

()

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏。尤其是 2012 年以来反复出现的全国性大面积重度雾霾，严重威胁了公众的身体健康。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，国际环保机构自然资源保护协会 (Natural Resources Defense Council, NRDC) 作为课题协调单位，与包括政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的机构合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目（中国煤控项目），为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，促使煤炭消费量在 2020 年前达到峰值，帮助中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。了解更多详情，请登录 www.nrdc.cn/coalcap。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际非营利非政府环保机构，拥有逾 140 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，以环境律师、科学家及环保专家为主力的 NRDC 员工们一直为保护自然资源、公共健康及环境而进行不懈努力。NRDC 在美国、中国、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟、印度等国家及地区开展工作。请登录网站了解更多详情 www.nrdc.cn。

1. 5
6

2. 11

3. 19

4. 29

" " "
" "

2016- 2017

5." " 37

39



现代煤化工行业是煤炭消费新的强劲的增长点。现代煤化工是高耗能、高耗水、高污染、高排放、投资风险大、污水处理成本高且难度大。其中，煤制油和煤制气市场竞争力差。煤化工发展命门是其经济性、竞争性、社会环境外部性和气候变化风险性。在现代煤化工项目中，能源转换的煤制油和煤制气争议最大。从国际的实践经验看，南非的煤制油项目和上世纪 80 年代美国大平原煤制气项目都说明这类项目无法与国际能源市场的商品油气相竞争。

在国内，水价的提高、环境保护税的征收和未来碳税的开征，都将使能源转换的煤化工项目竞争力更加疲弱。如果考虑到煤炭和能源转换环节的社会外部成本，煤制油和煤制气项目将无法承受。煤化工项目多位于中西部水资源贫乏或非常贫乏、生态环境脆弱的地区。现代煤化工煤质差异性大、部分产品生产工艺成熟度低、稳定性差，用水量多、管理水平差异大，中水回用率低，蒸发塘规模大。

即使将煤化工过程中高油、高 COD、高有机毒物酚氨的“三高”回收后，也难以达到直接生化处理的水质。检测发现，废水中含有 140 多种污染物质，其中包括 30 多种致癌和难以降解的有机物。污水排向何处，更是个挠头的问题。为了达到环保的要求，空气污染物减排和废水处理的成本都会成倍增加。据估算，仅废水成本一项会降低项目的经济收益率 1-2 个百分点。在气候变化问题上，能源转化煤化工项目的高碳排放会对中国应对气候变化行动和承诺造成负担。

“十三五”期间，严控煤化工项目建设。煤制气控制在 135 亿立方米以下，煤制油控制在 1000 万吨以下。煤制烯烃和煤制乙二醇发展要降温减速，项目缓批。现代煤化工行业首先要搞好各类示范试点。以能源的清洁化、高效化、环保化和低碳化为方向，考虑国际油气市场供需关系的巨大变化，除作为战略技术储备外，煤炭能源转换商品化的前景是暗淡的。煤制油、煤制气争议很大，除现有的项目已投产开工外，不批新项目，停建未开工的项目。抑制许多地方大上煤化工项目的冲动。



煤炭是中国主要的化石能源。2015年，煤炭消费占总能耗的64%。由于煤炭大规模开发和消费，对生态环境影响和破坏很大。控制煤炭消费总量是中国面临的重大能源转型战略选择。

在煤炭消费构成中，电力、钢铁、建材、化工和建筑五大部门是煤炭消费的主体。过去，化工用煤所占比例一直很低，2010年，化工用煤占全国煤炭消费总量的4%左右，近几年，随着现代煤化工技术的突破，以及一批示范项目的建设运行，化工用煤整体呈增长态势，占比不断提高，煤化工产业规模稳步增长，我国已成为世界上现代煤化工最大生产国。预计2020年化工用煤比2015年将增长20%左右。2016年前5个月，其他行业耗煤量多呈下降趋势，但煤化工逆势增长6%。因此，煤化工产业煤炭消费增量不可小觑。要控制中国的煤炭消费总量，控制化工用煤总量是重要途径之一。

虽然现代煤化工技术研发进展很快，但是现代煤化工产业目前仍处于示范阶段，而且受到严苛的环保和水资源利用制约，存在污染物排放多、废水治理难度大、能效低等诸多问题。2014年腾格里沙漠污染案件令人震惊，大唐煤制气项目的后续工作很棘手。制定煤化工发展战略，防止现代煤化工无序增长和过度膨胀，有效控制环境污染，促进节能降耗具有重要意义。

本报告在分析煤化工产业发展现状及其各种影响因素的基础上，预测了中长期煤化工煤炭消费量。报告对制约现代煤化工发展的生态环境水资源制约和废水处理进行了深入的研究。报告提出了“十三五”煤化工煤炭消费量控制目标及具体的煤控措施，制定了2016-2017煤化工控煤行动计划，列出了促进煤化工产业科学有序发展的政策建议。

1



传统煤化工

由于我国缺油、少气、富煤的资源禀赋特征，传统煤化工已有很长的发展历史。传统煤化工产品多、生产规模大，是世界上最大的焦炭和化肥生产国，以煤为原料生产合成氨规模和产量均占世界第一位。

我国传统煤化工产业基本属于粗放型发展模式，随着产能迅速扩张，产业结构不合理、整体竞争力较低、供需不平衡以及环境保护等矛盾日益深化。从 2012 年起，甲醇、电石、焦炭、合成氨行业产能过剩，并一直延续至今，淘汰落后产能和转型升级任务艰巨。2014 年合成氨（无水）产量为 5699.49 万吨，比 2013 年下降 0.8%，2013 年为合成氨的峰值。甲醇产量 3740.67 万吨，比 2013 年增加 28.44%。2013 年传统煤化工产品供求情况如表 1-1 所示。除化肥产能利用率较高外，其余煤化工产品产能严重过剩。

