



中国核能行业协会
CHINA NUCLEAR ENERGY ASSOCIATION

中国核能行业协会重大问题联合研究专项 成果汇编（2017-2022年）

中国核能行业协会 编

中国核能行业协会重大问题联合研究专项成果汇编（2017-2022年）

编 著 中国核能行业协会

编 辑 中国核能行业协会重大问题联合研究办公室

开 本 787mm×1092mm 1/16

印 张 13.375 **字 数** 121 千字

版 次 2022 年 8 月第 1 版 2022 年 8 月第 1 次印刷

印 数 400 本

网站:<http://www.china-nea.cn>

电话: 010-56971718

中国核能行业协会重大问题联合研究 协调委员会

- 张廷克 中国核能行业协会副理事长兼秘书长
- 曹述栋 中国核能行业协会副理事长
中国核工业集团有限公司副总经理
- 高立刚 中国核能行业协会副理事长
中国广核集团有限公司总经理
- 卢洪早 中国核能行业协会副理事长
国家电力投资集团有限公司副总经理、国家核电技术公司董事长
- 王文宗 中国核能行业协会副理事长
中国华能集团有限公司副总经理
- 张海权 中国核能行业协会副理事长
哈尔滨电气集团有限公司总经理助理
- 高峰 中国核能行业协会副理事长
东方电气股份有限公司副总裁
- 邵建明 中国核能行业协会副理事长
上海电气核电集团总裁
- 王凤学 中国核能行业协会副理事长
国家电力投资集团有限公司核能业务总监
- 卢铁忠 中国核能行业协会副理事长
中国核能电力股份有限公司董事长
- 蒋兴华 中国核能行业协会副理事长
大亚湾核电运营管理有限公司总经理
- 杨波 中国核能行业协会副秘书长

中国核能行业协会重大问题联合研究 协调委员会指定代表人

- 王加胜 中国核工业集团有限公司战略规划部副主任
陈公全 中国广核集团有限公司战略规划部副总经理
刘 非 国家电力投资集团有限公司核能部副主任
吕华权 中国华能集团有限公司核电事业部副主任
樊险峰 哈尔滨电气集团有限公司核电事业部总经理
唐洪驹 东方电气股份有限公司核电事业部副总经理
唐伟宝 上海电气核电集团总工程师
屈凡玉 中国核能电力股份有限公司战略投资部主任
王 勇 国家电投核能产业创新中心副主任
陈 军 大亚湾核电运营管理有限公司首席创新官

前 言

为有效联合核能行业重点骨干力量，聚焦解决我国核能发展中的重大共性问题，中国核能行业协会联合中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国华能集团有限公司、哈尔滨电气集团有限公司、中国东方电气集团有限公司、上海电气集团股份有限公司于 2017 年下半年首次组织开展了行业重大课题研究，并自 2018 年起，设立中国核能行业协会重大问题联合研究专项（以下简称“研究专项”），成立重大问题联合研究协调委员会并建立长效机制，共同开展核能行业重大共性问题研究。

在各集团的大力支持下，在重大问题联合研究协调委员会的领导下，协会坚持以课题研究成果的有效应用为导向，以突出联合研究为特色，以课题首席专家（或组长）负责制为核心，以行业骨干智库成员单位为依托，高水平组织完成并发布了《我国三代核电战略价值研究》等 17 项重大课题联合研究及其核心成果报告，共有 9 项联合研究核心报告先后报送党和国家领导人以及政府主管部门供决策参考，其中，《关于促进我国三代核电安全高效可持续发展的建议》《关于在我国西北地区建造集中共享低放废物处置场的建议》《关于启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设的建议》《关于有效保障我国三代核电经济性的建议》《关于推进华中地区“十四五”核电发展的建议》等获党和国家领导人的高度重视和重要批示，为推动我国核能可持续发展发挥了重要作用。

现将 2017 至 2022 年期间，研究专项课题成果核心报告进行汇编，以供参阅、参考。

目 录

1.关于促进我国三代核电安全高效可持续发展的建议	- 1 -
2.关于有效保障我国三代核电经济性的建议	- 10 -
3.关于统筹推进新时代核能产业高质量发展的有关建议	- 20 -
4.关于推进华中地区“十四五”核电发展的建议	- 34 -
5.关于在我国西北地区建造集中共享低放废物处置场的建议	- 42 -
6.关于启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设的建议	- 53 -
7.协力共创新时期我国核能公众沟通工作新局面	- 60 -
8.坚持走有中国特色的核能公众沟通之路	- 72 -
9.中国三代核电足够安全	- 81 -
10.我国自主三代核电工程限额设计方法路径研究	- 91 -
11.关于推动我国核电技术自主化及设备国产化的有关建议	- 105 -
12.模块化小堆在我国能源发展中的战略地位	- 115 -
13.百年逐梦，铸大国核能发展之辉煌	- 138 -
14.关于落实长江经济带战略推动华中地区核电发展的有关建议 ...	- 144 -
15.关于碳达峰碳中和目标下我国核能发展的有关建议	- 160 -
16.关于深化我国核电行业与世界核电运营者协会合作的有关建议	- 169 -
17.核电行业数字化转型发展指引	- 179 -

关于促进我国三代核电安全高效可持续发展的 建议¹

为深度研究我国三代核电发展的政治社会经济生态战略价值，深刻认识核电发展对实现我国“两个一百年”奋斗目标的重要作用，中国核能行业协会联合中国核工业集团公司、中国广核集团公司、国家电力投资集团公司、中国华能集团公司、中国核工业建设集团公司、哈尔滨电气集团公司、中国东方电气集团公司、上海电气集团公司等单位，共同组织行业力量和国内资深专家开展了为期半年的研究论证。研究报告形成了如下基本观点和建议：

一、我国三代核电发展的比较优势基本形成，具备了从“核电大国”向“核电强国”迈进的条件

我国三代核电技术达到当今国际公认的最高核安全标准。三代核电技术核安全事故概率更低，在设计上可以保证即使发生堆芯熔化等严重

¹ 本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国三代核电发展战略价值研究》课题核心报告，该报告于2017年12月上报党中央，获党和国家领导人重要批示。

课题组成员：张廷克，黄峰，徐玉明，郑玉辉，陈荣，程慧平，岳林康，傅劲松，白利超，唐伟宝，李同生，赵勇，咸春宇，高旭光，唐洪驹，刘玮，牛玉鑫，高力，孙晓龙，宿吉强，李海博，张宝军，王毅斌，张帆，孙学辉，尹向勇，田博然，潘前友，唐辉，王凯，吴凡，周洁，刘金梁。



事故，也不会核电站之外产生较大的放射性后果，不会发生类似日本福岛核事故。近年来，我国核电产业发展取得了举世瞩目的成绩，核电技术研发和工程应用走在世界前列。以“华龙一号”开工建设和 CAP1400 成功研发为标志，我国成为继美国、法国、俄罗斯等核电强国后又一个拥有独立自主三代核电技术和全产业链的国家，就在建规模和发展前景而言我国已成为全球三代核电发展的产业中心。

我国核电大国地位基本确立并实现由二代向三代核电的技术跨越。目前，我国大陆在运核电机组达到 37 台，装机容量 3580 万千瓦，位列世界第四。在建核电机组共 19 台，装机容量 2227 万千瓦，其中三代核电机组达到 10 台，占世界在建三代核电机组的三分之一以上。

自主三代“华龙一号”核电示范工程建设按计划稳步推进。基于我国核工业和核电几十年的技术积累，具有完全自主知识产权的“华龙一号”三代核电技术，安全性达到国际一流水平。福建福清、广西防城港四台首批“华龙一号”机组示范工程进展总体顺利，是目前全球少数能够按照计划进度实施建设的三代核电机组。“华龙一号”出口巴基斯坦机组也已开工建设，出口英国机组通用设计审查正在顺利推进。

“华龙一号”已经按照中央要求实现技术融合，自主知识产权的国内外专利布局已经完成，为统一品牌进军国际市场打下了良好基础。

引进三代核电依托项目 AP1000 和 EPR 核电工程取得重要进展。我国从美国西屋公司引进 AP1000 非能动安全核电技术时所确立的消化、吸收任务基本完成，根据国家核安全局装料前检查、四部委装料前联合检查和专家组论证评估结果，浙江三门、山东海阳首台机组均具备了装料试运行条件。广东台山两台引进法国的 EPR 机组开始进入装料准备阶段，领跑全球在建 EPR 工程。

国家科技重大专项支持的自主三代 CAP1400 核电示范工程具备开工建设条件。作为国家科技重大专项的核心攻关任务，CAP1400 三代核电技术通过引进、消化、吸收和再创新，已经完成型号研发和工程设计，通过了国际原子能机构通用反应堆安全评审，并具有完全自主知识产权，预计首台机组国产化率可达到 85%以上。

我国三代核电装备制造能力和工程建造自主化能力具有全球比较优势。经过几十年不间断的努力，我国核电装备产业布局已基本完成，哈尔滨电气、东方电气、上海电气分别建设了核电装备制造基地，发展壮大了一批为核电配套的装备和零部件生产企业。三代核电关键设备、核级 DCS 系统以及大型锻件、核级锆材、核级焊材等核心材料陆续实现了自主设计、自主制造，并形成每年 8 至 10 台套三代核电主设备制造能力。我国的核电建造队伍已全面掌握了自主建造核电站的核心技术，能够为我国核电的安全高效发展提供有力支撑。

二、我国核电安全状况总体保持国际先进水平，核安全监管能力持续加强，核电安全发展有充分保障

核电安全总体水平跻身国际先进行列。我国核电起步至今始终保持安全稳定运行，没有发生国际核事件分级表界定的 2 级及以上运行事件，可以说没有出现过任何与核安全有关的事故。与世界核电运营者协会规定的性能指标对照，在全球 400 余台运行机组中，我国运行机组 80% 的指标优于中值水平，70% 达到先进值，与美国核电机组水平相当，优于法国核电机组，且整体安全指标逐年提升。我国在建核电机组质量受控，新建核电机组设计指标满足国际最高核安全标准，具有较为完善的严重

事故预防和缓解措施。

国家核安全监管机制持续加强。我国已经建立起一套接轨国际、符合国情、相对完善的核安全法规体系，《核安全法》的出台为我国核安全监管能力的进一步提升提供了保障。在中央的高度重视下，国家核电行业主管部门、核工业主管部门、核安全监管部门逐步完善了对核电发展严格管理和全面监管的各项制度措施，多项安全监管举措系统高效，富有中国特色，有效地保证了核能行业的安全、有序发展。

核电企业核安全管理能力不断提高。各核电企业始终坚持“安全第一，质量第一”，福岛事故后从技术、设备、管理等方面全面加强核安全管理，建立了风险指引型核安全管理体系，围绕重要业务聚焦风险强化整改，并重点加强了对操纵员、核安全技术顾问等关键岗位的培训考核和对承包商的质量和安全管理，加强了群堆技术管理和经验反馈，通过各种措施持续提升安全管理有效性。核电设备制造企业的核电生产质保体系不断完善，设备制造水平得到大幅提高，能够满足国家核电事业发展要求。

核能行业自律建设全面提升。中国核能行业协会坚持服务为本，积极发挥桥梁纽带和平台共享作用，与世界核电运营者协会等国际机构建立合作关系，积极开展核电同行评估、经验反馈交流、岗位培训、核安全文化评估、公众沟通以及行业重大共性问题研究等工作，正在启动核能行业信用体系建设及信息共享等工作，通过行业自律建设和各项服务，为促进核能行业安全高效发展发挥积极作用。

三、三代核电发展既面临历史性机遇也面临严峻挑战

我国核能尤其是三代核电发展面临难得的历史性机遇。十九大报告提出,到2050年把我国建成富强民主文明美丽的社会主义现代化社会主义强国,核电等清洁能源将迎来难得的历史性机遇。根据有关方面预测,到2030年前后,我国GDP规模将有望位居世界第一,我国一次能源需求将达到60亿吨标煤左右,电力装机规模接近或达到30亿千瓦,人均电力装机水平达到2千瓦左右。按照国家生态文明建设战略部署以及大气污染防治和应对气候变化目标,考虑到后续水能、风能和太阳能等可再生能源开发的资源限制和生态环境制约,以及季节性和间歇性发电的特点,三代核电作为低碳、安全、稳定、经济的非化石能源,可有效替代一部分煤电承担基荷电力。预计2030年核电需求的装机规模为1.5亿千瓦左右。广阔的市场空间为我国自主三代核电品牌的可持续创新发展提供了历史性机遇。

三代核电发展和“走出去”面临严峻的国际竞争挑战。美、俄、法、日等世界核工业强国,始终把保持核电技术领先和占领国际核电技术主导地位作为国家坚持的基本战略。美国特朗普政府上任后2017年6月宣布将推出六大措施振兴美国能源,第一个就是“恢复和扩展”核能。2017年9月14日日本原子能委员会发布了2011年福岛核事故以来的首份《核能白皮书》,呼吁继续将核能作为国家能源供应的关键组成部分,建议到2030年核能至少占日本能源供应的20%。普京2014年1月就曾表示,发展核能是大势所趋,俄罗斯将继续发展核能。俄罗斯VVER系列三代核电技术已经在国际核电市场上占有先机。随着AP1000和EPR两种三代核电首批机组在我国投入运行,预计国际核电市场竞争将更加激烈,我国自主三代核电品牌面临“走出去”的国际竞争挑战。

国内三代核电首批依托项目、装备制造产业链和工程设计建造企业



的经营状况堪忧。一是在推进三代核电技术建设的过程中，包括我国在内的各国 AP1000 和 EPR 三代首堆项目都出现了较严重的工期延误、投资超概等问题，国内项目投产后项目业主经营压力较大。二是两大重机和三大发电设备制造集团近十几年集中力量投入三代核电主设备与原材料研发形成生产能力，由于近年来核电开工项目减少，目前总体上看产能已有 1/2 左右处于闲置状态，经营状况困难。三是多年来核电建设集聚了逾万人的核电装备制造技术人才和产业工人队伍，由于工作任务不饱满人才流失开始显现，据初步调查上海电气核电板块员工离职率为 7.45%，东方电气 2015 年以来核电员工离职率已达到 15.7%。如果行业困难状况持续下去，我国基本形成的三代核电的比较优势有可能得而复失。

我国核电发展的公众宣传与沟通工作薄弱。党中央、国务院对核电发展始终高度重视，但是，由于核电的公众宣传与沟通起步较晚，科学、理性的正面舆论宣传和引导不足，社会各界对核电发展的战略价值与核安全的认知参差不齐，部分非科学、非理性的反对核电的言论，对社会公众的核电认知度和接受度产生了不良影响。对我国核电发展的争议愈演愈烈，将影响我国三代核电的可持续发展及对战略机遇期的正常把握。

四、三代核电发展对我国的政治、社会、经济、生态发展都具有重要战略价值

三代核电发展是新时代实现我国能源安全供应、供给侧结构改革和生态文明建设的重要保证。实现能源结构的多元化和低碳化，是全球各国能源安全的战略选择，也是我国新时代能源供给侧结构性改革的重要

内容。目前，核电是世界三大主力电源之一，核电发电量占全球发电量10.6%，其中，法国、英国、美国、俄罗斯核电发电量占比分别为72.3%、20.4%、19.7%和17.1%，而我国目前核电比例仅为总发电量的3.6%。我国电力对煤电的依赖度过大，是当前的主要矛盾之一。发展三代核电不仅可以为调整我国不均衡不充分发展的能源结构提供重要支撑，也是加强我国生态文明建设、大规模减少污染排放、实现环境治理的现实可行的选择，还可以为我国在全球气候变化治理的国际博弈中争取主动权和话语权。即使到2030年我国核电装机规模达到1.5亿千瓦，核电发电量占比与目前世界核电平均发电占比仍有较大差距。

自主化三代核电是我国军民深度融合发展的重要领域。核安全是国家安全体系的重要组成部分，核工业是国家安全的重要基石，发展核电可以在技术、能力、人才、资金等方面反哺核军工，是和平时期保持和拥有强大核工业、核实力的主要途径，是维护我国大国地位的重要手段。三代核电是国内民用核能技术应用的主要载体，可以在强军战略、军民融合、以民促军中扮演重要角色。

自主化三代核电是国家战略性高科技装备制造业发展的重要驱动。三代核电作为浓缩了大量高科技研发、高端设备制造和复杂工程集成的特殊产业，技术密集，辐射面广，产业带动能力强，对我国从制造“大国”向制造“强国”跨越具有极强的拉动作用，有力支撑中国制造2025战略的实施。核电产业是率先实行“工业产品生产许可证制度”的产业，发展三代核电可以大大提升我国装备制造业的人才队伍建设和质量管理水平。

自主化三代核电“走出去”是提升我国大国地位的重要手段。核电项目是国家“百年外交项目”，一个三代核电项目从谈判签约到建设、运营、退役历时近百年时间，牵涉技术、投资、产业、政府、公众各方面合作，

是我国全方位推进国家间战略合作的重要手段。目前，世界核电市场格局正在发生深刻变化，“一带一路”沿线国家对我国三代核电表现出积极的合作意愿，传统核电巨头美国西屋、法国阿海珐面临经营困境，为我国核电“走出去”提供了发展空间。我国自主化三代核电具有非常明显的成本、产业链、工程建设等比较优势，可以成为开展大国外交的新国家名片，增强我国在全球核不扩散、核安全治理体系中的话语权。

五、对促进我国三代核电安全高效可持续发展的建议

1.国家确立“核电强国”战略目标，着手研究制定我国 2035 年核电发展总体战略。十九大报告明确了全面建设社会主义现代化强国及其“两步走”战略安排。建议以“核电强国”为战略目标，研究制定《2035 年核电发展总体战略》，引领我国从“核电大国”向“核电强国”跨越。利用西方核电发展困境时机实现超越和领先，进而实现核电发展全球领跑。

2.尽快确定我国 2030 年核电装机目标，明确预期，实现三代核电的可持续均衡发展。根据十九大报告确立的蓝图，到 2035 年我国要基本实现社会主义现代化，基本实现生态环境根本好转的目标，能源结构的优化是一项重要的任务。由于核电设备制造和建设工期较长，为落实习总书记在巴黎气候变化大会上的减排承诺，建议尽快确定我国 2030 年核电装机目标。根据我国核电设备制造施工能力和核安全保障水平，能够保持每年分别新开工和投产 8 台左右三代核电机组，到 2030 年我国在运核电装机可达到 1.5 亿千瓦左右。在三代核电运行取得经验后，研究并适时启动内陆三代核电项目建设，实现我国三代核电的合理布局与可持续均衡发展。

3.近期启动一批三代核电项目开工建设，实现国家确定的“十三五”核电发展目标。AP1000 核电依托项目已经具备装料试运条件，华龙一号自主化核电示范项目总体进展顺利，建议着手启动后续机组批量化建设；建议核准 CAP1400 国家科技重大专项自主化核电示范项目开工建设。基本完成 2020 年核电装机 5800 万千瓦、在建 3000 万千瓦左右的发展目标。

