

降低中国新煤电项目投资战略

岳丽君, Fritz Kahrl, Max Dupuy

2019年5月，中国国家能源局放松了对新建燃煤电厂的限制，给8个省份的新煤电项目开了绿灯¹。能源局于2016年制定并启用该预警系统，用于综合考虑产能过剩，经济不景气和空气质量问题等，限制对新燃煤发电项目的投资。自2016年起，这几乎是对新建燃煤电厂的一次彻底的禁令²。

由于新建燃煤电项目的经济性越来越不确定，即使项目可以通过能源局三管齐下预警体系的评估，但仍不符合中国的长期国家利益。对煤电项目的新投资会产生若干风险：

- 资产风险 - 随着电力需求增长减缓，电力市场逐渐转向竞争性批发市场，以及太阳能，风电和储能成本持续下降，投资燃煤发电项目作为基本负荷容量将不会得到充分利用，且不符合经济性；
- 机制风险 - 2015年国务院出台的电改“9号文件”中希望对本轮电改推动电力部门向清洁、高效和具有竞争力转型；新煤电投资将产生进一步根深蒂固的利益，并推迟电力行业转型。
- 环境风险 - 新建燃煤发电将带来减缓甚至逆转区域空气质量改善进展的风险。

¹ 更具体的说，能源局在脚注2中列出的所有三个指标上给予八个地区“绿色”评级。这些地区包括内蒙古西部，河北北部（非严重污染空气质量区域），陕西（非严重污染空气质量区域），湖北，湖南，重庆，广东和海南。三个省份（辽宁，河南和福建）被评为绿色和橙色等级。详见能源局（2019）。《2022年煤电规划建设风险预警》 http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201904/t20190419_3655.htm。

² 这些限制由称为“煤电规划建设风险预警”的年度预警系统决定。煤电规划建设风险预警的指标体系分为经济性预警（基于投资回报率），装机容量裕度（基于系统备用率）和资源约束（基于空气质量和其他指标）。假定建造新的燃煤电厂需要三年的建设阶段，因此每年的风险预警体制中使用的指标体系适用于未来三年内的煤电投资（比如，2019年报告评估的是2022年的指标）。

如何减少以上这些风险？我们认为需要通过加强现有措施和持续实施现有的三个政策方向，即（1）电力规划和投资，（2）电力市场，（3）环境监管。

电力规划和投资

迈向综合全面的发电规划。 尽管能源局放松了对煤电项目建设的限制，但它也鼓励了各省优先考虑利用非煤资源来满足用电需求增长³。在许多省份，鉴于最近可再生能源发电和储能资源的成本下降，以及这些资源的不断提高的绩效表现，也许可以用来经济高效的满足新增需求。然而，中国现有的投资规划和决策过程仍然以燃煤发电为导向，而非促进非煤资源的最低成本投资。中国拥有电力规划工具和专业知识和知识，可以规划出逐渐摆脱依赖燃煤发电的电力系统，但目前似乎并未真正用于投资规划和决策。2016年，能源局发布了电力规划指南，强调了综合规划的关键作用⁴。实施这些指导方针，鼓励和支持各省达到国际电力规划标准，将建立更加平等的投资竞争环境，并大幅降低投资新煤电的风险。

将风险管理纳入发电规划。 能源局的预警系统和中国的电力规划分析都更广泛地依赖于点估计。在电力需求增长和成本快速变化的世界中，这种方法不必要地将风险从生产者转移到消费者，导致了长期电力成本和电价的提高。中国的规划者可以利用多种工具 - 从情景分析到期权价值分析 - 更好地将风险管理纳入发电规划。这样做可以降低因需求预测错误或经济效益不佳而导致的煤炭过度投资风险。

支持对能效和需求响应的投资。 对于电力需求超过可用供电的省份 - 主要是在中国的北部，中部和东部电网地区⁵ - 对能源效率和需求响应的投资是比新建电厂更低成本，更低风险的选择。中国的能效投资历来专注于工业和交通运输，但现在正处于转型期，因为电力需求增长从重工业转向了信息技术，服务业和居民用户。需要在这些“规模较小”的终端用户的需求侧管理上付出更多努力。一些省份已经对需求响应的基础设施进行了投资，但缺乏创建一种“自我维持”的需求响应行业的商业模式。因此需要对能效和需求响应提供一定的政策支持，为设备制造商、能源服务公司以及负荷服务实体创造新的商业模式。

³ 能源局（2019）。

⁴ 能源局（2016），《电力规划管理办法》。更多讨论见睿博能源智库（2016），《从电力规划看煤电产能过剩和可再生能源弃电的问题》。
https://www.raonline.org/blog/excess-coal-generation-capacity-and-renewables-curtailment-in-china-getting-with-the-plan_cn/

⁵ 在能源局的煤电规划风险预警中，几个省份的装机充裕度指标为绿色。

明确投资规划与批发市场之间的联系。最近的政策推动了大多数的工业用户和燃煤发电企业签订双边协议，并推动了现货市场、规划和投资决策责任的进步。明确新市场背景下的责任，将有助于确保规划和投资决策受到可靠性和环境义务的制约，并将投资风险转移到能够最有效管控之处。在思考规划和市场应该如何交集时，来自美国各州的经验可能是一个有用的参考⁶，例如加州的州综合资源规划。