表 1-1 2013 年传统化工产品供求情况（单位：万吨）

产品名称	产能	产量	进口	出口	表观消费	产能利用率
	59544	47635	3	467	47171	79.4%
	7160	5745	29	4	5770	85.4%
	3500	3333	1	386	2948	95.2%
	3472	2234	0	14	2220	64.3%
PVC	2340	1530	104	79	1555	65.4%
	5781	2879	388	0	3267	56.5%



现代煤化工

现代煤化工经过 10 多年的技术研发和攻关，特别是“十一五”以来的工程示范和推广，在产业关键技术、重大装备自主化研制，还有某些产品品种开发和生产规模等方面，都取得一定进展，有一批达到安全长满优的示范工程。但现代煤化工产业的整体发展仍不成熟，还处于示范期，还不具备产业规模发展。我国已投产的主要现代煤化工项目情况见表 1-2。这些项目中有的只是完成了一期建设，或形成部分产能，因此消耗的煤量有限。2014-2015 年现代煤化工主要产品的产量和耗煤量情况见表 1-3，2015 年，预计现代煤化工（煤制油、气、烯烃、乙二醇）转化的煤量折合成标准煤不到 2500 万吨标煤（目前 2015 年全部统计数据还没有获得）。

表 1-2 中国已投产的主要现代煤化工项目情况（单位：万吨）

序号	项目名称	地点	规模	说明
1			108	2010 80%
2			18	
3			16	2009 90- 110%
4			16	2009
5			100	2015
			258	



1	40	2012	13.3
2	55	2012	13.75
3	20	4	
31.08			

1	60	2010	
2	50+50	2011	
3	46	2012	
4	60	2014	8
5	60	2014	11
6	68	2015	1 30
7	60	2014	10
454			

1	20	2009	
2	20	2012	
3	20	2012	
4	20	2012	



5	20	2015	2
6	5	2012	
7	2×5+ 2×7.5	2013 2015	
8	20	2013	
9	30	2015	
	180		

表 1-3 2014-2015 现代煤化工主要产品产量及耗煤量情况
(单位: 万吨, 亿 m³)

项目	产量及耗煤量	2014 年	2015 年 (预估)
		138	136
		496	490
		7.9	20
		181.7	460
		192.42	275
		846.648	1210
		55	90
		159.5	261
		1683.8	2421

2



煤化工是我国煤炭消费的主要行业之一。2013年不含冶金系统耗煤，化工行业耗煤占全国煤炭消费总量的6.42%。同化工系统用煤结构中，传统煤化工产品耗煤占达96.05%，其他产品耗煤不到3000万吨商品煤（实物量），包括现代煤化工煤制油、煤制气、煤制烯烃和煤制乙二醇、半焦、二甲醚、碳素等产品耗煤。现代煤化工产业在我国还处于示范阶段，还没有形成真正的产业规模，耗煤量还很小。由于煤炭消费量处于下降期，许多地方政府和企业利用煤价低，投资现代煤化工，为煤炭行业寻找新的生产增长点。这种发展势头很猛。因此控制煤化工产业煤炭消费量一方面要控制增量大的现代煤化工，另一方面要削减传统煤化工煤炭存量。

传统煤化工耗煤量预测

在本节预测中采用基准、产业发展和煤控三种情景。

焦炭耗煤量预测

课题组用计量经济学模型对焦炭耗煤量进行了预测，在煤控情景下，根据钢铁工业产量持续的下行趋势，以及到2030年后，大量废钢回炉冶炼，造成焦炭用量锐减，预测炼焦用煤呈快速下降趋势。具体预测见表2-1。

煤制合成氨

合成氨是化学工业的主要耗煤产品，占化学工业煤炭消费量的50%以上（不含焦炭）。从2006年以来，我国合成氨年产量一直保持在5000万吨左右，2013年产量为5745万吨，2014年中国合成氨（无水氨，下同）产量达5699.49万吨，比2013年下降0.8%，煤制合成氨的比例在增长。我国合成氨产量的70%以上以煤为原料，其中无烟块煤约占96%，还有少量的褐煤及烟煤。另外，生产合成氨需要一部分燃料煤。煤制合成氨耗煤量的中长期预测见表2-1。煤制合成氨耗煤量的峰值预测在2020年出现。

煤制甲醇

甲醇是重要的中间化学平台原料产品。甲醇生产所用原料主要有煤炭、焦炭、天然气、重油、石脑油、焦炉煤气、乙炔尾气等。国外甲醇生产90%以上以天然气为原料，而我国70%以上以煤为原料。2015年我国甲醇产能为6251万吨，产量为3740.67万吨。其中以煤为原料的甲醇产能和产量仍在持续上升。甲醇耗煤量的预测见表2-1。



表 2-1 焦炭、合成氨和甲醇耗煤量中长期预测（单位：亿吨标煤）

项目	情景	2013年	2020年	2030年	2040年	2050年
		4.09	3.35	2.43	2.04	1.65
		4.09	2.34	0.83	0.34	0.15
		0.57	0.573	0.570	0.562	0.552
		0.57	0.49	0.48	0.46	0.43
		0.403	0.861	0.945	0.983	1.008
		0.403	0.48	0.58	0.63	0.66

现代煤化工耗煤量预测

煤制油

煤制油的发展和国际油价密切相关。受 2014 年以来国际油价低位运行，国内工业经济增速放缓以及油品消费税多次提高等因素的影响，煤制油企业运营十分艰难，几乎全部亏损。煤制油中长期耗煤预测见表 2-2。

煤制气

我国天然气资源开发程度低。随着空气污染治理的加强，天然气消费量需求增加。煤制气可以作为目前天然气供应不足的一种补充。已投产的煤制气示范项目因为技术工艺不成熟和废水难以处理等问题，受到多方质疑。2015 年世界天然气市场供大于求，进口气源充足。但国内天然气价格相对过高等因素影响，致使 2015 年我国天然气供应相对过剩。再加上更加严苛的煤化工项目环保准入条件颁布，对煤制气冲击更大。煤制气在耗煤量的中长期预测见表 2-2。

