

缺口概率较大，政策不确定性升温

走势评级：动力煤:看涨
报告日期：2020 年 12 月 30 日

★复苏周期尚未结束，电力及非电需求均有增长：

2021 年国内难以继续边际宽松，但海外延续宽松和财政刺激，制造业依然处于复苏周期，大宗商品价格的反弹预计也会带动矿业生产的回升，第二产业用电需求仍将维持增长。若疫苗能够有效投入使用，对于以服务业为代表的三产用电需求也将形成提振。清洁能源替代的长期趋势延续，但在电力需求总量上升的情况下，短期尚不足以转变火电耗煤同比增加的状态。地产需求和制造业的反弹也将带动建材、冶金等非电耗煤需求延续增长。

★供应端不确定因素众多，进口煤是重要博弈点：

动力煤供应端的政策有较大的不确定性。若 2021 年对于超产管控依然严格，内蒙古弥补今年低产量以及少量新增产能投放将带来约 8500 万吨的供应增量。进口煤大概率延续总量控制，且规模可能进一步缩减。若澳大利亚进口煤全年无法通关，其他进口来源国能够补上澳煤缺口，那么动力煤进口量可能略有结构性提升，但补齐澳煤缺口的难度较大，同时对国内中高热值煤将形成结构性需求拉动。基于碳中和对煤炭消费量下降趋势的要求，对于进口和上游生产的管控很难根本性转变。随着煤电长协的不断增加，政策对于市场煤价格波动的接受度或有提升。

★2021 年动力煤市场展望及投资建议：

基于我们目前的预期，2021 年动力煤供应端预计增长 2.66%，需求增长 1.51%。供需缺口虽有收窄，但延续缺口状态，库存进一步下降。煤价中枢将大幅提升，同时市场将呈现高波动率，建议逢低做多波动率。澳煤通关受限将使港口中高卡煤紧张的状态更加激化，若一季度旺季末期需求季节性回落叠加进口煤通关导致动力煤期现货价格回调，建议逢低做多。

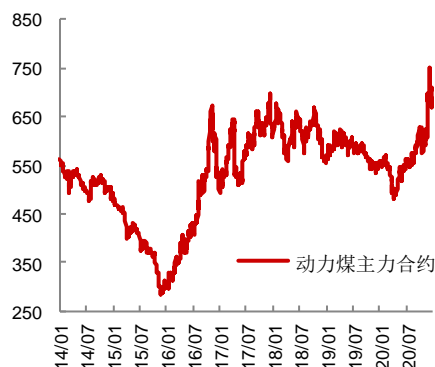
★风险提示：

煤矿生产大幅放松，不再对进口煤实施管控，供应明显释放。



顾萌 资深分析师(黑色产业)
从业资格号：F3018879
投资咨询号：Z0013479
Tel: 8621-63325888-1596
Email: meng.gu@orientfutures.com

主力合约行情走势图（动力煤）



目录

1、2020 年动力煤市场回顾.....	5
2、复苏周期尚未结束，电力及非电需求均有增长.....	6
2.1、制造业仍处景气周期，若疫苗有效将拉动三产用电	6
2.2、清洁能源替代不可逆转，短期影响还相对有限.....	9
2.3、工业生产整体回升，非电耗煤需求仍有增量.....	12
3、供应端不确定因素众多，进口煤是重要博弈点.....	13
3.1、若内蒙产量仅修复式增长，国内供应增量有限.....	13
3.2、进口煤政策高度不确定，澳煤管控影响中高卡煤	15
3.3、政策目标多维度，对市场高煤价接受度或提升.....	19
4、2021 年动力煤市场展望及投资建议.....	20
5、风险提示.....	21

图表目录

图表 1: 动力煤港口现货 VS 年度长协价	5
图表 2: 国内与印尼进口煤之间仍有较大的价差	5
图表 3: 2020Q4 环渤海港口煤炭库存大幅下降	6
图表 4: 江内港口煤炭库存大幅低于往年同期	6
图表 5: 第二产业用电带动电力需求大幅反弹	6
图表 6: 以房地产为代表的投资需求回升	6
图表 7: 下半年制造业用电需求大幅增长	7
图表 8: 制造业 PMI 快速反弹与电力需求回升同步	7
图表 9: 制造业固定资产投资同比回升	8
图表 10: 采矿业电力需求下半年普遍转正	8
图表 11: 东南沿海省份电力需求反弹幅度最大	8
图表 12: 环渤海港口煤炭内贸发运量超过去年	8
图表 13: 下半年第三产业电力需求也有所反弹	9
图表 14: 非制造业 PMI 同样大幅回升	9
图表 15: 水电的增长依然对火电带来一定冲击	10
图表 16: 2020 年水电新增装机开始回升	10
图表 17: 下水煤需求省份水电也有明显回升	10
图表 18: 火电发电量占比逐年回落	10
图表 19: 西北地区输出电量的同比增量有限	11
图表 20: 西南地区输出电量受水电拉动	11
图表 21: 2020 年上半年电网投资略有一定回升	11
图表 22: 东南沿海省份火电增速不及用电量	11
图表 23: 多数非电行业耗煤量呈同比增长	12
图表 24: 非电需求回升强于电力需求	12
图表 25: 水泥产量逐渐恢复正增长	12
图表 26: 秦港中高卡煤发运比例明显上升	12
图表 27: 全国动力煤产量仅略高于去年同期	13
图表 28: 晋陕动力煤产量有同比增量	13
图表 29: 10 月内蒙动力煤产量有所回升	14
图表 30: 各矿开发运到港利润比例大幅提升	14
图表 31: 产地煤价涨幅超出过去几年	14

图表 32: 北方港与坑口价差没有拉开.....	14
图表 33: 环渤海港口铁路调入量还不及年中水平.....	15
图表 34: 长江口与北方港价差迅速拉大.....	15
图表 35: 下半年煤炭进口通关管控严格.....	16
图表 36: 下半年动力煤进口降幅高于炼焦煤.....	16
图表 37: 澳大利亚进口煤中炼焦煤占比提升.....	16
图表 38: 澳大利亚相较印尼进口煤比例在提升.....	16
图表 39: 11 月起发往中国海运煤有小幅回升.....	17
图表 40: 发运中国的澳洲进口煤依然寥寥无几.....	17
图表 41: 印尼煤发运量已经与去年水平接近.....	17
图表 42: 俄罗斯煤发运量高于去年同期.....	17
图表 43: 印尼煤炭产量情况.....	18
图表 44: 印尼近四年来动力煤出口量.....	18
图表 45: 港口动力煤现货价格接近前高.....	20
图表 46: 2020 年电煤采购均价仍在回落.....	20
图表 47: 2021 年动力煤供需平衡测算 (单位: 万吨)	21

1、2020 年动力煤市场回顾

2020 年动力煤现货价格先抑后扬，波动率明显放大。一季度新冠疫情的爆发抑制电力需求，而全球海运煤的过剩也导致上半年电厂和贸易商大量采购进口煤降低成本。海运煤的下跌拖累导致国内 5500 大卡港口现货一度下跌到接近 450 元/吨的水平。而后随着疫情稳定后国内需求的恢复，动力煤价格出现修复式的上涨。

疫情导致的低煤价使得上游煤矿生产积极性一度不佳。而今年内蒙地区“倒查 20 年”也导致煤矿生产受到一定影响，超产的管控也更为严格。即便是在煤价回升的过程中，上游也没有出现明显扩产的现象。同时，上半年电厂和贸易商大量的进口煤采购导致 7 月份开始，各地海关陆续出现进口煤额度不足的问题。即便海运煤相对国内依然有很大的价格优势，但进口煤通关的限制使得海运煤对国内煤价已不再具有冲击。8 月份以来，环渤海港口和江内港煤炭库存开始快速去化，尤其是江内港库存，目前已经处于过去三年的低点，现货煤的紧张程度明显升级。进入四季度，工业用电回升、季节性旺季以及进口受限这三大因素共同推动煤价进入快速上涨期。动力煤 2101 合约一度上涨到 750 元/吨以上，创了上市以来的高点。市场煤的大幅上涨在年末也引发了政策出现了一些微调，除澳大利亚进口煤外，其他进口煤通关放松，上游运输也在向煤炭倾斜，带动期价出现了一定的回调。

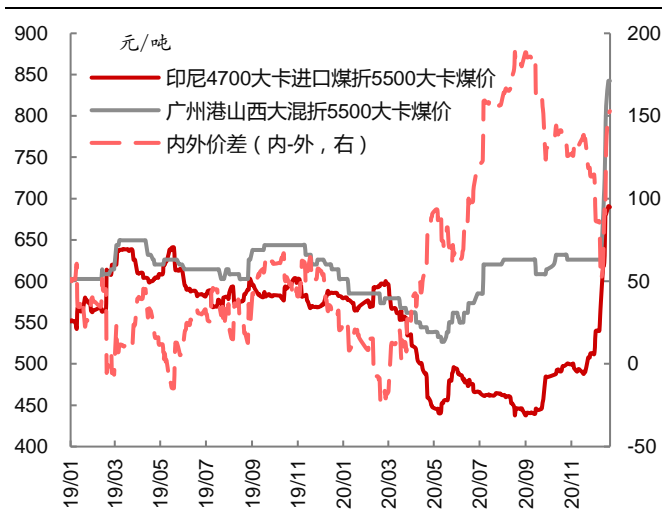
在市场煤价高涨的同时，动力煤年度长协价虽也有所提升，但幅度比较有限。而 2019 年末，由于现货价格持续下跌且已经接近年度长协价，电厂与煤矿之间长协签订情况不佳。而如果以年度长协看，电厂成本的上升幅度依然是可控的。这也使得今年年末电厂长协签订的积极性有很大的提升。

图表 1：动力煤港口现货 VS 年度长协价



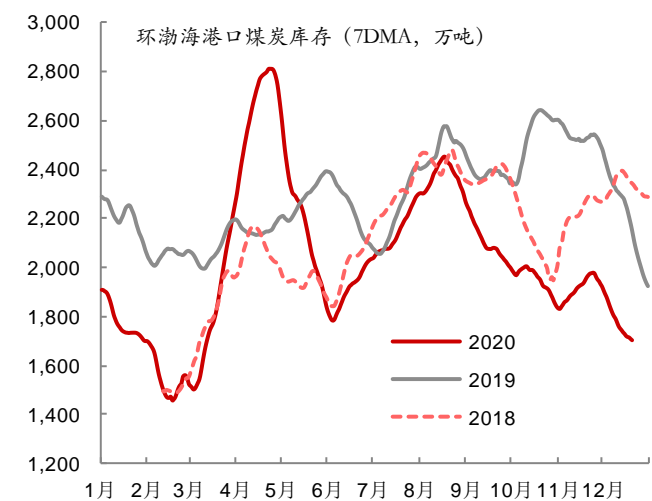
资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2019/12/3）