4.为我国三代核电发展营造良好的政策和舆论环境。给予核电一类优先发电政策，明确核电按基本负荷方式运行，充分发挥核电减排作用；对三代核电依托项目和示范工程，按照首台套政策给予支持；政府、企业、行业组织形成合力，加强核电公众沟通，强化主流媒体的正面宣传和舆论引导，帮助公众建立对核电的科学理性态度；依法严格保护核电开发厂址。

5.推动我国自主三代核电“走出去”。我国自主三代核电正处于向国际市场发展的关键时期，建议国家主管部门研究建立我国三代核电“走出去”的国家联队模式，加快推进“一带一路”市场开发和布局，举国合力支持核电“走出去”，政府在外交、投融资、政府担保等方面统一联动，对核电“走出去”给予重点支持。



关于有效保障我国三代核电经济性的建议²

三代核电已被确立为国家主流核电建设技术路线，对我国的政治、社会、经济、生态发展都具有重要战略价值，我国三代核电全球首批依托项目已取得重要进展，具备了自主化、国产化、批量化、规模化建设的条件，为我国核电跨越式发展战略实施奠定了重要基础。三代核电的持续建设，有助于推动我国实现“核电强国”战略目标。而核电具有安全要求高、投资大、建设工期长的特点，有效保障我国三代核电项目经济性，是促进我国三代核电安全高效可持续发展的重要条件，也是有效应对美国核能政策变化对我国核能发展影响的重要措施之一。

为此，中国核能行业协会联合中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、电力规划设计总院，组织专家对我国三代核电经济性、市场竞争力及政策环境问题进行深入研究，提出了有效保障我国三代核电经济性的相关观点和建议。

² 本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国三代核电经济性、市场竞争力及政策环境问题研究》课题核心报告，该报告于2018年12月上报国家发改委，获发改委主要领导的高度重视和批示。

课题组成员：黄峰，张廷克，岳林康，邱建刚，郝东秦，徐玉明，尹向勇，曾勋，郑宝忠，张健，孙一立，曹晓芸，谢建勋，王睿，郭震江，邹玮，王传祥，杨益晟，周军，徐帆，苏谌，刘冰辉，白青峰，雷雪琴，刘柏峰，郑玉辉，陈荣，刘玮。

一、核电的技术经济及运行特点

核电具有可再生清洁低碳能源的类似属性。核电是清洁能源，不产生有害气体，不排放二氧化碳，放射性气体液体均控制在国家标准允许水平以下，因此具有可再生能源的低碳属性。同时，像水电、风电、光伏发电发生弃水、弃风、弃光会产生资源浪费一样，核电在一个燃料循环周期所需要的燃料是相对固定的，一个燃料循环周期内的核燃料燃耗不充分同样会产生铀资源的浪费。

核电设备技术复杂，具有固定成本高、投资回收期长、负荷因子影响显著等特点。在核电发电成本构成中，固定成本较高，另外核电成本构成中还包含了提前提取的乏燃料处理费用和核电站退役费用。由于固定成本较高，核电的经济性只有在较高的利用小时数下才能得到充分体现。

从技术、经济和安全角度分析，核电机组不宜频繁、深度、长期地参与负荷调节。核电带基荷运行，一是有利于最大程度发挥核电环保减排的优势、促进清洁能源利用；二是可以提高燃料利用效率。在运行过程中频繁升降功率会导致燃料燃耗不充分而产生资源浪费，同时增加了放射性废物处理的成本；三是维持反应堆堆芯输出功率的相对稳定，避免调节系统频繁动作，可降低控制人员的操控频率与难度，降低引发运行事件的概率。

从国际上看，大多数核电国家将核电机组作为基础负荷，一般不参与电网负荷调节，使得核电电价具备一定的竞争力。美、英、俄、日等主要核电国家中，核电机组在电网中均保持带基荷的运行方式。法国由于核电比例很高，有部分核电机组按计划参与电网的负荷调节。核电带

电网基础负荷，有利于促进节能减排，实现电力生产综合成本最低化。

二、核电不同发展阶段工程建设经济性规律和特点

二代及二代改进型核电建设成本持续降低。我国引进的第一批二代核电机组的建设成本比较高，经过不断的国产化、批量化、规模化、标准化以及设计、技术、工艺优化，后续二代改进型机组总体上保持了国际先进水平，建成价大幅下降。

1994年投入商运的大亚湾核电站1、2号机组建成价为40.7亿美元，按当时的美元汇率（8.6元人民币/美元）计算，折合人民币每千瓦造价为17483元。后续建设的国产化程度高的岭澳二期、宁德、红沿河、阳江、福清、方家山、田湾等二代改进型项目的单位投资大幅下降，平均每千瓦造价约12000-13000元人民币，为大亚湾核电站造价的三分之二左右。

三代核电首批依托项目建设成本高，投产后经营压力巨大。为了满足国际最新安全标准和60年设计寿命的要求，三代核电采用了更高性能的设备、材料和更高安全水平的系统设计，加上产业链各环节相关的技术引进费用、研发费用和装备制造投入，三代核电首批依托项目单位造价明显高于二代核电。

引进三代核电AP1000依托项目（三门一期、海阳一期）和EPR项目（台山一期）核电工程都是全球首堆，在建设过程中遭遇了工程设计不成熟、大量的设计变更、设备设计验证周期长、福岛核事故后改进项目多等一系列问题，造成了工期延误、造价超概算严重。

根据 2016 年及 2017 年项目阶段性概算调整结果，三门一期、海阳一期和台山一期调整后的概算建成价分别为 516 亿元、489 亿元、858 亿元。其中，三门一期、海阳一期调整后的概算建成价比项目核准时的估算分别高出 88 亿元、115 亿元，建成价单位投资约为每千瓦 2 万元左右；台山一期比核准的估算值高出 359 亿元，单位投资约为每千瓦 2.45 万元。目前三个项目投运时间比概算调整时的预期时间又出现不同程度延误，造价费用还将有所增长，给机组发电后的经营带来巨大压力。

按照现行的核电电价测算条件分析，AP1000、EPR 首批依托项目的上网电价均在 0.50 元/kW·h 以上。

三代核电近期批量化建设可大幅降低造价。根据国际和我国核电发展的经验，随着三代技术首批依托项目陆续建成，系统设计、关键设备制造、施工建造、调试等各阶段的技术、工艺流程均得到验证和固化，为后续三代核电的关键设备国产化、标准化以及批量化建设奠定了良好的基础。

近期如果国家能批量化核准一批自主化、国产化三代核电机组项目，可以分摊首批依托项目技术引进、工程建设和设备国产化过程中已经投入的部分费用，减轻企业的压力，同时可以及时利用首堆的经验反馈，实现设计、设备制造、建造、调试和项目管理的优化，有助于后续项目降低造价。

据估算，若国产化 CAP1000 批量化建设，近期的后续项目建成价有望控制在 380 亿元左右，单位投资可降低至每千瓦 1.50 万元左右，较首批 AP1000 依托项目下降 25%以上。自主化“华龙一号”批量化建设项目的建成价有望控制在 370 亿以内，单位投资每千瓦也在 1.50 万元左右。

按照现行的核电价格政策测算，近期批量化建设的三代核电上网电价将在 0.43 元/kW·h 左右。

三代核电远期规模化发展后还具备继续降低投资成本的潜力。从长远看，三代核电是我国 2050 年之前满足能源电力需求、应对全球气候变化和大气污染防治的主力清洁低碳能源，将进入规模化持续发展阶段。规模化发展的三代核电可以通过进一步的系统优化、设备国产化、缩短工期、改进运行维护、加强管理等措施，并采用人工智能等新技术手段，降低核电造价与运行成本。

预期规模化建设的自主化华龙一号、CAP1400 以及国产化 CAP1000 等三代核电项目的单位投资可控制在每千瓦 1.40 万元以内，上网电价将在 0.40 元/kW·h 左右，预期规模化建设的自主化三代核电单位造价和上网电价相比二代改进型核电能够具有竞争力。

根据国内外核电工程建设经验，同一个厂址的批量化建设有利于优化总体布置、连续施工组织、采购批量化集约化等，可以充分体现群堆建设、群堆效应，进一步降低工程造价。

三、三代核电在我国清洁低碳能源供给侧具有一定的比较优势

核电具备承担电网基本发电负荷的优势及负荷跟踪的能力，电能质量在清洁低碳能源中总体位列前茅，同时三代核电与二代核电比较更具有显著的安全和技术优势。核电在设计时考虑了长期带基荷运行要求，同时兼顾了跟踪电网调度负荷的能力。与其它清洁低碳能源相比较，核电在电能质量、可靠性及参与电网负荷跟踪能力方面具备一定优势。核

电发电能力不受季节、气候和自然条件的限制，具有安全、稳定、可靠的特性，核燃料无需大规模运输且易于储存。与二代核电相比，三代核电的安全性更好，发生核安全事故概率更低，在设计上可以保障即使发生堆芯熔化等严重事故，也不会核电站之外产生较大的放射性后果，不会发生类似日本福岛核事故。同时，三代核电的设计寿命更长，电厂可利用率更高，三代核电的设计寿命由 40 年延长到 60 年，电厂可利用率由 85% 提高到 93% 以上。

从发展趋势看，三代核电在清洁低碳能源中的市场竞争力较强。根据测算，远期规模化建设的三代核电机组上网电价有望从首批依托项目的 0.50 元/kW·h 以上降低至 0.40 元/kW·h 左右，与多数沿海省份目前的煤电标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘、超低排放加价）趋近或更低。与其它可再生清洁能源相比，我国三代核电不仅电源质量更优，而且从发展趋势上看，经济上也具备较强的市场竞争潜力。即使三代核电首批依托项目的测算电价 0.50 元/kW·h，也较当前东部沿海地区风电、太阳能发电标杆电价低很多。

三代核电发展有利于促进我国清洁低碳能源安全供应的多元化。能源安全是国家综合安全的基础，也是国家生态环境安全的关键影响因素。按照国家安全保障、生态文明建设战略部署以及大气污染防治和应对气候变化目标，考虑到后续水能、风能和太阳能等可再生能源开发的资源限制、生态环境制约、开发成本的大幅攀升，以及季节性和间歇性发电的特点，此外天然铀能量密度高易贮存，我国企业海外资源掌控可控，因此三代核电作为低碳、安全、稳定、经济的本地化非化石能源，既可有效替代一部分煤电的发电电量，发挥大规模减排作用，还可以改善和提高我国能源供给安全。按照我国核电发电量平均占比接近目前全球核



电发电量平均占比 10%测算，同时，考虑到我国核电装备国产化制造能力完全可以满足核电发展需要，预计 2030 年我国核电装机规模可达 1.5 亿千瓦左右，核电在我国清洁低碳能源构成中的比重可以进一步提高。

四、目前我国核电的运行环境发生变化

部分省市核电消纳出现问题，核电年利用小时不断下降。随着全国电力供需情况从供应偏紧转向平衡有余，部分地区出现过剩的情况，国内部分在运核电机组不同程度地出现降负荷运行、核电设备利用小时数减少、发电量损失较大等消纳问题。国家发改委于 2017 年 2 月颁发了《保障核电安全消纳暂行办法》（发改能源〔2017〕324 号），但在具体执行中并没有很好的贯彻落实，如辽宁、广西地区，据调查统计，按照上述办法测算出的 2017 年保障发电小时分别为 7093 和 6425，但实际核电发电利用小时数仅为 5274 和 5810，为保障利用小时的 74.4%、90.4%。

核电电价的定价环境发生变化，电价下行压力增大。我国核电项目上网电价是根据核电机组投产时当地煤电标杆电价核定的。2013 年核电标杆电价政策出台时，建有核电机组的东部 7 个省份的煤电上网平均标杆电价为 0.4637 元/kW·h，高于核电标杆电价 0.43 元/kW·h。近几年来，随着煤电上网标杆电价的不断降低，2017 年这 7 个省份的煤电上网平均标杆电价已降至 0.4122 元/kW·h。按现行政策，核电机组所在地的煤电上网标杆电价低于 0.43 元/kW·h 时，核电需执行当地煤电上网标杆电价。由于煤电标杆电价下降，大部分核电机组的上网电价已低于 0.43 元/kW·h，除了现役核电机组财务压力加大外，三代核电首批项目投产后将面临无法满足还本付息要求的困局，项目业主经营压力巨大。

核电电价与当地煤电上网标杆电价挂钩有明显不合理因素。不同地区煤电上网标杆电价是依据当地煤炭价格制定的，煤电的燃料成本占比较大，而核电成本中固定成本占比较大且与项目所在区域关联不大，现行核电电价政策与所在省区的煤电上网标杆电价挂钩有明显不合理的成分。另外，现行政策界定了核电电价的上限而未界定下限，且未考虑市场化电量因素，部分省区核电部分电量竞价上网时，已出现电价与成本倒挂的情况。

五、对有效保障我国三代核电经济性的建议

（一）确保三代核电机组带基荷满发运行

核电不同于煤电，具有可再生清洁能源的类似属性，国家应明确所有核电项目均享受可再生能源相应电量消纳政策，确保核电承担基本发电负荷的调度地位始终得到保证，保证核燃料资源得到充分利用。结合国外对核电基荷运行的普遍做法，建议国家有关主管部门，严格检查落实《保障核电安全消纳暂行办法》，确保核电带基荷满发。

（二）在不低于目前核电标杆电价的基础上，按照满足还本付息要求、保持合理利润并兼顾市场电价水平的原则，完善三代核电电价形成机制

核电与煤电具有不同的商品属性，建议明确按照满足还本付息要求、保持合理利润并兼顾市场电价水平的原则，进一步完善三代核电上网电价形成机制并设置核电标杆电价的合理区间，理顺比价关系。建议将目前核电标杆电价的定价方式调整为在跨省的区域内或全国范围内统一核电标杆电价，促进核电在更大范围内跨区域消纳。

在保障三代核电项目带基荷运行的基础上，区分核电的基荷电量电价和市场化电价。对于核电机组在 7000 小时以内（80%负荷因子）的电量，属于核电带基荷运行电量，执行国家核准的核电标杆价格，7000 小时以上的电量可执行市场化价格。

建议由国家主管部门对三代核电的基荷电量与电价核定进行统一归口管理，避免各省区自行调整。

（三）给予三代核电首批依托项目电价及财税专项政策支持，使其具有还本付息能力，发挥项目建设的示范引领作用

三代核电首批依托项目建设是我国核电产业升级的关键环节，它们承担了先进技术引进消化吸收、自主创新示范、国家战略利益布局等重要任务。对三代核电首批依托项目经济性方面存在的困难，需要国家进行指导协调，给予电价和专项政策支持。同时，考虑到三代核电首批依托项目已经陆续商运，建议按照满足还本付息要求、保持合理利润并兼顾市场电价水平的原则尽快完成电价核定工作，保证企业正常的生产经营。

三代核电机组的设计寿命为 60 年，远高于二代机组的设计寿命，同时三代核电机组卸料的燃耗水平比二代机组高出 50%以上，单位电量对应的乏燃料处理量及相关费用也要低一些。建议将三代核电首批依托机组乏燃料基金的征收后置 10 年，即由机组投入商业运行 5 年后改为 15 年后开始征收。

在确保核电机组带基荷多发满发的同时，建议三代核电首批依托机组 7000 小时以上的超发电量继续执行核定电价，暂不参与市场化电力交易。

参照国际经验，建立中国先进核电技术的贷款优惠政策。如按照国家发改委《专项建设资金申报筛选工作暂行办法》（发改投资〔2015〕3192号）的规定，建议将三代核电首批依托项目列入专项建设基金扶持范围，通过国家政策性银行发放经财政补贴的专项建设基金贷款，置换商业性银行的存量贷款，降低企业财务成本。

（四）科学把握发展节奏，促进核电行业持续平稳健康发展，抢占并守住世界核电发展制高点

核电产业链具有较强的资产专用性，产业成熟度的培育以及标准化、规模化的发展需要行业的平稳发展为前提。科学把握核电产业发展节奏，有利于核电上下游产业人、财、物各类资源的优化配置，提高我国装备制造及工程建造的整体水平，对有效提升我国三代核电的竞争力大有裨益，并将强有力地促进我国核电产业“走出去”战略的实施。

同时，建议国家按规划容量一次性核准同一厂址核电机组项目，实现批量化依次连续建设。针对三代核电首批依托项目厂址，建议近期尽快核准二期等后续项目，以摊薄三代核电首批依托项目的成本，提高依托项目整体经济性。

关于统筹推进新时代核能产业高质量发展的 有关建议³

核能是清洁低碳安全高效的优质能源，在我国构建现代能源体系、实现能源转型、保护生态环境，应对气候变化、促进科技进步、提高国家综合实力和保障国家安全等方面发挥着重要的作用。

经过 30 多年的发展，我国核能发电装机已位列全球第三位，形成了完整的研发设计、设备材料制造、工程建设、运营维护、燃料保障等全产业链体系。当前，国家正在研究编制“十四五”规划及中长期发展战略。为此，中国核能行业协会组织行业相关重要骨干企业集团及专家历时两年开展了我国核能产业 2035 年发展战略及相关重要问题研究，提出了有关观点和建议，供政府有关管理部门参考。

一、我国核能产业发展的基础与条件

我国核能的开发利用始于 1955 年，经过多年努力，已取得了世人瞩

³本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究《我国核能产业 2035 年发展战略研究》课题核心报告，该报告于 2020 年 2 月上报国家发改委，获发改委领导的重视。

课题组主要成员：邱建刚，白云生，汪永平，韩绍阳，赵锦洋，王成，陈公全，廖成奎，陈跃辉，苏广莉，李广长，叶国安，周荣生，许余，唐洪驹，仲维滨，唐伟宝，徐长江，张萌，朱京兴，汤振伟，王黎东，李言瑞，张红林，陈荣，刘玮。

目的成就。我国现已经跻身世界核电大国的行列，具备了向“核电强国”迈进的基础条件。

截至 2019 年底，我国在运核电机组 47 台，装机容量 4875 万千瓦，约占全国电力总装机容量的 2.5%；2019 年 1~9 月核能发电量占全国发电量的 4.79%。我国目前已建成了秦山、大亚湾等 13 个核电基地，从未发生国际核事件分级（INES）二级及以上的运行事件，核电安全总体水平位居国际先进行列。已核准和在建核电机组 16 台，装机容量 1754.5 万千瓦，在建规模保持全球第一，总体工程建设质量可控。具备了核电自主创新和自主设计能力，实现了核电技术由“二代”向“三代”的跨越；形成了每年 8~10 台套核电主设备的国产化制造产能；具有同时建造 30 多台核电机组的工程施工能力。建立了较为完整、自主的核燃料循环产业链，核燃料生产与供应能力满足核电发展的需要。目前，已完成初可研阶段的核电厂址总规划容量约 4 亿千瓦左右，其中沿海厂址超过 2 亿千瓦，内陆厂址接近 2 亿千瓦。

