总库容 14000 万 m^3 ；“十三五”加快前期工作，力争开工建设。
3	黄河干流碛口引水工程前期	2016~2025	碛口引水干渠长 118km，年引水量 2.6 亿 m^3 ；“十三五”期间开展前期工作。
4	黄河干流大柳树引水工程前期	2016~2025	大柳树干渠长 485km，年引水量 5.3 亿 m^3 。“十三五”期间开展前期工作。

表 18 红线取水总量限制和供水能力

	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
供水能力 (亿 m ³)	10.57	13.57	16.07	18.57
红线取水 (亿 m ³)	10.12	12.10	14.36	16.62

图 23 比较了不同情景下榆林地区未来的能源产业需水情况和取水限制。可以看出，榆林地区未来的能源产业发展用水量激增，已经明显超过红线限制。现有规划并按照现状技术水平（即 a1×b1 情景），2020 年能源产业需水量已经达到 6.71 亿 m³，取水量缺口超过 3 亿 m³，2030 年的取水量缺口也超过了 2 亿 m³，说明未来该地区能源产业取水量缺水情况十分严重。2020 年榆林市的取水总量红线为 12.10 亿 m³，能源产业需水量占取水总量红线的一半以上。即使考虑了技术进步带来的节水效果，在 2020 年时的需水量也高达 5.48 亿 m³，有 1.9 亿 m³ 的取水缺口，2025 年缺口为 0.6 亿 m³。在需水量结构上，如图 28，煤炭产业是主要的用水大户，而煤化工产业的高速发展，导致需水量在未来将急剧增加，也导致了能源产业需水量的大量升高。

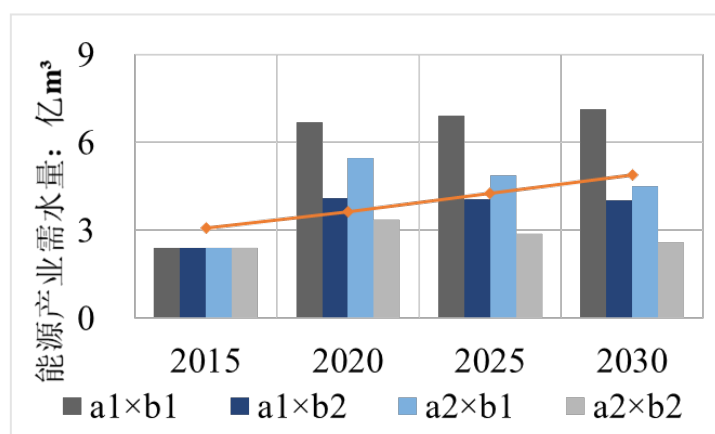


图 27 榆林能源产业供需水分析

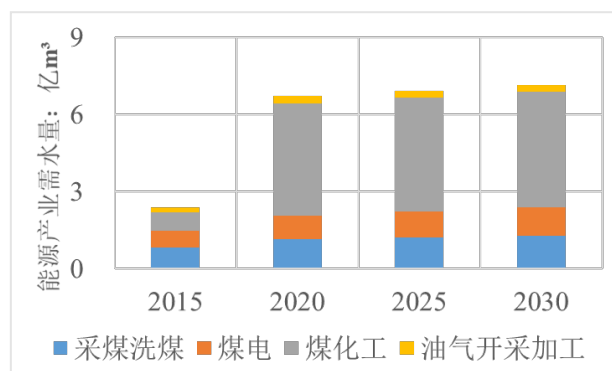


图 28 榆林 a1×b1 情景能源产业需水结构

4.2.3 对策分析

供需分析显示，榆林地区的能源产业发展未来将受到用水量的明显限制。从供水侧分析，榆林地区主要的三个煤矿矿区神府、榆神、榆横矿区的矿井水富水系数依次升高，但煤炭产量却依次降低，全区矿井水利用率约为 1/3。假如将矿井水利用率提高到 80%，则可增加可利用水资源 1.2 亿 m³。地区在 a1×b1 情景下的能源产业需水结构如图 28 所示，可以看出，榆林地区主要的用水主力为煤炭产业，并且占比会继续增大。

表 19 总结了榆林地区规划或在建的产能以及未来发展目标，发现地区规划或在建的产能明显过剩，b2 情景为去产能情况，将煤化工产能利用率降低为 50%，并且淘汰水冷小容量机组，使得需水缺口得到明显减少。然而在较短期内，除了去产能之外，还需要进行节水技术改造，新建产能采用低水耗技术，才能使得能源产业的发展有供水保障。目前榆林市火电机组装机容量 1470 万千瓦，其中空冷机组成装机容量已达 75%，剩下的水冷机组大多为装机容量 300MW 以下的小机组（部分为企业自备电厂）。关停这些电厂将减少约 0.4 亿 m³ 的需水量。

表 19 规划或在建产能、规划目标

产品	单位	新增产能	规划目标
煤炭	亿 t/a	2	3.8（新增 0.2）
煤电	万千瓦	2155	3000（新增 1530）
甲醇	万 t/a	580	360
烯烃	万 t/a	203	420
乙二醇	万 t/a	120	60
油品	万 t/a	1113	1000
芳烃	万 t/a	330	100
煤制气	亿 m ³ /a	110	80

4.3 宁夏宁东

4.3.1 地区概况

宁东能源化工基地位于宁夏中东部、银川市东南部，涉及银川市和吴忠市的灵武、盐池、同心和红寺堡 4 个县，核心区处于灵武市境内，包括宁武、鸳鸯湖、横城、马家滩等七个矿区，如图 29 所示。宁东基地煤炭资源丰富，生产化工和动力煤，探明储量达 386 亿吨，远

景预测储量为 1394 亿吨，2015 年生产原煤 5806 万吨，煤电装机容量 1110 万千瓦。作为国家 14 个亿吨级大型煤炭生产基地之一，宁东有煤炭、电力、煤化工和新材料四大主导产业。基地生产少量石油（年产 10 万吨左右），但无天然气开采。



图 29 宁东基地位置

1. 降水量少，常年干旱

宁夏区常年干旱少雨，多年平均降水量仅为 288mm，多年平均水资源总量 149.1 亿 m^3 。而宁东基地所在的银川市和吴忠市降水量甚至低于宁夏的平均水平，多年平均降水量分别为 195mm 和 255mm，蒸发量高达 1800mm，产水系数仅为 0.04，地表水资源总量仅为 1.6 亿 m^3 。基地地下水资源也十分贫瘠，探明储量约 620 万 m^3 。并且水质矿化度较高，为 4~5g/L，不适合作为农业和工业用水^[78]。

2. 水资源污染严重

宁夏地区的水资源污染现象非常严重，《宁夏水资源公报》统计显示，全区的主要河流、排水沟、湖泊、水库的水质大多为劣 V 类，南干沟、清水沟等入黄排水沟水质均为劣 V 类，水中五日生化需氧量、总氮、总磷等多项指标超标。

3. 植被稀疏、土地沙化严重

林地面积仅占基地总面积的 2%。约有 60% 为沙漠化地区，并且主要集中在地区的北部，也正是宁东基地的核心矿区。

4.3.3 供需分析

宁夏全区的供水和用水结构如下图 30。由于地表径流小，当地地表水供水占比极小，仅为 2% 地下水供水占比为 7%，绝大部分取水来自黄河引水，占比高达 91%。在用水结构

