



发展清洁高效煤电不可忽视水资源压力

■ 张力小

在《巴黎协定》1.5℃气候目标的约束下，全球正加速推动煤电退出。据IEA报道，在政策、技术和经济的共同推动下，全球煤电厂的关闭数量不断增加，清洁能源正以惊人速度发展，2022年全球清洁能源投资达1.4万亿美元，比2021年增长10%，占能源部门总投资增量的70%。

作为全球气候治理的重要参与者和发展中国家能源转型的引领者，中国着力提高可再生能源在能源市场中的占比，目前已经成为绿色能源装备制造领域的绝对主导者，占据75%的全球市场份额。不过，俄乌冲突导致全球能源供需格局深度调整，各国都将能源安全提到前所未有的高度，我国也不例外。在此背景下，当前我国清洁高效煤电装机和发电量仍呈增长趋势。究其原因，首先，我国“富煤、贫油、少气”的能源禀赋奠定了煤电在电力结构中的主体地位。其次，尽管我国积极发展风电、光伏等可再生能源，但由于目前尚缺乏成熟、经济可行的储能技术，风、光仍难当调峰大任，煤电仍是保障电网稳定、安全运行的压舱石。此外，我国是人口大国，煤电行业容纳了大量劳动力，煤电及其上游煤炭行业提供的就业岗位超过300万个。在多重因素作用下，煤电在我国电力结构中的主体地位短期内较难发生根本性转变。

■ 煤电背后水资源压力浮现

然而，即使是清洁高效煤电，其发展也会加剧水资源压力。IEA发布的相关数据显示，我国发电行业2017年取水占全国总取水量的7%，其中80%用于煤电行业，同时，大量燃煤电厂位于水资源短缺地区。尤其值得注意的是，我国煤电产能向西北缺水地区聚集的趋势明显，或将进一步加剧当地煤电产能过剩和水资源短缺双重压力。煤电在完成保供任务、实现清洁高效转

型的同时，其背后的水资源影响和风险，亟需引起重视。上述影响和风险主要表现在以下三个方面：

首先，我国煤电行业已经取得显著节水成效，但煤电机组耗水效率的进一步提升面临瓶颈。我国高度重视煤电行业节水问题，并颁布一系列相关政策措施。早在2004年，国家发改委就要求在水资源匮乏的北部和西北地区的新建煤电机组采用空气冷却技术，火电厂由此进入空冷机组快速推广时代。“十二五”和“十三五”期间，火电厂空冷市场经历了爆发式增长，十年间，我国机组冷却结构发生显著变化：空冷机组总容量增加了16.6万千瓦，装机容量占比增加10.7%，比循环冷却机组和直流冷却机组新增容量总和还要多。与传统的循环冷却技术相比，空冷技术可以节省60%—80%的水，在北方地区得到广泛应用并带来显著节水效益。2015年“水十条”的颁布标志着我国开始实施最严格的水资源管理制度，“水十条”提出到2020年和2030年，分别将全国用水总量控制在6700亿立方米和7000亿立方米以内，同时要求新建、改建和扩建项目用水达到行业先进水平，严格约束了煤电机组的用水强度。据我们研究团队的测算，2021年我国煤电机组平均耗水强度是1.02立方米/兆瓦时，比2011年下降0.1立方米/兆瓦时。不过，尽管我国煤电行业节水措施取得了显著成效，但耗水量仍呈增长势头。目前，空冷技术的推广面临瓶颈，一方面，北方地区经历了空冷机组大规模推广阶段，推广空间已然不足；另一方面，空冷机组虽有显著的节水效益，但高煤耗、高电耗、占地空间大等问题也限制了其进一步推广。节水技术的发展瓶颈，叠加为新能源提供消纳支撑服务的煤电需求的增加，煤电的耗水量很可能在未来较长时期内仍会增加。

其次，我国新建煤电呈向缺水地区集中趋势，进一步加大了水资源空间压力。我

国中西部地区储存着全国大部分优质煤炭资源，具有极高的开发潜力，西部地区煤炭资源的开发为西部大开发战略、西煤东运和西电东送提供了能源保障，煤电重心向西部地区转移已成为不可避免的趋势。但是，中西部地区水资源匮乏，煤电西移必然加剧当地煤电和水资源之间的矛盾。我们的研究结果显示，我国煤电机组分布区域与面临高水压力的区域大面积重合。2015年共有4.64亿千瓦煤电装机位于面临高水压力的区域，如新疆、内蒙古、甘肃、陕西等省区，占全国煤电装机总量的53.45%。到2021年，面临高水压力区域的煤电装机容量已扩大至6.25亿千瓦，占全国煤电装机总量的58.23%，高水压力地区的能-水矛盾愈发凸显。