电力市场

继续实施切实有效的市场设计。电力市场可以成为降低与煤电投资相关风险的一揽子战略的重要组成部分。然而，设计和实施这些市场是一项复杂的工作，而且有许多关键点，根深蒂固的利益可能会混淆或破坏这一过程。最好的方法是避免因来自世界各地市场模型的小细节而引起的干扰，而是将实用和可行的市场模型纳入适合中国体制和国情的地方。随着时间的推移，逐渐开发出更复杂和更精细的市场设计。几十年前，美国类似的独立系统运营商(ISO)和区域输电组织(RTO)市场开始运作，但各种市场设计细节至今仍存在激烈争论。中国的任何初始市场设计都应侧重于支持经济调度，并为投资（和淘汰）选择提供更好的价格信号。此外，在电力市场改革同时不妨准备一个“B计划”，即使用更加有限的行政化手段来改革发电机组调度和补偿制度⁷。如果现货市场的工作在全国或部分地区陷入困境，那么值得考虑采用“B计划”以支持更好的调度和投资结果。

要求所有燃煤机组入市。从历史上看，中国的燃煤发电机组通过年度发电小时数获得了保证的运营时间，所有发电机组大致相同。低效和高效的设备运行的小时数相同，这种方法导致了更高的运营成本。它还通过为机组提供在最小化的运营小时数里运营更少的时间，将燃煤发电商的一些投资风险社会化。现在向双边合同的转变旨在“解除”运营小时规划过程并取消对燃煤发电机组的保障。实现将所有燃煤发电转移到双边合同的目标，将有助于更好地内化发电公司的投资风险。要求燃煤发电商参与现货市场也有助于更好地内化燃料和运营成本风险。

创建允许非火电资源参与批发市场的公平竞争环境。最初，大多数省级中长期市场和现货市场对火电资源只有有限的市场参与度，至少在最初，应为可再生能源提供“优先调度”的待遇。实

⁶ 更多关于加州综合资源规划，请见：<https://www.cpuc.ca.gov/lrp/>。睿博能源智库，自然资源保护协会（2017）《美国电力规划的经验 and 借鉴》<https://www.raonline.org/knowledge-center/power-sector-planning-us-experience-and-recommendations-for-china-cn/>

⁷ 详见睿博能源智库（2019）《对“关于进一步推进电力现货市场建设试点工作的意见（征求意见稿）”的建议》<https://www.raonline.org/knowledge-center/comments-on-national-energy-administrations-advancing-electricity-spot-market-implementation-cn/>睿博能源智库，自然资源保护协会（2017）《美国电力市场设计与实施经验以及对中国的借鉴》<https://www.raonline.org/knowledge-center/electricity-wholesale-markets-us-experience-and-recommendations-for-china-cn/>

施更明确的市场规则，平等对待所有资源（包括可再生能源，储能和需求响应），将有助于支持低成本和可靠的煤电替代品。就可再生能源而言，“优先调度”多年来一直是法律和政策要求，但从未得到全面实施或执行。允许可再生能源充分参与现货市场和中长期批发市场，应该有助于加强优先调度政策的实施。也就是说，风能，太阳能和径流式水电都具有接近零的运营成本，应该在任何设计合理的市场中被优先调度。此外，创建具有跨省的一体化市场非常重要，可以促进外省份的低成本可再生能源替代燃煤发电。所有这些都作为新建煤电项目的替代方案，有助于加强可再生能源和储能的商业模式。

环境监管

实施燃煤机组的现有排放标准。 2015年，中国生态与环境部颁布了一项标准，要求所有“具备改造条件”的燃煤机组在2020年前达到二氧化硫（SO₂），氮氧化物（NO_x）和颗粒物（PM）的“超低”排放标准⁸。为了满足这些与天然气机组排放要求相当的标准，对污染物去除效果的要求很高，远高于美国广泛应用于商业的去污效率。中国国家政策的支持导致了对燃煤电厂污染控制设备的大量投资，据报道，这三种污染物的排放均有显著减少⁹。然而，实验证据表明，报告和观测到的排放之间存在差异¹⁰。更好地执行燃煤发电的排放标准将减少不准确报告，并有助于达到基于测量浓度而非报告的排放量的空气质量标准。它还可以降低不合规的新煤电厂在被迫遵守排放标准时突然变得不经济的风险。

推进二氧化碳定价。 中国计划在2020年从电力部门开始实施二氧化碳排放与交易制度。二氧化碳价格高得多，可以为电力系统的运行和新一代的投资提供强有力的信号。作为投资指南，考虑到最近太阳能、风电以及电池储能成本的下降，将投资从煤电中转移出去，碳价可能不需要设定的那么高。例如，50元/吨二氧化碳成本（约7美元/吨二氧化碳）将使新建燃煤发电机组的运营成本增加约40元/兆瓦时¹¹。与中国的长期能源和气候政策目标相比，成本信号将有助于降低过多的新燃煤发电项目投产的风险。

⁸ 详细的说，具备改造条件的机组应当满足PM, SO₂, NO_x排放标准分别为10 mg/m³, 35 mg/m³, 50 mg/m³，详见《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》http://www.mee.gov.cn/gkml/hbb/bwj/201512/t20151215_319170.htm

⁹ 例如《煤炭也能烧出低排放》，人民日报 <http://env.people.com.cn/n1/2018/0409/c1010-29913123.html>

¹⁰ Karplus, V., Zhang, S., and Almond, D. (2018). Quantifying coal power plant responses to tighter SO₂ emissions standards in China. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 115: 7004-7009. Retrieved from <https://www.pnas.org/content/pnas/115/27/7004.full.pdf>

¹¹ 假定0.8 tCO₂/MWh的排放强度（率），即使用2.7 tCO₂/tce的煤炭排放系数，就相当于净热耗大约为300 kgce/MWh。