我国核电发展取得的成绩，主要得益于坚持了下列基本原则：一是始终筑牢核电安全发展的生命线；二是始终坚持创新发展，适应建立现代能源体系的发展要求；三是始终坚持以我为主、积极开展国际合作；四是始终保持核电发展战略定力，促进我国能源安全绿色发展。面向未来，核电在我国能源战略中的地位将更加突出。

二、我国核能产业发展面临的机遇与挑战

（一）我国未来能源发展必须向清洁低碳转型

未来全球能源发展面临双重挑战，即更多的能源供应与更少的碳排

放，能源结构进一步呈现清洁低碳化。我国已在《巴黎气候协定》中承诺，到 2020 年，非化石能源消费比重达到 15%，2030 年达到 20%，2050 年超过 50%。国家发布的《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》提出了实施非化石能源跨越发展行动，到 2030 年，非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到 50%，电力结构将更加清洁低碳。**核电作为未来新增非化石能源中最具竞争力的重要组成部分，是我国积极应对气候变化、兑现减排承诺和清洁低碳发展的必然选择。**

（二）发展核电是促进我国能源安全发展的重要途径

我国是世界上最大的能源生产国和消费国，一方面，我国能源结构中石油、天然气短缺，严重依赖进口，对外依存度不断攀升；另一方面，国际局势复杂多变，对我国能源安全保障不断提出新的挑战。**天然铀能量密度大，易于储存，具有准国内资源属性，有助于提高我国的能源安全保障。同时，核能还可在清洁供暖、海洋开发、空间探索、海岛及特殊偏远地区供电、海水淡化及工业供汽等诸多综合应用领域发挥重要作用。**

（三）核电在我国未来发展中有着广阔的市场发展空间

在实现国家“第二个百年”奋斗目标的征程中，未来 15 年我国经济社会规模将持续发展壮大，人均能源消费水平将不断提高，终端能源消费由一次能源更多向以清洁高效电力为主的二次能源转变，电力需求仍有较大增长空间。据有关部门预测，预计到 2025 年、2035 年，我国电源装机容量将分别达到 26 亿千瓦左右和 35 亿千瓦左右，**增量部分将以清洁能源为主，核电等清洁能源市场前景广阔。**

（四）发展核电是保障电网安全稳定运行及与可再生清洁能源协调发展的迫切需求

核电具有运行稳定、可靠、换料周期长等特点，适于承担电网的基本负荷及必要的负荷跟踪，是目前唯一可大规模替代化石能源的基荷并具备一定负荷跟踪能力的电源。核电与风电、太阳能发电等间歇性、季节性可再生能源互补发展，可为电网提供安全稳定运行和优质电能供应的重要支撑，有利于提高电网运行的稳定性和安全性，增强电网抵御严重事故的能力，降低大面积停电的风险。

尤其是，核电发展对我国政治、社会、经济、生态乃至安全都具有重要战略价值，也是大国间竞争的重要领域，启动有效内需是当前推动我国经济社会发展稳中有进的紧迫手段，**建设核电项目也是当前我国增加有效内需的重要措施之一。**

当前，我国核能产业还存在发展不平衡不充分、自主创新能力有待提升、法规标准有待完善、产业发展不稳定、公众沟通有待加强、核电内陆建设有待稳步推进等问题，**这些问题和挑战只能在保障安全基础上，通过稳步发展先进核电等措施逐步解决。**

三、我国核能产业总体发展思路与目标

（一）总体发展思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神为指导，全面贯彻新发展理念和“四个革命、一个合作”的能源安全新战略，按照“安全、创新、开放、协调、高效”的发展原则，在确保安全的基础上，稳步发展先进核电，积极推进核能多用途开发利用，构建先进核能产业体系，提高自主创新能力、装备制造国产化能力和核燃料循环产业发展能力，带动核能全产业链实现高质量发展，加快推进我国由核电大国向

核电强国转变。

安全发展。核安全是核能发展的生命线，把核安全放在高于一切的位置，落实核安全责任，加强核安全监管与核安全文化建设，持续加强核安全改进，确保核安全万无一失。

创新发展。全面突破制约我国核能产业发展的重大关键技术和卡脖子问题，持续优化三代核电经济性、先进性和适应性，提升核燃料循环产业的保障能力，积极推进新型先进核电技术研发、示范及推广。

开放发展。坚持“引进来”和“走出去”相结合，依托我国本土市场培育核能产业发展比较优势，深度融入以“一带一路”沿线国家为重点的核能国际合作，有效开发和利用海外市场和资源。

协调发展。保持安全稳定可持续的核电发展节奏，保持合理的建设规模，实现核电与其他电源、上下游产业链以及经济社会、生态环境及人才培养等相协调。

高效发展。在维持适度竞争的行业市场环境的同时，增强市场主体意识，主动适应市场化改革需要，促进核能产业链转型升级及降本增效，不断提高核能产业的市场竞争力。

（二）发展目标

1.2025 年目标

核电大国向核电强国迈进取得重要进展。核电在我国电力供给侧占比进一步提高，基本建成具有全球竞争力的先进核能产业体系，国家核能科技创新体系进一步完善，核电关键设备全面实现国产化，自主化三代核电的竞争优势基本形成，部分新型先进核电技术示范工程建成投产，核燃料加工与供应自主化能力显著提升，核能法律法规和标准得到进一步完善。具体目标如下：

——**核电装机目标和经济性指标**：到 2025 年，核电在运规模达到 7000 万千瓦以上，约占全国总装机容量的 3%，提高 0.5 个百分点左右；核电发电量约占全国发电量的 6%，提高 1 个百分点左右；在建规模接近 4000 万千瓦。批量化建设的三代核电每千瓦建成价 15000 元左右，核电上网标杆电价在 0.40 元/千瓦时左右，具有市场竞争的比较优势。

——**核安全管理**：新建核电厂全部达到可实际消除大规模放射性物质释放标准；不发生国际核事件分级（INES）二级及以上的运行事件，运行安全始终保持国际先进水平；核安全管理与监管达到国际先进水平。

——**先进核能科技创新**：20 万千瓦高温堆、60 万千瓦快堆示范工程相继建成并实现满功率运行，开展商业化推广工程深度优化设计工作；掌握小型模块化核能供热堆、海上浮动堆等关键技术和工程化设计技术，建设相关示范工程；在核电延寿、铀纯化转化、铀浓缩、耐事故燃料元件与 MOX 元件、后处理等技术领域取得关键性突破；智能化技术在核电站推广应用。

——**核电装备制造**：三代核电主设备制造成套产能总体保持目前水平，设备制造质量稳定性达到国际先进水平；攻克核电领域“卡脖子”技术，全面实现核电关键设备的自主研发、设计和制造；核电成套装备供应具有全球竞争力。

——**核燃料循环保障能力**：建成天然铀供应和储备体系，核燃料产品价格与国际市场基本接轨，形成具有国际竞争力的先进核燃料元件品牌；建成新的核电站低放废物处置场，基本建成高放废物地质处置库地下实验室；建成乏燃料公、海、铁联合运输体系，建成乏燃料后处理示范工程。

——**法律法规与标准体系**：核能领域的法律法规体系进一步完善，

原子能法、核损害赔偿法、核电管理条例、乏燃料管理条例等一批法律法规发布；基本形成我国三代核电技术的标准体系。

2.2035 年目标

初步实现核电强国建设目标。核电在我国电力供给侧占比达到目前全球平均水平；建成具有全球竞争力的先进核能技术体系和产业体系，核电技术实现标准化、系列化；具备国际先进的核燃料闭式循环能力；在国际核能发展中具有较大的话语权与技术领先地位。

——**核电装机目标和经济性指标：**到 2035 年，核电在运规模达到 1.8 亿千瓦左右，约占全国总装机容量的 5%，较当前提高 2.5 个百分点左右；核发电量约占全国发电量的 10%，提高 5 个百分点左右，接近目前全球平均水平，占一次能源比重达到 5%左右，占非化石能源比例达到 1/5 左右，相对高效燃煤发电年度可实现碳减排 10 亿吨左右；核电在建规模达到 5000 万千瓦左右；投资成本、燃料成本和运维成本得到进一步的有效控制，核电上网电价具有更强竞争力。

——**核电安全管理：**核电技术在应对极端自然灾害和严重事故等小概率事件方面具有更加完善的应对措施，实际做到无需公众撤离，不对生态和环境产生长期的影响；实现耐事故燃料入堆及示范应用，运行安全始终保持国际先进水平。

——**核能科技创新：**建成先进核电、核燃料循环技术体系和实验验证体系，形成完整的先进核电技术型号系列，小堆技术实现系列化示范发展，聚变堆研发取得重大进展，MOX 燃料元件在快堆和热堆得到应用，掌握大型后处理工程的设计技术；实现核电站智慧运营。

——**核能装备制造：**设备制造质量稳定性达到国际领先水平，核电设备智能化制造水平显著提升，培育出具有全球竞争力的世界一流核电

成套装备供应商，装备制造企业的设备制造技术、质量水平和生产效率达到国际先进水平。

——**核燃料循环保障能力**：建成安全稳定可靠的天然铀供应与储备体系，核燃料技术与产品达到国际先进水平，建成中等深度中放废物处置库，建成高放废物地质处置地下实验室，建成商用大型后处理厂，建成满足热堆和快堆需求的 MOX 燃料元件生产线。

——**法律法规与标准体系**：放射性废物管理法等一批法规发布，形成完善的核能法律法规体系；建立国际先进的核电及核燃料循环技术标准体系。

四、关于我国核能产业高质量发展的有关建议

（一）推进先进核电安全高效可持续发展

1. 稳定核电建设节奏。

基于我国核能发展已有的基础和条件，综合考虑核安全以及用电需求、节能减排、保障能力等因素，从 2020~2035 年每年稳定开工三代核电机组 6~8 台，机型以具有自主知识产权的“华龙”、“国和（CAP1400）”三代大型压水堆为主，“十四五”期间，可适当建设一批国产化 CAP1000 机组。

2. 优化核电建设布局。

在坚持“先沿海后内陆”核电开发建设总体原则的同时，按区域发展的需要，“十四五”期间，在电力负荷较大、电网安全运行枢纽地位重要以及可再生能源资源匮乏且成本较高的华中地区，适时启动核电站的建设。



3.加强厂址开发与保护。

核电厂址是稀缺资源，要做好我国内陆与沿海核电厂址的开发与保护，建议由国家主管部门依法制定核电厂址管理保护制度，有效保护核能可持续发展所需的宝贵厂址资源。

4.开展核能多用途推广应用。

依据市场需求和相关条件，逐步实施核电机组热电联产；在我国北方地区积极推进核能供热堆建设；推动多用途商业化小堆技术的优化完善及示范项目建设；加快推进海上浮动核电站、空间核动力堆等研发建设，促进我国海洋强国和航天强国战略实施。

（二）促进核能全产业链关键技术及装备创新发展

1.建设国家核能实验室。

基于国内已有核电技术研发体系，整合相关资源，“十四五”建成具有世界先进水平的国家新型先进核能综合实验室，全面提升核能研发设计和实验验证能力。

2.推进先进核电技术创新发展。

对“华龙一号”和“国和一号”不断持续改进和优化，在确保安全的前提下提升其经济性，推动系列化发展；推进高温堆、快堆相关优化改进取得重要进展，适时开展商业化工程建设推广；依据经济社会发展需求，加强革新小型模块化先进堆技术的研发及商业化推广；面向未来布局钠冷快堆、高温气冷堆、钍基熔盐堆、铅冷快堆等四代堆与聚变堆的研究，统筹示范项目建设；将新型先进核电自主化攻关与创新重点项目列入国家科技重大专项支持。

3.加强关键设备及原材料等自主化攻关。

加大核能产业链关键设备、部件及原材料研发支持力度，尽快实现

核心技术自主可控，解决“卡脖子”问题；进一步加强对核能领域关键设备材料“首台套”国产化研发与应用的政策支持；推动装备制造业改进和优化制造工艺，对标国际先进水平提升制造质量。

4.加强核电基础研究和关键技术研究。

开展严重事故预防缓解技术研究；开展数字化反应堆关键技术研究；开展核电延寿关键技术研究；开展核电关键软件、材料、元器件的自主研发和应用，逐步实现国产化替代。

5.推进核燃料循环技术创新。

加强深部铀资源预测评价与开采技术攻关；掌握单线 6000 吨/年铀纯化转化一体化设计技术，并形成生产能力；完成新一代铀浓缩技术攻关；加快推进具有自主知识产权的先进压水堆新型燃料元件、耐事故燃料元件（ATF）、环形燃料元件、MOX 燃料元件等研发和考验；加快推进大型商用后处理厂关键技术攻关。

6.推进核能产业与信息技术的深度融合。

推进核能产业在设计、装备制造、工程建设、运行管理、退役、核燃料加工制造、后处理等领域与人工智能、机器人、大数据、5G、区块链等信息技术深度融合，促进核能全产业链转型升级，提高管理效率和全员劳动生产率，降低成本，提升核能产业核心竞争力。

（三）建立稳定的天然铀供应保障体系

1.建立两个“三位一体”的天然铀供应保障体系。

坚持“立足国内，开发国外”和“国内多探，国外多采”的方针，一是建立铀资源保障体系，包括国内资源开发、海外资源开发、国际铀产品贸易；二是建立天然铀产品储备体系，包括国家储备、企业集团储备与核电厂储备。实现“两个体系”互为支撑，保障我国天然铀的稳定、安全、

可靠供应。

加大天然铀的储备力度，研究明确天然铀储备体系各储备端规划目标与储备库布局、运作体制、管理办法、监督检查、资源保障等措施。

2.加大国内铀资源勘查开发及开放力度。

国内铀矿勘查布局以北方砂岩型铀矿为主攻目标，兼顾南方重点硬岩型铀矿，扩大铀资源探明储量；加快千吨级可地浸砂岩型铀矿生产基地建设；进一步扩大铀资源领域开放，创新铀矿矿业权流转机制，允许按规定实行矿业权的有偿使用和流转。

3.支持天然铀海外开发。

鼓励有能力的企业“走出去”，利用多种方式参与国外铀资源开发，掌控更多的海外经济可采铀资源和铀产品份额。“十四五”期间，制定海外天然铀开发管理办法，加大财政、金融、税收多领域的配套支持政策。

（四）优化核燃料加工产业布局、完善产业政策

1.优化核燃料加工产业布局。

要充分发挥核燃料生产老基地的作用和能力，满足核电发展需求；采用多元化的投资方式，全国适时建立一套国内核燃料生产体系；按照市场化原则，建设核燃料运输的商业物流体系，确保核燃料加工各环节产品运输及时、安全、可靠。

2.逐步推动核燃料价格与国际市场接轨。

“十四五”期间要进一步完善核燃料产业政策，逐步形成核燃料一套体系、投资主体多元化、运行管理专业化、经营管理市场化的运营机制，加快改革力度，缩短管理链条，逐步推动核燃料价格和核算机制与国际市场接轨。

(五) 推进核燃料循环后段产业体系建设与能力布局

1. 加快推进乏燃料公、海、铁联运体系建设。

积极推进乏燃料公、海、铁联运及相关配套辅助设施等体系建设，加快形成乏燃料公、海、铁联运体系，满足不断增长的乏燃料运输需求。

2. 统筹布局乏燃料的离堆贮存设施建设。

为解决乏燃料快速增长和后处理能力相对滞后的矛盾，要统筹核电厂乏燃料离堆贮存能力建设，同时在建设后处理厂配套水池的基础上，适时补充建设干式贮存设施及其它乏燃料贮存水池，满足乏燃料离堆贮存的需求。

3. 积极推进乏燃料后处理和再循环产业发展。

按照从易到难、由小到大的思路，加强核燃料循环后段科技自主创新，在掌握关键技术基础上尽快形成自主能力；加快推进落实商用后处理厂选址工作，通过引进与自主研发相结合，掌握大型乏燃料后处理及再循环工程的标准设计技术；按照产业化的要求，开展大型乏燃料后处理和商用 MOX 元件生产线一体化工程建设，促进核燃料循环经济发展。

4. 推进核电站放射性废物的区域处置和集中处置。

2025年前，积极推进沿海规划低放废物处置场的场址落实及建设工作，先期建成甘肃金塔低放废物处置场；2030年前建成深地质处置地下实验室，开展现场试验和技术开发工作；2030年前，建成中等深度中放废物处置库，2035年左右启动我国高放废物深地质处置库建设。

(六) 加强核安全保障、管理与监管

1. 加大安全投入，提高核设施本质安全度。

在核设施建设的过程中，要加大安全投入，提高核设施本质安全；对在运的核电机组，特别是对那些运行寿期过半的机组，加强老化管理；

建立健全高温气冷堆、快堆、多用途小型反应堆的设计、建造、运行安全分析与评价的相关核安全法规、导则。

2.加强核安全管理与监管。

进一步明确和强化核行业主管部门的核安全管理责任，将核安全要求作为制定相关产业和行业发展决策的重要依据；进一步增强核安全监管部门的独立性、权威性、有效性，要按照核发电机组数量或发展规模，配置适当数量的监管人员，要加强在运核电厂、工程建造现场和核级设备制造厂等一线监管力量，保证能充分履行核安全监管职责；进一步加强核应急技术支持，健全核应急救援体系，推动核安保能力整体提升。

（七）完善核能法律法规体系，营造良好的政策与发展环境

1.完善核能法规体系。

贯彻落实习近平总书记关于完善涉核法规体系的批示，积极推进原子能法、核损害赔偿法、放射性废物管理法、核电管理条例、乏燃料管理条例、核安保条例等立法工作；研究制定核电及相关配套设施厂址保护制度；积极推进核能全产业链标准体系研究，发挥国家标准、行业标准、团体标准互补优势，形成完整的核能产业标准规范。

2.维持适度竞争的核电健康发展市场环境。

核电具有可再生清洁能源的类似属性，国家应明确所有核电项目均享受可再生能源相应电量消纳政策，确保核电承担基本发电负荷的调度地位始终得到保证，以保证核燃料资源得到充分利用；考虑核电建设周期长、一次性投资大、运行寿命长等特点，在核电还贷期内适当控制市场交易电量比例，确保核电厂的还本付息能力；采取有效措施遏制核电建设领域恶性低价竞争；进一步研究完善核电上网电价机制，扩大核电电量消纳的区域范围等，以促进资源充分利用与核电健康发展。