上，宁夏的农业取水占比很高，达 88%，但灌溉效率很低，仅为 50%。工业取水量占比 6%。宁东基地是宁夏第一大工业用水地区，2015 年，宁东基地用水量为 1.39 亿 m³，占宁夏全区工业用水的 1/3，占全区工业耗水量的 47.4%，万元工业增加值取水量为 61m³。宁东地区的取水同样依赖 30km 外的黄河引水，截止 2015 年，宁东地区已经转换的黄河水权为 1.8 亿 m³。一期黄河供水工程于 2005 年建成，包括两级泵站、管道和一座调蓄水库（鸭子荡水库），供水能力达到 40 万 m³/d。基地正在建设二期供水工程，建成后，供水能力将达到 80 万 m³/d。2013 年，宁夏公布《实行最严格水资源管理制度考核办法》，设定了宁东地区的取水红线，如表 20 所示。

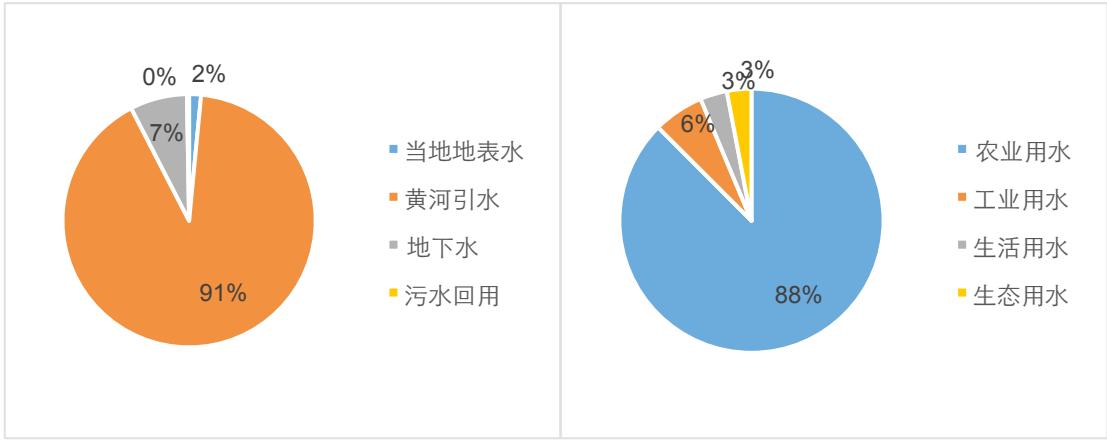


图 30 2015 年宁夏全区供用水结构

表 20 红线取水总量限制和供水能力

	2015 年	2020 年	2030 年
供水能力（亿 m ³ ）	1.49	2.92	2.92
取水红线（亿 m ³ ）	1.84	2	2.58

表 21 新增煤矿项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万t/a)
1	金家渠煤矿	2013-2017	原煤	400
2	王洼煤矿	2012-2017	原煤	600
3	甜水河煤矿	2015重点项目	原煤	240
4	银杏二井	2015重点项目	原煤	180
5	贺家瑶煤矿	2015重点项目	原煤	150
6	红一煤矿	2015重点项目	原煤	240
7	红二煤矿	2015重点项目	原煤	240
8	红四煤矿	2015重点项目	原煤	240
9	新乔煤矿	2015重点项目	原煤	240
10	宋新庄煤矿	2015重点项目	原煤	120
11	月儿湾煤矿	2015重点项目	原煤	180
12	双马二矿	2015重点项目	原煤	400

表 22 新增煤电项目

编号	项目名称	项目期限	单机容量 (MW)	机组数
1	鸳鸯湖电厂二期	2015-2017	1000	2
2	国电浙能方家庄电厂	2015-2017	1000	2
3	枣泉电厂一期	2015-2017	660	2
4	银星电厂	2015-2017	660	2
5	国华宁东二期	2015-2017	660	2
6	大坝电厂四期	2015-2017	660	2
7	宝丰低热值煤综合利用电厂	2016前期	350	2
8	韦州低热值煤综合利用电厂	2016前期	350	2
9	京能中宁电厂	2016前期	660	2
10	宁夏华电永力一期		660	2
11	国电大武口热电		350	2
12	西夏热电二期工程	2015-2017	350	2
13	天元锰业热电项目	2016-2018	350	2
14	华电永利电厂	2015-2018	660	2
15	大唐国际平罗电厂	2016-2018	660	2

表 23 新增煤化工项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万t/a, 亿m ³)
1	神华宁煤400万吨/年煤炭间接液化示范项目	2016.12投产,2017.12满 负荷运行	煤制油间接液化	405
2	神华宁煤煤炭间接液化项目二期工程煤化工副产 品深加工项目	2013-2017	烯烃	85
	神华宁煤煤炭间接液化项目二期工程煤化工副产 品深加工项目	2013-2017	芳烃	22
	神华宁煤煤炭间接液化项目二期工程煤化工副产 品深加工项目	2013-2017	合成氨	15
3	宁东40亿立方米煤制天然气项目	2015前期	煤制天然气	40
4	神华宁煤煤炭间接液化项目二期工程	2013-2017	煤制油间接液化	400
5	神华宁煤200万吨/年煤制烯烃项目	2015前期	煤制烯烃	200
6	宁东煤基多联产化学工业园区二期项目	2015前期	煤制烯烃	200
7	宁夏庆华集团煤制芳烃联产烯烃项目	2015前期	煤制芳烃	180
8	捷美丰友MTO项目	2015前期	煤制烯烃	60
9	宝塔石化乙二醇项目	2015前期	乙二醇	20
10	庆华集团乙二醇项目	2015前期	乙二醇	20
11	昊华骏化新型煤化工产业园项目	2015前期		
12	宁夏宝丰能源集团循环经济工业园区循环化改造 二期项目(宁东)	2016-2019	煤制甲醇	260
	宁夏宝丰能源集团循环经济工业园区循环化改造 二期项目(宁东)	2016-2019	甲醇制烯烃	90
13	神华宁煤与沙比克70万吨煤制烯烃及120万吨煤 化工精细化工项目	2016前期	煤制烯烃	70
14	山东如意集团100万吨聚酯项目	2016前期	聚酯	100

宁东基地在建或规划的能源产业项目如表 21~表 23 中所示。因此，计算可得宁东基地未来能源产业的需水量，见图 31。b1 情景下，未来宁东基地煤化工产业的增长将急剧增加地区能源产业的需水量，在考虑技术进步的情况下依然会超过取水红线。值得注意的是，如果按照现有的项目进行发展，2020 年，宁东地区煤电装机容量将达到 1778 万千瓦，煤制油产能达到 805 万吨，煤制天然气产能 40 亿 m³，煤制烯烃产能达到 800 万吨以上。大量的新增产能不仅使得需水量大增，煤炭消耗增加也十分严重，基地自产原煤无法满足就地转化的需求量，仅能满足约 30%的煤化工产能。b2 情景将煤化工产能降低 70%，并适当减少新增

煤电，2020 年前煤矿去产能 450 万吨，2020 年后地区原煤产量保持在 0.9 亿吨上下。此种情景下的原煤就地转化率达 90%以上，地区能源产业需水量也能控制在红线以下。