煤制烯烃

我国乙烯自给率长期不足 50%。由于我国自主知识产权的煤制甲醇合



成烯烃的技术取得突破，使得乙烯对外依存度逐年降低。但我国煤制烯烃还面临其他低成本原料合成烯烃的严峻挑战。煤制烯烃中长期耗煤量的预测见表 2-2。

煤制乙二醇

乙二醇是一种重要的有机化工原料，用途十分广泛。目前世界乙二醇的总生产能力已经过剩，但我国的产量仍不能满足需求，每年都需要大量进口。近几年国内开发了很多煤制乙二醇项目。但是煤制乙二醇还有很多技术工艺需要进一步改进完善以提高产品质量。受世界市场低油价影响，2015 年乙二醇市场价格大幅下跌。目前已通过审批的煤制乙二醇项目有 29 个，产能已经超过 1000 万吨。煤制乙二醇耗煤量的中长期预测见表 2-2。

其他

在目前现代煤化工产业的发展中，除了以上 4 种主要产品外，还有煤制芳烃、煤制乙醇等产品。我国首套 3 万吨 / 年甲醇制芳烃工业化试验装置 2012 年在华电煤业陕西榆林煤化工基地建成，2013 年 1 月投料试车成功，2013 年 3 月，通过技术鉴定。2014 年华电集团引入战略合作伙伴，采取混合所有制运作。目前世界首套百万吨甲醇制芳烃工业化示范装置正在建设。

现代煤化工中长期煤炭消费量预测研究，采用了 3 个情景，即基准情景，在水资源、生态环境制约条件下煤化工产业发展情景，以及严格煤控下的煤控情景，具体见表 2-2。



表 2-2 基准情景和煤控情景下耗煤量的中长期预测

项目	情景	产耗量	2013 年	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
			108.16	1250	1750	2100	2310
			389.37	4500	6300	7560	8316
			108.16	1200	1700	1831.9	1854.4
			389.37	4320	6120	6594.8	6675.84
				987.2	1600	1750	1700
				3553.92	5760	6300	6120
			0	180	360	540	756
			0	4140	8280	12420	17388
			0	149.67	261	285	288.6
			0	3442.41	6003	6555	6637.8
			0	129.34	230	255	230
			0	2974.82	5290	5865	5290



	145	1459.2	2170.56	2519.4	3565.92
	630	6420.48	9550.46	11085.36	15690.05
	----	6099.46	8595.41	8868.29	11767.54
	145	1420	1641.6	1926.14	2022.45
	630	6248	7223.04	8475.02	8898.78
	----	5935.6	6500.74	7203.76	7297.00
		956.1	1450	1650	1600
		4206.84	6380	7260	7040
	70	969.6	1957.38	2694.28	2849.95
	203	2811.84	5676.40	7813.40	8264.85
	70	845	1210.65	1556.55	1826.35
	203	2451	3510.89	4514.00	5296.42
		417.88	800	1100	1200
		1211.85	2320	3190	3480



煤化工煤炭消费量中长期预测汇总及结论

煤化工基准情景和煤控情景煤炭消费量预测汇总情况见表 2-3、表 2-4。

表 2-3 直接法煤化工产业煤炭基准情景需求量预测
单位：亿吨标煤

项目	2013年	2020年	2030年	2040年	2050年
	4.09	3.35	2.42	2.04	1.65
	0.570	0.593	0.573	0.570	0.562
	0.403	0.861	0.945	0.983	1.008
	5.063	4.804	3.938	3.593	3.22
	0.039	0.450	0.630	0.756	0.832
	0	0.414	0.828	1.242	1.739
	0.063	0.610	0.860	0.887	1.177
	0.02	0.281	0.568	0.781	0.681
	0.01	0.04	0.045	0.048	0.05
	0.132	1.834	2.991	3.714	4.594
	5.195	6.638	6.929	7.307	7.814



表 2-4 直接法煤化工产业煤炭煤控情景需求量预测 单位：亿吨标煤

项目	2013 年	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
	4.09	2.34	0.83	0.34	0.15
	0.570	0.49	0.48	0.46	0.43
	0.403	0.480	0.580	0.630	0.660
	5.063	3.31	1.89	1.43	1.24
	0.039	0.355	0.576	0.630	0.612
	0	0.297	0.529	0.587	0.357
	0.063	0.421	0.638	0.726	0.704
	0.02	0.245	0.232	0.319	0.348
	0.131	1.194	1.975	2.262	2.021
	5.195	4.915	4.146	3.916	3.734

从表 2-3 和表 2-4 可以对比看出，在基准情景下，2050 年煤化工整体耗煤将达到 7.8 亿吨标煤以上，现代煤化工为 3.7 亿吨标煤，而通过煤控，现代煤化工煤炭消费量可降到 2.2 亿吨标煤左右，降低 40%。从煤炭消费的中长期情景预测来看，如表 2-5 所示，其他的部门的煤炭消费都显著下降，包括传统煤化工行业。而现代煤化工从十年前不足几千万吨标煤，如今迅速上升，到 2020 年将达 1.2 亿吨标煤，2050 年 2.2 亿吨标煤。其在总煤耗的占比将在 2020 年上升到 5%-6%，2050 年将会占到 23%-24%，无论是在基准情景还是煤控情景下都是如此。因此，控制现代煤化工的增量不是短期工作，而是长期的不能松懈的任务。