3.完善财政、金融、税收政策和补偿机制。

进一步完善核设施建设和运行的税收、金融信贷和建设用地等配套政策，研究建立支持当地经济发展的税收分配、融合发展等相关的政策与机制。

4.加大信息公开力度，做好公众沟通工作。

加大涉核项目前期、建设和运行的信息公开力度，依法落实公众参与，保证公众的知情权、参与权和监督权，有效开展科普宣传与公众沟通，提高公众对核能事业的了解、参与和接受度，更好赢得公众对核能项目的支持。

(八) 提升市场竞争意识，降低建设与运行成本

核电业企业要加强核电参与电力市场改革的意识与营销方式的研究，要将电力市场竞争压力有效地传导到核电站选址设计、工程建设、运营管理、核燃料供应等各个环节。核电投资主体应依据核电厂所在区域经济发展、电力需求、电源结构、市场价格等因素变化，合理有效地降低项目建设、燃料供应与运维成本，以适应电力市场改革的要求。

关于推进华中地区“十四五”核电发展的建议⁴

推动长江经济带发展是关系国家发展全局的重大战略。长江中下游的华中地区近年来经济增速较快，但也面临产业结构调整任务较重、节能减排压力较大等挑战。为贯彻落实习近平总书记“生态优先、绿色发展”指示精神，中国核能行业协会组织专家从华中地区绿色发展的角度，对华中地区的电力需求增长、电源结构、本地资源、环境容量约束、电力系统安全等进行了相关研究。研究认为，稳步推进华中地区“十四五”核电发展，是优化华中地区电源结构和解决电力需求问题的战略选择，对促进长江经济带绿色发展和改善环境质量具有重要和长远的意义。

一、华中地区电力发展面临的主要问题

华中地区在国家重大区域战略中地位十分重要。近年来，电力工业发展主要面临以下问题：

⁴本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国内陆核电发展问题研究》课题核心报告，该报告于2020年1月上报国家发改委，获发改委主要领导的高度重视和批示。

课题组主要成员：王炳华，刘伟，傅劲松，赵风云，陈晓秋，张廷克，杨波，郑砚国，吴忠俭，顾健，刘明章，肖志勇，刘中锋，陈映坚，李勇，陈公全，尹向勇，李建新，鲍麒，郝宏生，袁毅，代华，葛仲奕，陈荣，刘玮。

一是电力供需平衡吃紧。2018年，我国全社会用电量6.9万亿千瓦时，同比增长8.4%，增速创2012年以来新高，其中华中电网的湖北、湖南、江西三省用电量增速分别为10.8%、10.4%、10.4%。全国电力供需形势已从总体宽松逐步转为总体平衡，而华中地区电力供需已出现平衡吃紧，2018年华中四省全网最大负荷已达15065万千瓦，当年迎峰度夏期间最大外来电力调入2156万千瓦。根据有关部门预测，“十四五”期间华中地区的电力需求年均增速为6%，在全国处于较高水平，2025年全网最大负荷为24673万千瓦，未来电力平衡将面临较大压力。

二是本地一次能源资源有限。华中地区水电资源已接近开发完毕；风电和光伏资源品质处于全国中下游水平，开发成本较高；煤电主要从煤炭主产区调入动力煤；相当部分电力电量依靠区外来电。本地一次能源资源支撑经济发展能力不足，能源调入比重高，长远看华中地区将成为我国第一缺能地区。

三是环境容量压力大。长江沿线的污染物排放基数大，废水、化学需氧量、氨氮排放量分别占全国的43%、37%、43%，排放强度是全国平均水平的1.5至2.0倍。从能源电力分布看，到2018年底，长江沿线11省市的煤电装机3.9亿千瓦，约占全国的34%，氮氧化物和硫氧化物排放约占全国三分之一左右。华中地区环境容量压力大，环境质量亟待改善。

四是电力系统运行的安全风险在逐步增加。随着电力需求的增长和后续特高压直流工程建成投产，华中电网大功率直流馈入电力占比增加，其中可再生能源比例高且波动性大，电力系统调节能力和抗扰动能力有所不足。因此需要保持一定的本地电源比重，在接收区外来电的同时确

保华中电网的电源支撑和调频调压能力，以增强电力系统运行的稳定性和抗安全风险的能力。

二、发展核电是解决华中地区电力问题的战略选择

针对华中地区能源电力结构与供需实际情况，国家有关部门从三个方面做了总体安排：一是建设一批特高压直流输电工程项目，从中西部送电华中地区；二是开通蒙华铁路运煤通道；三是开展了核电项目前期工作。综合各方面的条件分析，华中地区在“十四五”期间规划发展核电，是解决华中地区未来电力供需矛盾和电网安全运行问题的重要战略选择之一。

（一）特高压电网建设影响分析

华中电网在全国处于中心位置，是西电东送、南北互供的枢纽，目前已规划建设 5 条跨区特高压直流输电通道。其中已建成投运哈密—郑州和酒泉—湖南 800kV 工程，设计输送容量 1600 万千瓦，目前实际输送容量 1000 万千瓦；核准青海—河南、陕北—湖北、雅中—江西三条 800kV 线路工程，设计输送容量 2600 万千瓦，计划于 2021—2022 年建成。在计入五条跨区特高压线路全部送电能力后，随着华中地区电力负荷的增加，至 2025 年仍有电力供应缺口 3000 万千瓦左右。

华中电网现有主网架承受特高压直流故障冲击能力不足。豫南、湘南、赣南许多地区网架结构相当薄弱，承受大容量特高压直流线路故障引起的大规模转移潮流能力有限，动态无功支撑能力不强，需进一步加强本地电源建设。另一方面，根据中国工程院的有关研究报告，如在华中电网建设特高压 1000kV 交流环形电网，投资巨大，不具备经济效益，

同时并不能有效解决华中电网的安全稳定问题，反而会带来一些新的安全风险。

（二）蒙华铁路的影响分析

蒙华铁路连接晋陕蒙等煤炭主产区与鄂湘赣等缺煤地区，是“北煤南运”的国家战略运输通道，能有效缩短部分煤炭沿海并逆长江而上的运输距离，缓解华中地区缺煤的现状，降低煤炭供应成本。蒙华线路全长 1806 公里，规划运力每年 2 亿吨煤，初期运力 6000 万吨，综合运价暂定 0.18 元/吨公里。随着蒙华铁路投运，初步测算动力煤价格到湖北平均降低 70—90 元/吨，到湖南平均降低 30—80 元/吨。蒙华铁路除满足湖北、湖南、江西现有 7000 万千瓦煤电外，还可以新增供应 2000-3000 万千瓦煤电机组。

据以上分析可以看出，通过特高压电网输入、蒙华铁路的投运，华中地区“十四五”期间电力平衡是基本可以保障的，但 2025 年以后需要新的电力来源。根据《长江经济带生态环境保护规划》，到 2020 年，湖北、湖南煤炭消费总量不超过 2015 年水平。华中地区继续发展煤电，受到环境保护和减少温室气体排放的硬约束，煤电增长受到限制。因此，华中地区将来存在着较大的发展清洁电力装机和区外来电的空间。

（三）发展核电是华中地区电力发展和结构调整的战略选择

我国核电发展走的是“先沿海、后内陆”的路径，截止 2019 年底，我国在运的 47 台核电机组和在建的 13 台核电机组，全部分布在沿海地区。仅在沿海地区布局和发展核电，已难以满足内陆省份经济发展对能源日益增长的需求，以及电网安全稳定运行的需要。

2008 年 2 月，国家发改委从国家能源战略与布局的全局出发，确定湖南省桃花江、湖北省咸宁、江西省彭泽三个核电厂址开展前期工作。

目前，三个核电厂址已全面完成前期工作，累计投入资金已超过 120 亿元，具备了申请核准建设的条件。由于日本福岛核事故影响，国内对三省发展核电出现意见分歧，项目建设一直搁置，国家有关部门明确要求“十三五”期间要加强厂址保护，积极开展论证工作。

习近平总书记明确要求长江经济带要“生态优先、绿色发展”。保护修复生态环境是长江经济带战略的重要内涵。华中地区电力发展应综合考虑环境约束、资源条件、电网安全等因素，顺应能源清洁低碳、安全高效发展的要求，加快能源和电力结构的调整。

三、华中地区发展核电具有坚实的安全基础

国内相关方面对华中发展核电的担忧，主要集中在两个方面：一是核电厂址分布在长江流域，洪涝期间核电厂能否有效抵御洪水，干旱期间核电厂冷却用水能否得到有效保障；二是核电厂正常运行期间以及事故工况下的废液排放是否会影响长江水资源的安全。

（一）核电厂址安全有保障，长江水资源安全有保障

受国家能源局委托，2015 年，中国工程院组织 21 位两院院士和 20 位行业资深专家，针对华中地区三个核电厂址安全以及对长江水资源影响进行了评估论证。

1.在厂址安全方面,三个厂址设计标高均高于最高洪水位，即使在长江流域万年一遇洪水叠加三峡溃坝的情况下，也不会发生类似福岛核电站被洪水淹没的情况。核电厂采用冷却塔方式冷却，补水量仅为冷却塔的蒸发量，全年平均用水量不超过取水河道总水量的 1%，在正常年份和干旱情况下，核电厂冷却用水保证率都完全满足要求。

2.在对长江水资源的影响方面,一是我国内陆核电在设计和运行上更加注重液态放射性流出物的排放控制,其排放控制值比沿海厂址低一个数量级;二是电厂正常运行期间,产生的少量废水经过处理后,接近天然本底放射性水平,远低于国家标准,饮用水安全不受影响;三是考虑事故工况,三代核电站从设计和工程上具有充分的预防和缓解措施,对事故产生的放射性废水“能储存、能处理、能封堵、能隔离”,把放射性物质滞留在厂房或阻断在厂区内,具有实际消除大量放射性物质向环境释放的能力,不会对长江水资源安全构成影响。

3.在地震安全方面,三个内陆厂址的地震加速度峰值均小于 0.15g,低于大部分沿海厂址。我国三代核电机组抗震设计标准达到 0.3g,表明三个核电厂址具有足够的抗震安全裕量,地震安全是有保障的。

(二) 在内陆地区发展核电国际上已有成熟的经验

在内陆地区和沿海建设核电站的安全标准具有一致性,适用法律和法规完全相同。世界各国核电建设布局 and 具体厂址选择,主要取决于经济社会发展和电力工业布局需要,既建在沿海,也建在内陆。

到 2019 年 12 月 25 日,全球在运行的 448 台核电机组中,有 255 台分布在内陆,占比 56.92%。世界核电装机最多的美国,96 台核电机组中有 85 台分布在内陆,其中在美国的“母亲河”——密西西比河流域建有 32 台机组。核电发电占比最高的法国,58 台核电机组中有 40 台分布在内陆,占比 69%,其中在法国五大河流之首的罗纳河沿岸就运行着 14 台核电机组。此外,从运行和管理经验来看,截止到 2018 年底,全球已有近万堆年的内陆地区核电运行管理经验。

(三) 我国已具备了在内陆建设核电的技术储备和运行管理经验

经过 30 多年的发展，我国核电技术已实现从二代到三代的跨越，建成了先进、完整的核电全产业链。福岛事故后，国家对核电站抵御极端灾害、预防和缓解严重事故、应急准备和应急响应等方面提出了更加严格的规范要求，我国三代核电安全标准已与世界最高标准接轨。我国核电起步至今始终保持安全稳定运行，没有发生国际核事件分级表界定的 2 级及以上运行事件，可以说没有出现过任何与核安全有关的事故。与世界核电运营者协会规定的性能指标对照，在全球 400 余台运行机组中，我国运行机组 80% 的指标优于中值水平，70% 达到先进值，与美国核电机组水平相当，优于法国核电机组，且整体安全指标逐年提升。

当前，我国三代核电 AP1000 依托项目四台机组已全部建成投产，华龙一号示范工程及出口巴基斯坦项目正在有序建设，CAP1400 示范项目已开工建设，我国已完全具备三代核电机组的自主设计和自主建造能力。我国出口巴基斯坦并已建成投产的四台核电机组全部位于内陆地区。可以说，我国已具备了在内陆地区发展核电的技术储备和运行管理经验。同时，华中地区拟建核电厂址所在地政府和公众支持本地区的核电发展。

四、结论与建议

1. 从华中地区能源资源禀赋、电力增长需求、电力系统运行安全、区域战略地位、特别是长江经济带生态环境保护等方面看，华中地区电力发展与规划，应充分考虑与国家重大区域发展战略、长江经济带发展战略总体要求相适应，统筹考虑区外来电、电网建设、煤电、可再生能源和核电发展，坚持走生态优先、绿色发展的新路子。

2.核电作为可以大规模替代煤电的基荷电源，具有清洁低碳的特点。华中地区建设核电，不仅对改善地区环境质量、提升电网安全、促进能源结构转型、优化我国核电布局均具有重要作用，而且是满足华中地区2025年后新增电力需求的主要途径之一。

3.华中地区三个已全面完成前期工作的核电厂址，无论是厂址安全、水资源安全、地震安全，都是有保障的。

4.我国首批三代核电已陆续建成投产，在华中地区建设核电，已属于三代核电后续的批量化建设项目，从首批示范项目建成到批量化建设的技术经济发展规律分析和成本测算，华中地区未来的核电上网电价将具备一定的竞争力，不会从总体上抬升华中地区的电价水平。

5.由于核电项目建设周期较长，通常从项目启动到投产需要五年甚至更长的时间。为此建议：

第一，将湖南桃花江、湖北咸宁、江西彭泽三个核电项目纳入国家“十四五”电力规划，并适时启动建设。同时，华中地区应为核电进一步发展创造必要的条件。

第二，对已纳入我国核电中长期发展规划的内陆地区核电厂址，相关政府部门应加强厂址保护，为电力工业总体布局与长远发展做好储备。

关于在我国西北地区建造集中共享低放废物 处置场的建议⁵

本世纪以来,我国核电进入规模化发展时期。截至 2019 年底,我国在运核电机组 47 台,总装机容量约 4875 万千瓦。2018 年核电发电量 2865 亿千瓦时,替代煤炭 8800 多万吨,减少二氧化碳排放 2.3 亿吨,为我国能源和电力的低碳化发展作出了贡献。

核电厂在运行和退役过程中,会产生一定数量的中低水平放射性废物(以下简称“低放废物”)。按照法规要求,低放废物需要尽快移出核电厂进行最终安全处置。由于种种原因,我国低放废物处置工作严重滞后于核电发展。目前在运核电厂 90%以上低放废物仍然滞留在核电厂临时贮存设施内。积存的大量放射性废物不但影响核电厂的正常运行,增加环境风险,而且进一步加剧公众对核电安全的担心。

为了突破困局,凝聚行业共识,有效推进低放废物处置工作,中国核能行业协会组织来自有关政府部门、甘肃省地方政府、中国核工业集

⁵本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《核电厂低放废物处置多途径研究》课题核心报告,该报告于 2020 年 5 月通过人民日报内参上报党中央,获党和国家领导人重要批示。

课题组主要成员:赵成昆,王毅韧,赵永康,刘新华,曲志敏,王金明,常向东,陈晓秋,杨波,陈荣,刘玮,徐春艳,魏方欣,张宇,祝兆文,董志强,圣锋,石西森,李广华,郭丹,郭胜辉,苗献锋,王世朋,任联章,李晓清,刘夏杰,田延峰,谢秋发,张立权,王鑫,张茂林,王明煌,张斌。

团有限公司、中国广核集团有限公司、国家电力投资集团有限公司等单位的专家和代表，开展了核电厂低放废物多途径处置研究。研究主要结论及建议如下。

一、我国核电厂低放废物数量及预测

据统计，一座百万千万级核电机组运行期间一年产生的低放废物约为 45-50 立方米 (m^3)，机组退役期间 (30 年) 产生的低放废物总量约 10000 m^3 。截至 2017 年底，我国核电厂积存的低放废物总量已经达到 1.7 万 m^3 。

按目前的装机容量 (截止 2019 年 12 月底，在运在建机组共 60 台) 计算，2060 年以前，全国每年产生的低放废物量不超过 5500 m^3 (包括少数机组退役产生低放废物)，累积低放废物总量不到 15 万 m^3 。如果按有关机构预测的 2035 年全国核电总规模 1.5 亿千瓦推算，按照每年新建 6 台机组考虑，2060 年核电低放废物每年产生量近 1 万 m^3 ，低放废物总量将接近 25 万 m^3 。2080 年以后，由于退役机组数量增加，退役产生的低放废物数量也将大幅增加，预计 2095 年累积总量超过 70 万 m^3 ，2110 年超过 130 万 m^3 。

二、我国核电厂低放废物处置现状与问题

核电厂低放废物处置有“就地处置”、“区域处置”和“集中处置”等多种途径。

“就地处置”是指在核电厂所在地区建设处置场，接受本电厂或本省的核电厂低放废物。“就地处置”可以充分利用核电厂已有资源，责任明确。但

如果每个核电厂都建一个废物处置场，全国要建十几个甚至几十个处置场，过于分散，每个处置场都要运行和监护 300 年以上，造成资源的极大浪费和环境压力增加。

“区域处置”是指建设区域性处置场，集中处理区域内多省的核电厂低放废物。区域处置体现就近和集约的原则，可以减少运输压力，有利于环境保护和资源的集约使用，是一种较为理想的处置方式。

“集中处置”是指建设跨区域的处置场，面向全国实行“集中处置”。可以形成一定的规模，有较好的经济效益，也有利于提高管理和监管效率，降低废物处置成本，但存在低放废物长途运输的问题。

相比于中、高放废物处置，低放废物处置的安全和环境风险相对较低，技术上比较成熟。**低放废物处置困难的主要原因是处置场址选择困难。**其中除了历史和政策方面的问题外，公众反对或邻避效应是目前面临的最主要障碍。

地方政府的态度也是影响区域处置政策落实的因素。有的地方政府只要核电厂，不要核废物处置设施，害怕核废物对公众和环境造成伤害，甚至带来社会不稳定因素；有的地方虽然同意建造处置场，但明确表示不接受外来废物，甚至不接受本省其他核电厂的废物。

早在 1992 年，我国政府有关部门就提出了“区域处置”政策，计划在全国分片规划和建设六个区域性处置场，负责处置核电低放废物。30 多年来，我国先后建成西北（甘肃省）、北龙（广东省）和飞凤山（四川省）三个低放废物处置场。目前，西北处置场的规划容量 20 万 m^3 ，已建成 2 万 m^3 ，主要接收军工废物及核电站的少量废物；北龙处置场规划容量 24 万 m^3 ，首期建成 8800 m^3 ，主要接收大亚湾核电基地的废物（但至今尚未投入运行，仅作为一个临时储存库）；飞凤山处置场规划容量 18 万

m³，首期建成 3.2 万 m³，主要用于接收 821 厂退役产生的低放废物和本省废物。因此，我国至今没有建成真正意义上的核电厂低放废物区域处置场。

针对遇到的问题，我国相关政府部门也正在积极采取措施。核工业主管部门除了正在制定规划并大力推动区域处置场落地，也批准了少量秦山核电厂废物向西北处置场转移，以解决燃眉之急。核安全监管部门也要求新建核电厂把废物处置设施作为电厂建设的必要条件，以解决核电低放废物处置问题。但受“邻避效应”等因素影响，有核电的省份很难找到既满足要求又被公众接受的场址。核电厂所在的东南沿海省份也普遍不愿意接受外来废物，都希望把本地的放射性废物送出。处置场选址和建设工作的难以落实。