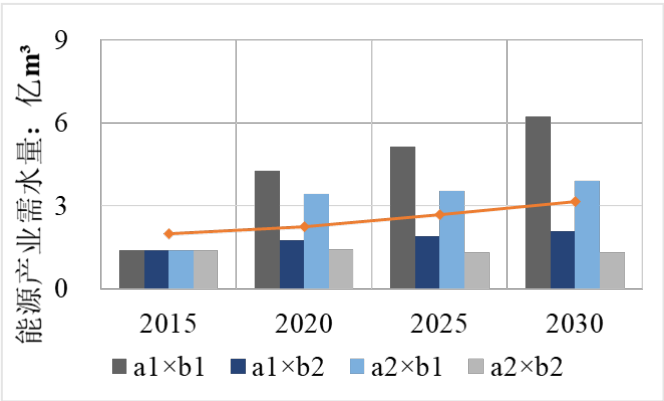


图 31 宁东能源产业供需水分析

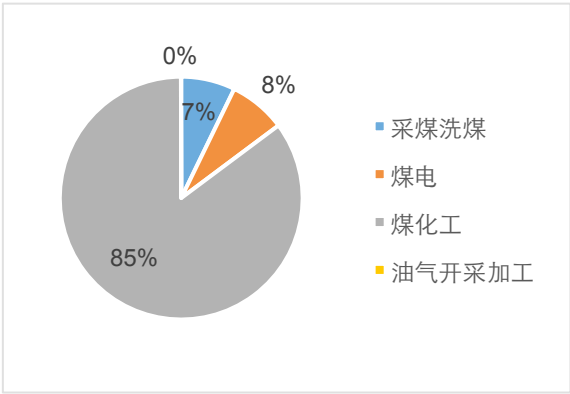


图 32 宁东 a1×b1 情景 2020 年能源产业需水结构

4.3.3 对策分析

基地 2020 年矿井涌水量估计为 0.8 亿 m³ 左右，宁东基地目前的矿石水利用率仅为 40%，工业废水利用率低于 65%。但地区的矿井涌水均为高盐含量的苦咸水，反渗透元件性能衰减明显加快，水处理设备运行维护较为困难^[79]，提高矿井水利用率对基地的供水保障可以起有限效果。宁东基地的黄河引水指标均来自水权转换，通过与灌区进行指标置换以保证基地需水量。然而超指标取水的问题突出，2016 年，宁东地区覆盖的几个区域中，灵武市黄河取水超标 0.29 亿 m³，同心县黄河取水超标 0.46 亿 m³，红寺堡超标取水 0.07 亿 m³，盐池县超标取水 0.04 亿 m³，盐池县、红寺堡区、同心县的取用水户用水计量率严重偏低，还存在未经许可非法取水等问题。由供需分析可知，对于宁东基地，最为直接有效的措施就是去产能。

4.4 内蒙古鄂尔多斯

4.4.1 地区概况

鄂尔多斯是煤炭大市，煤炭资源分布广阔，全市 70%以上面积区域为含煤地区，目前探明储量有 2017 亿吨。现有煤矿 342 座，产能 7.85 亿吨/年，约占全国煤矿产能的 16%，煤炭储量、产量约占全国的 1/6，占内蒙古总量的 2/3，居全国首位。2015 年，鄂尔多斯火电总装机容量达到 1770 万千瓦，已形成煤化工产能 1213 万吨/年，煤炭就地转化率 18%。此外，鄂尔多斯的天然气资源丰富，区域内的苏里格气田是中国第一特大气田，还有东胜气田、大牛地气田等，2015 年天然气产量为 230 亿 m^3 。

鄂尔多斯位于黄河几字弯地区，黄河从西、北、东三面围绕，干旱少雨，多年平均降水量仅为 317mm，年蒸发却高达 2200mm。除无定河、窟野河以外的大部分河川均属季节性山洪沟^[80]。地区河流存在污染现象，水质大多为 IV 类及以下，超标的主要为化学需氧量和氨氮等指标。鄂尔多斯的人均水资源占有量 142 m^3 ，约为全国人均占有量的 2/3。

4.4.2 供需分析

鄂尔多斯多年水资源总量 18.47 亿立方米，水资源可利用量仅为 14.74 亿 m^3 ，其中地表水可利用量 2.4 亿 m^3 、地下水可利用量 12.54 亿 m^3 （重复计算量 0.2 亿 m^3 ），由于三面临河，鄂尔多斯还有从黄河干流取水 7 亿 m^3 的初始水权。鄂尔多斯供水结构和用水结构如下图所示，可以看出，鄂尔多斯供水以地下水为主，约占总供水量 60%，地表水供水占比 38%，其中主要为黄河干流引水，为南岸灌区农业用水。用水结构方面，农牧业用水占用水总量的 75%，但地区的灌溉水利用系数仅为 0.48。工业用水占比稳定在 22% 上下。2015 年，取水总量 15.7 亿 m^3 ，尽管近年来鄂尔多斯取水总量呈下降趋势，但与可用水资源总量相比，取水总量依然较大。

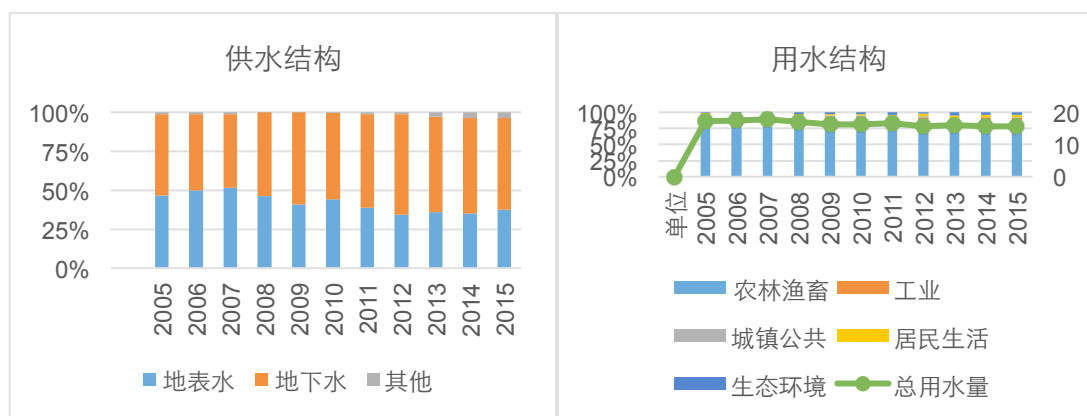


图 33 鄂尔多斯历史供用水结构

表 24 新增煤矿项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万 t/a)
1	神华亿利黄玉川煤矿	十三五续建	原煤	1000
2	塔然高勒煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	1000
3	李家壕煤矿	十三五续建	原煤	600
4	青春塔煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	600
5	魏家峁(罐子沟)露天矿	十三五续建	原煤	600
6	红树梁煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	500
7	唐公塔煤矿	十三五续建	原煤	600
8	龙王沟矿井及选煤厂	十三五续建	原煤	1000
9	满来梁煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	180
10	巴彦高勒煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	400
11	塔拉壕煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	600
12	红庆河煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	1500
13	色连一号煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	500
14	色连二号煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	400
15	唐家会煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	500
16	尔林兔煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	800
17	新上海庙一号煤矿	十三五续建	原煤	400
18	长城二号	十三五续建	原煤	120
19	察哈素煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	1000
20	门克庆煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	1200
21	葫芦素煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	1300
22	泊江海子矿及选煤厂	十三五续建	原煤	300
23	玻璃沟煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	400
24	马泰壕煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	400
25	红庆梁煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	600
26	转龙湾煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	500
27	麻地梁煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	500
28	长滩煤矿及选煤厂	十三五续建	原煤	2000

表 25 新建煤电项目

编号	项目名称	项目期限	单机容量(MW)	机组数
1	京泰发电酸刺沟矸石电厂	2018-	660	2
2	鄂尔多斯电力有限公司		600	2
3	珠江朱家坪电厂	2018-	600	2
4	华阳鄂尔多斯电厂		600	2
5	国电能源投资有限公司准大发电厂		660	2
6	国电电力上海庙煤矸石热电厂	2015-	350	2
7	国电建投内蒙古布连电厂		660	2
8	国电内蒙古长滩电厂		660	2
9	国电内蒙古东胜热电有限公司	2015-	330	2
10	华电伊金霍洛旗热电厂		350	2
11	华电大路煤矸石综合利用电厂	2015-	300	2
12	华电十二连城电厂		660	2
13	北方联合电力有限责任公司长城发电厂		1000	2
14	北方联合电力魏家峁电厂	2017投产	600	2
15	北方联合电力公司达拉特发电厂		1000	2
16	国电电力上海庙煤电一体化电厂		1000	2
17	大唐国际鄂尔多斯准格尔电厂		1000	2
18	神华布尔台煤泥矸石发电厂		600	2
19	山东能源盛鲁电厂一期	2017-	1000	2