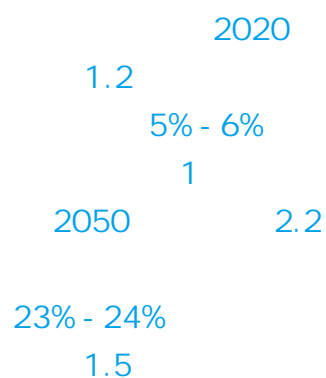


表 2-5 煤炭消费总量和现代煤化工煤耗量中长期预测 单位：亿吨标煤

	现代煤化工		煤炭消费总量	
2020	1.74	1.20	28.1	25.1
2030	2.71	1.975	23.9	20.0
2040	3.65	2.26	22.1	14.0
2050	4.58	2.2	9.1	9.1

3



“十三五”期间，传统工业经济增速减缓，但煤化工产业建设项目大部分在“十二五”批准并建设，在“十三五”期间建成投产，据不完全统计，目前中国处于运行、试车、建设和前期工作阶段的煤制油项目 26 个，煤（甲醇）制烯烃项目 58 个、煤制天然气项目 67 个。如果全部投产，预计 2020 年可能形成 4000 万吨/年煤制油产能、4100 万吨/年烯烃产能、2800 亿立方米/年煤制天然气产能。煤炭消费量将从 1.28 亿吨标煤上升到 4.77 亿吨标煤，增加 273%，煤化工行业亟需加强规划指导。因此控制煤化工的盲目扩展是当务之急。

“十三五”煤化工产业的发展，首先面临更加严格的环境、水资源和碳排放制约；其次，现代煤化工许多工艺技术尚需进一步完善和优化，核心技术和装备的可靠性水平仍需提高；第三，现代煤化工在生产技术标准、产品质量标准和规范上严重缺失，人才队伍不稳定，项目企业科学管理水平亟待提高；第四，面临海外低成本石化产品、天然气页岩气化工产品的竞争压力和国际低油价挑战，煤化工经济竞争力低，企业盈利能力差；第五，2015 年 12 月 22 日，环保部办公厅印发的《现代煤化工建设项目环境准入条件》（环办【2015】111 号）可作为现代煤化工建设项目能否以规则计划、开工和运行的依据。针对以上五个方面的挑战进行了深入分析，和重点阐述。

煤化工发展生态环境约束、环境资源成本及废水处理

基于我国山西、内蒙、陕西、河南、宁夏、青海、新疆 7 个省市自治区环境状况公报、《全国主体功能区规划》、14 个大型煤炭基地的调研，对各省市区煤炭开发利用的生态环境约束，对煤化工废水处理和煤化工项目环保成本等问题进行了研究和分析。

生态环境资源约束

1) 煤化工区域定位

煤化工属于高耗水高排放行业，除了大量耗水以外，还产生大量的 CO₂ 排放。现代煤化工生产过程资源消耗和 SO₂、COD 以及 CO₂ 排放情况见表 3-1，其中 SO₂ 排放为估算值。



表 3-1 现代煤化工生产过程资源消耗和 SO₂、COD 以及 CO₂ 排放情况

	规模 (万吨/年)	原料煤消耗 (万吨)	水资源消耗 (万吨)	SO ₂ /COD 排放 (万吨)	CO ₂ 排放 (万吨)
	100	175	1500	590/90	316
	100	250	2130	920/126	440
	300	1420	1975	4728/216	870
	300	1035	2700	-	2170
m ³ /	40	890	2630	2090/195	1760
	60	315	16 / 960	1465/162	630
	20	35	280	256/26	-

资料来源：“中国现代煤化工产业现状及发展建议”，李咏亮，2015年5月。

中国山西、内蒙、陕西、河南、宁夏、青海、新疆7省（区）的空气质量、水环境、生态环境等工业发展的红线约束，如表3-2所示。

表 3-2 煤化工项目所在省（区）生态环境约束分析

评价指标	省（区）
	7
	7



从表 3-2 可以看出, 7 个省区的生态环境约束了煤化工的发展, 对煤化工项目具体选址时要十分慎重, 环评要认真, 否则会给当地生态环境带来不可逆转的影响。

2) 煤化工项目“四废”排放和水资源消耗

(1) 煤化工生产过程中的大气污染物主要是燃煤锅炉排放的 SO₂、NO_x、颗粒物、汞, 以及煤化工生产过程中极少量的 H₂S、NH₃ 等工业废气。

(2) 煤化工生产过程耗水量高, 废水排放处理成本高, 难度大。煤化工废水中污染物浓度高, 污染物种类多, 不仅含氨氮还含多种酚以及多种环芳香族化合物, 是一种很难进行生化处理的有机废水, 处理不好, 危害较大。

(3) 煤化工生产过程的固体废物主要是气化炉渣、合成油的油渣、废弃催化剂以及污水处理的污泥。催化剂一般都是厂家固定回收。气化炉渣排放量较大, 但属于一般固废。

(4) 二氧化碳排放高, 加重减碳负担和成本。

3) COD 和氨氮排放总量控制指标

煤化工发展的水生态环境主要是用水、节水、水污染处理。水处理的重点是废水中 COD、氨氮排放等受到国家总量控制目标的约束。七省(区) COD 和氨氮排放总量和用水总量约束指标见表 3-3。

表 3-3 七省(区)“十三五”COD、氨氮排放空间分析表

序号	省份	COD (万吨)		氨氮 (万吨)		用水量 指标 (亿 立方米)
		2015 年	2020 年	2015 年	2020 年	2020 年
1		4.00	8.74	0.02	0.15	93.0
2		6.70	16.28	0.45	1.27	211.6
3		5.54	11.63	-0.05	-0.37	112.9
4		8.81	18.84	0.99	2.85	282.2
5		2.55	5.68	0.34	0.83	73.3
6		2.05	4.49	0.13	0.29	38.0
7		-10.35	-10.39	-0.81	-1.42	515.9