图表 2：国内与印尼进口煤之间仍有较大的价差



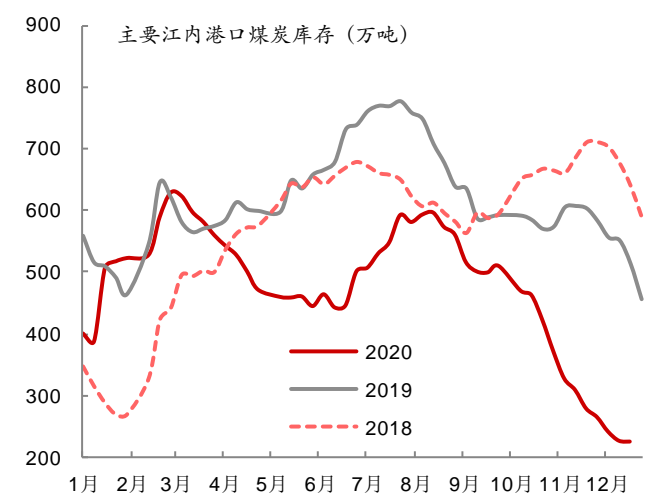
资料来源：Mysteel，东证衍生品研究院（数据截至 2019/12/23）

图表 3: 2020Q4 环渤海港口煤炭库存大幅下降



资料来源: 中国煤炭资源网, 东证衍生品研究院

图表 4: 江内港口煤炭库存大幅低于往年同期



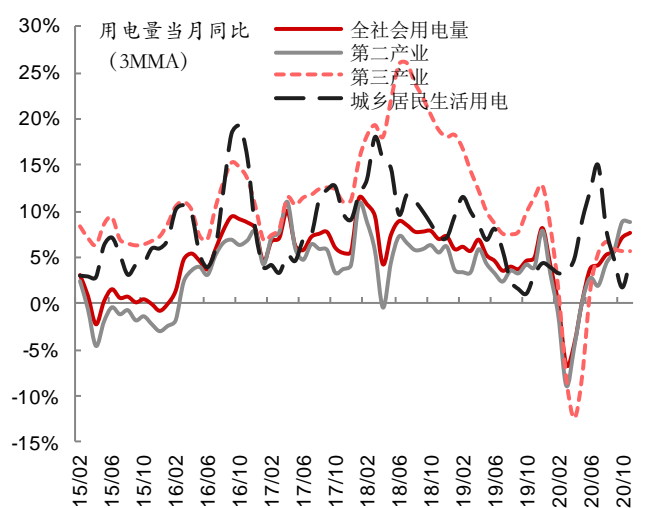
资料来源: 中国煤炭资源网, 东证衍生品研究院

2、复苏周期尚未结束, 电力及非电需求均有增长

2.1、制造业仍处景气周期, 若疫苗有效将拉动三产用电

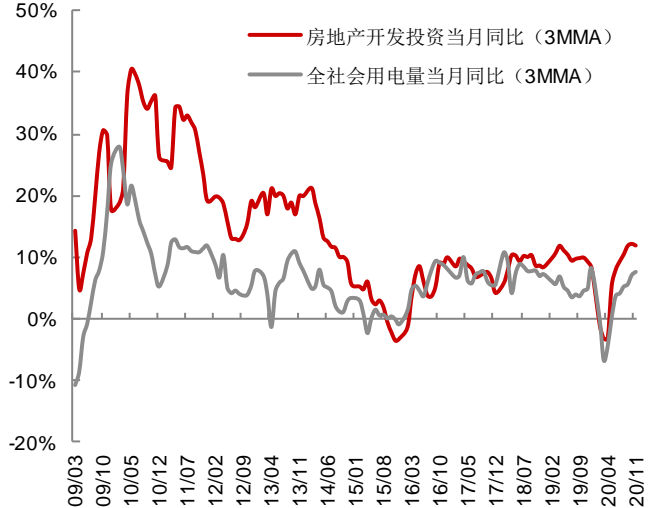
2020 年二季度开始, 电力需求明显回升。国内对冲疫情的宽松政策带动以房地产为代表的投资需求快速由降转升。同时, 三季度开始, 伴随着国内制造业和外需逐渐回暖, 第二产业用电量同比增速少见的高于城乡居民生活用电, 成为带动电力需求增长的核心力量。11 月单月全社会用电量同比增长 9.4%, 第二产业用电量同比增加 9.94%。同时, 第三产业用电量同比增加 8.19%, 城乡居民用电量同比增加 7.23%。

图表 5: 第二产业用电带动电力需求大幅反弹

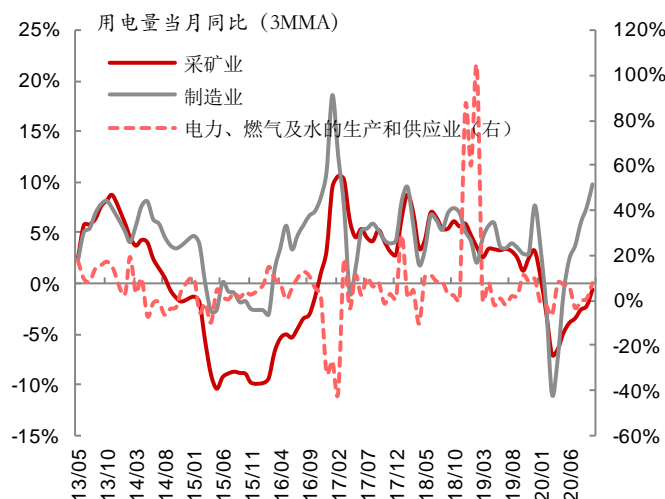


资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (数据截至 2019/11)

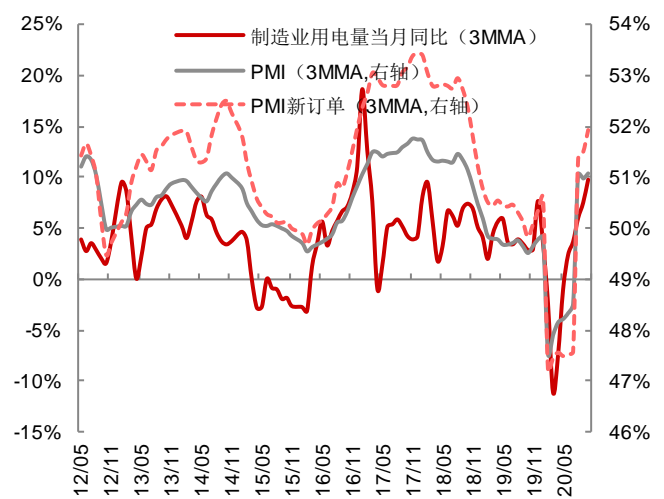
图表 6: 以房地产为代表的投资需求回升



资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (数据截至 2020/11)

图表 7：下半年制造业用电需求大幅增长


资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

图表 8：制造业 PMI 快速反弹与电力需求回升同步


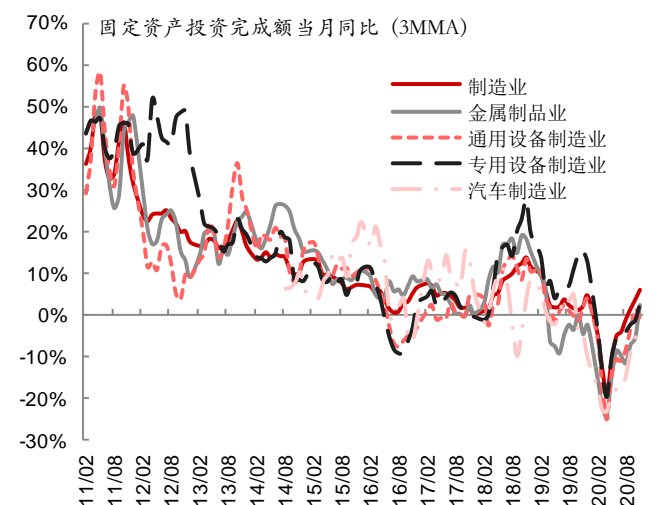
资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

从第二产业主要的行业看，下半年制造业需求表现的非常亮眼，10 月制造业用电量单月同比超过 10%，1-10 月整体也恢复了正增长。从年中开始，制造业 PMI 迅速反弹，新订单和出口订单分项都有大幅的回升。而在制造业的子行业中，下半年汽车、家电、金属制品等行业的产销量均有很明显的增长。同时，海外制造业产业链受到疫情的影响，恢复的速度不及终端需求，造成制造业订单的转移。目前的家电等制造业订单排期基本上能够持续到明年一季度甚至上半年。同时，在需求增长的同时，制造业的渠道再库存以及投资回升的周期也逐渐开启，2020 年下半年制造业和主要子行业的固定资产投资均有提升，我们预计制造业需求的回升周期至少能够持续到明年上半年。

采矿业方面，1-10 月电力需求增速同比依然呈负增长，为-3.85%，10 月单月也只是略超 1% 的小幅回升。从行业利润的角度看，由于上半年疫情对于终端需求的影响，多数采矿业行业都出现了年内利润基数较低的问题，生产的扩张相对滞后。同时，煤炭开采也受到安全监管措施较严的影响，供应释放的力度比较有限。而随着工业品价格的大幅上涨，对于上游矿业行业释放供应的刺激还会存在。综合东证衍生品研究院在工业品方面的年报观点，对于 2021 年多数工业品的价格依然持有偏多的观点。工业品生产供应也会比较旺盛，对于制造业和采矿业的用电需求形成拉动。

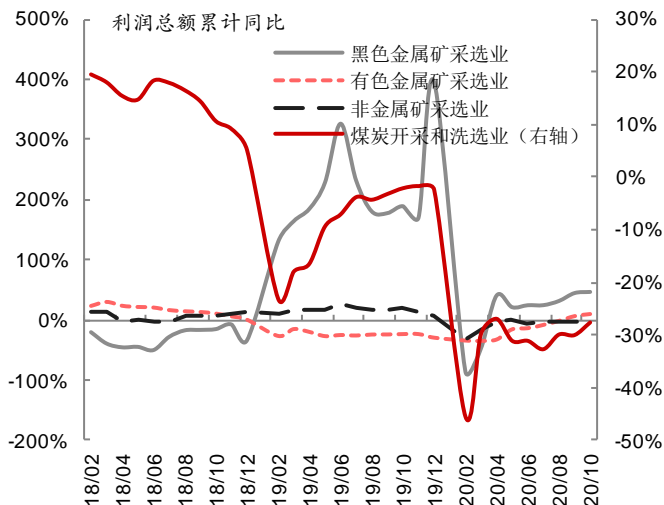
此外，用电量的区域分布上也反映出制造业与外贸相关行业需求的复苏。2020 年中开始，东南沿海省份用电量开始出现激增，同比增幅明显高于其他地区。虽然其中存在低基数的原因，工业需求和外需的转暖也是带动增速上升的重要因素。而东南沿海地区电力需求的高涨对于下水煤需求也形成了拉动。因此，我们看到环渤海主要港口的煤炭内贸运量在 6 月份回升到与去年同期持平，下半年则持续高于去年同期的水平。