三、我国可以采取“区域处置+ 集中共享处置”的多途径处置模式

在国际上，核电厂低放废物“就地处置”、“区域处置”和“集中处置”等多种途径都有实践。集中处置的优越性在国际上早已形成共识并受到鼓励。在“放射性废物和乏燃料联合公约”中提出“为安全和有效的管理放射性废物和乏燃料，在一定条件下，鼓励签约国之间的合作，为其他签约国提供本国的设施”。欧盟 14 个国家 2003 年开始研究共建集中处置场。美国在运行的 4 个处置场中，由 Energy Solutions (ES) 公司运营的 Clive 处置场作为接受全国放射性废物的集中共享处置场，是运行最成功的一个处置场。2017 年 Clive 处置场接受的废物占全美处置总量的 99%。



针对我国当前核电厂低放废物处置场建设面临的问题，可以采取“区域处置+集中共享处置”的多途径处置模式。即：一方面在核电规模较大的省份推动建设“区域处置场”，解决本省及周边的核电低放废物处置问题；另一方面可在全国范围内选择地方政府支持、综合条件良好的区域，建设一个面向全国的核电低放废物“集中共享处置场”，对核电厂的低放废物进行集中处置。

目前，我国在浙江、广东、福建三省核电机组较多。在现有的核电规模下，预计到2110年每个省低放废物积累量均达到15万 m^3 左右；如果再考虑到未来的新建核电，每个省的放射性废物量将超过20万 m^3 。因此可以考虑各建一个“区域性处置场”。

其他核电机组数量较少的省份，核电低放废物量低，单独建设处置场成本太高，经济上不划算，而且选址及建设也面临“邻避效应”的干扰。如果建设一座面向全国核电厂的“集中共享”式处置场，不仅可以解决上述省份核电废物处置问题，而且可以为其它核电企业提供更多的选择。核电企业可以根据自身情况，从安全、经济、社会等方面综合比较，选择适合的处置场。

四、在西北（甘肃金塔）地区建设“集中共享”型核电低放废物处置场是可行的

在甘肃省、酒泉市和金塔县政府有关部门支持下，课题组依据我国法规标准要求，从安全性、经济性、废物处置成本、运营模式等多个方面对在西北（甘肃金塔）地区建设“集中共享”型核电低放废物处置场进行了论证。金塔核电低放废物处置场（以下简称金塔处置场）的总

处置容量为 35 万 m³，可以分期建设，分期投入运行。经过论证，课题组形成以下论证意见：

1. 甘肃省具有良好的核工业基础，社会公众对核事业和废物处置的接受度高。

甘肃省是我国重要的核工业基地，社会各界对核工业有深厚的感情和充分的理解，对新建核设施和处置来自外省核废物的接受度高。甘肃省金塔地区政府把核工业和核燃料循环产业作为推动地方经济发展的支柱，乏燃料后处理工程、MOX 燃料制造、高放废物处置库等国家重大项目都落户在该地区。甘肃省人民政府 2015 年颁布了《甘肃省辐射污染防治条例》，确定了接受外来放射性废物的合法性和相应的生态补偿制度。

甘肃地处河西走廊，一直是汉族居住区，民族矛盾少。金塔地区人口稀少，金塔处置场场址区域不适宜发展其他工业，也缺少其他潜在开发价值，地方政府和企业的项目推进过程中的公众沟通工作相对容易。当地政府明确支持低放废物处置场的建设，有较高的积极性，可以避免其他废物处置场建设面临的“邻避效应”。

2. 西北地区气候、地质等条件形成的天然屏障，为放射性废物永久处置提供了更可靠的安全保障。

课题组对金塔地区人口情况、水文、地质等情况进行了调研。水是影响放射性废物处置安全的主要因素，它既侵蚀处置场的工程设施，也是放射性核素向环境释放的载体。因此水的问题在选址、建造以及运行、关闭各阶段始终都是需要重点考虑的问题。相比沿海地区的多水高湿情况，金塔地区地下水水位为 21-23 米，年降雨量 67mm，平均湿度 28%，基本不需考虑水带来的废物处置安全问题。



金塔场区地质稳定，不存在地震液化、滑坡、泥石流、岩溶和地面沉降等不良地质作用与地质灾害。场址区域及附近没有可开采的矿产资源、也没有采空区、地下工程等影响地基安全的人类活动，十分适宜处置场建设。

因为甘肃场址的水文地质条件好，工程系统简单，不需要复杂的防洪等排水系统和隔水措施，减少了工程措施带来的不确定性和事故发生概率。针对处置场关闭后 300 年的安全维护问题，考虑长期风险控制的要求，西北处置场更具优势。

在金塔核工业产业园，5Km 范围内没有常住人口，10 Km 范围内人口 1009 人。人口密度低，可以大大降低公众集体剂量。安全评价的结果表明，正常情况下西北处置场公众最大剂量比沿海小 5-6 个数量级。

3. 西北地区优越的气候和地质条件降低了处置场设计难度，同时土地价格和规模效应都为降低处置成本提供了空间。

低放废物处置费用包括建设及运行两个部分。在处置场建设费中，有很大一部分是固定投资，即不管规模大小，这部分投资是相对固定的，如选址，地面设施、监测设施、去污设施、环评和许可证申请等，固定投资的比例大约占总体投资的30%~50%。一个处置场的运行人员30~50 人，人员工资在处置费用构成中约占20%，且运行人员的数量与处置容量不完全成正比关系。

研究表明，在西北建 35 万 m^3 的处置场，静态建造总投资约 13 亿元人民币。正在规划中的某沿海场址 15 万 m^3 的处置场，建造投资达 8 亿元人民币。如果只从静态建造投资比较，在沿海和西北建设处置场每立方米投资分别是 5.3 万元和 3.7 万元。

根据测算，在西北建造一座规模为 35 万 m^3 的处置场，分 5 期建设，

当处置收费标准为 6.1 万元/ m³ 以上时，项目在经济上是可行的，能在一定程度上避免因投资建设价格波动、通货膨胀等带来的风险。这一收费标准里包含了运输费用、税收、利润、环境补偿以及长期的监护费用。

必须说明，在西北处置场的经济分析中，仍存在一些不确定因素，比如地方的环境补偿费用。但环境补偿费用并不是西北特有的额外费用，任何地区的处置场都会收取此项费用，沿海地区可能还会更高。

4. 放射性废物运输距离的增加在安全及成本上是可以接受的。

在甘肃金塔建低放废物处置场必须考虑的一个重要问题是长距离运输增加的安全风险及运输成本。

安全风险包括人员剂量风险和运输事故风险。根据计算，在长距离运输情况下，驾驶员平均每年所受的剂量限值小于 1mSv；还可以用驾驶室和车体之间增加屏蔽的方式进一步降低驾驶员的受照剂量。从运输事故风险概率看，到西北地区集中处置场的运输距离的增加并未显著增加严重事故发生的概率。

在运输成本分析上，目前我国尚无放射性物品的运输费用计取的相关规定。参照各行业运输费用推算，从沿海运到西北处置场的低放废物运输成本在 1-1.5 万元/m³ 之间，约占全部处置费用的 15-25%。如果将来采用铁路或公海铁联运，价格还会有所减低。运输费用中有些费用和距离无关，如装卸、监测、辐射防护和劳保、安分和环评等管理费用。运输成本中和距离直接相关的燃料费和过路过桥费分别占到运输费用的 40-45%和 20-30%。根据初步测算，由于运输距离增加，运输成本约增加了 12% - 17%。运输增加的费用只占全部处置费用的 2.2% - 3.1%。

因此，从安全及成本上分析，在西北建设低放废物处置场都是可行的。

5. 金塔处置场可采取多方参与、市场运作、公开透明、共享共赢的运营模式。

“集中共享式”低放废物处置场可以有多种运行模式，包括：

方案一：由甘肃地方国有企业相对控股，其他核电集团或电厂参股，发起成立股份公司，负责废物处置场的投资、建设、运营。

方案二：由甘肃地方国有企业、中核集团、中广核集团、国家电投四方平均参股，发起成立独立的股份公司，负责废物处置场的投资、建设、运营。

方案三：由中核环保公司（中核清原）控股，联合地方政府、其他核电集团或相关利益方，发起成立股份公司，负责废物处置场的投资、建设、运营。中核集团与甘肃省在核产业发展方面有长期广泛的合作，中核环保与地方政府也确定了合作意向。

方案四：由甘肃省地方国有单位控股发起成立独立公司，负责建造和运营核电厂低放废物处置场。目前，由甘肃省地方国有单位控股的甘肃东方中科环境治理有限公司已经成立，专门负责商用核电厂低放废物处置场项目开发。

由于处置场的运行模式涉及相关核电企业、集团公司、地方政府等各方的利益，在由谁控股等问题上还需进一步协商。但是，各方一致认为，多方参与、市场运作、公开透明、共享共赢是未来处置场运营模式的核心。为保证低放废物处置场关闭后300年的安全维护，处置场必须在国家有关部门指导下，地方政府和核电企业加强合作，专业、规范、高质量地进行建设。

五、推进我国低放废物处置工作的建议

1. 我国核电厂低放废物处置场建设严重滞后，绝大多数低放废物滞留在核电厂临时贮存设施内，不利于核电厂的正常运行，也增加了环境风险，应尽快推进我国核电厂低放废物处置场的建设。建议有关政府部门对处置场的规划与核电发展规划一并考虑，同时结合路条、项目审批等关键节点，将处置场的选址和建设设置为允许开展前期工作和项目核准或开工的前提条件。

2. “邻避效应”是影响我国低放废物区域处置政策落地的主要障碍，为了破解“邻避效应”带来的困局，建议对核电厂低放废物采取“区域处置+集中共享处置”的多途径处置模式，在部分核电大省规划建设区域性处置场的同时，选择综合条件良好的区域，建设面向全国的“集中共享”式核电低放废物处置场。

3. 甘肃省有着良好的自然条件和公众接受度，从安全、经济、社会三个方面综合考虑，在甘肃金塔地区建设“集中共享式”低放废物处置场是一个理想的方案。

4. 低放废物处置场的运营具有其特有的专业性和公益性。低放废物处置在坚持专业性的同时，还应具有公益性，同时在政府指导下适当引入市场机制，支持和鼓励民营企业参与，实现共享共赢，可持续发展。

5. 要建立有效的区域协调发展机制。低放废物处置场所在地应得到合理补偿，以促进当地就业、基础设施建设和经济发展。环境补偿方式不但可适用省与省之间的环境利益平衡，也可探讨在省内区域间实行，由此加快省内区域处置场的建设。

我们认为，金塔处置场的建设可以破解我国当前核电低放废物处置



问题，为核电安全运行提供保障，同时具有一定的规模优势，有利于促进西北地区经济发展和人民生活的改善。

我们希望，在有关政府部门大力协调和有关涉核企业集团的共同努力下，尽快消除分歧，达成共识，加快推进和实施西北集中共享处置场的建设运行，为我国低放废物处置提供一个安全、可靠和经济的途径。

关于启动国产化 CAP1000 后续核电项目 建设的建议⁶

党中央、国务院一直高度重视我国核电安全发展及自主化、国产化问题。2006年，根据我国当时的核电发展状况，在深入论证和广泛征求意见的基础上，慎重决策引进美国 AP1000 三代核电技术，并决定建设浙江三门一期工程和山东海阳一期工程作为引进技术的依托项目。2008年，国家设立大型先进压水堆核电站科技重大专项（以下简称“核电重大专项”），主要目标是在引进 AP1000 技术及依托项目建设的过程中，全面消化吸收 AP1000 的设计、制造、建造技术，形成国产化 CAP1000 的设计建造能力，并在此基础上开发具有自主知识产权的 CAP1400 三代核电技术，实现三代核电自主化高起点发展。十多年来，国家和有关企业投入大量资源，经过设备研制、设计优化、科研攻关和工程建设等方面的共同艰苦努力，AP1000 依托项目已建成投入商业运行，国产化 CAP1000 技术及配套能力已经基本形成，国和一号（CAP1400）示范工程已开工建设，各项技术研发、设备研制等工作已完成，核电重大专项

⁶本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《国产化 CAP1000 后续核电项目建设研究》课题核心报告，该报告于 2020 年 10 月上报党中央国务院主管领导，并获得重视和批示。

课题组主要成员：王炳华，王凤学，吕晓明，陈荣，刘玮，贾子蔚，杨铭，蒋演明，董波，杜雷，陈林康，裴启林。



所确立的阶段性目标已实现。

作为先期安排的国家重大专项支持的浙江三门二期、山东海阳二期、广东陆丰一期、辽宁徐大堡一期共计八台后续国产化 CAP1000 核电机组建设项目(以下统称“国产化 CAP1000 后续核电项目”),经过长期的前期准备工作,目前已具备了开工建设的条件。为深入推进三代核电自主化战略,巩固核电重大专项成果,缓解承担国产化 CAP1000 后续核电项目建设任务的相关工程建设企业及装备制造企业经营压力,中国核能行业协会联合中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广东核电集团有限公司和哈尔滨电气集团有限公司、中国东方电气集团有限公司、上海电气集团股份有限公司、中国一重集团有限公司等单位,共同组织行业力量和国内资深专家对启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设问题进行了深入调研和充分论证。现将有关情况和建议报告如下:

一、AP1000 依托项目 4 台机组运行情况良好,为启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设奠定了坚实基础

截止到 2019 年 1 月,AP1000 依托项目 4 台机组全部投入商业运行。据世界核电运营者协会(WANO)统计,在 2019 年全球 403 台参与评价的在运核电机组中,三门 1 号机组、海阳 1 号机组与其他 62 台机组并列获得满分 100 分。到今年 4 月,三门 1 号机组、海阳 1、2 号机组陆续完成首次换料大修,其中海阳 2 号机组创商用压水堆首次换料大修最短工期(32.78 天)记录。

2018 年 12 月 22 日,三门核电 2 号机组一台进口主泵曾发生故障,

反应堆停堆小修。在国家有关部门监督指导下，中外双方对主泵进行了解体检查及故障原因分析。查明主泵故障直接原因是下推力盘锁紧杯断裂。综合试验分析确定，推力盘锁紧杯断裂是材料、工艺、共振等多个特定因素叠加导致的低概率个性事件，国家核安全局组织召开专家委员会会议审查认可了主泵故障原因。随后利用机组检修机会，相继对三门2号机组及三门1号、海阳1、2号机组所有15台主泵锁紧杯进行了全面检查，未发现任何缺陷。2019年11月28日，三门2号机组更换主泵后机组重新并网，目前运行正常。

AP1000 依托项目四台机组运行及换料大修业绩证明，其技术性能指标达到或优于设计值。机组热功率、电功率、全厂效率、设备可靠性、卸料能耗、大修周期、人员辐射剂量、放射性流出物排放、中低放废物量等指标达到或优于设计值。自装料以来，未发生 INES（国际核事件分级表）1 级及以上运行事件，非计划停堆、停机次数优于行业平均值。2019 年，三门 1 号机组可用率 99.98%；海阳 1、2 号机组可用率分别为 97.44%、99.66%。运营单位评估认为，机组的运行绩效、大修工期等指标还有进一步提升空间。

二、国产化 CAP1000 后续核电项目建设前期准备工作全面完成，已经具备启动开工建设条件

通过核电重大专项以及 AP1000 依托项目的实施，我国已经具备了国产化 CAP1000 核电自主设计、制造、建造及运维能力。国家在“十一五”时期已将国产化 CAP1000 后续核电项目列入规划，由于 AP1000 依托项目拖期等原因一直未能开工建设。多年来，仅各项目业主单位已累

计投入资金约 515 亿元，每年发生的财务费用及各种现场维护管理费用等约 24 亿元。一些长周期设备制造厂家已先期投料，成品和半成品长期积压，占用大量资金和生产场地。

项目核准与执照申请方面。拟开工的四个核电项目可行性研究报告已通过电力规划设计总院评审，项目厂址安全分析报告、环境影响评价报告（设计和建造阶段）已通过国家核安全局审查，核准支持性文件已齐备，项目申请报告已编制完成，均已向国家发改委上报申请项目核准的请示，中国国际工程咨询公司已完成核准评估并出具了评估意见，国家核安全局已完成建造许可证条件审查。

工程设计和设备制造方面。总体设计和初步设计已经完成，施工图设计完成率超过 60%，进度超前一年以上。统筹考虑投资强度和工程进度，推进关键设备采购制造工作，长周期采购设备均已开工制造且部分已交货，满足工程进度需求。

项目现场建设准备方面。项目业主单位及承包商根据核安全法规及相关标准要求，认真总结 AP1000 依托项目建设的经验和教训，建立了完善的项目管理体系和组织机构，已配置了约 1300 名管理和专业技术人才。施工队伍保持“热备用”状态，开工所需机械、工器具、原材料都已准备就绪。海阳 3 号机组、三门 3 号机组、徐大堡 1 号机组、陆丰 1 号机组均已完成核岛底板钢筋绑扎，具备浇筑混凝土条件。

采购部分美国设备方面。国产化 CAP1000 后续核电项目已采购的美国设备，主要包括部分主泵、国产主泵部分部件、仪控系统、部分阀门、仪表等，除陆丰项目进口主泵外，其他已全部取得美国政府颁发的出口许可。

上述进口设备中，多项已具备国产化能力，仍有尚需国产化攻关的

部分关键零部件、元器件和设备，均为我国核电行业压水堆机组的共性问题，已纳入压水堆核电重大专项支持，国内厂家已开始国产化研制。CAP1000 国产化主泵已完成两台产品制造，CAP 系列国产化仪控已完成产品制造，进入出厂调试阶段。

此外，针对国际政治经济形势的变化，我国组织有关企业梳理形成了核电技术领域攻关清单，落实了任务的责任主体，正在分步解决我国核电技术的“卡脖子”问题，**我国企业有能力保证项目全面自主建设与运营。**

知识产权方面。与美国西屋公司等境外企业签订的技术转让协议，明确约定在国内建设 CAP1000 项目不存在知识产权问题。在境外采购部分设备时，可能存在因技术文件引起的具体商务分歧。针对此问题，可以通过加快培育并形成剩余少量设备的国产化能力，逐步实现国内供货，或通过采用与西屋公司以互利合作。

三、尽快启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设有利于我国巩固三代核电国产化成果、稳定核电产业供应链以及促进能源结构及布局优化调整