在当前节能减排政策环境和科学技术水平下，按照 2015 年的经济发展模式及速度，山西、内蒙、河南、宁夏、青海至 2020 年均有部分 COD 和氨氮排放空间。陕西省有部分 COD 排放空间，却没有氨氮排放空间。新疆则没有 COD 和氨氮的排放空间。因此，按照目前的发展和污染物减排模式，氨氮排放将构成陕西省煤化工发展的约束；对于新疆而言，COD 和氨氮均为其煤化工发展的污染物排放约束。因此，在陕西、新疆建设煤化工项目需强化污染物减排，提高准入条件，创新节能水减排和废水技术。在“十三五”期间，COD 的约束指标从“十二五”的 8% 提高到“十三五”的 10%，进一步压缩了煤化工的发展空间。

3.1.2 水资源约束分析

3) 水资源约束分析

中国水资源短缺、水污染严重、水生态环境恶化等问题日益突出。山西、河南、陕西、内蒙、新疆、青海和宁夏这七个省（区）中，除青海外，其余 6 省都是水资源贫乏或严重贫乏的地区。依生产工艺及产品种类不同，中国煤化工生产单产品水耗为 4.5~25 吨/吨-产品，合成氨、煤制烯烃、煤制气、煤制油等煤化工工艺水耗相对较高，其单位产品用水约为 10 吨或以上。

因此，从水资源约束的角度考虑，2020 年前在山西、河南、青海可以适度发展煤化工，而在宁夏、陕西、内蒙、新疆应限制发展煤化工。局地生态环境容量允许地区可在合理规划下由于发展煤化工，而在水资源短缺、生态环境脆弱地区，应禁止建设煤化工项目。煤化工发展过快，会打破这些地区脆弱的水资源平衡。在晋陕蒙宁甘等地区，水资源供需矛盾十分突出，其原煤产量是全国总产量的 60% 以上，而水资源占有量仅占全国总量的 4.8%。宁东基地现在的煤炭消费用水总量已经超过了 2015 年的红线指标。煤炭的开发推动了当地煤电和现代煤化工产业的发展。据不完全统计，西部地区目前至少有 115 个各类煤化工项目打算推进。

4.91

2020 年如果不采用控煤和节水措施，煤炭相关行业用水总量将接近 1000 亿立方米，比用水红线增加 253 亿立方米。在控煤和节水的双重措施下，用水总量大幅度降低，基本满足水资源红线指标的要求。在水资源贫乏的西北地区，煤炭开采、煤电和煤化工的发展所引起的水资源问题和水污染处理难题，受到人们的密切关注。现代煤化工的用水量控制红线为 4.91 亿立方米，如表 3-4 所示。行业用水量控制红线要分解到主要现代煤化工企业。



表 3-4 2020 煤炭开采消费各部门用水总量和碳排放约束红线

	2020 年用水控制红线 (亿立方米)	2020 年碳排放约束 (亿吨)
	6700	90.9
	746.98	75
	32.71	5.3
	30.31	10.0
	11.55	4.1
	22.77	6.3
	558.22	36
	10.88	1.5
	4.91	3.3
	75.64	8.5

3.1.3 煤化工项目环境成本分析

煤化工的环保问题，主要指气液固“三废”处理，重点是水污染处理问题。煤化工环保成本，首先与技术成熟度高度关联。技术成熟度高，处理设施的投资成本低，效益好。在技术研发阶段，许多关键问题不能过关，无法实现产业化。一般环保设施的直接投资约占建设投资的 5%-15%，影响项目内部收益率 0.5%-1%。煤化工主要产品项目在总建设和环保上的投资及对内部收益的影响见表 3-5。

表 3-5 几种主要的现代煤化工产品项目环保投资及对内部收益率的影响

项目	规模(万吨 或亿 m ³)	建设投资 (亿元)	环保投资 (亿元)	内部收益 率 IRR 降低 (%)
	200	270	15	0.7
	40	280	17	0.8
	60	180	6	0.5
	60	35	3	1.1



影响煤化工环保成本有以下几个因素：项目建设规模，建设条件，有无排水口，废水接纳地，有无固体废弃物处理渣场；技术方案（气化技术的选择）；热电方案；原煤煤质；自然环境等等。煤化工环保处理成本占项目运行成本50%左右，远高于石油化工项目。而其中水处理成本占比最大。除此之外，还有废气处理和固废处理及处置成本等。

3.1.4 煤化工废水处理

煤化工废水处理主要是煤气化废水的处理。废水中总酚含量高达5500mg/L以上，除挥发酚外，还含有大量的不挥发酚，且酚的种类繁多，如苯酚、甲基苯酚、乙基苯酚、甲基苯二酚、甲基乙基苯酚、二甲基苯酚、萘酚、甲基萘酚等，是一类难以进行生化处理的有机废水。另外，除原料煤来源、组份等因素外，煤气化工艺的选择及其操作等因素也会对废水中污染物的浓度造成影响。

气化废水处理所需投资较大，不但要克服技术困难，还要投入大量资金。废水处理成本包括运行电费、药剂费、资源费、设备折旧费和职工工资福利等费用。单采用水煤浆工艺的煤化工项目处理废水平均需投资约6亿元，约占环保投资总费用的1/2，鲁奇工艺投资比例更大，约占环保总投资的2/3；有机废水的直接处理运行成本通常超过5元/吨，含盐废水的运营成本高达30-40元/吨，而煤制烯烃“零排放”废水的处理成本更高。所以，煤气化废水处理的经济代价是巨大的，为了在进一步节约成本的基础上，不产生二次污染，新型水处理关键技术仍将是攻关的难点和关键。

依据煤气化废水的水质特点，靠单一的物理、化学和生化的方法进行处理，很难达到排放要求，因此需要经过几种不同处理方法的组合，才能达到处理要求。通常根据煤化工废水处理阶段的不同，分为：预处理（即一级处理）、生化处理（即二级处理）和深度处理。

固定床气化工艺酚氨废水量大，氨氮也高；流化床和气流床气化工艺具有废水含焦油和酚少、处理相对容易、废热回收效率较高、气体中不带腐蚀性组分等优点。固定床气化工艺虽耗水量大，废水水质复杂，较难处理，但该工艺技术比较成熟，投资少，建设周期短，装备投资和设备折旧费用低，运行稳定。