表 26 在建或规划煤化工项目

编号	项目名称	项目期限	产品	产能(万t/a, 亿m3)
1	神华煤直接液化一线	已投产	煤制油直接液化	108
2	内蒙古伊泰煤制油有限责任公司16万吨/年煤炭间接液化示范项目	已投产	煤制油间接液化	16
3	神华煤直接液化二、三线项目	2015-2020	煤制油直接液化	212
4	内蒙古汇能煤化工有限公司年产16亿立方米煤制气项目	2010-2020	煤制气	16
5	内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目	2017-2020	煤制油间接液化	200
6	内蒙古北控京泰能源发展有限公司40亿立方米/年煤制天然气项目	2017-2020	煤制气	40
7	新蒙能源鄂尔多斯煤炭清洁高效综合利用示范项目	国家储备项目	煤制气	80
8	内蒙古华星新能源有限公司40亿Nm3/年煤制气示范项目	国家储备项目	煤制气	40
9	建投通泰40亿立方米/年煤制天然气项目	国家储备项目	煤制气	40
10	中国海油鄂尔多斯40亿标方/年煤制天然气项目	国家储备项目	煤制气	40
11	渤化集团内蒙古能源化工综合基地一期工程	国家储备项目	煤制气	40
12	卓正年产120万吨甲醇项目	2015前期	煤制甲醇	120
13	满世能源化工有限责任公司劣质煤综合利用项目一期	2013-2016	煤制合成氨	130
14	中煤鄂尔多斯图克项目一期	2014投产	煤制合成氨	550
15	中煤远兴60万吨/年煤制甲醇项目	2016投产	煤制甲醇	60
16	中煤蒙大60万吨煤制烯烃项目	2016投产	甲醇制烯烃	60
17	中天合创鄂尔多斯煤炭深加工示范项目	2017试车成功	甲醇制烯烃	360
18	香港中华煤气内蒙古易高煤化工科技有限公司24万吨乙二醇项目	2017开工	煤制乙二醇	24
19	内蒙古双欣煤制乙二醇项目	开工	煤制乙二醇	30
20	丹茂化工科技中心年产20万吨乙二醇项目	签合同	煤制乙二醇	20
21	内蒙古久泰新材料有限公司年产100万吨煤制乙二醇项目	2017可研, 签合同	煤制乙二醇	100
22	内蒙古久泰能源年产20/50万吨煤制乙二醇项目	签合同	煤制乙二醇	70
23	西北能化年产20万吨甲醇精制系统	2016投产	煤制甲醇	20
24	久泰60万吨甲醇制烯烃项目	2017-2018	甲醇制烯烃	60
25	国电投道达尔合资80万吨煤制烯烃	2017-	煤制烯烃	80
26	吴华国泰年产180万吨甲醇(一期40万吨)60万吨烯烃一期项目	2015-2016	煤制甲醇	40
27		2015-2016	煤制烯烃	60
28	亿利年产120万吨(一期60万吨)乙二醇一期项目	2015-2016	煤制乙二醇	60

表 27 鄂尔多斯取水总量红线

	2015 年	2020 年	2030 年
供水能力 (亿 m ³)	19.46	22.32	22.32
取水总量红线 (亿 m ³)	16.58	16.79	19.04

表 24 表 26 为目前在建和现有规划, 可以计算得到鄂尔多斯地区未来能源产业的需水情况, 而取水红线可由取水总量红线和现状用水结果计算得到, 结果如下图 34、图 35 所示。在现状规划情景下, 不论是否考虑技术进步, 用水量都会十分紧张。鄂尔多斯的煤炭产量巨大, 煤电发达, 在煤炭产业上需水量一直很大, 而未来鄂尔多斯地区在建和规划了大量的高耗水的煤制油、煤制天然气项目, 未来能源产业需水量缺口非常大。假如按照现状需水强度, 2020 年, 煤制油需水量将达到 0.5 亿 m³ 以上, 煤制天然气需水量将达到 3 亿 m³ 以上, 2020 年能源产业的需水量为现状需水量的三倍之多, 而这一缺口在 2030 年则将进一步扩大。

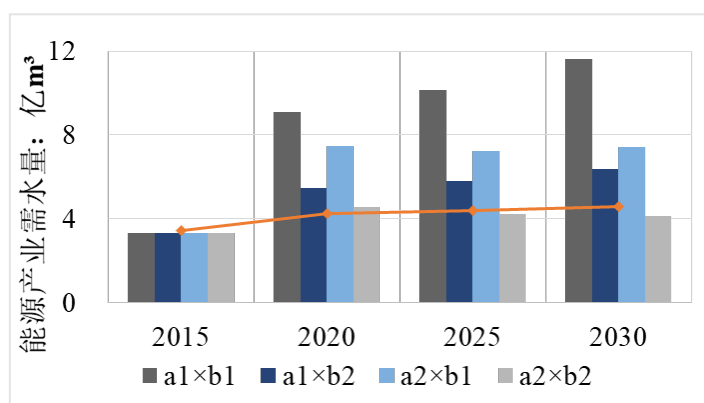


图 34 鄂尔多斯能源产业供需水分析

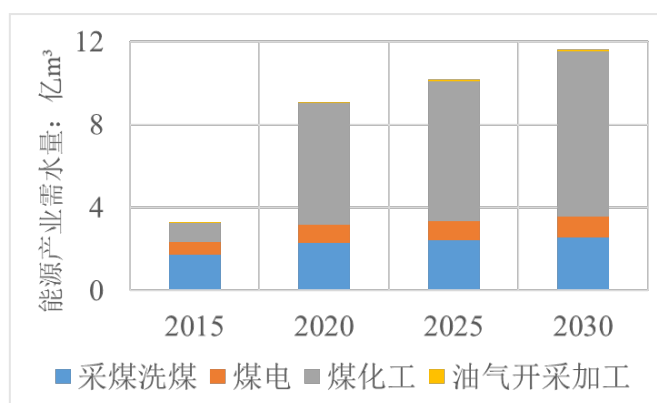


图 35 鄂尔多斯 a1×b1 情景能源产业需水结构

4.4.3 对策分析

在矿井水回用上，一方面鄂尔多斯地区矿井的涌水量偏低，富水系数仅为 $0.12\text{m}^3/\text{t}$ 原煤左右，另一方面，地区的矿井水利用率已经达到 60%，若未来矿井水利用率达到 100%，则可以新增供水能力不到 0.4 亿 m^3 。鄂尔多斯地区的黄河初始水权为 7 亿 m^3 ，最初是用于南岸灌区的农业用水。随着鄂尔多斯地区能源产业的发展，取水需求也不断增大，因此近年来开始开展水权转换。在盟市内部，南岸灌区内率先开展黄河水权转让。一期水权转让工程已完成，转让水量 1.3 亿 m^3 ，二期工程正在建设中，转让水量 0.996 亿 m^3 。鄂尔多斯也在积极寻求盟市之间的水权转换。2014 年，鄂尔多斯市成功从呼伦贝尔市转化黄河水权 0.1 亿 m^3 。河套灌区所在的巴彦淖尔市，位于鄂尔多斯黄河北岸，年农业灌溉取水量高达 45.3 亿 m^3 ，其黄河水权有 40 亿 m^3 。目前，鄂尔多斯已成功与巴彦淖尔完成了 1.15 亿 m^3 取水指标置换。