巩固三代核电国产化成果，稳定核电产业供应链。按照核电重大专项总体方案要求，国产化 CAP1000 后续核电项目应掌握自主设计能力和关键设备制造技术，并具备批量化建造能力。截止到目前，“国产化 AP1000 标准设计研究课题”已通过国家能源局验收，认为已经形成了完整的国产化 CAP1000 核电厂设计能力；主要装备制造企业攻克了国产化 CAP1000 关键设备材料与制造技术，形成了完整的核电主设备制造能力；施工单位通过依托工程，掌握了 CAP1000 建设、安装、调试的工

艺和流程，建立了完善的质量管理体系。同时，经过 AP1000 依托项目的建设 and 运营，已经培养了大批专业的建造、运行人员，可保障后续项目的顺利推进。

促进我国能源结构及布局优化调整。启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设，**一是有利于促进我国核电有序发展。**基于我国核能发展已有的基础和条件，综合考虑电力需求、能源结构调整、碳减排、能源安全等因素，国内有关权威机构研究表明，从 2020~2035 年每年需稳定开工 6~8 台大型三代核电机组，机型以具有自主知识产权的华龙一号、国和一号（CAP1400）三代核电技术为主，“十四五”期间，还应适当建设一批国产化 CAP1000 核电机组。**二是有利于优化我国区域能源结构及布局。**浙江省、山东省、辽宁省、广东省位于我国东部沿海发达经济带，预计“十四五”末、“十五五”初，四省预计分别存在约 700 万千瓦、850 万千瓦、300 万千瓦、1600 万千瓦电力缺口，且火电占比分别为 63%、76%、64%、67%，全部高于全国 59.2% 的平均水平。项目建成后，电量消纳有保障，也可优化四省电源结构，提高清洁电力比例，为当地经济社会发展发挥积极促进作用。**三是有利于提升区域电网安全运行水平。**四省一次能源自给率偏低，省外调入分别达 90%、80%、75%、80% 以上，项目建成后，可为电网提供清洁低碳、稳定可靠的基荷电源支撑，有利于保障区域电力系统安全稳定运行。

在美国政府 2018 年发布的《美国对中国民用核能合作的政策框架》中，明确限制与美国有直接经济竞争的涉及华龙一号、国和一号（CAP1400）以及相关先进反应堆的合作，但对 CAP1000 后续核电项目的设备、部件及材料的出口明确适用“推定批准”范围。当前，中美关系面临着相当大的不确定性，但美相关企业与我国企业有积极的合作意愿

和诉求。AP1000 技术转让方西屋公司已就有关问题得到美国政府澄清：在中美两国 2006 年签署的核能合作谅解备忘录框架下，美国政府同意西屋与中国企业就 AP1000 技术和设备继续开展合作。目前，国产化 CAP1000 后续核电项目向美方采购的设备合同正在执行过程中。西屋公司已向我国企业出具了承诺函，明确表示除陆丰项目主泵外，其他合作均不受影响。关于陆丰项目，西屋公司也愿与我国企业一起寻求解决办法。我国企业保持与美国企业层面的适度合作，有利于促进中美经贸环境改善。

国产化 CAP1000 后续核电项目建设总投资规模约 1600 亿元左右，国内投资率可达 90%以上，且均为市场主体商业化自主投资。在后疫情时期，启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设，对稳投资作用明显，符合落实党中央、国务院“六稳”、“六保”要求以及国家能源安全新战略及能源供给侧结构性改革的总体要求，可有效保障我国核电产业供应链稳定，有利于壮大我国清洁能源产业及推动构建清洁低碳安全高效能源体系，可以助力当前增加国内有效市场需求。

综上所述，启动国产化 CAP1000 后续核电项目建设符合国家有关产业政策和规划，有利于巩固我国核电国产化成果，稳定我国核电产业供应链，促进我国能源结构及布局优化调整。并且国产化 CAP1000 后续核电项目开工建设各项前期准备工作均已就绪，长周期关键设备具备交货状态，可以满足项目核准后短期内开工建设的要求，项目开工建设宜提上日程，以尽可能减少一些不必要的损失。

为此建议：国家有关部门早日按程序核准浙江三门二期、山东海阳二期、广东陆丰一期、辽宁徐大堡一期国产化 CAP1000 后续核电项目陆续开工建设。

协力共创新时期我国核能公众沟通工作 新局面⁷

新时期核能的高质量发展离不开公众的理解、支持和参与，做好核能公众沟通工作已经成为我国核能事业安全高效可持续发展必不可少的重要条件。充分认识新时期我国核能公众沟通工作面临的形势、挑战及任务，推动社会公众科学理性认识我国核安全状况，构建核能行业公众沟通工作新格局，协力共创核能公众沟通工作新局面，是我国核能行业面临的一项艰巨而又长期的任务。为此，中国核能行业协会组织行业内外相关单位及专家对我国核能安全状况与公众沟通问题开展了深入研究，提出了关于新时期我国核能行业公众沟通工作的相关观点和建议。

一、充分认识新时期我国核能公众沟通工作面临的形势、任务与挑战，深刻把握核能公众沟通工作的重要性、艰巨性和长期性

我国核电大国地位已经基本确立，但核能产业发展仍任重道远。十

⁷本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国核安全状况与公众沟通》课题核心报告，该报告于2019年10月在第三届核能公众沟通交流大会发布。

课题组主要成员：王乃彦，孙汉虹，杨波，赵永康，周如明，王晓峰，李少刚，胡君华，房超，蒙发俊，李丽，左跃，彭立新，李泉雄，范淳钰，徐浏华，文剑波，陈大明，花明，徐宏，郑玉辉，陈荣，刘玮，冯一斐。

十九大报告明确了全面建设社会主义现代化强国及其“两步走”战略安排。核能作为高科技战略性产业，美、俄、法等世界核工业强国，始终把保持核能技术领先和占领国际核能技术主导地位作为国家坚持的基本战略，核能产业的发展对我国政治、社会、经济、生态发展都具有重要战略价值。目前，我国核电大国地位已经基本确立，实现了由二代向三代核电的技术跨越，自主化三代核电技术及产业链的比较优势基本形成，具备了从“核电大国”向“核电强国”迈进的基础性条件。

实现能源结构的多元化、清洁化和低碳化，是全球各国能源安全战略的必然选择，也是我国新时代能源供给侧结构性改革的重要内容。核电具有可再生清洁低碳能源的类似属性，是世界公认的重要非化石清洁能源之一。2018年，世界核电发电量占全球总发电量比例为10.2%，其中，法国、美国、英国、俄罗斯核电发电量占比分别为71.7%、19.3%、18.5%和17%，而我国核电发电量占比仅为4.2%。

我国核能产业面临难得的历史性机遇，发展前景十分可期。十九大报告提出构建清洁低碳、安全高效的能源体系，核电等非化石清洁能源将迎来难得的历史性机遇。从发展趋势看，我国核电在国内清洁低碳能源中具备一定的比较优势和经济竞争力。安全高效可持续发展核电，是我国能源电力发展战略的必然选择，是完成国家非化石能源占比目标，实现温室气体减排承诺，优化能源结构和保障能源安全的重要举措，也是当前和今后一个时期我国能源发展始终坚持的一项基本政策。

到2035年，我国将基本建设成社会主义现代化国家，根据有关方面预测，我国一次能源需求将达到60亿吨标煤左右，电力装机规模将达到35亿千瓦左右。考虑到后续水能、风能和太阳能等可再生清洁能源开发的资源限制和生态环境制约，以及季节性和间歇性发电的特点，核电作

为安全、稳定、高效的非化石清洁能源，可有效替代一部分煤电承担基荷电力。预计到 2035 年，我国核电需求的装机规模为 1.8 亿千瓦左右，核电发电量占总发电量比例达到 10%左右，占一次能源比例达到 5%左右，占非化石能源比例达到 1/5 左右。

我国政府一直高度重视核安全，确保核安全一直是核能行业的共同使命。核安全事关国家安危、人民健康、社会稳定及大国地位。十八大以来，习近平总书记首次提出“**理性、协调、并进**”的核安全观，明确核安全是国家安全体系的重要部分，历来强调万无一失，确保核安全。我国始终把保障核安全作为重要的国家责任，融入到核能开发利用全过程；始终以安全为前提发展核事业，坚持纵深防御原则，按最严格的安全标准实施监管；始终积极适应核事业发展新要求，不断推动核安全管理与时俱进，创新发展。

核安全也事关核能企业的生死存亡。我国核能行业各界始终坚持“安全第一、质量第一”方针不动摇，坚持把确保核安全作为核能行业发展的生命线；把“敬畏核安全、守护核安全”作为我们的共同责任，共同致力于构建核能安全高效可持续发展命运共同体；长期以来，我国核能行业保持了良好的核安全记录，走出了一条中国特色的核安全之路。

我国核能公众沟通工作取得显著成绩，但存在的问题也十分突出。《核安全法》及政府相关规章制度将核能公众沟通纳入法定决策程序，公众沟通越来越得到各级政府、核能企业和社会组织的高度重视，形成了“中央督导、政府主导、企业作为，公众参与”的工作机制，以及“科普宣传、公众参与、信息公开、舆情应对、融合发展”的工作模式。初步形成了核能公众沟通的方式方法、平台阵地及良好实践，提高了公众对核能事业的了解和参与。核电企业，特别是新上核电项目的公众沟通工作

成为“亮点”。

由于我国涉核公众沟通工作起步较晚，核能公众沟通工作还没有引起一些涉核单位的足够重视，工作程度不平衡，部分涉核单位已经遭遇项目中止的尴尬；行业核能公众沟通没有形成合力，资源分散，缺乏统一标准，不能统一发声；核能发展“正能量”宣传不足，被动应对“异见”人士意见，公众沟通工作效果有限；各大中心城市缺乏充分的宣传展示平台，公众沟通的有效性需要提高等。

我国越来越多的公众更加关注核安全，核能公众沟通工作面临着既艰巨又长期的严峻挑战。日本福岛核事故是世界核电发展史上最严重的核事故之一，也是离我国最近且影响最深远的核事故，福岛事故引发了全球对核电安全的信任危机，给原本发展势头强劲的我国核电产业带来了严重冲击，也让越来越多的公众更加关注核安全。

我们虽然是“核大国”，但社会公众对核能发展的战略意义与核安全风险认知参差不齐，缺失“核大国”应有的战略理解力与风险担当意识；由于科学、理性的正面舆论宣传和引导不足，“三大核事故”成了公众难以抹去的心理阴影；对部分非科学、非理性的反核人士的观点及言论缺乏有效应对，导致这些观点影响了社会公众对核安全的接受度甚至影响了政府决策；公众权利意识和环保意识越来越强，涉核邻避事件多发，也对各级政府涉核决策产生了重要影响；在信息化环境下，涉核信息尤其敏感，对舆情监测和应对能力等也都提出了严峻挑战。

基于对上述形势、任务与挑战的分析，核能公众沟通工作已经成为当前制约我国核能事业发展的一项瓶颈。做好核能公众沟通工作是社会公众了解核电、理解核电、支持核电的重要途径，是实现核设施与当地公众和谐相处、融合发展、有效破解邻避效应的重要手段，是保障我国



核能事业长期可持续发展的必然要求。因此，核能行业必须主动担当、勇于创新、积极探索适合我国国情的行之有效的核能公众沟通之路。

二、客观认识我国核安全状况，全面了解我国的核安全治理体系，树立科学理性的核安全观，构筑公众对核安全的理性认知和信心

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国核电安全运行的良好业绩。1985年我国核电事业从秦山起步，经过30多年的发展，我国已经形成了自主设计、制造、建设、运营核电的核安全管理能力。截止2019年6月，在运核电机组47台，位列世界第三，在建核电机组11台，位居世界第一，目前，我国已经成为世界核能和平利用的大国。

30多年来，我国核电一直保持着良好的安全纪录，没有发生国际核事件分级表界定的2级及以上运行事件，也未发生过对人员或环境造成污染和危害的事件。我国核电机组总体性能指标状况良好，累计安全运行300余堆年。与世界核电运营者协会规定的绩效指标对照，有12台运行机组WANO综合指标满分，世界领先，所有机组80%的指标优于中值水平，70%达到先进值，与美国核电机组水平相当，优于法国核电机组，跻身国际先进行列。

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国核电技术已经达到国际最高核安全标准。我国坚持采用最先进的技术、最严格的标准发展核电。在建核电机组质量受控，新建核电机组设计指标满足国际最高核安全标准，具有较为完善的严重事故预防和缓解措施。特别是福岛核事故后，国家加速了核电技术的升级换代，新建核电项目全部采用了三代核电技术。三代核电技术在设计上可以保证即使发生反应堆堆芯熔化等严

重事故，可以把放射性污染控制在核电厂安全壳之内，不会在核电站之外产生大规模的放射性释放后果，对周围的生态环境亦不会产生实质性和长远的影响。

我国自主设计的“华龙一号”设计安全性达到国际一流水平，技术成熟度高，首批示范工程进展总体顺利，是目前全球少数能够按照计划进度实施建设的三代首堆核电机组。以“华龙一号”、“国和一号”开工建设为标志，我国成为继美国、法国、俄罗斯等核电强国后又一个拥有独立自主三代核电技术和全产业链的国家，就在建规模和发展前景而言，我国已成为全球三代核电发展的产业中心。

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国已形成了健全高效的核安全治理体系。在核安全观引领下，核安全上升到国家战略高度，与政治安全、经济安全、生态安全等一起纳入到国家总体安全体系，并被写入国家安全法。随着我国核能事业持续发展，我国逐步构建起法律规范、行政监管、企业主体、行业自律等为主导的核安全治理体系，核安全防线更加牢固。

我国已经建立起一套接轨国际、符合国情、相对完善的核安全法规体系，《核安全法》的出台为我国核安全监管能力的进一步提升提供了法律保障；在中央的高度重视下，国家核电行业主管部门、核工业主管部门、核安全监管部门逐步完善了对核电发展严格管理和全面监管的各项制度措施，多项安全监管举措系统高效，富有中国特色，有效地保证了核能行业的安全、有序发展；各核能企业始终将核安全置于最高地位，通过引进和吸收世界先进的核安全管理经验，构建了以安全质量为核心的一体化、全过程的核安全管理体系，并重点加强了对操纵员等关键岗位的培训考核和对承包商的质量和安全管理，通过各种措施持续提升安全管理有效性；中国核能行业协会积极与世界核电运营者协会等国际国

内机构建立合作关系，积极开展核电同行评估、经验反馈交流及供应商信用评价等工作，切实加强行业自律建设。

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国核能行业在认真践行核安全文化。“核安全文化”是 IAEA 在总结切尔诺贝利事故教训时提出的概念，是一个包括决策、管理和运行过程中各层次人员的安全素养，也是国内倡导安全文化较早的工业领域。“十二五”期间我国首次发布《核安全文化政策声明》，表明我国政府对核安全文化建设的一贯立场和鲜明态度，“十三五”时期我国进一步强化核安全文化建设，广泛推行核安全文化八大特征，把核安全作为重要的价值观，营造良好的核安全文化氛围，确保人人都是一道安全屏障。

核电企业始终坚持“安全第一，质量第一”，建立了风险指引型核安全管理体系，核安全文化建设持续推进，核安全管理能力不断提高。核电设备制造企业的核电生产质保体系不断完善，设备制造质量和水平得到大幅提高，满足了国家核电事业发展要求。

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国不存在发生三大核事故的客观条件，具有可有效避免核事故的能力和措施。三哩岛核事故主要原因是由于操作不当造成，且相关制度不健全、培训不到位。目前我国操纵员上岗前需经过一系列严格培训，并定期考核换证，可有效避免误操作；切尔诺贝利核事故是由于反应堆设计、操纵员行为、核安全管理体制等一系列因素共同作用而导致的，其设计具有固有缺陷。我国在运及在建核电站均采用更加先进安全的堆型，不存在此类反应堆；福岛核事故是由于超过设计基准的自然灾害和人为因素共同导致的。我国核电站中不存在引发福岛核事故自然条件，也不存在此类反应堆。且国家核安全局颁布的《核电厂厂址选择安全规定》对核电选址有很高的标准

要求，能够保障核电厂的安全。在福岛核事故后，我国全面评估了我国核电厂应对极端自然事件及防范和抵御严重事故的能力，开展了福岛后安全改进行动，使我国运行核电厂安全水平持续提升，全面具备了应对类似福岛核事故的能力。

科学理性认知我国核安全状况，需要了解我国核能行业守护核安全的行动永远在路上。安全是核事业的生命线，在核安全问题上，我国核能行业永远不能有须臾的满足。核能行业是我国国民经济的重要组成部分，和我国其他行业相比有自身核安全管理方面的特殊管理要求和安全文化内涵，如“四个凡事”（凡事有章可循,凡事有据可查,凡事有人负责,凡事有人监督。）、“两个零容忍”（即对隐瞒虚报“零容忍”、对违规操作“零容忍”）要求等。一经发现与这些要求不相符合，各单位都会要求进行立即纠正、持续改进并经验反馈，核安全监管部门、核行业主管部门、行业组织及各涉核集团，也都会依法依规采取各种行动措施加以改正完善。“敬畏核安全、守护核安全、确保核安全”，始终是我国核能行业各界和每一个从业者的使命和职责，核安全永远在路上！

必须清楚地认识到，核能开发与利用是一项庞大复杂的科学工程，是高科技的系统集成与创新，科学理性是我们对待核能开发利用应有的基本态度。因此，我们要：

认知核能。要了解它的科学原理、纵深防御、多道防御屏障和多重保护以及防御措施的完整性、独立性和有效性，要知道它的安全标准、事故概率、风险防范，要知晓它是成熟的设计、高质量的建造和运行管理，同时还要看到日新月异的科技进步对核能安全持续提升的重要作用。

接受核能。核能开发利用，在给人类带来重大利益的同时，也带来了核安全的风险与挑战，利益总是和风险相伴而生的，但并不意味着风

险变成不可接受的核事故，全球核电 18000 多堆年的安全运行纪录表明，人类是可以驾驭核安全风险，安全是有保障的，这应是科学理性认识核能的基本点。

发展核能。核安全观的根本特征首先是理性，既要高度重视核安全，也要充分看到核能发展的价值和利益，不能因噎废食，要坚持安全与发展并重，只有实现安全保障，核能才能实现可持续的发展，只有实现更好发展，才能真正管控安全风险。