图表 9：制造业固定资产投资同比回升



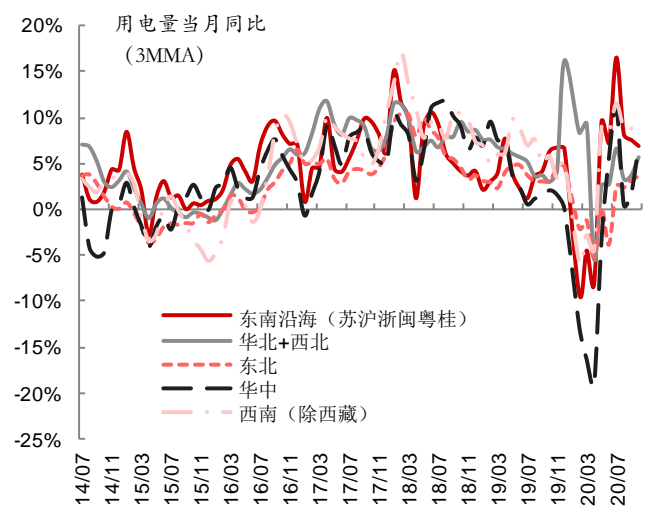
资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2019/11）

图表 10：采矿业电力需求下半年普遍转正



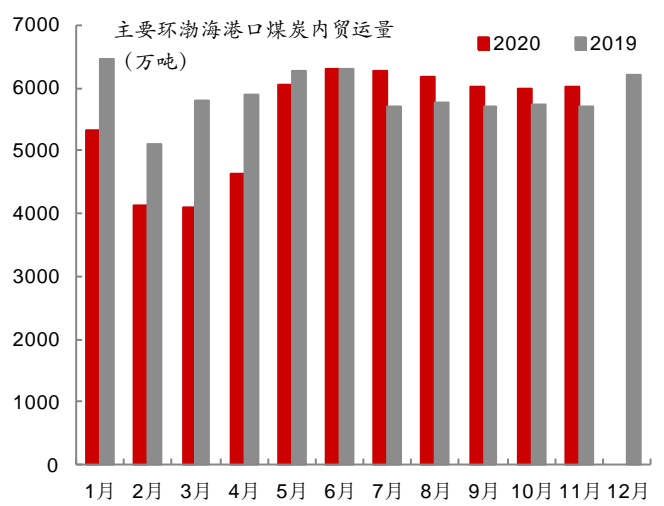
资料来源：Wind（数据截至 2020/10）

图表 11：东南沿海省份电力需求反弹幅度最大



资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

图表 12：环渤海港口煤炭内贸发运量超过去年

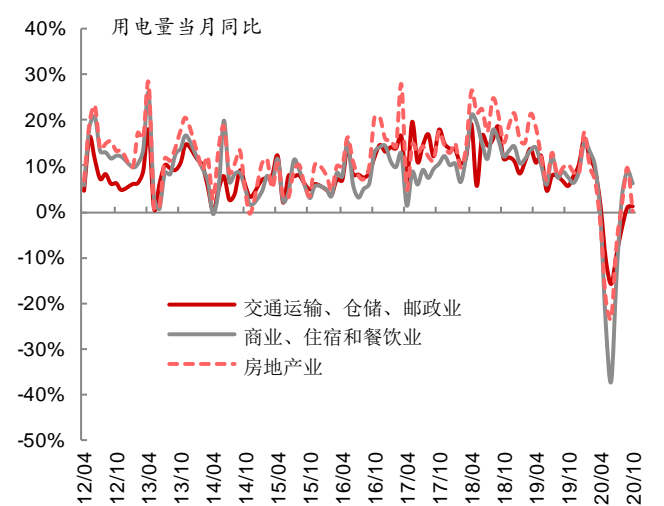


资料来源：中国煤炭资源网（数据截至 2020/11）

从国内来看，2020 年下半年疫情控制效果显著，即便有小范围爆发也得到了及时有效的控制。因此，服务业需求有明显的恢复，8 月以来官方非制造业 PMI 均上升到 55% 以上。商业、住宿和餐饮业以及房地产行业用电需求都有较大的回升，而疫情对于交通出行的影响尚未消除，交通运输、仓储、邮政业的用电需求回升幅度还比较有限。对于第三产业而言，2021 年，疫苗研制的进展及其有效性将是决定三产用电能否进一步增长的核心因素。如果疫苗能够广泛投放且被验证有效，那么各国对于交通出行和商业活动的限制都将放开，对于服务业电力需求将有较大的拉动。反之，三产用电的增速则会比较有限。

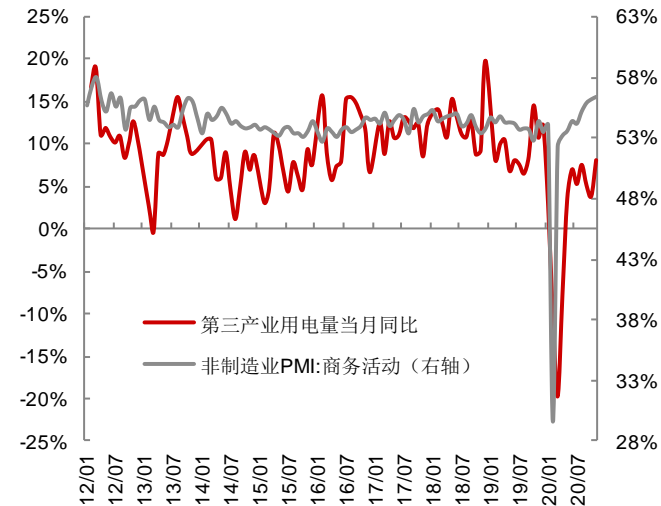
整体来看，2021 年国内宽松和财政刺激的力度将有所减弱，但经济依然将维持韧性。海外财政刺激尚未结束，制造业也还存供需错配的问题，对于我国制造业以及出口需求还有提振。我们预计 2021 年国内电力需求将维持较高增速。不过，若海外疫苗进展比较明显，在对三产用电需求形成提振的同时则需要关注制造业回流的问题。

图表 13：下半年第三产业电力需求也有所反弹



资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

图表 14：非制造业 PMI 同样大幅回升



资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

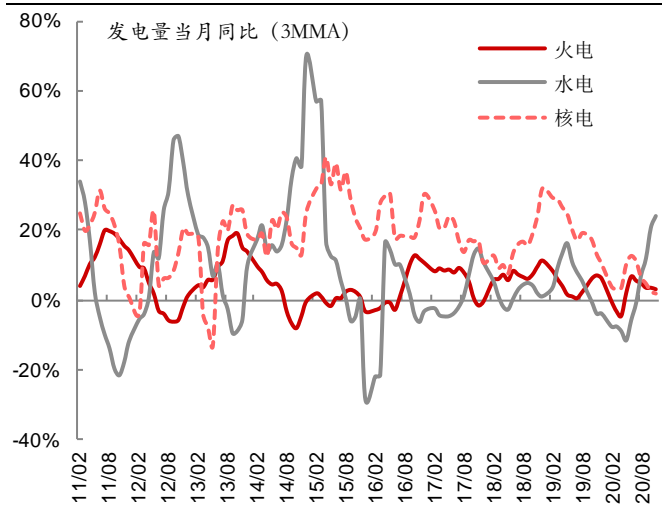
2.2、清洁能源替代不可逆转，短期影响还相对有限

在需求总量上升的同时，清洁能源对于火电的冲击依然是不容忽视的。2021 年下半年，水电的高增长一定程度上抵消了对火电需求的拉动。只是在需求总量回升的环境下，部分掩盖了清洁能源的冲击。

以国家统计局的数据看，2020 年 1-11 月火电、水电、核电发电量同比增速分别为 0.3%、4.9%和 5%，下半年水电发电量的增长势头强劲。同时，除了传统水电大省西南地区之外，下水煤的主要需求区域东南沿海省份以及两湖一江的水电增量也非常明显，虽然无法抵消火电的增量，在一定程度上缓和了下水煤的矛盾。这除了与今年年中降雨量较大，各流域水量充沛造成季节性水电增多外，水电新增装机容量在经历了两年的负增长后，2020 年开始出现回升，这也将带动未来水电发电量整体的增加。

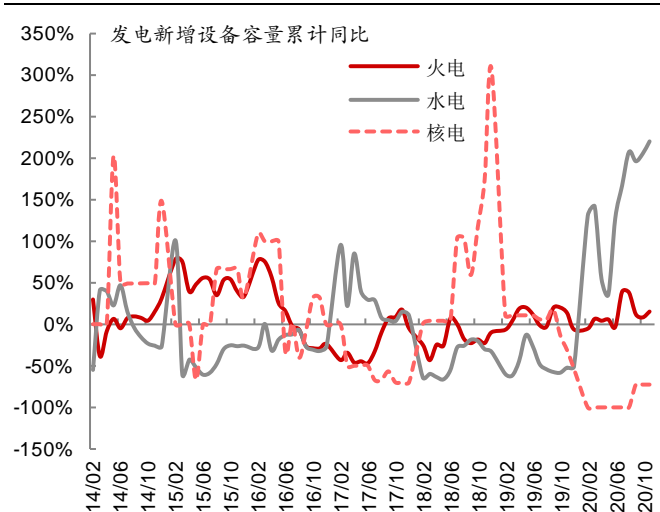
其他能源方面，2020 年新增核电装机比较有限，核电发电量的同比增速较过去两年有比较明显的下降。在 2030 年碳达峰的要求下，风电和光伏也会在未来几年有较快的发展。但由于风电和光伏目前的发电量占比依然很低，在电力需求整体仍在增长的情况下，还难以在短期就起到挤压火电的作用。从火电占比来看，“十三五”期间基本每年都保持着比重下降的趋势，已经从 2016 年的 74.4%下降到 2020 年 71%左右，这一比重在未来加速下降已经是确定性的问题。如果火电占比每年下降 1.5 个百分点左右，那么发电量必须要保持 2%以上的增速才能维持火电发电量的正增长。

图表 15: 水电的增长依然对火电带来一定冲击



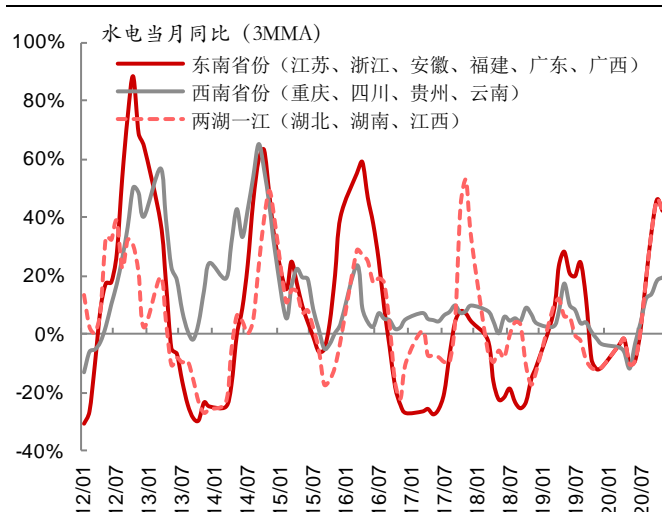
资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (数据截至 2020/11)