表 28 为地区的现状装机结构，鄂尔多斯地区目前的高参数空冷机组仍然较少，水冷机组装机容量占比为 23%，但取水量却占了煤电取水量的 60%以上，还有 11%的 300MW 以下空冷机组。以华能北方联合电力达拉特发电厂一到三期机组为例，其单机容量为 300MW，采用循环水冷技术，发电耗水率高达 $2.7\text{m}^3/\text{MWh}$ 。因此，对火电进行节水改造，淘汰小规模火电和水冷机组，替换为节水的参数空冷机组，能够明显降低煤电的需水量。在 b2 情景中，已经将煤化工的产能缩减为 b1 情景的一半，但仍需要进行节水技术改造，才能使未来的供水量基本满足能源产业发展需求。

表 28 鄂尔多斯现状装机结构

单机容量和冷却形式	装机容量（MW）	占总装机容量比例（%）
<300MW 循环水冷	500	3
300~600MW 循环水冷	3300	20
≥600MW 循环水冷	0	0
<300MW 空冷	1870	11
300~600MW 空冷	8320	50
≥600MW 空冷	2640	16

第五章 结论与展望

在分区域能源产业水资源供需分析中，将全国（除西藏、海南、港澳台和南海之外）分为 17 个区域后，可以计算得到不同区域未来在不同能源情景下的需水量，并分别与每个区域的取水红线比较。可以发现区域间差异十分明显。

各个地区中能源工业取水量对工业用水影响程度不同。能源工业取水在工业用水中占比较高的地区为山西、内蒙古、山东、新疆、陕甘宁地区；占比适中的地区有京津冀、东北、青海、云贵、河南；占比较低的地区为安徽、川渝、苏沪闽浙、广东、湖北、湘赣、广西。

各个地区中能源工业用水紧张程度不同。能源工业取水压力较高的地区有内蒙古、新疆、陕甘宁、山西；中等压力的地区为安徽、东北、京津冀、山东、青海、广东；压力较低的地区为川渝、湖北、河南、湘赣、云贵、广西、广东、苏沪闽浙地区。

总体而言，到 2020 及 2030 年区间，碳减排约束能带来协同的节水效应。450S 比 NPS 的节水效果更明显，主要原因是碳减排的约束减少了煤炭等化石能源的消费的同时，提高了光伏、风电、核电的渗透率，而这些技术的运行取水强度一般低于采煤、煤电等技术。

从区域角度出发，考虑长距离输电设置时，呈现出能源工业取水压力的集中效应。内蒙古等西北能源基地，未来能源工业取水压力将明显增大；而在东部一些地区，例如山东，考虑长距离输电设置的情景下的取水压力则相对对应的情景要低。主要原因是内蒙古等西北地区由于化石能源丰富，利用成本较低，作为电力输出区域，远距离输电的发展会对促进这些地区火电的发展，但同时却加重了西北能源基地的取水压力。

对于西北部能源输出地区，如内蒙古、山西、陕甘宁等地，未来在不同情景下能源产业均受到水资源约束的限制，这些地区能源工业需水大户为采煤、火电、煤化工等产业。针对能源资源丰富但取水紧张的西北区域，选取陕西榆林、宁夏宁东和内蒙古鄂尔多斯进行案例分析。这几个典型区域在未来都很可能面临相当的用水压力，缺水程度的地区性特点更加明显。三个地区的煤炭资源丰富，**在建或规划的煤化工产能明显过剩，未来煤化工产业的高速发展将使得能源工业需水量大大超过取水红线。**

首先应当控制缺水地区的原煤产量，加快退出高耗水、高污染的落后产能。现代煤化工是高耗水行业，在布局时应当充分考虑当地的水资源限制，在水资源开发利用

率较高的西北地区，更应控制其产能。同时也应当通过改进技术、增加污水回用等，进一步降低煤化工产业的新水需求。

空冷技术的进一步推广可以进一步降低发电取水强度。采用空冷技术的机组取水强度和耗水强度均明显低于循环冷却技术，但煤耗略高于湿冷机组，因此适合在水资源缺乏的地区推广，尤其是能源工业取水压力高的地区。

同时，目前以煤电为主的火力发电应该更加有序的发展，控制煤电的总量，加快淘汰小火电和自备电厂。以煤电为主的火电取水量是取水总量中占比最大的，尤其是西北大型煤炭基地所在地区，也往往是大型煤电基地，因此更应该控制这些地区煤电的增长。中国的企业自备电厂以燃煤电厂为主，往往设备和运行水平较为落后，监管难度大，存在煤耗高、水耗高、污染大的特点。西北地区高耗能企业较多，自备电厂比例偏高，更应当加强自备电厂发展和运行的管控，促进自备电厂的节能和节水改造，加快淘汰不达标的机组。

在三北地区，提高风电、光伏等可再生能源的渗透率，可以达到协同的节水效果。然而由于可再生发电的不稳定性以及当地消纳能力、外送能力有限，目前我国的“三弃”（弃风、弃光、弃水）问题较为严重。因此应该增强这些地区的外送能力，并增强电网调峰能力，改善“三弃”现象，提高风电、光伏、水电的利用率。

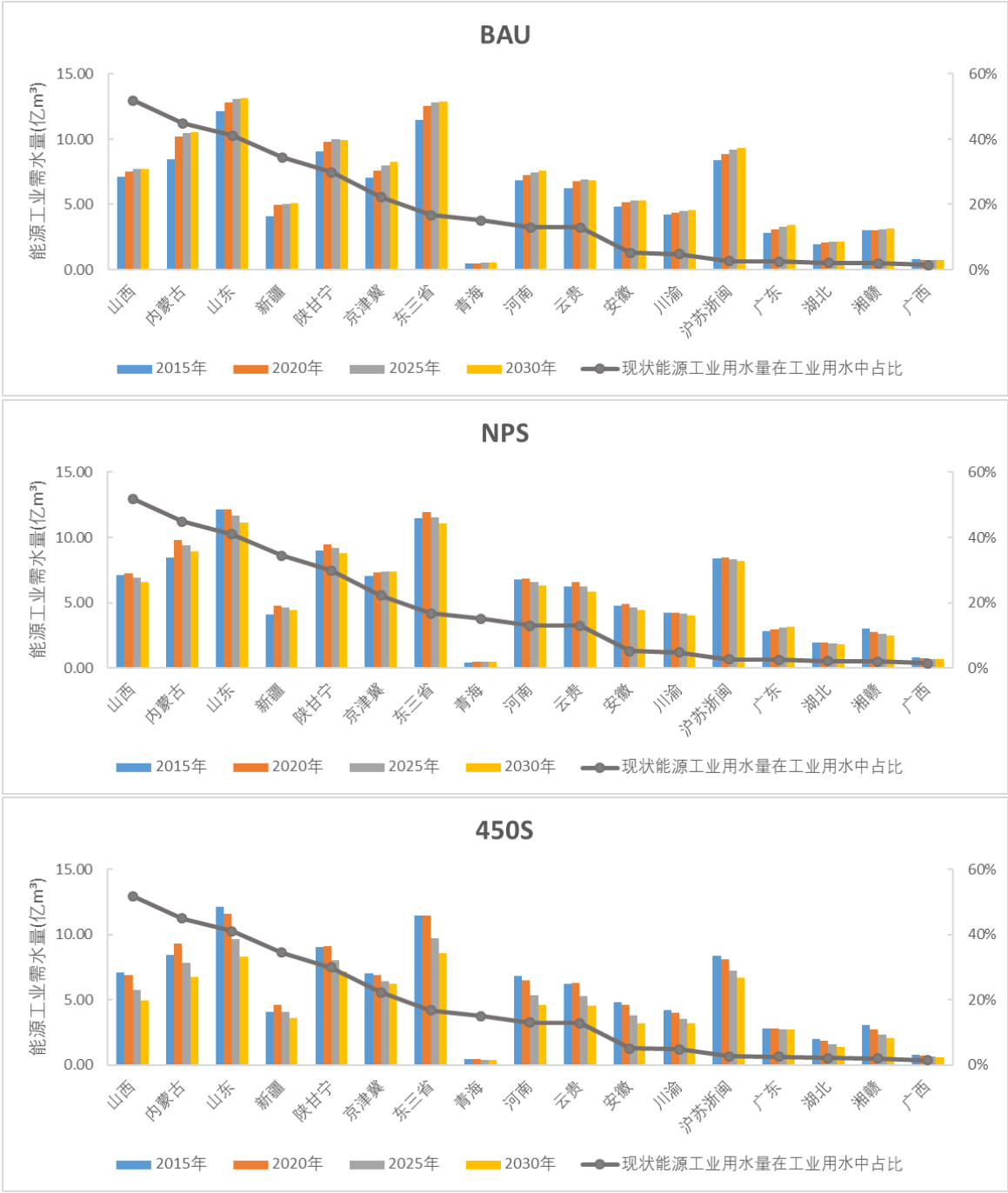
对于南方能源工业取水压力较小的地区，化石能源开采、火电取水强度都偏高，未来仍有明显的节水的空间。此外，在广东、苏沪闽浙等沿海地区，支持核电的发展，提高天然气发电的比例，可以明显减少淡水取水量。