3.1.5 空气污染物排放

煤化工厂址一般选在远离高密度居民区的地区，对空气污染物的排放不重视，排放大多不能满足空气污染物的环境排放标准。对周围的环境生态造成破坏，对整个大气环境容量造成影响。煤化工工厂周围通常空气恶臭。空气污染来源于厂区各环节的无组织排放，成分包括硫化氢和苯并芘等。有的煤化工工厂也有高架污染源排放，影响到更广大的地区。煤化工项目要重视和改变这种监管不力，惩罚缺失的随意排放大气污染物的做法。



煤化工项目经济性简析 以及煤制气的适用途径

随着国家节能减排和环境保护力度的进一步加大，煤化工发展面临的资源环境约束将日益增加，如将来开征的环境税、碳税、煤炭资源税、水资源税和价格上升等，将严重影响煤化工项目的竞争力。大型现代煤化工项目要实现盈利的影响因素还包括国际油价影响，以及技术、市场、原料、水资源、环保、人才、管理、税收等因素，这其中任何一种因素的影响都可能造成项目经济效益的下降。

新兴现代煤化工产业的竞争力与成熟的石油化工相比，还存在较大差距。煤化工项目的产品路线不同经济性也不同。总体来看，即使目前煤价较低，但煤化工产品的经济性也普遍缺乏与石化产品的竞争性。一是投资大（资金成本高）、二是环境成本高（要上很多高成本的环保技术，如废水处理技术工艺等）、三是能耗较高、四是产品高端化不够、五是碳减排压力较大等问题。目前国际低油价、低气价、国内高油品消费税困扰煤制气发展。煤制气项目要保持竞争性，首先要看天然气的供应价格，其次要看煤炭市场价格，第三要看采用原料煤的煤质煤种。

参考相关煤制气全生命周期研究成果，对煤制天然气不同终端利用方向与煤炭直接燃烧两种方案进行了全生命周期的能效、排放（SO₂、NO_x、CO₂）对比分析和研究。研究发现：

（1）煤制天然气（SNG）供暖技术路线的能效要低于煤炭直接燃烧供暖路线，SNG 供暖路线生产转化过程的能效损耗占较大部分，而煤炭直接燃烧供暖路线的较大部分能效损耗是发生在终端利用环节；

（2）煤制天然气（SNG）发电路线经过两次能量转换，其全生命周期能效低于直接燃煤发电（平均）路线，比超超临界发电低 9.4 个百分点；

（3）煤制天然气（SNG）技术路线比煤炭燃烧路线排放的 SO₂、NO_x 和颗粒物要少很多；煤炭供暖路线排放的 CO₂、SO₂ 和 NO_x 主要集中于终端燃烧阶段，不易收集和减排，而煤制天然气（SNG）技术路线的生产阶段排放物易于收集和减排处理；

（4）供暖和发电两条煤制天然气（SNG）路线的成本均高于煤炭或煤电路线；煤制天然气（SNG）发电路线的成本除煤炭成本和煤制天然气（SNG）生产成本以外，终端煤制天然气（SNG）发电成本亦不容忽视；煤炭发电路线的成本主要发生在煤炭燃料成本、生产环节和电力输配环节。



通过以上对煤制气能效、排放和成本的分析比较看出，在常规天然气供应不足的情况下，煤制天然气尚可替代燃煤小锅炉、窑炉、民用取暖和民用炊事用的散煤等。但在天然气充分供应的时候，以全寿命周期衡量的煤制气经济性受到限制。

煤化工碳减排

煤炭是碳含量最高的化石燃料。如果包含炼焦，2015年煤化工行业的CO₂排放量约为4.7亿吨。现代煤化工项目一般都是大项目，煤耗和能耗十分可观。以一个年产40亿立方米规模的煤制天然气项目为例，年耗原料煤和燃料煤总计约2200万吨，对其他资源的消耗量也不小。因此，如果没有标准或标准失之于松，能耗、物耗将十分巨大。

到2020年，按照本报告预测，仅煤化工主要产品的二氧化碳排放将达到3.67亿吨（煤制合成氨、煤制甲醇、煤制油、煤制气、煤制烯烃和煤制乙二醇）。现代煤化工的生产工艺本身就消耗了大量能源，比石油化工生产工艺多排放CO₂。煤制油和煤制气的全寿命周期排放的CO₂是石油和天然气的3倍左右¹。增加能源转换效率会增加投资成本。如果开征碳税，现代煤化工的综合竞争能力会进一步削弱。

2020年煤化工主要产品煤控目标。全国现代煤化工到2020年四大主要产品产量、耗煤量、新鲜水耗和碳排放量列于表3-6。

表 3-6 2020 年现代煤化工四大主要产品产量、耗煤量、新鲜水耗和碳排放

产量 (万吨)	耗煤量 (万吨标煤)	新鲜水耗 (万吨)	碳排放 (万吨CO ₂)
987.2	3553.92	7058.09	4318.51
129.34	2974.82	7113.70	3233.5
956.1	4206.84	15297.6	5258.55
417.88	1211.85	4011.65	835.76
	11947.43	33481.04	13646.32

¹



在有制约的煤化工产业发展情景下，现代煤化工主要产品产量在 2020 年、2030 年和 2050 年的 CO₂ 排放量见表 3-7。

表 3-7 2020—2050 年现代煤化工主要产品的 CO₂ 排放量，万吨

产品	2020 年		2030 年		2040 年		2050 年	
	产量	CO ₂ 排放量	产量	CO ₂ 排放量	产量	CO ₂ 排放量	产量	CO ₂ 排放量
1050 (270)		4683	1700 (320)	8128	1831.9 (400)	8319.5	1854.4 (400)	8432
150 m ³	3750	26	m ³ 6525	285	7125	288.6 亿 m ³	7215	
1420	7810	1641.6	9028.8	1926.1	10593.8	2022.45	11123.5	
845	1690	1210.7	2421.4	1556.6	3113.2	1826.35	3652.7	
	17933		26103		29151.5		30423.2	