图表 16: 2020 年水电新增装机开始回升



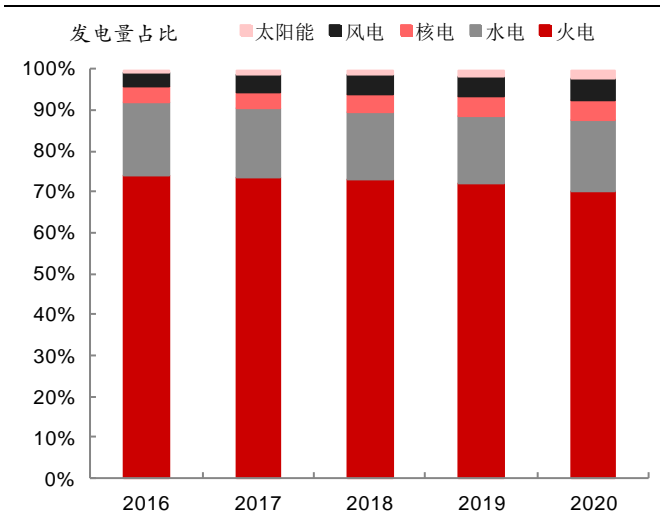
资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (数据截至 2020/11)

图表 17: 下水煤需求省份水电也有明显回升



资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (数据截至 2020/11)

图表 18: 火电发电量占比逐年回落

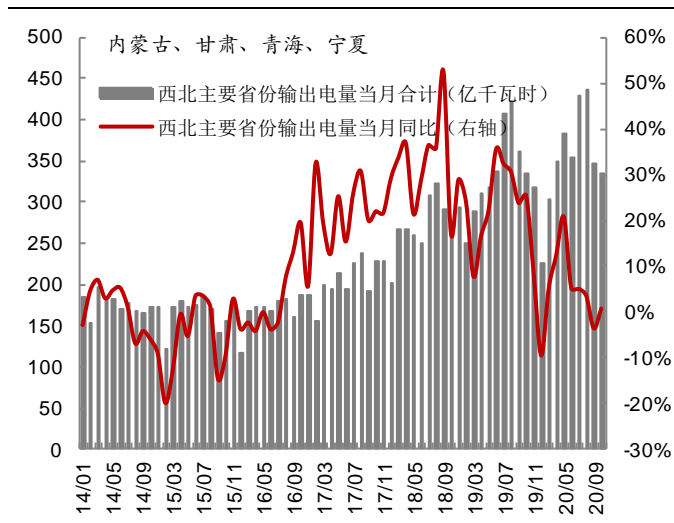


资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (2020 年数据截至 11 月)

今年上半年, 基建投资的回升对电网建设形成了拉动, 1-11 月新增 220 千伏及以上线路长度累计增加 6.67%。不过下半年电网投资增速再度转负, 预计出现类似 2017 年期间大幅增长的概率并不大。从西电东送的实际情况看, 2020 年西北主要省份的外送电量并没有明显的增长, 而由于水电的大幅回升, 下半年西南省份输出电量则回升较快。东南沿海火电发电量整体虽然不及用电量的增速, 但不管是清洁能源的替代还是西电东送, 都没有到导致火电和下水煤需求出现下滑的程度。

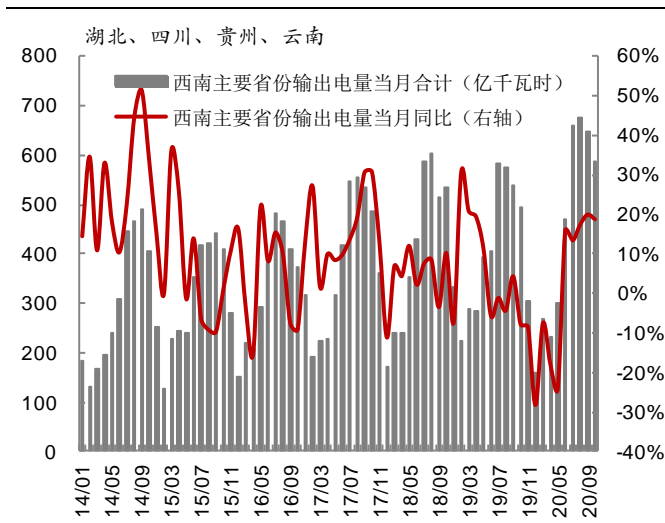
总结起来，电力需求方面，我们认为 2021 年二产用电量的上行周期尚未结束。下半年需要关注制造业外需可能回流的风险。而如果疫苗有效，消费和服务业尤其是出行的需求可能还会受到提振，第三产业会重新成为拉动电力需求增长的核心。能源替代的影响将长期存在，火电占比将以更快的速度出现下滑。不过在国内需求总体维持增长且火电依然占据绝对重要比重的情况下，2021 年还不至于出现能源替代导致火电下降的情况。我们整体预期 2021 年发电量同比增长 4%、火电占比下降到 69%，供电耗煤量小幅回落，火电耗煤同比增长 1.5%。

图表 19：西北地区输出电量的同比增量有限



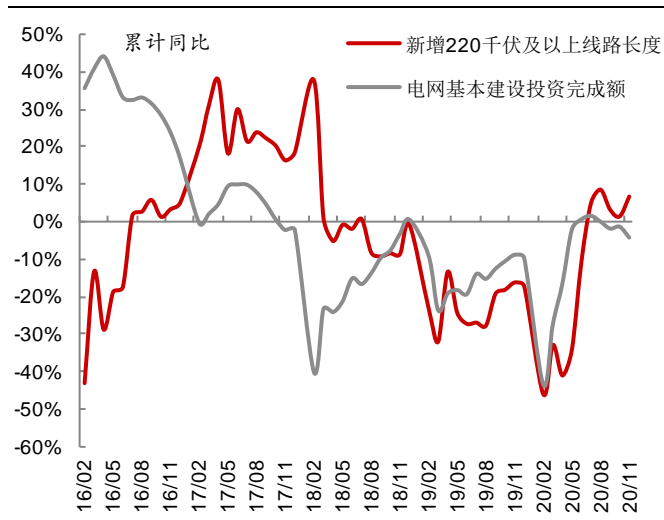
资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

图表 20：西南地区输出电量受水电拉动



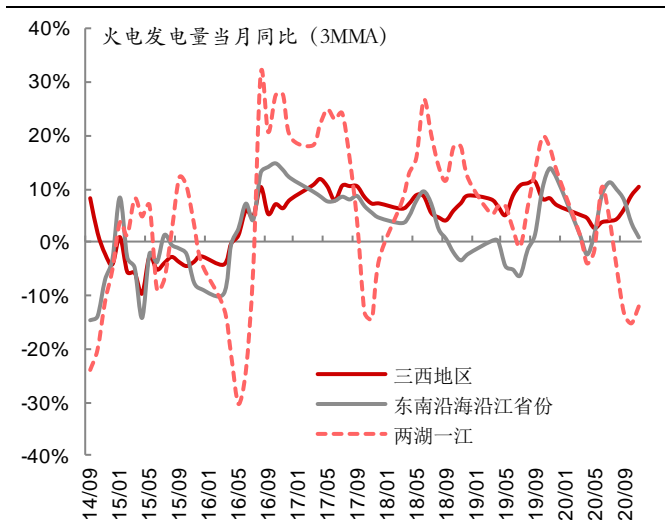
资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/10）

图表 21：2020 年上半年电网投资略有回升



资料来源：Wind（数据截至 2020/11）

图表 22：东南沿海省份火电增速不及用电量

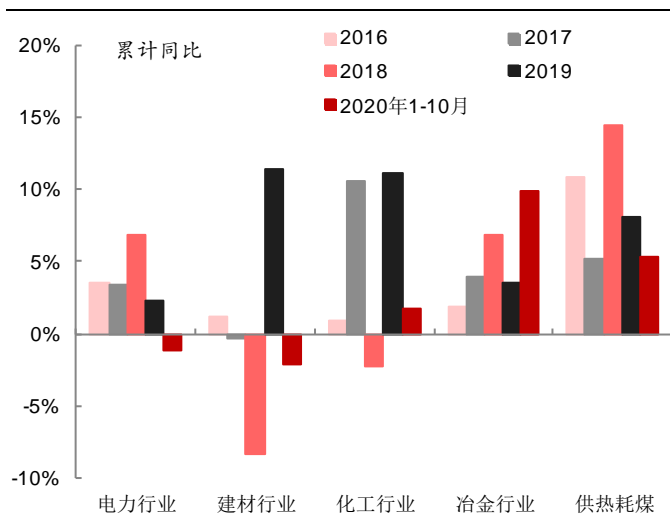


资料来源：Wind，东证衍生品研究院（数据截至 2020/11）

2.3、工业生产整体回升，非电耗煤需求仍有增量

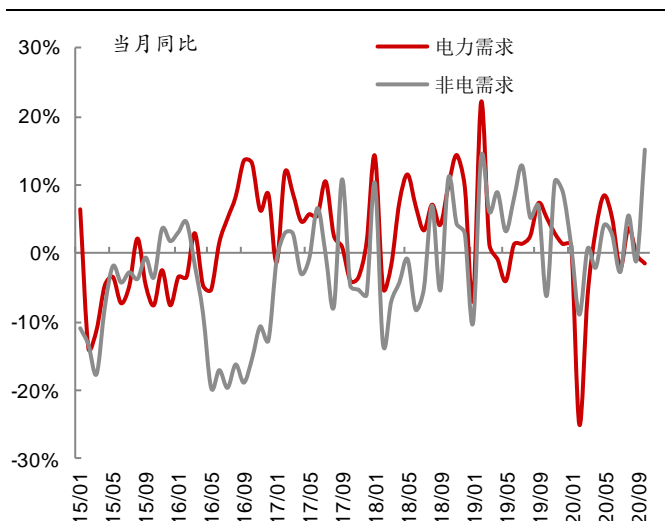
根据汾渭能源的统计，2020 年 1-10 月，在动力煤非电需求中，化工、冶金和供热耗煤均有比较明显的上升。仅有建材需求呈负增长。而从水泥产量看，需求的下降也主要受疫情停工影响，11 月累计产量已经恢复了正增速。而我们认为 2021 年房地产投资依然具备韧性，施工需求维持正增长。基建类投资大概率增速放缓，若无疫情的影响，水泥产量大概率转向正增速。同时，在高钢价、钢铁置换产能投放的情况下，冶金耗煤需求继续提升也是大概率的现象。