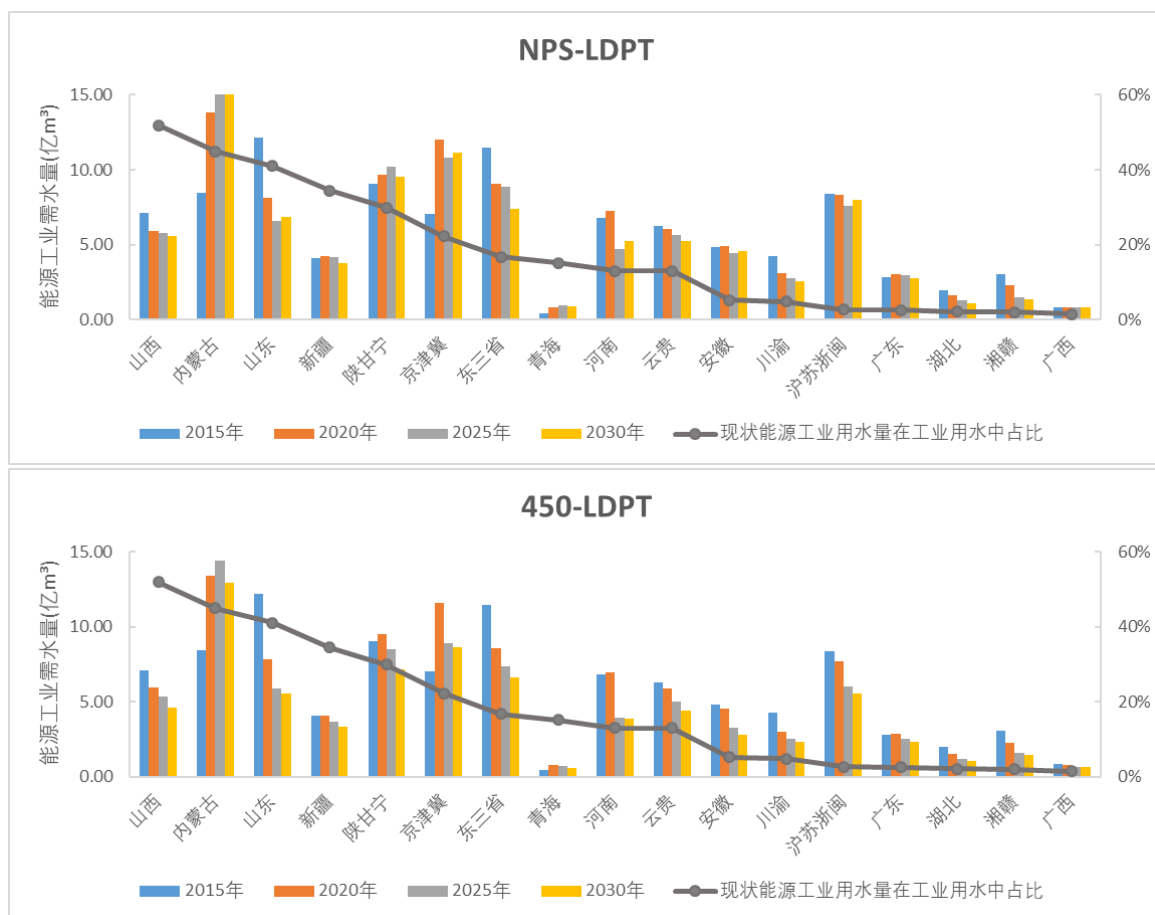
在水资源供给侧，需要增加矿井水、中水等非常规水资源的利用。预计到 2020 年，矿井水总量将达到 60 亿立方米，其中西部地区约为 35.5 亿立方米，矿井水规划利用率为 80%，可以增加 7 亿立方米以上的水资源。矿井水回用有多重好处，既可以增加可用水资源，也可以控制外排水的水质，减小对矿区水环境的影响。

目前针对全国范围内的能源产业需水情况的研究较多，而研究区域性特点的研究仍然不多，但水资源和能源资源都存在鲜明的分布，本研究将能源情景与水资源供需相结合，得到了未来不同能源情景下的区域特征。在未来的研究中，针对多区域特点，如区域之间的能源资源、水资源的传输对能源结构和水资源供需的影响；有区域特性的水资源约束对于未来能源情景和碳减排的发展的影响值得进一步的关注和研究。

附录

能源工业需水量按现状占比排列





四种情景下榆林未来能源工业需水量（亿 m³）

情景	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
a1×b1	2.40	6.71	6.92	7.14
a1×b2	2.40	4.10	4.07	4.04
a2×b1	2.40	5.48	4.87	4.52
a2×b2	2.40	3.37	2.87	2.57

a1×b1 榆林未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.82	1.16	1.22	1.28
煤电	0.64	0.90	1.00	1.10
煤化工	0.72	4.37	4.43	4.49
油气开采加工	0.22	0.27	0.27	0.27

a1×b2 榆林未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.82	0.83	0.83	0.83
煤电	0.64	0.82	0.75	0.69
煤化工	0.72	2.18	2.22	2.25
油气开采加工	0.22	0.27	0.27	0.27

a2×b1 榆林未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.82	1.04	0.99	0.93
煤电	0.64	0.72	0.68	0.67
煤化工	0.72	3.49	3.01	2.75
油气开采加工	0.22	0.22	0.19	0.17

a2×b2 榆林未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.82	0.75	0.67	0.60
煤电	0.64	0.65	0.51	0.42
煤化工	0.72	1.75	1.51	1.37
油气开采加工	0.22	0.22	0.19	0.17

四种情景下宁东未来能源工业需水量（亿 m³）

情景	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
a1×b1	1.37	4.27	5.14	6.22

a1×b2	1.37	1.76	1.89	2.10
a2×b1	1.37	3.44	3.55	3.89
a2×b2	1.37	1.44	1.32	1.32

a1×b1 宁东未来能源工业需水量 (亿 m³)

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.20	0.31	0.46	0.69
煤电	0.20	0.32	0.39	0.45
煤化工	0.97	3.63	4.29	5.07
油气开采加工	0.00	0.00	0.00	0.00

a1×b2 宁东未来能源工业需水量 (亿 m³)