此外，气候变化加剧了电力供应系统的脆弱性。全球变暖背景下，干旱、热浪等极端天气频发，使本就紧缺的水资源进一步缩减，影响电力系统供应。一方面，煤电面临冷却水短缺的风险。气候变化带来的冷却水供应不足，导致煤电断产现象开始在全球范围内出现。例如，2016年印度受严重干旱影响，燃煤发电行业遭受了至少3.5亿美元的经济损失。这给我国带来警示：一旦煤电产能受到水源短缺的限制而停产，电力供应系统将面临巨大风险，进而给经济社会发展带来巨大挑战。另一方面，电力系统面临“水电持续缺乏、煤电保供不足”的紧张局面。气候变化改变了降水模式，水电首当其冲。在我国，水电和煤电共同贡献了超过76%的发电量，水电和煤电存在此消彼长的关系，水电供应不足意味着煤电将肩负更多发电职责。近年来，受主要流域异常干旱等不利因素影响，我国西南地区的多个水电大省均不同程度出现缺水现象，导致2021年我国水力发电量首次下降。2022年以来，极端天气愈演愈烈，长江流域甚至“汛期反枯”，水电短缺叠加极端高温导致用电负荷激增，南方多地出现“水电缺乏、煤电保供”现象。

■ 破解“能-水”矛盾可从三方面入手

为破解当前的“能-水”矛盾，并防范未来煤电发展过程中可能出现的水资源风险，建议从以下三方面入手强化“能-水”协同可持续利用。

首先，继续加快推进能源转型，不断提升能源电力系统韧性。发电方式深刻影响着电力生产的水资源利用效率，燃煤发电的用水量远超过天然气发电、风电、光伏发电，不断突破可再生能源发展道路上的技术瓶颈，加速煤电向更可持续的电力方向转型，不仅是应对气候变化和实现“双碳”目标的可行之路，也是缓解“能-水”矛盾、保护水资源可持续发展的必然选择。建议从技术、管理两方面着手，一方面，打破风光“靠天吃饭”的困局，加速储能技术研发，依靠储能技术实现调峰调频、系统备用、黑启动等电网灵活性提升，保证电网安全稳定运行；另一方面，要以更大力度促进新能源消纳，进一步完善管理体制和机制，创新管理制度，打破现有利益格局，加强对企业的约束力，提高执法和监督力度，彻底消除弃风、弃光体制机制障碍，从管理制度上化解火电和新能源发电矛盾。

其次，淘汰落后煤电机组，突破空冷机组技术瓶颈，实现现役燃煤机组综合升级改造。“十二五”和“十三五”期间，通过“上大压小”、技术改造、加强水资源管理等措施，我国燃煤机组的水资源利用效率显著提升，但并未彻底消除落后机组，仍有部分燃煤机组存在技术粗放、管理不善、能耗偏高等问题。据我们的统计，2021年，我国尚存在2.44万千瓦小火电机组（≤100兆瓦），这些机组的用水效率远低于全国平均水平，给当地造成了不必要的水资源消耗，因此，应继续推进“上大压小”政策，优先淘汰小火电落后机组。在空冷机组的进一步推广方面，首先需补齐空冷技术短板，通过使用先进的燃烧技术、改进燃烧过程、

提高热回收利用率等方法提高空冷机组的热效率和发电效率。同时，积极探索和创新煤电机组节能改造技术，及时总结机组升级改造示范项目先进经验并适时向全国推广应用，在技术支持下，科学制定机组改造实施方案，有序推进燃煤机组的综合升级改造。

再次，加强能源部门和水资源部门之间的合作，统一规划、协同发展。一方面，在能源规划中加强对水资源的约束，始终坚持“以水定产”原则，充分发挥水资源作为重要刚性约束因素的作用。特别是针对中西部缺水地区，当地已经广泛使用空冷和水循环等节水技术，燃煤机组的技术节水潜力已非常有限，为了避免煤电机组聚集导致当地陷入水资源枯竭困境，必须要在中西部缺水地区设置煤电机组容量上限，严格控制水资源总用量。另一方面，要在能源低碳发展中统筹考虑水资源问题，以促进我国低碳转型和水资源保护协同发展。尤其值得一提的是，碳捕集与封存技术（CCS）等低碳技术的应用可能会带来新的水资源问题，已有研究表明，配备CCS的循环冷却机组在运行过程中要消耗近乎翻倍的水量。考虑到CCS技术在实现碳达峰碳中和目标中具有巨大发展潜力，需要认真权衡此类低碳技术产生的水资源成本和气候减排效益。

党的二十大报告提出，推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。在碳达峰碳中和目标愿景下，煤电退出是大势所趋，但不可能一蹴而就，因此，不能忽视煤电发展所带来的资源压力和环境影响。以更长远的眼光审视煤电转型与发展，从技术、规划和管理等层面精准施策，强化部门协作，才能实现“能-水”相容。同时，考虑到气候变化带来的水资源和煤电供给的脆弱性，必须在能源和水资源部门采取相应政策，适应气候变化、提高能源供给稳定性和水资源管理综合韧性。