图表 23：多数非电行业耗煤量呈同比增长



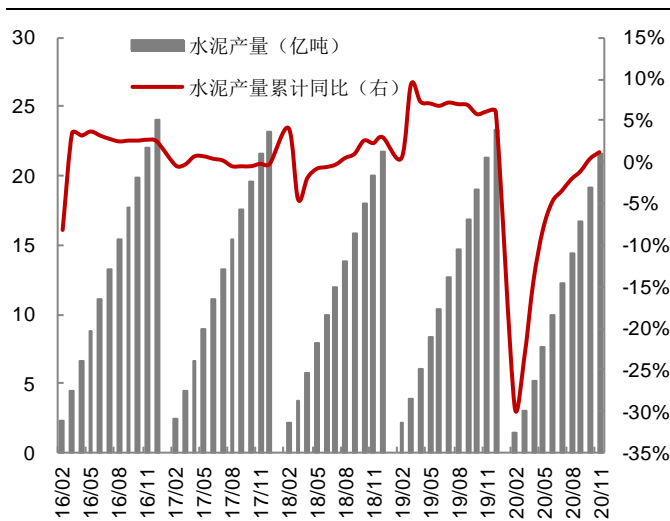
资料来源：中国煤炭资源网，东证衍生品研究院

图表 24：非电需求回升强于电力需求



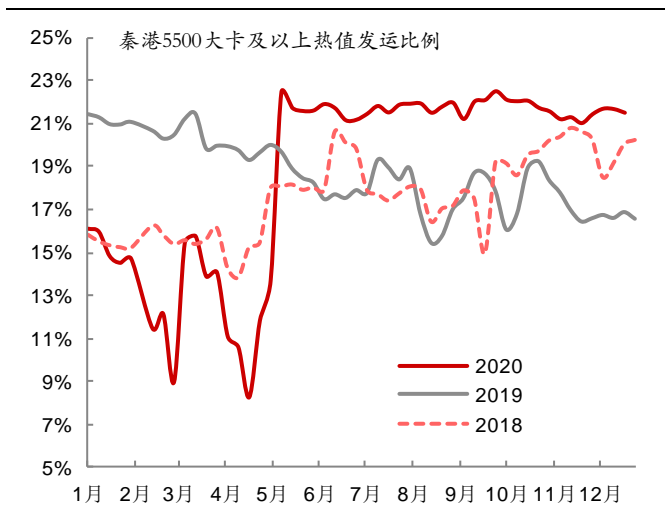
资料来源：中国煤炭资源网，东证衍生品研究院

图表 25：水泥产量逐渐恢复正增长



资料来源：Wind（数据截至 2020/11）

图表 26：秦港中高卡煤发运比例明显上升



资料来源：中国煤炭资源网，东证衍生品研究院

下水煤中非电需求受水泥用煤的影响更为明显。而值得关注的是，水泥用煤更加倾向于中高热值。从今年秦港煤炭的发运结构看，在5月份国内普遍复工复产，需求回升带动煤价反弹的过程中，中高卡煤的发运占比有明显的提升。从过去两年看，在煤价上涨且进口受到限制的情况下，往往也会造成中高卡煤的发运比例提升。若2021年对于澳洲进口煤的限制依然比较严格，港口中高热值下水煤也将主要依然国内供应，那么对于国内中高热值动力煤的结构性需求拉动也将成为期货市场的博弈点。

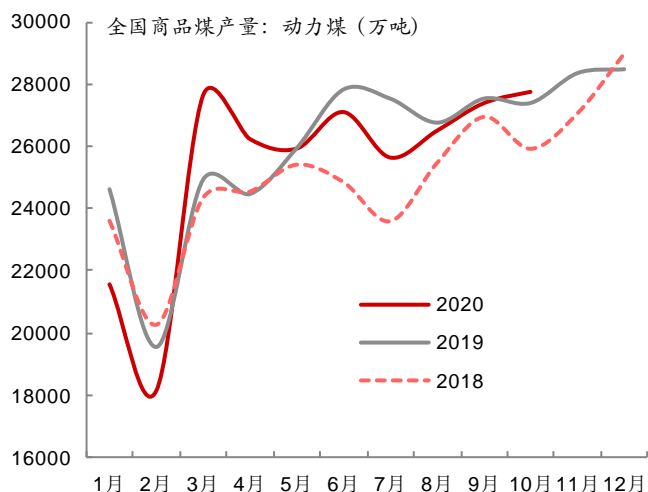
3、供应端不确定因素众多，进口煤是重要博弈点

3.1、若内蒙产量仅修复式增长，国内供应增量有限

2020年二季度以来，在需求回升的同时，国内煤炭产量释放幅度有限。虽然根据国家统计局的数据，1-11月原煤产量有2.19%的同比增速，但以汾渭能源动力煤产量的口径看，1-10月仍有1%的同比回落，预计全年负增长的可能性更大。从主产区看，山西和陕西两省疫情后维持着相对稳定的产量。内蒙在保供要求下，10月动力煤产量开始有明显的恢复，但依然低于去年同期，12月鄂尔多斯日均销售量并没有较11月明显提升。如果从矿井发运到港利润来看，截至11月盈利矿井的比例基本上已经与2018年末的高利润水平接近。但对地方煤矿超产的控制依然严格，而大矿的增产空间又比较有限，也导致产量难以恢复到往年的高位水平。

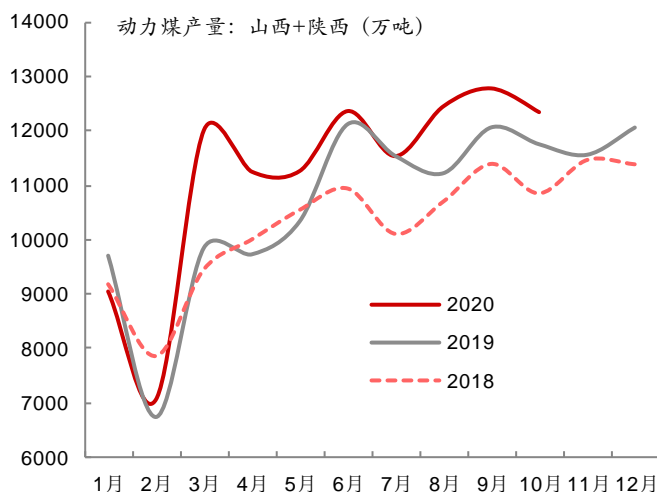
从2021年动力煤增产潜力看，内蒙二季度的低产量存在修复的空间，不确定性在于超产管控是否具有弹性。若2021年内蒙只是修复今年的低产量，增产的幅度预计在6500万吨左右。此外，2021年新增矿井投产数量规模也不大，能够提供的有效供应增量预计不到2000万吨。因此我们预估国内动力煤供应同比增加8500万吨，增速约为2.6%。

图表 27：全国动力煤产量仅略高于去年同期



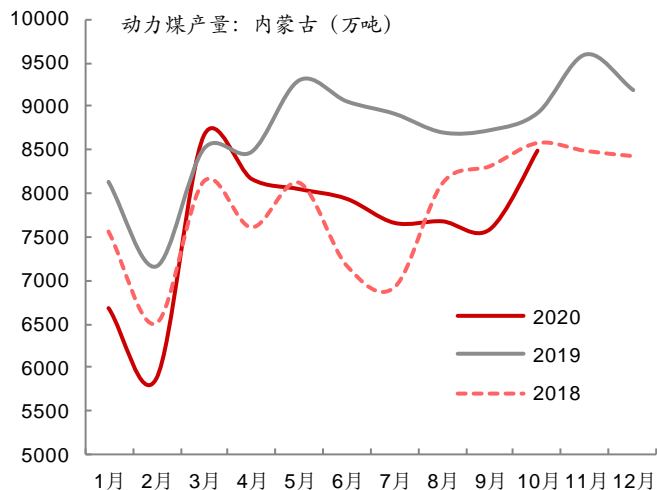
资料来源：中国煤炭资源网，东证衍生品研究院

图表 28：晋陕动力煤产量有同比增量



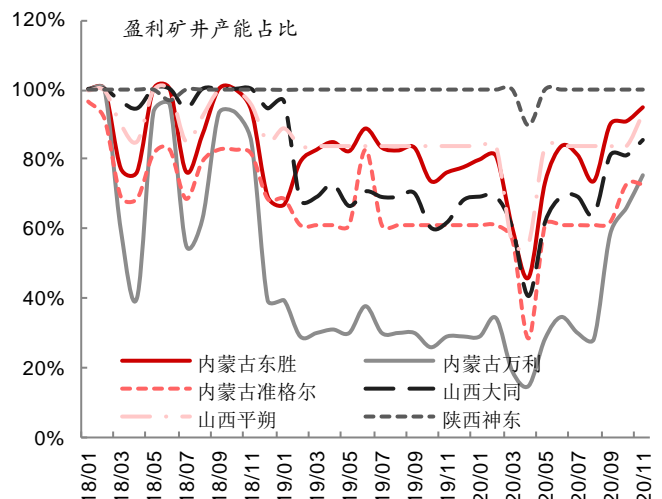
资料来源：中国煤炭资源网，东证衍生品研究院

图表 29: 10 月内蒙动力煤产量有所回升



资料来源: 中国煤炭资源网, 东证衍生品研究院

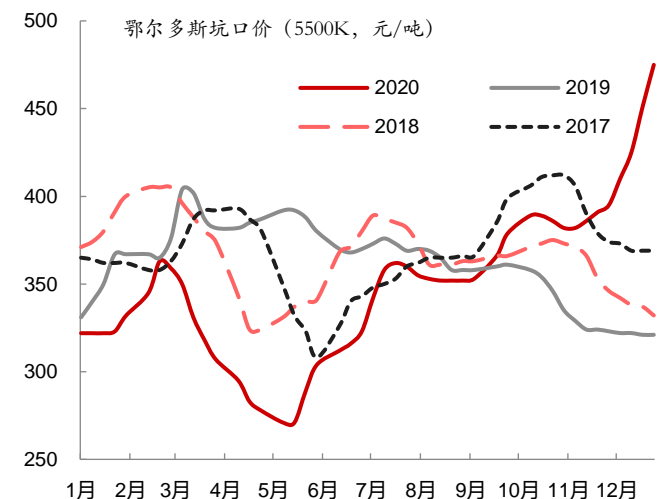
图表 30: 各矿并发运到港利润比例大幅提升



资料来源: 中国煤炭资源网, 东证衍生品研究院

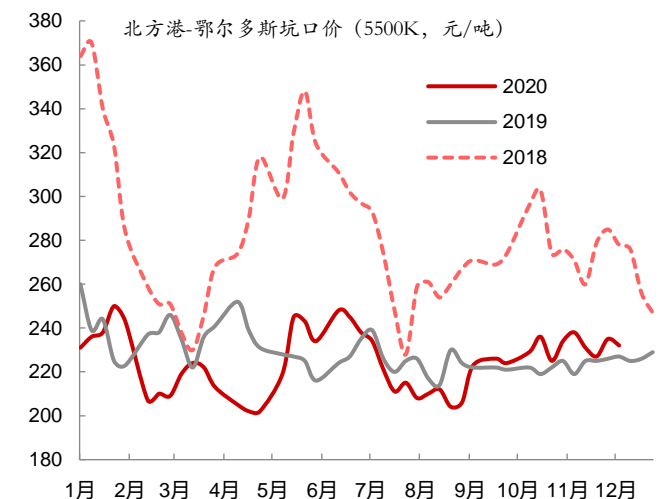
上游坑口供应释放存在瓶颈的表现是, 本轮坑口价的涨幅大幅高于 2017 年以来历次煤价上涨的阶段。因此, 港口现货价格与坑口基本呈现同步上涨的格局。即便 11-12 月港口煤价迅速上涨, 与坑口的价差也并没有明显拉开。这与 2018 年的情况有很大的差异。因此, 即便是在高煤价的状态下, 贸易商向港口发运的力度也没有很明显的提升。环渤海入港的日均铁路调入量自 11 月份以来确有环比提升, 但依然低于今年 5-6 月的水平以及 2018 年的同期水平。背后的因素也是 11 月以来港口与产地的价差甚至没有超过今年年中的水平。若无保供的要求, 贸易商发港口的意愿也比较弱。