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.20	0.29	0.31	0.32
煤电	0.20	0.31	0.31	0.31
煤化工	0.97	1.15	1.26	1.46
油气开采加工	0.00	0.00	0.00	0.00

a2×b1 宁东未来能源工业需水量 (亿 m³)

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.20	0.28	0.37	0.50
煤电	0.20	0.26	0.26	0.28
煤化工	0.97	2.91	2.92	3.10
油气开采加工	0.00	0.00	0.00	0.00

a2×b2 宁东未来能源工业需水量 (亿 m³)

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	0.20	0.26	0.25	0.24
煤电	0.20	0.25	0.21	0.19
煤化工	0.97	0.92	0.86	0.89
油气开采加工	0.00	0.00	0.00	0.00

四种情景下鄂尔多斯未来能源工业需水量 (亿 m³)

情景	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
a1×b1	3.30	9.07	10.15	11.61
a1×b2	3.30	5.45	5.82	6.38

a2×b1	3.30	7.49	7.22	7.40
a2×b2	3.30	4.55	4.21	4.13

a1×b1 鄂尔多斯未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	1.72	2.30	2.42	2.54
煤电	0.62	0.86	0.93	1.00
煤化工	0.92	5.85	6.74	8.00
油气开采加工	0.05	0.06	0.07	0.07

a1×b2 鄂尔多斯未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	1.72	1.92	1.92	1.92
煤电	0.62	0.55	0.47	0.39
煤化工	0.92	2.93	3.37	4.00
油气开采加工	0.05	0.06	0.07	0.07

a2×b1 鄂尔多斯未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	1.72	2.07	1.96	1.85
煤电	0.62	0.69	0.63	0.61
煤化工	0.92	4.68	4.58	4.90
油气开采加工	0.05	0.05	0.04	0.04

a2×b2 鄂尔多斯未来能源工业需水量（亿 m³）

项目	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
采煤洗煤	1.72	1.73	1.55	1.40
煤电	0.62	0.44	0.32	0.24
煤化工	0.92	2.34	2.29	2.45
油气开采加工	0.05	0.05	0.04	0.04

参考文献

- [1] 中华人民共和国水利部. 2015 年中国水资源公报[R]. 北京: 2016.
- [2] 国务院南水北调工程建设委员会办公室. 南水北调构建中国四横三纵水网[EB/OL]. [2018-04-18].
www.iwhr.com/zgskyww/ztdb/nsbd/dybf/webinfo/2013/03/1360423714906319.htm.
- [3] 潘柏林, 顾阿伦, 姜冬梅. 排放 - 水关系: 中国未来电力情景[J]. 生态经济(中文版), 2016, 32(4):37-41.
- [4] 中华人民共和国工业和信息化部, 水利部, 国家统计局, 全国节约用水办公室. 重点工业行业取水指南[R]. 北京: 2013.
- [5] 中央政府门户网站. 国务院关于实行最严格水资源管理制度的意见(国发(2012)3号)[EB/OL]. http://www.gov.cn/zhuanti/2015-06/13/content_2878992.htm.
- [6] Pachauri R K, Allen M R, Barros V R, et al. Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change[M]. IPCC, 2014.
- [7] U, S, Department, of, Energy. The Water-Energy Nexus: Challenges and Opportunities[R]. Washington DC:DOE, 2014.
- [8] Li X, Liu J, Zheng C, et al. Energy for water utilization in China and policy implications for integrated planning[J]. International Journal of Water Resources Development, 2016, 32(3):477-494.
- [9] Pan, L., Liu, P., Ma, L., & Li, Z. (2012). A supply chain based assessment of water issues in the coal industry in china. *Energy Policy*, 48(5), 93-102.
- [10] 李云. 火电厂耗水量预测模型及节水分析[D]. 北京:清华大学, 2011.
- [11] Li X, Feng K S, Yimling S, et al. Energy-water nexus of wind power in China: the balancing act between CO₂ emissions and water consumption.[J]. *Energy Policy*, 2012, 45(11):440-448.
- [12] Meldrum, J., Nettles-Anderson, S., Heath, G., & Macknick, J. (2013). Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters*, 8(1), 015031.
- [13] 顾阿伦. 我国工业节能政策的节水效果评价[J]. 中国经贸导刊, 2013(6):54-55.
- [14] Qin Y, Curmi E, Kopec G M, et al. China's energy-water nexus – assessment of the energy sector's compliance with the “3 Red Lines” industrial water policy[J]. *Energy Policy*, 2015, 82(1):131-143.
- [15] 姜珊, 赵勇, 尚毅梓, 等. 中国煤炭基地水与能源协同发展评估[J]. 水电能源科学, 2016(11):40-43.
- [16] Zheng X, Wang C, Cai W, et al. The vulnerability of thermoelectric power generation to water scarcity in China: Current status and future scenarios for power planning and climate change[J]. *Applied Energy*, 2016, 171:444-455.
- [17] Zhang C, Zhong L, Fu X, et al. Revealing water stress by the thermal power industry in China based on a high spatial resolution water withdrawal and consumption inventory[J]. *Environmental Science & Technology*, 2016, 50(4):1642.

-
- [18] Huang W, Ma D, Chen W. Connecting water and energy: Assessing the impacts of carbon and water constraints on China's power sector[J]. Applied Energy, 2017, 185:1497-1505.
- [19] International Energy Agency. World Energy Outlook 2015[R]. Paris:IEA, 2015.
- [20] Heaps, C.G., 2016. Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2017.0.11] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://www.energycommunity.org>.
- [21] Guo Z, Ma L, Liu P, et al. A long-term multi-region load-dispatch model based on grid structures for the optimal planning of China's power sector[J]. Computers & Chemical Engineering, 2017, 102:52-63.
- [22] 杨俊军. 煤炭开采对水资源的影响及对策探讨[J]. 山西水土保持科技, 2010, (02):29-30.
- [23] 张兵, 宋献方, 马英, 卜红梅. 煤电基地建设对内蒙古锡林郭勒盟乌拉盖水库周边水环境的影响[J]. 干旱区资源与环境, 2013, (01):190-194.
- [24] 孙文洁, 韩权, 杨恒, 杨文凯, 李松芃. 2000—2015 年我国煤矿水害事故特征分析[J]. 煤炭工程, 2017, (05):95-98.
- [25] 秦小茅. 山西采煤矿井废水深度处理与利用研究[J]. 环境与可持续发展, 2013, (06):127-129.
- [26] 范小杉, 韩永伟. 宁东矿区生态安全评估[J]. 中国水土保持, 2011, (11):56-59.
- [27] Tao H W. China Coal Preparation Technology as Viewed From the Energy Conservation and Drainage Reduction[J]. Coal Technology, 2009.
- [28] 中国煤炭网. 选煤治霾, 难点不在技术上 [EB/OL]. <http://www.china5e.com/news/news-982388-1.html>.
- [29] 李伟涛, 宋宇辰, 刘占宁. 浅论洗煤技术的工艺改进及成本控制[J]. 科技创业月刊, 2015, 28(1):23-24.
- [30] 李功民, 于晓东, 冯颖. 蒙东地区煤炭的干法分选工艺探究[C]// 2013 全国选煤厂节能降耗挖潜提效技术研讨会论文集. 2013.
- [31] 郭彦霞, 张圆圆, 程芳琴. 煤矸石综合利用的产业化及其展望[J]. 化工学报, 2014, (07):2443-2453.
- [32] 韩买良, 沈明忠. 火力发电厂水资源分析及节水减排技术[M]. 北京:化学工业出版社, 2010.
- [33] 潘荔, 刘志强, 张博. 中国火电节水现状分析及措施建议[J]. 中国电力, 2017, 50(11):158-163.
- [34] 中国电力企业联合会. 中国空冷发电机组发展报告[R]. 北京: 2010.
- [35] 张慧. 火电空冷的机遇与困境[J]. 能源, 2014, (10):62-63.
- [36] 谷庆生. 火力发电厂冲灰渣水的回收与利用[A]. 全国火电大机组竞赛秘书处. 全国火电大机组 (300MW 级) 竞赛第 33 届年会论文集[C]. 全国火电大机组竞赛秘书处, 2004:4.
- [37] 沈明忠, 韩买良. 火力发电行业的环境污染与水资源利用[J]. 中国环保业, 2011, (01):43-48.
- [38] 钱感, 关洪银. 燃煤电厂脱硫废水综合处理工艺[J]. 水处理技术, 2017, (02):136-138.
- [39] 莫华, 吴来贵, 周加桂. 燃煤电厂废水零排放系统开发与工程应用[J]. 合肥工业大学学报 (自然科学版), 2013, (11):1368-1372.