（作者系北京师范大学环境学院副院长）

工业柔性负荷规模化参与系统调节的瓶颈及思考

■ 邵冲 刘志文 李岩 韩明宇

随着新型电力系统的加速构建，仅考虑利用电源侧、电网侧资源已难以满足系统安全高效的运行需求，需求侧柔性资源的灵活调节价值亟需释放。我国工业负荷规模大、规律性好、可控性强，可调节潜力巨大，是需求侧资源利用的优先挖掘和重点开拓方向。但在全国各地需求响应试点实施过程中，工业用户普遍存在参与积极性不高、执行率偏低的现象，需求响应效果未达预期。如何更好地激发工业负荷主动参与系统调节，促进新型电力系统高效运行，成为行业各界关注重点。

● 工业负荷参与需求响应呈三大特点

首先，参与调节方式多种多样。与其他用户相比，工业用户日负荷曲线较为平稳，峰谷差较小，其参与系统调节方式主要包括：产量调整，调整某时段生产规模，工序调

整，部分负荷调整到谷时段或设备维修安排在峰时段；辅助负荷，生产过程中可以短时间的辅助负荷；回收利用，生产过程中的余热、余压、余汽再转换为电能利用。

二是参与调节的意愿参差不齐。从近两年广东省市场化需求响应运行情况来看，工业领域是需求响应市场参与主体，主要集中在水泥、钢铁、石灰等制造业。分结构来看，水泥、钢铁等传统行业参与程度较好，但汽车制造、电子设备等新型工业用户的参与积极性一般，实际响应容量占需求容量的比例较低。

三是参与调节呈现较强计划性。与其他用户相比，工业负荷主要在供需紧张时段发挥削峰功效，作为有序用电的前置保障措施，受工业生产计划性及人工因素影响，其发挥填谷功效较少。另外，各省补偿激励经费主要来源于需求侧管理专项资金、尖峰电价增收资金、市场化用户分摊等多种方式构建的资金池，因此，资金池总量约束也就成为需求响应实施的经济制约因素，一旦资金池耗尽则无法继续触发需求响应实施。

● 工业用户参与系统调节面临瓶颈

工业生产缺乏对可调节负荷资源的管理。工业可调节负荷与生产工艺流程强相关，且不同生产工序间的关联性较强。由于大多数企业普遍担忧参与调节可能直接或间接影响自身正常

生产或商业利润，未将可调节负荷资源价值纳入生产经营过程管理。此外，大部分企业没有部署企业能源管理系统，难以对可调节负荷资源进行有效监控和分析，导致错失参与电网调节的机会。

可调节资源响应特性及潜力难以确定。一方面，工业负荷设备多样、调控机制各异、生产信息具有私密性等导致工业负荷设备与电网双向调控存在信息壁垒，难以满足实际评估需求；另一方面，不同门类工业生产工艺和用电环节特性差异大，调节能力与客户订单、生产工艺、能耗特征耦合关系复杂；此外，工业负荷调控的实现依赖虚拟电厂、负荷管理中心等部门的支撑，同时还要兼顾碳排放和政府监管，复杂度高，实现难度大。

激励措施尚不足以激发用户积极性。电子信息、新能源汽车等新兴产业单位的用电成本占比较低，现有补贴政策难以补偿用户参与系统调节的损失，需求侧实际响应容量与用户申报容量存在较大偏差。同时，由于目前激励补偿资金来源具有临时性，政策预期存在不确定性，尚未形成长期稳定来源，使得工业用户难以从中获得稳定收益。

用户设备控制实现难度大。工业生产环节设备众多，需要结合各生产工业及设备独立安装控制设备。同时，需求响应标准实施情况不理想，工商业负荷参与电网调节时，内部设备和系统接口未按照相关标准进行建设，导致用户系统贯通和设备数据接入难度大。

● 四措并举促进工业用户参与系统调节

开展工业可调节负荷分级分类普查评



图为深圳虚拟电厂管理中心。 黄志伟/摄

估。为了更好地发挥工业可调节负荷潜力，需进行分级分类普查，根据不同负荷类型、响应特性对工业负荷进行多维度分级分类，实时掌握可调节资源的数量、分布及响应特性。

优化需求响应激励机制及措施。基于区域-用户-设备实时监测和数据分析，开展需求侧资源可调节潜力测算，基于用户生成过程和经济因素研究各类工业负荷的实际调节潜力，并建立不同柔性负荷参与需求响应补偿定价与响应容量的映射关系。研究各类负荷参与市场交易的产品类型以及投标定价、互动响应策略。

进一步引导工业用户参与系统调节。加强对需求侧资源利用的宣传引导，以用户利益为核心，从最大化保障用户正常生产角度出发，加强与用户的沟通交流，实地调研了解用户的切需求和

意见，积极解决工业用户参与系统调节的实际困难，推动各类工业用户参与工业生产管理，建立工业用户表后数据共享与获取机制。

加强需求响应关键技术和标准体系建设。夯实需求响应硬件基础，提升系统数据监测、状态感知、信息通信、智能控制等方面水平，推动需求响应硬件设备国产化。持续开展需求响应相关标准制修订，明确需求响应相关供应侧应遵循的一致性标准要求，推动政府部门、企业协会加强标准的实施监督。

（四位作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司）



图为南方电网深圳供电局数字电网平台展现的深圳湾“春茧”一带的城市及电网三维图景。 孙蓉蓉/摄