图表 31: 产地煤价涨幅超出过去几年



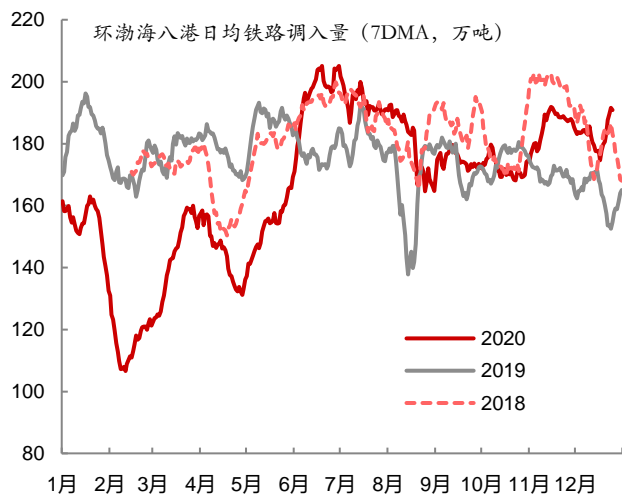
资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (截至 2020/12/2)

图表 32: 北方港与坑口价差没有拉开



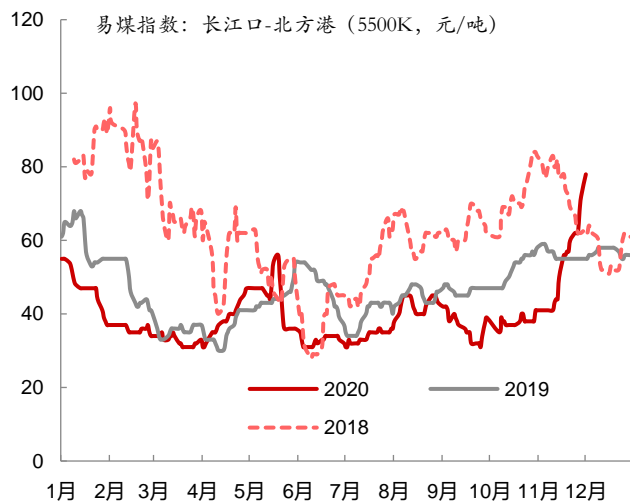
资料来源: 易煤网, 东证衍生品研究院 (截至 2020/12/2)

图表 33: 环渤海港口铁路调入量还不及年中水平



资料来源: 中国煤炭资源网, 东证衍生品研究院

图表 34: 长江口与北方港价差迅速拉大



资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (截至 2020/12/2)

环渤海港口现货资源偏紧同时也导致向长江口和江内港的发运不足。不同于北方港与坑口价格没有拉开的现象, 12 月初长江口与北方港的现货价差已经快速上升到了过去三年比较高的水平, 也意味着江口库存和现货供应已经处于相当紧张的状态。

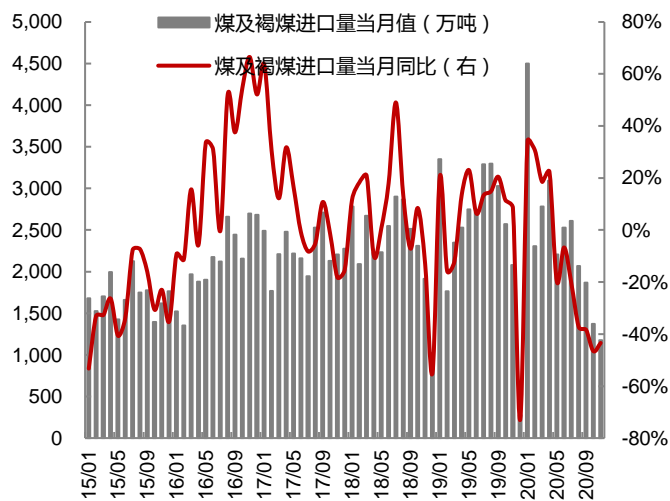
在目前的价差结构下, 导致煤价大幅上涨的矛盾点还是在于产地。在煤价上涨的环境下, 产地的供应释放依然存在瓶颈。因此, 运力的倾斜对于稳定煤价只是权宜之计, 若产地供应释放有限, 也很难改变贸易商发运港口意愿偏低的问题。

3.2、进口煤政策高度不确定, 澳煤管控影响中高卡煤

2020 年对于进口煤额度的严格控制是比较超出市场预期的, 多数海关在 7 月份进口额度已经比较紧张了, 8 月份开始煤炭进口明显下降, 即便煤价一路上涨, 对于进口额度的控制并没有明显的放松, 仅在 12 月进口通关有所放松。截至 11 月, 煤及褐煤的累计进口量 2.65 亿吨。如果考虑 12 月通关的放松, 全年进口量可能在 2.8 亿吨左右, 基本上与 2018 年的水平持平。

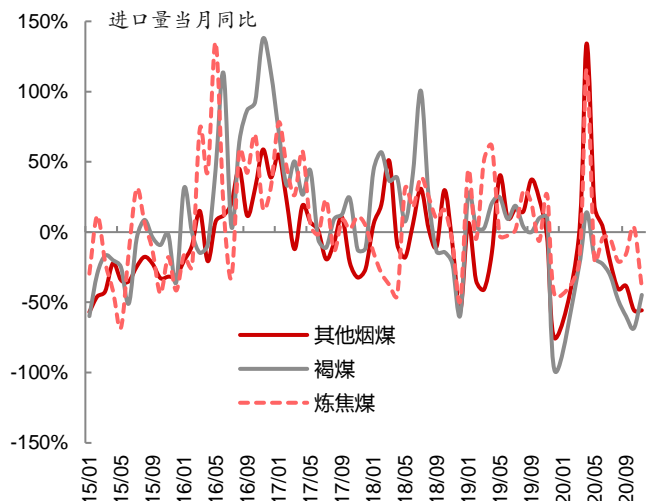
同时, 今年各煤种的进口结构也有比较大的变化, 由于上半年疫情后动力煤 (包括褐煤) 进口量较大, 下半年进口额度限制后, 动力煤进口量的下降更为明显。而炼焦煤的进口同比降幅则相对比较有限。同时, 主要进口来源国在通关受限的情况下也更多保证了炼焦煤的发运通关, 核心因素还是海外高炉复产节奏偏慢, 海运炼焦煤相对于国内焦煤具有更强的价格优势。1-11 月, 在澳大利亚进口煤中, 炼焦煤占比约为 45.3%。而去年同期, 这一比重约为 40.3%。另外, 下半年印尼褐煤进口量同比下降幅度也很大。因此, 以广义动力煤 (包含褐煤及无烟煤) 口径, 1-11 月进口累计同比下降 13.54%, 炼焦煤进口量则同比下降 5.22%。

图表 35: 下半年煤炭进口通关管控严格



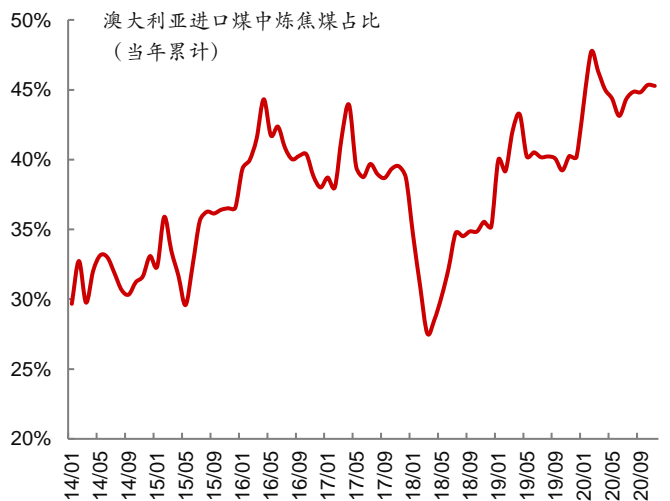
资料来源: 海关总署, 东证衍生品研究院 (截至 2020/11)

图表 36: 下半年动力煤进口降幅高于炼焦煤



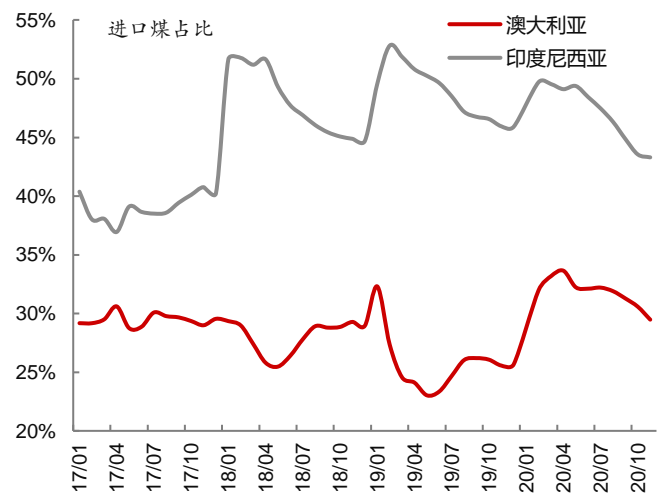
资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (截至 2020/11)

图表 37: 澳大利亚进口煤中炼焦煤占比提升



资料来源: 海关总署, 东证衍生品研究院 (截至 2020/11)

图表 38: 澳大利亚相较印尼进口煤比例在提升



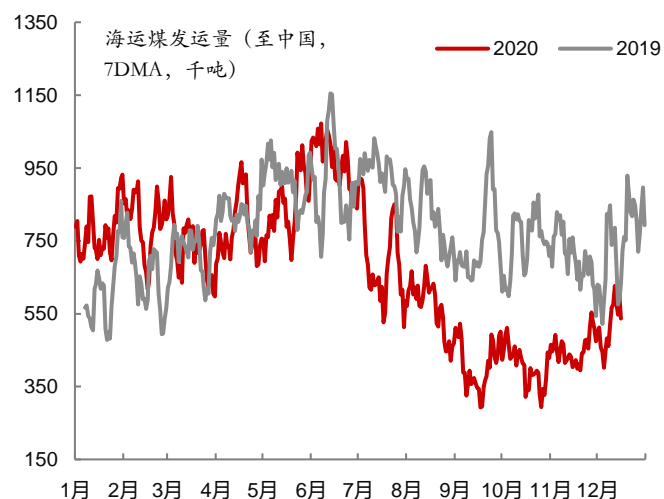
资料来源: Wind, 东证衍生品研究院 (截至 2020/11)