三、在国家核能公众沟通工作机制总体框架下，发挥核能行业整体协同优势，共同构建新时期我国核能行业公众沟通工作新格局

基于上述观点，为构建我国核能行业公众沟通工作新格局，协力共创核能公众沟通工作新局面，我们提出如下建议：

1.在“中央督导、政府主导、企业作为，公众参与”工作机制下，成立核能行业公众沟通专门组织，推动建立核能行业公众沟通长效协同机制。发挥行业协会在联系政府和企业以及企业之间桥梁纽带方面的独特优势，在中国核能行业协会的平台下，组建中国核能行业公众沟通促进委员会。委员会由各涉核集团、政府技术支持机构、相关大学、媒体及社会组织等单位的相关高层领导组成，并汇聚行业内外有影响的公众沟通权威专家。针对我国核能公众沟通工作面临的形势、挑战和任务，研究制定核能行业公众沟通工作的总体要求、工作重点及相关保障措施等，做好顶层设计，从全行业一盘棋高度来谋篇布局，为核能行业公众沟通工作有效开展提供指引。

公众沟通促进委员会将积极与相关政府部门沟通，协调解决核能公

众沟通政策层面的重大问题；牵头组织和统筹协调行业公众沟通各项重大活动；搭建社会与行业沟通平台，及时回应社会关注问题，组织与公众或“异见”人士主动开展面对面沟通交流和对话；推动公众沟通工作的能力建设和标准化，共享行业资源，促进经验交流，引领核能公众沟通工作高效推进；建立核能行业公众沟通协调机制，提供资源保障，确保公众沟通工作可持续有效开展；统筹协调好行业各类社会团体及成员，发挥优势、群策群力、踊跃参与、形成合力，共同为核能公众沟通贡献力量。

2.推动各类公众沟通专业队伍建设，为核能行业开展公众沟通工作提供专业性支持。依托协会专家委员会平台及其相关特邀顾问和公众沟通专业组专家，培育和组建一支行业公认、社会认可的“懂专业、识大局、有影响、善沟通”的核能公众沟通高端专家团队。开展行业公众沟通问题、理论和实践的研究；针对社会热点问题，回应政府和公众关切，进行权威解读；探讨邻避风险防范和化解的工作机制，研究提出促进核电项目与地方经济融合发展的实现形式、政策措施；总结探索公众沟通的新方法和新模式，为核能行业开展不同层次的公众沟通活动提供专业人才与技术支持。

同时，定期组织开展核科普讲解员大赛、公众沟通工作征文等一系列活动，激发核能行业公众沟通各方面专业人才的积极性和创造力，持续推动行业各类涉核公众沟通专业队伍建设。

3.推动行业与媒体界的协同合作，让媒体真正成为核能公众沟通的有力助手。充分发挥主流媒体和新兴媒体的传播优势，请主流媒体走进核能，向公众展示核能、宣传核能。在相关主流媒体建立定期栏目或专题节目，开设与资深媒体人及公众对话节目，就公众关心的涉核相关问



题公开交流，及时回应社会关切；定期或逢重大事件举行主流媒体宣传报道吹风会或媒体见面会，把中央的有关精神、政府部门的相关要求及相关客观真实情况传达给记者，形成客观真实的宣传口径；打造新媒体作为获取社情民意的重要平台和引导舆论氛围的新阵地，营造良好的舆论氛围和社会环境。

建立核能行业媒体间合作交流机制，积极开展与媒体记者定期交流，设立中国核能发展新闻奖，调动行业内外媒体记者进一步讲好核能故事的积极性，培育一批既懂核专业、又热心核事业、还能讲好核能故事的专兼职记者队伍；组织行业内外媒体同行经验交流，有效发挥行业内各种自媒体在公众沟通工作中的骨干作用。

4.开发系列标准化科普宣传教材和公众互动项目，针对不同人群开展行之有效的精准式科普宣传工作。针对核科普工作“进党校、进课堂、进社区”和不同受众的需要，统一开发系列标准化核科普教材，形成行业标准化科普读物；统一开发制作核能科普的宣传片、微电影、故事、卡通人物、漫画、游戏等，运用不同科普宣传方式，有效提高各种不同人群对核科普的兴趣和认知度；充分发挥社会尤其是大型中心城市各种科普场馆的作用，协同开展核科普宣传工作。

充分挖掘和利用核能行业各自拥有的自然环境、工业历史遗产、曾经的核能功勋人物等资源，用优美风景、历史遗迹、人物故事等更生动、更立体地展示核能行业、核能文化、核能人物和核能成就，打造公众更加喜闻乐见的核能与公众互动方式，拉进核能与公众的距离，营造核能公众沟通的良好氛围。

5.开展核能公众沟通工作同行评估和经验交流，切实提升涉核企业公众沟通工作能力、水平和成效。继续开展涉核企业公众沟通同行评估

活动，总结良好实践和经验，查找问题和不足，持续改进；组织行业权威专家，开展与涉核项目所在地政府官员及周边民众的专题沟通咨询活动，有效做好释疑解惑工作。

依托行业、面向社会，集中力量定期组织召开年度核能公众沟通交流大会，逐步培育并形成全国性有影响的“宣传核能发展“正能量”、科学理性地认知核安全、研讨交流公众沟通新经验、展示公众沟通工作新风采”的核能公众沟通交流权威平台。

6.统筹策划和组织开展系列主题宣传活动，提高公众对核能的科学理性认知。在国家有关部门指导支持下，与媒体共同策划，利用国家安全教育日、全国安全生产日、全国科普日、世界环境日等时点，嵌入核安全宣传内容，请主流媒体走进核电，开展全国性的主题宣传活动；通过建立国家级、地方级核科普教育基地，开发核电公众宣传设施和工业旅游项目等，请社会公众走进核电，开展经常性的主题宣传活动；涉核各企业积极利用公众开放日（周）、核安全文化进校园、进社区等活动，通过研讨交流、实地体验及媒体宣传等形式，开展区域性的主题宣传活动。

做好核能公众沟通工作是全行业的共同责任。核能行业各界要始终弘扬和践行核安全文化，始终保持良好的核安全绩效，这既是公众沟通的坚强基石，也是公众沟通的最好内容。我们要在习近平新时代中国特色社会主义思想指引下，凝聚全行业力量，共同构建行业公众沟通工作新格局，协力共创新时期我国核能公众沟通工作新局面，为促进核能和平利用造福人类贡献出中国智慧和方案。

坚持走有中国特色的核能公众沟通之路⁸

新中国成立 70 多年来，中国共产党团结带领全国各族人民，创造了世所罕见的经济快速发展和社会长期稳定奇迹，中华民族迎来了从站起来、富起来到强起来的伟大飞跃。2020 年，面对突如其来的新冠肺炎疫情、世界经济深度衰退等多重严重冲击，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，举国上下勠力同心，顽强拼搏，疫情防控取得重大战略成果，在全球主要经济体中唯一实现经济正增长，决胜全面建成小康社会取得决定性成就，彰显了我国国家治理体系的卓越效能和中国特色社会主义制度的显著优势。

我国的核能事业是在中国特色社会主义体制下一步一步发展起来的，经过 30 多年的努力，取得世人瞩目的成就，实现了由二代向三代核电的技术跨越，自主化三代核电技术及产业链的比较优势基本形成，具备了从“核电大国”向“核电强国”迈进的基础性条件。除了技术的迭代升级以外，核能的发展也离不开社会公众的理解、支持和参与，做好核能公众沟通工作已经成为我国核能事业安全高效可持续发展必不可少的重要条件。

⁸本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项“核能公众沟通专项工作”成果，该报告于 2021 年 4 月由协会核能公众沟通委员会主任王炳华在第四届核能公众沟通交流大会发布。

一、核能公众沟通工作面临新形势

当今世界正经历“百年未有之大变局”，“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要描绘了经济社会新蓝图，我国已开启全面建成社会主义现代化新征程，核能事业在贯彻新发展理念构建新发展格局中迎来高质量发展的新阶段，公众沟通工作也面临新的形势。

1.进入新发展阶段，核能高质量发展开启了新征程。疫情缓解以来，我国多措并举助力市场主体渡过难关、恢复生机，逐步形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。核能作为国家高科技战略性新兴产业，紧紧抓住“双循环”发展的重要历史机遇，大力推动科技创新，加快关键核心技术攻关，打造未来发展新优势。继漳州、惠州核电项目开工之后，去年 9 月国家又核准了海南昌江核电二期、浙江三澳一期工程，标志着中国具有完全自主知识产权的三代核电技术迎来批量化建设的新时期。“十四五”规划提出要积极有序推进沿海三代核电建设，到 2025 年核电运行装机容量达到 7000 万千瓦；根据有关方面预测预计到 2035 年，运行核电装机容量有望达到 1.8 亿千瓦左右，我国核能事业迎来了高质量发展的机遇期。

2.助力全球经济“绿色复苏”，应对气候变化确立了新目标。习近平主席在第 75 届联合国大会上宣布，中国将提高应对气候变化国家自主贡献力度，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。核能高效、清洁、安全，对不同发电能源的温室气体排放比较可见，核电产业链温室气体排放水平与水电、风电相当，是太阳能光伏发电的 1/5 左右，比煤电低约 2 个数量级。发展核电成为我国积极应对气候变化、兑现减排承诺和清洁低碳发展、实现“碳达峰”“碳中和”

愿景目标的必然选择。

3.推进国家治理体系和治理能力现代化，社会治理提出了新要求。

党的十九届四中全会提出要坚持和完善中国特色社会主义制度、推进国家治理体系和治理能力现代化，要遵循共建共治共享原则，完善党委领导、政府负责、民主协商、社会协同、公众参与、法治保障、科技支撑的社会治理体系，畅通和规范群众诉求表达、利益协调、权益保障通道，提高社会治理的社会化、民主化、协同化水平。这为我们高质量开展核能公众沟通工作提供了根本遵循，为保障公众在核能重大项目中的知情权、参与权、监督权，实现核设施与当地公众和谐相处、融合发展、有效破解邻避效应提供了新的工作思路和手段。

4.弘扬科学理性认识核安全，核能公众沟通工作形成新局面。

核电安全运行良好业绩是公众科学理性认识核安全的基础。我国始终以安全为前提发展核事业，坚持纵深防御原则，按最严格的安全标准实施监管，走出了一条中国特色的核安全之路。30多年来，我国核电机组一直保持着良好的安全记录，没有发生国际和核事件分级表界定的2级及以上运行事件，也未发生过对人员或环境造成污染和危害的事件。

经过多年的努力，我们已探索出一条适合国情、行之有效的公众沟通之路，即“中央督导、政府主导、企业作为，公众参与”的工作机制，以及“科普宣传、公众参与、信息公开、舆情应对、融合发展”的工作模式。各级政府、核能企业和社会组织高度重视公众沟通越来越得到，充分发挥各自的优势，协力共济，大力推进核科普宣传的正能量，营造科学理性认识核安全良好氛围。2020年，国家相关部门成立了涉核新闻宣传组织，中国核能行业协会也成立了核能公众沟通委员会，制定了公众沟通工作规划，搭建了公众沟通工作的长效机制，一些多年困扰行业的

公众沟通问题如跨区问题，小堆等等有了新突破，公众理性认识核能，接受核能取得阶段性进展。

5.加快传统媒体和新兴媒体深度融合，舆论环境发生了新变化。中共中央办公厅、国务院办公厅印发了《关于加快推进媒体深度融合发展的意见》，提出要以先进技术引领驱动媒体融合发展，推动传统媒体和新兴媒体在体制机制、政策措施、流程管理、人才技术等方面加快融合步伐，逐步构建网上网下一体、内宣外宣联动的主流舆论格局。《意见》指出，要走好全媒体时代群众路线，把党的优良传统和新技术新手段结合起来，强化媒体与受众的连接，以开放平台吸引广大用户参与信息生产传播，建构群众喜闻乐见的沟通渠道。这不仅为做好核能科普宣传、信息公开和公众参与、舆情应对工作提供了更加丰富、迅捷、多元交互的沟通方式，也提供了一个更加重协同、听民声、接地气的良好舆论环境。

由于前些年核电建设放缓，整个产业发展趋于平静，对地方经济的拉动作用有限，加上一些反核声音的影响，核能公众沟通中政府主导的力量有一定程度的弱化；各涉核企业对公众沟通工作重视程度不一，工作开展参差不齐；行业内沟通资源较分散，没有形成合力，不能统一发声；利益相关方诉求趋于多样化，企业与地方经济发展和周边群众的长期利益共享机制还不完善；核能发展“正能量”宣传不足，被动应对“异见”人士意见，公众沟通工作效果有限；公众沟通专业队伍建设滞后，沟通的技术和方法创新不足，公众沟通的有效性需要提高等等，这些都是我们当前面临的突出性矛盾，必须要凝聚共识，补齐短板，聚集行业合力，构建公众沟通工作新格局。



二、坚持走有中国特色的核能公众沟通之路

我国的核能事业是伴随着中国特色社会主义伟大建设而发展壮大的，也必将在推进国家治理体系和治理能力现代化进程中得到进步和提升。面对新的形势与任务，要继续高举中国特色社会主义伟大旗帜，充分发挥党委领导、政府主导的社会治理优势，把握媒体融合与传播方式的深刻变革，坚持走有中国特色的核能公众沟通之路，为推动我国核能高质量发展提供强大支撑。

1. 坚持党的全面领导，提升核能公众沟通的政治高度。

中国共产党领导是中国特色社会主义最本质的特征，是中国特色社会主义制度的最大优势。我国社会主义制度具有非凡的组织动员能力、统筹协调能力和贯彻执行能力，能够充分发挥集中力量办大事、办难事、办急事的独特优势。核安全是国家安全的重要组成部分，涉核公众沟通事关国家安危和社会稳定、利涉经济发展大局、情牵百姓生命健康，必须要在中国共产党领导下，依靠举国体制、动员全民参与才能顺利开展并达成目标。做好公众沟通工作要坚持强化党的全面领导，充分发挥党组织总揽全局、协调各方的领导核心作用，引领基层各类组织自觉贯彻党的主张，不折不扣执行国家核能发展方针政策，不断增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，确保正确政治方向。公众沟通是践行群众路线的体现，基层党组织与广大人民群众联系最直接最紧密，要通过党建共建活动，加强政治引领和对群众的教育引导，履行好直接联系服务群众一线责任，把核能项目周边居民群众的利益诉求与国家核能发展战略和地方经济发展结合起来，真心实意为群众排忧解难，建立利益长期共享机制，不断增强群众的安全感、获得感、幸福感，为核能发

展奠定坚实的群众基础。

2.坚持共建共治共享，提升核能公众沟通的参与广度。

社会治理现代化就是对社会关系、社会结构和社会沟通方式的创新和优化，核能公众沟通需要导入社会治理新理念，借鉴国际成功经验，创新社会治理模式，筑牢公众信任基础。要坚持共建共治共享原则，主动融入社会治理大局，完善公众参与社会治理的制度化渠道，形成独立、公开、透明的公众沟通运作机制，激发公众参与治理的内生动力，让尽可能多的公众参与沟通，为核能开发与地方经济发展贡献智慧和力量。要协调地方政府加大公众沟通主导力度，统筹开展核电科普、公众宣传、融合发展和舆情应对等工作，推进公众沟通工作纳入地方社会管理体系，嵌入地方经济与社会发展规划，完善涉核舆情监测和应对联动机制，通过融媒体中心和社区、乡村的网格化管理手段，把核能公众沟通工作触角延伸到基层社会治理每个细胞，实现核安全信息的更广覆盖和更深传播。涉核企业要主动、公开和透明地进行安全信息发布和披露，广泛宣传核安全理念，扩大社会影响力，争取公众的理解和支持，营造和谐共融的社区生态。核能行业协会、学会等社会团体和高校、科研院所，要发挥联系政府、企业之间桥梁纽带作用，为解决核能公众沟通政策层面重大问题献计献策，推动建立核能行业公众沟通长效协同机制，形成核能公众沟通合力。

3.注重企地融合发展，提升核能公众沟通的情感温度。

公众沟通是人与人之间、人与群体之间思想与感情传递与反馈的过程，核电站周边居民群众只有实实在在享受到项目发展带来的利益，才会真心实意地支持核能的发展。核能企业在选址阶段就要与地方政府共同探索融合发展模式，统筹地方基础设施建设，做好融合发展规划，将

核电装备制造业、核电服务业、核技术应用产业等落户在项目周边乡镇，依靠核能企业在资金和技术力量的优势，增加当地人民的就业，促进地方经济发展，建立长期的利益共享机制，真正体现“建好一个项目、带动一方经济、造福一方百姓”。核能企业要积极履行社会责任，通过教育扶智，消费扶贫，建设美丽乡村，开展周边旅游等，积极融入当地文化、融进周边社区；要注重与群众的情感交流，增进相互了解，邀请群众代表走进核电站，实地感受核安全文化的严谨细致和对核安全的崇尚与敬畏，把核电科普与开展爱心捐助、困难帮扶、结对助学、乡村振兴等活动结合起来，用理性消除公众对核电的疑虑，用真情拉近群众与企业的距离。

4.跟踪行业前沿技术，提升核能公众沟通的技术深度。

核电公众沟通是一项涉及社会、科技、心理、公共管理、传播方式等多领域的交叉性课题，要紧跟时代科技发展前沿方向，采用科学的方法和先进的技术手段，把核能安全原理、核技术安全应用特别是核设施对环境、对健康的影响向社会公众讲清楚，让他们不仅能听得到听得懂，还要能听得进听得深。首先，要培养一支专业结构合理、理论实践扎实、沟通协调有力的专业化公众沟通人才队伍，提高从业人员的政治意识、融媒素养和沟通技巧，这是做好公众沟通工作的基础。其次，要提高沟通内容的质量，重视核科学方法、核科学思想和核科学精神的传播，把握媒体的传播规律和公众的需求偏好，发布内容既要真实、准确、权威，也要“亲民情、接地气”，针对不同受众编制科普宣传资料，统一内容口径，实现精准传播；同时要有针对性地对媒体上的错误观点进行驳斥，以正本清源。在沟通技术手段上，要借助人工智能、云计算、大数据等技术手段，发挥网格化管理在组织动员、信息传播、风险追溯与防范等

方面的优势，深化热线网格牵引互动，增强数据汇聚能力，建立定期动态更新、实时调度指挥的工作机制，实现用大数据促进公众沟通信息的有效传播。

5.顺应融媒体发展趋势，提升核能公众沟通的网络热度。

媒体融合发展推动形成全媒体传播体系，使信息无处不在、无所不及、无人不用，逐渐从信息传播工具扩展成为社会发展和治理的一种基础平台。从“学习强国”的上线到“智慧党建”的铺开，都说明在全媒体时代，媒体不仅仅是信息的提供者和传播者，更可以有效融合到治理的过程中，实现治理效能和水平的优化提升，在疫情防控中融媒体强大的信息传播能力和社会动员能力得到了充分的展示。核能公众沟通要顺应媒体融合发展大势，充分运用互联网思维，发挥新时代全媒体的引导力、传播力和影响力，向公众展示核能、宣传核能。定期举行主流媒体宣传报道吹风会或媒体见面会，通过中央、省级、市级媒体和县级融媒体中心四级平台，把中央的有关精神、政府部门的相关要求及相关客观真实情况传达给公众，特别是自主创新核能技术成果发布、核电建设里程碑节点、核安全事件的正面引导等重要新闻要协同发力，迅速形成网络热播，保持较高关注度，达到最佳传播效果。要借助以多元互动为传播特征的全媒体传播体系，扩大民意表达渠道，促进公众广泛参与核能公众沟通，打造网上网下同心圆，让核能建设成为项目周边群众的热议话题和暖心事件，营造清朗的传播空间和舆论环境。