-
- [40] 苗媛. 煤化工用水及废水处理分析[J]. 化肥工业,2014,(04):50-52.
- [41] EnergyAPI, org. Extracting Oil and Natural Gas[EB/OL]. <http://www.adventuresinenergy.org/Exploration-and-Production/Extracting-Oil-and-Natural-Gas.html>.
- [42] Williams E, Simmons J E. Water in the energy industry: An introduction[M]. BP International Limited, 2013.
- [43] 杨云霞, 张晓健. 我国油田采出水处理回注的现状和技术发展[J]. 给水排水, 2000, 26(7):32-35.
- [44] 刘大平,刘成玉. 大庆油田石油开采对水文地质环境的影响及应对对策[J]. 东北师大学报(自然科学版),2012,(03):136-141.
- [45] 刘克让. 大庆油田水消耗现状及利用分析[J]. 石油石化节能,2013,(11):45-47.
- [46] 中国石油天然气有限公司. 2015 企业社会责任报告 [EB/OL]. <http://csr.cnpc.com.cn/csr/xhtml/PageAssets/zrbg2015-cn.pdf>.
- [47] 中国石油新闻中心. 长庆油田累计生产原油突破 3 亿吨 [EB/OL]. <http://www.hanshufang.cn/?system/2017/04/14/001643173.shtml>.
- [48] JACOBS, Consultancy. Water Consumption in US Petroleum Refineries[EB/OL]. <https://greet.es.anl.gov/files/refineries-water-2016>.
- [49] 杨友麒, 庄芹仙. 炼油化工企业节水减排的进展和存在问题 [J]. 化工进展,2012,(12):2780-2785.
- [50] Zhang Y, Xu P, Wang J, et al. Analysis on water consumption and conservation of petrochemical industry in China[C]//Biomedical Engineering and Biotechnology (iCBEB), 2012 International Conference on. IEEE, 2012: 1217-1220.
- [51] 艾云超. 气田采出水资源化利用有效途径[J]. 石油规划设计,2012,(06):14-16.
- [52] 符宇航, 彭传丰, 蔡晓波. 天然气开采废水处理技术综述[J]. 油气田环境保护, 2016, 26(4):49-52.
- [53] 樊慧, 段兆芳, 单卫国. 我国天然气发电发展现状及前景展望 [J]. 中国能源,2015,(02):37-42.
- [54] 金宏, 韩蕊. 核电厂运行期间的淡水用水状况分析. 给水排水, 2016(s2):104-106.
- [55] 首航光热. 首航节能敦煌 10 兆瓦熔盐塔式光热发电站并网发电 [EB/OL]. <http://www.suncancn.com/news/show-30-84-1.html>.
- [56] 陈曦, 韩志群, 孔繁华, 等. 生物质能源的开发与利用 [J]. 化学进展, 2007, 19(z2):1091-1097.
- [57] 经济日报. 加快推广使用生物柴油 [EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2017-03/01/c_136094191.htm.
- [58] 李振宇, 李顶杰, 黄格省, 魏和荣. 燃料乙醇发展现状及思考 [J]. 化工进展,2013,(07):1457-1467.
- [59] Zhang Z, Hu S, Chen D, et al. An analysis of an ethanol-based, whole-crop refinery system in China[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2016, 24(11): 1609-1618.
- [60] 朱美, 杨晔, 梁鹏. 燃料乙醇行业环境污染控制评价指标体系的构建 [J]. 化工环保,2014,(06):561-565.

-
- [61] Wu M, Zhang Z, Chiu Y W. Life-cycle Water Quantity and Water Quality Implications of Biofuels[J]. Current Sustainable/renewable Energy Reports, 2014, 1(1):3-10.
- [62] Schornagel J, Niele F, Worrell E, et al. Water accounting for (agro)industrial operations and its application to energy pathways.[J]. Resources Conservation & Recycling, 2012, 61(5):1-15.
- [63] Xie X, Zhang T, Wang L, et al. Regional water footprints of potential biofuel production in China[J]. Biotechnology for Biofuels, 2017, 10(1):95.
- [64] 王建良, 冯连勇. 页岩气开发水资源影响及温室气体排放研究评述[J]. 中国矿业, 2016, 25(4):61-67.
- [65] 黄开东, 李强, 汪炎. 煤化工废水“零排放”技术及工程应用现状分析[J]. 工业用水与废水, 2012, 43(5):1-6.
- [66] 魏江波. 煤制油废水零排放实践与探索[J]. 工业用水与废水, 2011, 42(5):70-75.
- [67] 蒋朝鹏, 徐兆礼, 陈佳杰,等. 秦山核电温排水对鱼类分布的影响[J]. 中国水产科学, 2016, 23(2):478-488.
- [68] 苑佳卉, 吴元柱. 核电站温排水现状研究[J]. 科技视界, 2015(12):231-231.
- [69] International Energy Agency. World Energy Outlook 2015. Paris: IEA, 2015.
- [70] Guo Z, Ma L, Liu P, et al. A multi-regional modelling and optimization approach to China's power generation and transmission planning[J]. Energy, 2016, 116:1348-1359.
- [71] 潘荔. 火电行业节水现状、政策标准及潜力分析[R]. 北京:中国电力企业联合会, 2017.
- [72] 李英华, 邢明德, 刘健. 西北区域自备电厂情况调查分析[J]. 能源技术经济, 2010, 22(10):12-15.
- [73] 华夏, 罗凡, 张建华,等. 促进新能源消纳的自备电厂发电权交易模式可行性探讨[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12):200-206.
- [74] 郑金凤, 孙虎. 陕西榆林地区降水特征分析[J]. 江西农业学报, 2015(4):94-98.
- [75] 张翔宇. 榆林市水资源开发利用及其状况分析[J]. 陕西水利, 2015(6):118-120.
- [76] 榆林市人民政府.榆林市人民政府关于印发《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030年）》的通知.<http://www.yl.gov.cn/site/1/html/zwgk/0/1/16/14868.htm>.
- [77] 赵耀东, 张朝逢, 杨建, & 李瑾. (2016). 赵耀东, 张朝逢, 杨建,等. 神府榆矿区矿井排水量现状分析及远期预测[J]. 地下水, 2016, 38(6):87-89.
- [78] 韩秀云, 李聪. 宁东基地水环境状况及水资源综合利用初探[J]. 水土保持学报, 2014, 28(6):278-282.
- [79] 张言. 矿井水处理在宁东矿区的应用[J]. 福建质量管理, 2015(10).
- [80] 张福林, 张小翠, 薛岩,等. 鄂尔多斯市水资源利用现状分析[J]. 内蒙古水利, 2015(3):57-58.