进口煤政策是明年动力煤市场非常重要的变数,也是在目前对动力煤价格趋势进行判断比较大的难点。首先,我们认为相对确定的是,明年对于动力煤进口总量控制的方向并不会转变。在逐渐削减煤炭消费的背景下,要保证国内煤炭企业利润的稳定,加大内循环、减少煤炭进口必定是未来的政策导向。因此,我们认为 2021 年煤炭进口总量不会超过今年的水平,即在 2.7-2.8 亿吨左右,可能更倾向于 2.7 亿吨。

虽然下半年进口澳煤通关十分严格,但从全年看,进口澳煤的比例实则在提升,而印尼

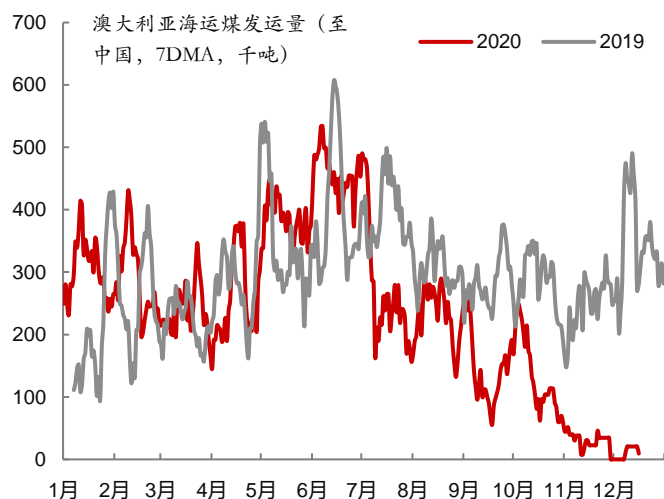
进口煤比例逐渐下降。澳大利亚进口煤的管控力度同样将是影响煤炭市场的重要因素。11月以来，我们根据航运数据看到发往中国的海运煤开始低位回升，不过与去年的水平还有比较大的差距。澳大利亚仍基本没有往中国发运的海运煤，印尼发运量则快速增加到与去年接近的水平。其他相对非主流的进口煤，例如俄罗斯煤已经超过去年同期，但对总量影响相对有限。也就是说，目前澳大利亚进口煤还完全没有看到放开的信号。

图表 39：11 月起发往中国海运煤有小幅回升



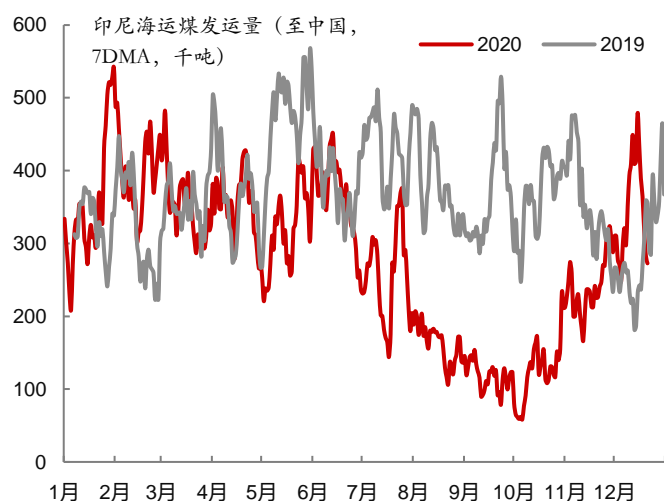
资料来源：汤森路透，东证衍生品研究院（截至 2020/12/15）

图表 40：发运中国的澳洲进口煤依然寥寥无几



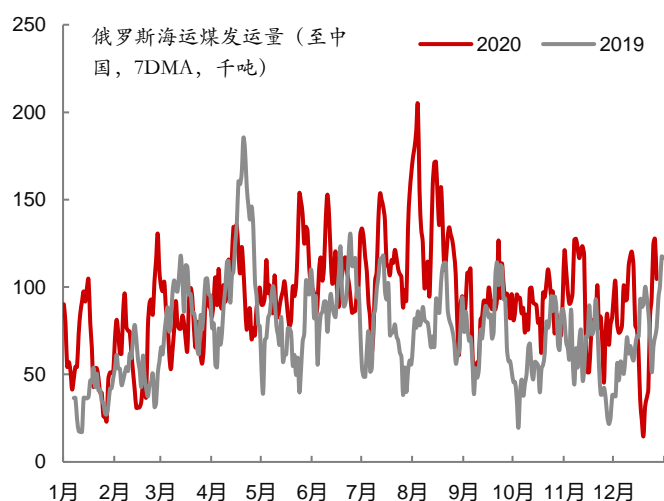
资料来源：汤森路透，东证衍生品研究院（截至 2020/12/15）

图表 41：印尼煤发运量已经与去年水平接近



资料来源：汤森路透，东证衍生品研究院（截至 2020/12/15）

图表 42：俄罗斯煤发运量高于去年同期

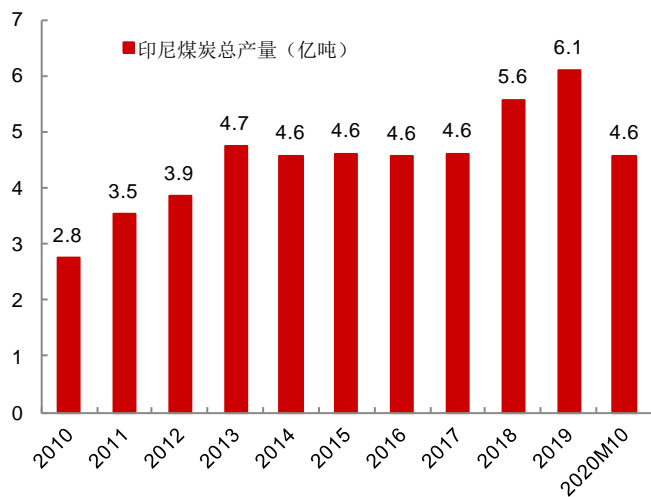


资料来源：汤森路透，东证衍生品研究院（截至 2020/12/15）

截至 2020 年 11 月，我国共从澳大利亚进口煤炭 7808 万吨，其中 3536 万吨为炼焦煤，其他烟煤 4255 万吨。另外 1-11 月印尼和蒙古进口煤分别为 1.15 亿吨和 2677 万吨，全年预计 1.2 亿吨和 3000 万吨。其中蒙古进口煤中八成成为炼焦煤。我国煤炭进口的峰值出现在 2019 年，印尼和蒙古进口煤峰值分别为 1.38 亿吨和 3620 万吨。对于明年的进口煤格局，我们目前只能进行情景假设：

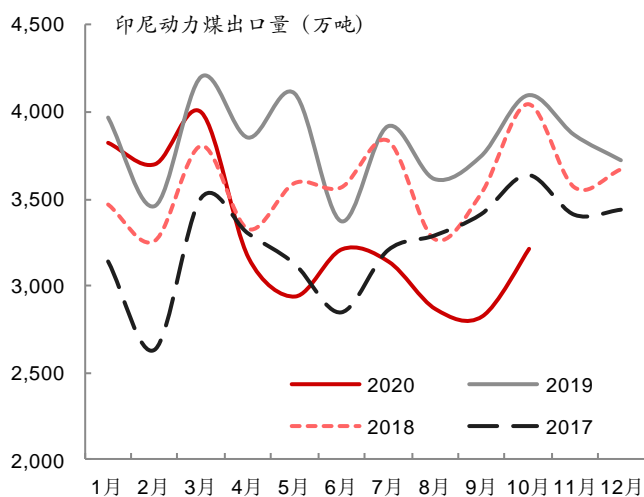
1) 若 2021 年澳大利亚进口煤被完全限制，那么理想的情况是，2020 年所有的进口澳煤能够通过其他国家实现分流，进口总量在 2.7 亿吨左右。蒙古方面，由于存在口岸物流能力的限制，有进口的上限。2020 年 288 口岸日均通车量约为 518 车，其通关极限不到 1500 车，而由于节日、疫情防控等因素很难达到上限，实际突破 1000 车已经是很高的发运水平。我们相对乐观的预计，2021 年日均通关达到 800 车以上，进口增量约为 700 万吨，其中动力煤 140 万吨。非主流国家我们较为乐观的估计增加 1000 万吨的进口，其中动力煤占 70%，约 700 万吨。那么，印尼进口煤需要增加 5800 万吨，相当于同比增加 48.3%，能够达到 2.7 亿吨的总进口量。2020 年印尼煤炭总产量预计在 5.6 亿吨左右，如果 2021 年增产，恢复到 2019 年的水平已经比较理想。另外，印尼煤出口比例逐年下降，2019 年在 75%左右，按此推算下来印尼出口煤增量也仅不到 6000 万吨。因此，达成上述目标的难度是很大的。如果能够达成，动力煤进口将同比增加 2385 万吨。不过，由于印尼煤多数为褐煤以及中低卡动力煤，如果按进口印尼煤平均热值 4000 大卡、澳洲煤平均热值 5000 大卡将印尼煤粗略折算成澳煤热值，相当于多增动力煤进口 1200 万吨。

图表 43：印尼煤炭产量情况



资料来源：Bloomberg（2020 年为 1-10 月总和）

图表 44：印尼近四年来动力煤出口量



资料来源：Bloomberg（数据截至 2020/10）

2) 若 2021 年澳大利亚进口煤被完全限制，但蒙古和印尼往中国发的进口煤只能达到过去的峰值。相较峰值，蒙古和印尼大体上分别有 600 万吨（其中 120 万吨动力煤）和 1800 万吨的增量空间。其他非主流国家同样按照 1000 万吨进口煤增量（其中 700 万吨动力煤）进口增量来估算，非澳洲共有 3400 万吨的煤炭进口增量和 2620 万吨的动力煤进口增量。

在这种情况下就远远不能抵消澳煤进口被限制的影响，进口总量将只有 2.3 亿吨，动力煤名义进口量下降 1600 万吨。如果考虑热值折算，影响会更加明显。

3) 若下半年澳大利亚进口煤能够被放开，以今年一半的水平来测算，即进口 3900 万吨煤炭和 2128 万吨的动力煤。那么在印尼进口增加 2500 万吨、蒙古增量 500 万吨、非主流增量 500 万吨的情况下，全年进口大致在 2.7 亿吨左右。动力煤进口与今年基本持平（考虑印尼热值问题）。