从表 3-7 可见，现代煤化工的碳排放很可观。因为与油气能源资源相比，煤炭本身是高碳能源，在碳排放上是天然的劣势，只有发展 CO₂ 的集中处理和利用技术，如发展碳汇林的植种，二氧化碳矿化发电，进行碳捕集（CCS）、碳封存或碳利用（CCUS），以及发展以二氧化碳为原料的化学加工等技术工艺，才能解决这个问题。但上述的各种收集和碳汇方案都有很大的不确定性和技术研发长期性，不能作为目前推动煤制油气发展的前提条件。

4



煤控基本原则

- (1) 突出环境资源红线制约，分区域分解煤控指标。
- (2) 突出科技创新，提高产业节能减排水平。
- (3) 有效协调，加强监督。

煤化工产业“十三五”煤控目标

近几年，煤化工产业煤炭消费量的增量主要在现代煤化工领域。2016年和2017年一些大型煤制气、煤制油和煤制烯烃项目即将投产，对煤炭消费增量贡献颇大。“十三五”期间现代煤化工产业的煤控目标是：2020年，现代煤化工的煤炭消费量要控制在1.2亿吨标煤以内；煤制气控制在135亿立方米以下，煤制油控制在1千万吨以下。

2020年，不算焦炭、半焦和电石，煤化工产业各主要产品的煤炭消费量产业发展情景预测为2.56亿吨标煤左右，其中，现代煤化工煤炭消费量1.59亿吨标煤，比煤控目标值还多3930万吨标煤，必须通过严格的煤控措施才能达到现代煤化工煤炭消费量1.20亿吨标煤的目标。

节能节水减排减碳指标的设定

2020年能耗强度要比2015年下降15%。现代煤化工2020年产品能耗标准见表4-1。2020年全国万元国内生产总值用水量、万元工业增加值用水量要比2013年分别下降35%和30%以上。推进水循环发展，加强工业用水循环利用。进一步加严高耗煤部门2020年用水限制，见表4-2。采用高效的节水技术和管理措施，节水效率还能进一步提高。

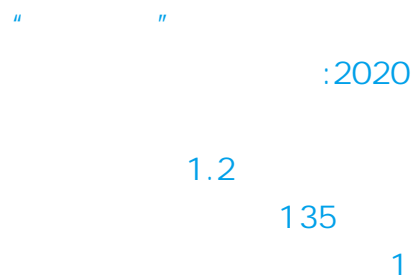




表 4-1 煤化工 2020 年产品能耗标准

行业	单位产品综合能耗	
		23
	3.6	/
	3.5	/
	2.9	/

表 4-2 煤化工单位产品耗水标准

2020 年单位产品耗水量 (吨 / 单位产品)	
	5.5 /
	7.5 /
	7 /
	16 /
	14 /
	< 22

煤化工行业自下而上汇总的二氧化碳排放的预测见表 4-3，2020 年 CO₂ 排放不得超过此排放限值。煤化工各企业要严格遵守所在地区为达到本地大气质量对主要污染物排放限制，表 4-3 是预测的污染物排放值。一般情况下，不同地区将污染物，包括二氧化硫、氮氧化物和在“十三五”增加的有约束性排放总量的颗粒物、大气氨氮和挥发性有机物（VOC），建立总量减排目标，并分配到各个地方和企业。现代煤化工应逐步建立大气污染排放标准。环保部迄今已颁布 59 项大气污染排放的国家标准，包括锅炉大气污染物排放标准 (GB13271-2014) 和炼焦化学工业大气污染物排放标准 (GB 16171-2012) 等。

表 4-3 煤化工 2020 年主要污染物排量和二氧化碳排放量

行业	主要污染物总排放量 (万吨)			碳排放量 (亿吨)
	SO ₂	NO _x	粉尘	CO ₂
	375.1	365.7	109.7	1.52
	—	—	—	1.73

“十三五”地区现代煤化工煤控目标

西部地区是现代煤化工项目主要的聚集地和增长点，并且西部地区又是生态环境脆弱和水资源匮乏的地区，因此重点对西部地区煤化工项目的煤炭消费量进行了逐个分解和控制。根据不同区域的水资源和环境容量以及所在地的煤化工项目情况来具体分解煤控指标。现代煤化工在各区域的分布情况见表 4-4。具体的分产品 2020 年预计可建成的煤化工项目分布情况如表 4-5 所示。

表 4-4 现代煤化工各区域分布情况

主要产品 / 地区	西北	西南 (云、贵、广西)	华中 (河南)	华东 (黑龙江、江苏、山东和安徽)	小计
	12	2	0	1	15
	20	0	0	2	22
	17	1	1	2	21
	21	4	5	9	39
	70	7	6	14	97

对这些煤化工项目所在区域 2015-2030 年的工业用水空间情况进行了详尽研究，本着以水定产的规则对西部地区煤化工项目煤控目标进行了具体分解。详见表 4-5



表 4-5 2020 年中西部地区现代煤化工主要产品产量和煤控目标

省份	项目	产量 (万吨 / 亿 m ³)	煤耗 (万吨标煤)
		330	1188
		30	690
		161.5	710.6
		27	78.3
			2666.9
		27	621
		116.2	511.28
		24	69.6
			1201.88
		24	552
		30	108
			660
		27	621
		90	324
			945
		54.4	239.36
		238	1047.2
		21.34	490.73
		137.2	493.92
		72	316.8
		90.88	263.55
			1565
		80	288
陕西省		91	400.4
			688.4



	320	1152
宁夏自治区	85	374
		1526
甘肃省	54	237.6
耗煤总计		10777.34

到 2020 年，中西部地区现代煤化工煤炭消费量将控制在 1.078 亿吨标煤左右。其中，煤制气产量 129 亿 m³，煤控目标 2975 万吨标煤；煤制油产量 987 万吨，煤控目标 3554 万吨标煤；煤制烯烃产量 872 万吨，煤控目标 3837 万吨标煤；煤制乙二醇产量 142 万吨，煤控目标 411 万吨标煤。其他地区的煤控目标为 1220 万吨标煤。

通过实施严格有效的煤控举措，到“十三五”末，全国现代煤化工耗煤量是 1.195 亿吨标煤，实现了煤控总目标。到 2020 年末，现代煤化工业具体的主要产品产量、耗煤量、新鲜水耗量和碳排放的具体预测，见表 4-6。

表 4-6 2020 年全国现代煤化工主要产品产量、耗煤量新鲜水耗和碳排放

产量，万吨	耗煤量，万吨标煤	新鲜水耗，万吨	碳排放，万吨
987.2	3553.92	7058.09	4318.51
129.34	2974.82	7113.70	3233.5
956.1	4206.84	15297.6	5258.55
417.88	1211.85	4011.65	835.76
	11947.43	33481.04	13646.32



保障措施

中央政府

国家应出台相应产业政策，加强煤化工产业发展的顶层设计。科学布局现代煤化工，加强生态环境红线制约，提高现代煤化工能效门槛，提高该产业清洁生产水平，促进该产业科学有序发展。发改委、能源局和环保部颁布一系列政策、法规和标准必须遵守和实施。

地方政府

地方政府要坚决贯彻落实和切实执行国家相关产业政策及其煤控的相关规定，加强环境等相关领域的有效监督。加强既有煤化工企业的环保监管，抑制地方将煤化工作为解决煤炭行业出路和增加地方经济发展的冲动。贯彻谁审批、谁负责、谁追责。

煤化工项目企业

已经运行的现代煤化工项目要发挥科技创新的驱动作用，在节水、节能减排、减碳等领域加大科技创新力度。降低煤耗（气化原料用煤和动力燃煤）水平，提高水处理技术水平，争取做到生产用水全循环，废水近零排放。新建现代煤化工项目企业，应吸取相关经验教训，采用更加先进的技术装备及其管理使得在各种能耗和环保方面一定要远优于已建项目，满足更高的指标要求。



2016-2017 煤化工产业 煤控行动计划

本课题组研究制定了 2016-2017 年现代煤化工控煤行动计划。2016-2017 年为现代煤化工产能快速增加期，要严格控制了这一期间的煤炭消费量。

根据目前国际油价较长时期内低位徘徊、进口天然气充足、国内外油气需求减缓、国内石墨烯技术的重大突破等客观现实，以及 2016-2017 年国内制定从县到省一级水资源环境约束红线，通进项目有序化建设和促进技术研发和推广。示范项目成功之前，不得审批新项目和开工建设已批准的原有项目。

经过相关测算，确定 2016-2017 年现代煤化工煤控行动计划具体的煤控目标，经过详细的具体研究测算，到 2016-2017 年，现代煤化工煤炭消费量见表 4-7。

表 4-7 现代煤化工 2016-2017 年煤控行动计划目标 (单位: 万吨标煤)

项目	2016 年	2017 年
	6452.4	9491.45

5

//

//



第一，应加强国家对现代煤化工产业发展的引导。坚持示范为先，示范项目成功之前，不批新项目，不开工建设已批项目。根据生态环境、水资源保障和环境容量情况，合理布局现代煤化工项目。倡导多联产、循环经济园区建设，提高项目的能源综合利用效率。新建现代煤化工示范项目的主要技术指标应明显高于首批示范项目的水平。

第二，大气污染物和污水排放要符合最严格的环保要求，废渣全部无害化处理和资源化利用。要坚持以水定产，注重生态环境保护，在国家颁布的《环境保护法》、《水污染防治法》、《大气污染防治法》、和《现代煤化工建设项目环境准入条件》等法律法规具体指导下，严格遵守相关规定，运用生态环保红线对煤化工项目进行严格约束。在废水排放上，要严格落实水功能区域限制纳污红线管理要求。煤化工项目的工艺废水全部回收利用，循环水系统污水不向厂区外排放，具有完善的地下水防渗措施。

第三，应继续坚持创新驱动，全面做好“十三五”煤炭深加工关键技术国产化、大型化科技研究和升级示范工作，有关政府部门提供必要的研发资金支持，以尽快提高煤化工领域关键技术装备自主创新能力，减少进口依赖。

第四，在充分调研相关产品市场需求基础上，加快煤化工企业的产品结构优化，尽快形成煤化工较长的产业链和集群，提高现代煤化工企业的经济效益。新建现代煤化工示范项目的指标要符合最严格的环保要求，废渣全部无害化处理或资源化利用。

第五，要尽快完善现代煤化工用煤技术标准体系，节约原料用煤和动力用煤，从源头上控制煤化工产业煤炭消费量。政府对现代煤化工示范工程要制定国家级的标定办法，

第六，要充分发挥市场配置资源的决定性作用，在相关项目立项前，一定要全面调研，谨慎投资，避免盲目投资建设引起的投资风险和建设风险。

第七，煤制气项目避免无序发展，重点是保障已有示范项目稳定运营，新项目一定要审慎建设。煤制油项目近期应该慎重决策，有限制的发展。

第八，煤制烯烃、煤制乙二醇等化学产品进口依存度高，可根据市场需求适当稳步发展。要注意发展高端化、差异化产品。煤制乙二醇产业要在示范中尽快形成成熟的技术工艺，进一步提升产品质量水平。煤制芳烃应加快产业化进程。

第九，加快煤化工企业的人才培养，提高科学管理水平。

第十，加强国际交流与合作。

////////////////////////////////////