总体来看，我们认为如果 2021 年全年对于澳大利亚进口煤进行严格的限制，那么要补上进口煤的缺口需要印尼进口煤大幅放量。但上述测算的增量规模也是很难达到的。如果按照往年进口峰值水平来测算，则动力煤也会面临进口下降的问题。同时，由于进口澳煤偏中高热值，而印尼煤往往是中低热值和褐煤，若电厂广泛使用印尼煤，出于配煤和降煤炭消费目标，也会对国产中高卡煤形成结构性的需求拉动。

3.3、政策目标多维度，对市场高煤价接受度或提升

从今年动力煤市场行情来看，政策对于现货煤价上涨的容忍程度似乎有所提高。经过 2017-2018 年动力煤价格几轮大幅上涨，如何调控煤价应当已经有很多经验。2018 年虽然煤价也出现了大起大落的状态，但振幅逐渐收窄。产地增产+运力倾斜+放开进口通关是常用的缓解高煤价组合拳。但是以今年的情况看，9 月下旬，港口现货煤价就已经涨破了 600 元/吨的绿色区间上沿。进入季节性旺季后，更是加速上涨。根据 CCTD 现货价格指数，目前港口 5500 大卡现货再度接近 750 元/吨的水平。虽然在政策上也同样实施了放松进口通关和要求产地大矿增产的措施，实际供应的增量并不十分明显，澳煤通关也没有放松。这固然与今年矿难事故较多以及政治上比较敏感有关。但整体来看，政策对于现货煤价的波动容忍度似乎有所提升。

我们认为之所以会发生这样的变化，主要可能源自以下几方面的原因：

1) 相较于动力煤现货价格的变化，政府更为关注的是电厂的用煤成本。即使用 CCTD 秦港 5500 大卡现货价格指数来衡量，由于上半年基数较低，全年均价也仅有 573 元/吨。另外，上年度的低现货煤价使得煤电长协签订并不顺利。而今年年末，煤价的上涨也使得中长期合同签约量上升，煤炭交易会签约量已经达到 13.75 亿吨。因此，不排除未来在对于电煤采购价有更多控制的同时，相对淡化对市场煤波动的关注。

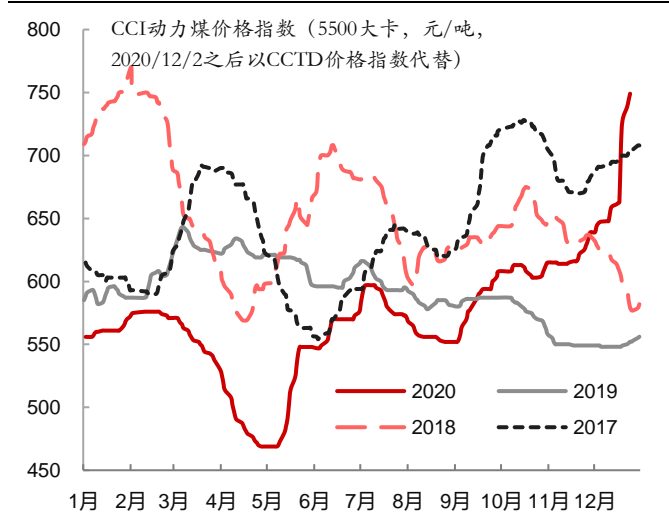
2) 从煤炭需求的长期格局来看，由于习近平总书记已经在第 75 届联合国大会期间提出了 2030 年碳达峰以及 2060 年实现碳中和的目标，那么未来煤炭总消费量下降已经是大势所趋。十四五期间，各地还将继续出台能源双控目标和减煤方案。从平衡煤炭总需求下降和煤炭企业盈利的角度看，对于进口煤和国内不合规产能的管控同样也是大势所趋。因此，未来几年大概率会持续对进口煤管控趋严的状态，以缓解在高内外价差的环境下，对于国内煤企盈利的冲击。

3) 更深层看，针对煤炭行业的政策调控始终都秉持着多重目标。首先，要兼顾电企的成本控制和煤炭企业盈利。基于此，引入煤电中长期合同，降低电煤成本的波动性。其次，要在削减煤炭消费的大趋势下保证煤企经营不受太大影响。因此要从供给端控制煤

炭进口并控制上游煤矿超产。另外，要实现碳中和的目标，除了政策上引导高耗能行业淘汰落后产能外，也不排除通过提高市场煤价格中枢的方式来挤压高耗能行业利润，这是另一重推动高耗能去产能以及减少煤炭消费的方法。

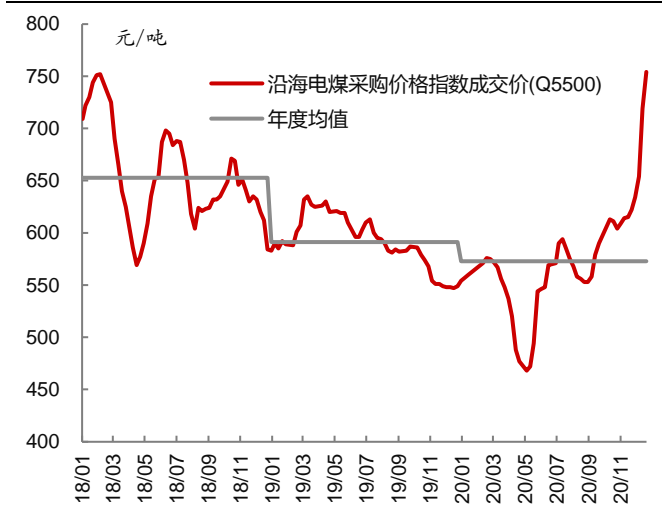
因此，基于我们的分析和猜测，预计未来在鼓励电煤中长协合同比例进一步提升，控制电厂用煤成本的同时，加快煤化工一体化和上下游整合的进程。通过对进口和上游生产加以更多限制的方法来提升市场煤价格中枢，对市场煤价波动的管控力度减弱，以挤出部分对煤炭成本敏感的高耗能行业。相应的，市场煤的比重也会进一步下降。

图表 45：港口动力煤现货价格接近前高



资料来源：Wind，东证衍生品研究院（截至 2020/12/25）

图表 46：2020 年电煤采购均价仍在回落



资料来源：Wind，东证衍生品研究院（截至 2020/12/24）

4、2021 年动力煤市场展望及投资建议

基于对动力煤供需的分析，我们给出对于 2021 年供需平衡的预测。但需要指出的是，由于市场不确定因素较多，当前给出的供需平衡只能代表一种对不确定因素进行前提假设的预判。当前市场相对具有确定性和不确定性的因素包括：

- 1) 目前看，需求端进一步增长的确定性是相对比较强的。在海外延续宽松以及后续刺激力度还会加码的情况下，制造业的复苏周期仍未结束，工业品生产依然相对旺盛。主要用煤行业的需求仍将维持增长。
- 2) 供应端存在高度不确定性。在今年煤矿事故较多的情况下，安监及超产管控的力度和进口煤政策很难得出明确结论。我们对国内供应的预测基于上文给出的 8500 万吨增量，即超产控制依然比较严格，内蒙弥补二三季度产量下降的缺口以及少量新增产能投放。进口量给予偏乐观预期，即总量上印尼、蒙古、非主流国家补充澳煤缺失后的缺口，但难以完全补足。而由于炼焦煤进口量的下降，动力煤进口量结构性小幅增长。

图表 47：2021 年动力煤供需平衡测算（单位：万吨）

	2016	2017	2018	2019	2020E	2021F	2021 同比
国内供应	282,421	290,456	306,454	319,003	315,000	323,500	2.70%
净进口	18,881	19,457	21,293	22,057	20,560	21,000	2.14%
总供应	301,302	309,913	327,747	341,060	335,560	344,500	2.66%
电力用煤	181,896	188,090	201,085	205,781	206,810	209,912	1.50%
建材用煤	31,526	31,422	28,779	32,063	32,223	33,190	3.00%
冶金用煤	13,873	14,421	15,421	15,974	17,549	18,076	3.00%
化工用煤	16,189	17,903	17,483	19,443	19,777	19,974	1.00%
供热耗煤	22,015	23,154	26,519	28,658	30,180	31,086	3.00%
其他用煤	43,923	39,763	37,544	36,175	35,490	34,958	-1.50%
总需求	309,422	314,753	326,831	338,094	342,029	347,195	1.51%
供需对比	-8,120	-4,840	916	2,966	-6,469	-2,695	

资料来源：中国煤炭资源网、Wind、东证衍生品研究院

总体来看，我们预计 2021 年动力煤供应增速在 2.66% 左右、需求增速 1.51%。供应增速虽然超过需求，但由于 2020 年存在供需缺口，2021 年的缺口虽然有所收窄，但依然延续缺口状态，即总库存继续小幅下降。

基于当前的供需预期，2021 年动力煤延续偏强趋势的概率较大，均价大幅提升是确定性的。同时，如果如我们上文所述，在电煤价格相对受控的情况下，市场煤比例进一步下降，政策可能对市场煤价格的波动关注程度也会有所减弱。对于 2021 年动力煤价格表现，我们认为有几点是比较确定的：1) 动力煤价格依然将延续高波动。在高位煤价和低库存下，不管是基于市场的缺口预期，还是调控政策加码，市场波动率都将上升。因此，如果期权波动率出现阶段性下降，可以考虑进行做多波动率的策略。我们认为市场的高波动性与 2017-2018 年比较类似。2) 中高卡煤出现结构性紧张的概率非常大。在不放开澳煤的情况下，电厂如果大量进口印尼煤，势必要与国内中高卡煤掺配才能达到控制煤耗的要求。加之港口中高卡资源占比本就不高，尤其是临近交割月份，会对盘面形成比较明显的拉动。趋势上，目前我们建议关注一季度旺季末期市场是否存在回调机会，如果旺季临近结束加之年初进口煤通关缓和了下游的紧张状况，并带动期现货价格回调，仍可关注后续做多机会。我们预计动力煤期现货价格将类似于 2017-18 年，处于相当宽幅震荡的格局，期现货价格波动区间可能在 600-800 元/吨。

5、风险提示

煤矿生产大幅放松，不再对进口煤实施管控，供应明显释放。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司，注册资本金 23 亿元人民币，员工近 600 人。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货投资咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所和上海国际能源交易中心会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

东证期货以上海为总部所在地，在大连、长沙、北京、上海、郑州、太原、常州、广州、青岛、宁波、深圳、杭州、西安、厦门、成都、东营、天津、哈尔滨、南宁、重庆、苏州、南通、泉州、汕头、沈阳、无锡、济南等地共设有 33 家营业部，并在北京、上海、广州、深圳多个经济发达地区拥有 134 个证券 IB 分支网点，未来东证期货将形成立足上海、辐射全国的经营网络。

自 2008 年成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持市场化、国际化、集团化的发展道路，打造以衍生品风险管理为核心，具有研究和技术两大核心竞争力，为客户提供综合财富管理平台的一流衍生品服务商。

分析师承诺

顾萌

本人具有中国期货业协会授予的期货执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼21楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com