春江浩荡暂徘徊，又踏层峰望眼开。构建核能公众沟通工作新格局，需要秉持具有中国特色的社会治理理念，发挥党建引领、政府主导优势，忠实践行党的群众路线，完善利益共享机制，发挥融媒体平台作用，凝



中国核能行业协会

聚全社会正能量，促进核能开发利用与地方经济文化协调发展，不断提高社会治理现代化水平，让核能和平利用的成果更多更好造福人类社会。

中国三代核电足够安全⁹

——我国三代核电技术从设计上可实际消除放射性大规模释放

一、国际核电的核安全标准

核能发电时，核裂变过程中生成的大量裂变产物和放射性是反应堆潜在的主要危险，核电厂的安全包括正确运行、预防事故或缓解事故后果，以确保厂区工作人员、公众和环境免遭过量辐射的危害。为保证核电安全必须提供手段，确保在运行或事故工况下确保反应堆的安全停闭，并保持在次临界；保证停堆后导出堆芯余热；将放射性物质包容在第三道屏障安全壳内，使其事故工况下释放值低于可接受限值。同时为了使上述手段能有效可靠地执行功能，核电厂的设计贯彻了纵深防御原则，设置多重防御措施，使得个别或组合的失效或差错都可以得到改正或补救。

目前全球运行的 400 余座核电厂都具有上述安全手段，能对各种假想事故，包括罕见的设计基准事故作出正确响应，保障核电厂的安全运行。核电厂近两万堆年的运行业绩证明，核电站的安全实践是成功有效的，核电站的放射性排出物仅为容许排放限值的 0.01%~50%，甚至更

⁹本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国三代核电可实际消除放射性大量释放》课题核心报告，该报告于 2021 年 4 月在中国核能可持续发展论坛春季高峰会议发布。

课题组主要成员：叶奇蓁，刘森林，苏罡、章庆华、魏玮、孙金龙、毛亚蔚、严锦泉、何国伟。

少，是在天然放射性本底的自然变化范围之内。核电厂导致的个人死亡风险大约为 $2 * 10^{-10}$ ，远小于车祸、空难、火灾、爆炸、有毒气体泄漏所造成的死亡风险。

为量化评价核电站对公众和社会影响，美国核管会提出“两个千分之一”原则，即（1）对紧邻核电厂的正常个体成员来说，由于反应堆事故所导致立即死亡的风险不应超过美国社会成员所面对的其他事故所导致的立即死亡风险总和的千分之一。（2）对核电厂邻近区域的人口来说，由于核电厂运行所导致的癌症死亡风险不应超过其他原因所导致癌症死亡风险总和的千分之一。1979年3月发生的“三哩岛核事故”后，人们开始认识到多重事故叠加，加上误操作会导致严重事故，虽然概率极低，但有可能发生。从20世纪70年代起，概率安全分析方法有了很大发展，WASH-1400、NUREG-1050、NUREG-1150在国际上公认为概率分析发展的里程碑。最终形成了文件 SECY-01-0009，规定每运行堆年严重堆芯损坏频率小于 10^{-4} ，每运行堆年大规模放射性释放频率小于 10^{-5} ，作为核电厂设计的安全目标，以满足“两个千分之一”的原则。

1986年4月发生的“切尔诺贝利核事故”后，90年代初美国发表了“电力公司要求文件(URD)”，随即欧洲发表了“欧洲电力公司要求(EUR)”对新设计的核电厂提出全面要求，其中将安全目标提高一个量级，即每运行堆年严重堆芯损坏频率小于 10^{-5} ，每运行堆年大规模放射性释放频率小于 10^{-6} 。同时从德国和法国首先提出了“实际消除大规模放射性物质释放”的相关概念，安全监管机构要求新建反应堆应对内部事件时应满足下列安全目标：

- 1、必须实际消除会出现堆芯融化、导致早期或大量放射性泄露的事故；

2、对无法完全排除堆芯融化可能性的严重事故，必须设计预案，保证只需对公众在一定地域/时期内采取有限保护措施（无需永久迁居、核电站周边地区无需紧急撤离、只需为有限的人员提供庇护所、无需长期限制食品消费），且必须通过指定预案，保证有足够的时间来实施这些措施；

3、在外部事件方面，监管机构倾向于要求将大飞机蓄意撞击考虑进去，并要求证明这种情况下反应堆能够安全停堆；同时，还必须考虑超设计的外部危害（地震、洪水），以证明陡边效应不会严重影响核安全。

第三代反应堆增设了反应堆堆腔熔融物收集装置（堆芯扑集器）、或者设置防止反应堆压力容器融穿的系统；设置冷却熔化堆芯的安全壳内换料水箱；采用全非能动或能动+非能动的安全系统驱动手段，以防止全厂断电带来的严重后果；为缓解类似911恐怖袭击的坠机所造成的事故后果，设置双层安全壳，并配备相应的冷却系统，外层用以防止外部事件的破坏，内层用以防止内部事故引发的放射性外泄。所有这些安全手段结合在一起，使反应堆高压熔融事故频率与二代+相比降低了十倍以上，并保证事故发生时几乎所有的安全功能均基本可控。

2011年3月“福岛核事故”后，为防止核事故对周围公众和环境造成不可接受的影响，IAEA再次强调要“从设计上实际消除大规模放射性物质释放”的安全目标。从而实现“无需永久迁居、核电站周边地区无需紧急撤离、有限的人员庇护、无需长期的食品消费限止”的目标。

二、我国核电与国际接轨，执行国际最高核安全标准

2017年，我国批准发布了《中华人民共和国核安全法》，在第一章

第一条中明确规定了“为了保障核安全，预防与应对核事故，安全利用核能，保护公众和从业人员的安全与健康，保护生态环境，促进经济社会可持续发展”。

我国国家核安全局发布的核安全规定 HAF102-2016 对核安全目标作了明确的规定，包括与上述要求一致的基本安全目标。国务院已于2012年10月批准发布的《核安全与放射性污染防治“十二五”规划及2020年远景目标》提出的安全目标包括：具有较完善的严重事故预防和缓解措施，其中堆芯损坏频率 $CDF < 10^{-5}$ (堆年)，大规模放射性释放频率 $LRF < 10^{-6}$ (堆年)。国家核安全局对于“十三五”及后续建设机组，提出了“实际消除”的安全目标，以确保即使在严重的堆芯严重损坏工况下，有效包容放射性，不会对环境和公众造成不可接受的影响。

中国现行的核安全法律法规完全符合我国国情，与国际接轨，博采众长，体现国际最高核安全标准的原则。

华龙一号（HPR1000）、国和一号（CAP1400）是我国自主研发的先进三代压水堆核电站，其设计全面贯彻国家有关核安全的法律和法规，体现国际最高核安全标准。

1、全面贯彻纵深防御原则和 ALARA 原则：设计上采用纵深防御措施和多重实体屏障，尽最大可能保证纵深防御各道措施的相互独立性，对设备系统故障或人员活动，以及厂外事件等引起的各种瞬变、预计运行事件及事故提供多层次的保护，以实现控制反应性、排出堆芯热量和乏燃料热量、包容放射性物质，将事故消除或限制在初发阶段，防止事故扩展，预防严重事故的发生，确保核电厂安全。设置燃料包壳、反应堆冷却剂系统压力边界和安全壳多重实体屏障，保证每一道屏障的有效性，并为之提供保护措施，防止放射性物质释放到环境。

2、完善的专设安全设施应对设计基准事故：为了可靠保障三大安全功能的执行，设置完善的专设安全设施，用于缓解设计基准事故。专设安全设施符合单一故障准则、可靠性、独立性、多样性等原则；为了确保专设安全系统即使在全部失去厂内外电源（SBO）时，亦能执行其安全功能，中国三代核电的安全系统采用全非能动或能动+非能动的驱动方式。此外，还编制了应急运行规程，以指导操纵员进行设计基准事故下的核电厂操作。

3、完善的严重事故预防和缓解措施应对设计扩展工况：包括一回路紧急卸压系统、氢复合系统、堆芯熔融物堆内滞留系统、安全壳余热导出系统和安全壳隔离系统等。可预防安全壳的直接加热、蒸汽爆炸、大量氢气爆燃、安全壳底板熔穿、安全壳晚期超压、安全壳旁路型事故，以及安全壳事故打开（特别是停堆状态下）等严重事故。充分汲取三哩岛、切尔诺贝利和福岛核事故经验教训，设计可靠、有效的严重事故预防和缓解措施，包括能动和非能动的堆腔冲水淹没系统和堆芯余热导出系统，有效防止安全壳超压，将放射性物质包容在安全壳内，即使失去全厂电源，能确保72小时内，无需人工干预，缓解严重事故。此外，还设置完善的事故管理体系，包括应急运行规程、严重事故管理导则等。

4、设置双重安全壳，外层防止外部灾害袭击：包括外部人为事件和外部自然事件；考虑到超设计的外部危害（地震、洪水），并确保陡边效应不会严重影响核安全；将大飞机蓄意撞击考虑进去，并确保在这种情况下反应堆能够安全停堆。内层防止内部事故造成的放射性外泄，确保将放射性物质包容在安全壳内；内外安全壳间的中间环廊，保持负压，形成对放射性物质的双重包容。

5、福岛核事故后，为应对类似核事故的发生，中国三代核电增设了

应急水源、应急电源或移动电源的设施，以应对大范围的自然灾害或长时间的事故后果。

6、确定论和概率论相结合：按照 HAF102, HAD102/17 和国标等相关法规的要求，对设计基准事故、没有造成堆芯明显损伤的设计扩展工况（DEC-A）和堆芯熔化的设计扩展工况（DEC-B，即严重事故）进行了全面的确定论安全分析。确定论安全评价采用保守分析原则，验证了安全系统的设计满足总体安全要求，设计基准事故后果满足法规要求，且堆芯设计满足 15% 的热工余量；概率安全评价（PSA）技术贯穿于我国自主三代核电的整个设计过程，进行核电厂整体安全水平的评估，确认满足法规要求的概率安全目标；识别设计薄弱环节，采取措施弥补安全短板。

总起来说，我国三代核电的设计完全贯彻了执行国际最高核安全标准的要求。

三、我国三代核电实现了“实际消除大量放射性释放”的安全要求

历史的经验表明：只要安全壳保持完整性，就不会发生大量放射性物质向环境释放。三哩岛核事故导致 2/3 的堆芯熔化，堆芯裂变产物大量释放，其中 ^{133}Xe ---- $2.22 * 10^{18}\text{Bq}$, ^{135}Xe ---- $1.11 * 10^{17}\text{Bq}$, ^{131}I ---- $1.85 * 10^{17}\text{Bq}$ 。由于安全壳内压力不高，安全壳泄漏率很小，泄漏到大气中的惰性气体很少。核电厂 80 公里半径内 200 万居民受到集体剂量当量约 20 人 * Sv，平均每人 0.01mSv，公众最大个人剂量小于 1mSv，远低于允许的剂量限值。

切尔诺贝利核事故则完全相反，由于没有安全壳，堆芯熔融所产生的大量放射性物质释放到环境中，总量达 $12 * 10^{18}\text{Bq}$ ，其中 $(6—7) * 10^{18}\text{Bq}$ 为惰性气体，包括 $^{131}\text{I}---$ $(1.3—1.8) * 10^{18}\text{Bq}$ ， $^{134}\text{Cs}---$ $5 * 10^{16}\text{Bq}$ ， $^{137}\text{Cs}---$ $9 * 10^{16}\text{Bq}$ 。24 万人接受平均剂量约为 100mSv，其中 10% 达 250mSv，少数人甚至高达 500mSv。在禁区 30 公里范围内，事故 20 小时后，撤离了 4.9 万人，以后数天到数周陆续撤离 6.7 万人，切尔诺贝利核事故造成了严重的环境和生态问题。

两次事故比较可以看出，安全壳包容性对于事故发展和后果控制非常重要。切尔诺贝利核事故使各国认识到“核事故无国界”，均将核安全视作核电发展的根本，成立世界核电运营者协会，并且促进了三代核电技术的发展。

对于威胁安全壳完整性的严重事故现象，我国三代核电的设计采取了以下措施：

1、压力容器失效时的高压熔喷（HPME），使熔融物直接冲击安全壳相关设备或安全壳，对安全壳直接加热（DCH）、从而使安全壳完整性受到早期威胁。中国三代核电采用冗余和多样的系统预防高压熔堆。第一道防线，提供高度可靠的热量导出功能，以受控方式使一次侧降压；第二道防线，通过一回路卸压系统对一次侧直接降压，防止高压熔堆现象的发生。

2、在堆芯熔化过程中，高温的锆包壳与水蒸汽反应产生氢气，堆坑中熔融物中的金属物质的氧化也会产生氢气。氢气的聚集就会产生氢爆，导致安全壳的早期失效。中国三代核电设计了氢复合系统或电点火氢复合系统，有效消除氢爆的风险。

3、高温的堆芯熔融物与大量冷水接触，相互作用下会产生大量水



蒸汽，形成蒸汽脉冲或蒸汽爆炸。若在压力容器内发生蒸汽脉冲，它可能将部分熔融物碎片和水喷入堆坑，进入安全壳；如果在堆坑发生蒸汽脉冲或蒸汽爆炸，会形成冲击波，危及到安全壳内结构以及安全壳的完整性，导致安全壳的早期损坏。中国三代核电加强了压力容器自身的结构强度设计，以抵御蒸汽爆炸的压力脉冲冲击，保证压力容器外的其它设备、结构不受影响。同时采用自动或手动措施实现堆腔注水或淹没，降低堆芯温度，以维持压力容器的完整性。

4、导致安全壳晚期失效的严重事故工况：堆芯熔融物-混凝土相互作用导致的底板熔穿；安全壳长期排热的能力丧失。中国三代核电设置了堆腔注水淹没系统，以及非能动或者能动+非能动的安全壳热量导出系统。确保堆芯熔融物保持在压力容器内，并持续进行冷却。从而消除了安全壳晚期失效的风险。

总之，中国三代核电采取了全方位的严重事故缓解措施，确保了第三道屏障的完整性和安全壳热量导出，即使发生了堆芯熔融，亦能防止放射性物质外泄，从而完全实现了从设计上实际消除大量放射性释放的安全目标。

四、安全壳超压保护能够保障安全壳不受损，有利于防止安全壳晚期失效和放射性物质外泄

福岛核事故表明安全壳的损伤有可能导致放射性外泄到环境，虽然福岛核电站所采用的 MARK-I 型沸水堆不同于我国压水堆机组，但是我們也要考虑我国三代核电技术应对严重事故，能否保证安全壳完整性，确保放射性有效包容。

事实上,我国自主三代核电技术采取的安全措施已足够做到“从设计上实际消除大规模放射性释放”。为保障安全壳不受损害,又设置安全壳超压保护(安全壳湿式过滤排放)将作为后备保护,特别是在72小时以后,如果应急电源、应急水源得不到保障,通过安全壳超压保护系统有序排放,将有利于防止安全壳晚期失效,保障安全壳不受损,通过安全壳湿式过滤排放,有效控制放射性物质外泄。

正对失去安全壳热量导出功能情况下的计算表明:在严重事故发生后约226.8小时后安全壳大气压力达到安全壳湿式过滤排放系统设定打开压力(0.583MPa),安全壳内大气压力随着开启排放不断下降。随着时间的推移,堆芯余热将不断降低,有效减低安全壳内大气压力,防止安全壳晚期失效。

考虑到安全壳湿式过滤排放系统通过两级过滤,安全壳湿式过滤排放系统能够提供约为99.99%的气溶胶滞留率,这种滞留能力也适用于小于0.5 μm 的小粒径气溶胶。在所有运行条件(包括超压运行)下,安全壳湿式过滤排放系统对碘分子的滞留率可大于99.5%。进一步的试验证明,通过高效的过滤和降解,安全壳湿式过滤排放系统能够大大降低环境中的放射性剂量(约3-4个量级),采用过滤排放措施之后,放射性释放可控,并且满足法规要求,在非居住区范围之外无需采取撤离的紧急防护行动。

安全壳湿式过滤排放系统只是一种后备措施,以保证在任何情况下,应对任何严重事故,不对公众和环境带来不可接受的放射性伤害,不对生态和环境造成长期影响。这亦是一种“底线思维”的方法。正如习近平总书记多次强调:“要善于运用‘底线思维’的方法,凡事从坏处准备,努力争取最好的结果,这样才能有备无患、遇事不慌,牢牢把握主动权”。



综上所述，中国三代核电吸取了我国核电设计建造和运行的经验，借鉴了国外三代核电先进理念，通过自主创新和科研试验，满足国际核电最高安全标准，实现“从设计上实际消除大规模放射性释放”的安全标准。中国三代核电具有足够的安全性。

我国自主三代核电工程限额设计 方法路径研究¹⁰

作为安全高效、清洁低碳的优质能源，自主三代核电是我国中长期能源电力发展的重要选项，将在保障我国能源安全，推动电力结构转型，助力碳中和目标实现等方面发挥重要作用。但我国三代核电建造成本较高，尤其是随着电力市场化改革不断深入，风光等可再生能源成本的快速下降，三代核电经济性及市场竞争力将面临更大的挑战。

为了合理控制核电工程造价，提高核电经济性和市场竞争力，中国核能行业协会联合各核电集团、电力规划设计总院，组建专门课题组，充分借鉴了我国火电工程、电网工程等领域已成功实施数十年的限额设计方法，对核电工程限额设计的方法和路径进行了研究，提出了自主三代核电工程限额设计工作的总体思路及实施方案和路径。

一、核电工程限额设计建立的必要性

（一）合理控制自主三代核电工程造价的需要

随着我国市场经济的逐步建立，项目的投资决策、市场分析、经济

¹⁰本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项 2020 年研究课题《自主三代核电工程限额设计方法和路径研究》核心报告。

课题组主要成员：邱建刚，张健，章庆华，冉巍，杨益晟，宋广。

水平都由企业自行决策，这必然对企业的投资管控、效益分析等提出了更高的要求。在当前的形势下，提高竞争力是解决核电生存和发展的主要措施，在经济性方面竞争力的体现之一就是较其他发电类型有电价水平的优势。

为了满足更高的安全标准和 60 年设计寿命的要求，华龙系列、国和系列等自主三代核电采用了更高性能的设备、材料和更高安全水平的系统设计，再加上技术引进费用、研发费用和装备制造投入，三代核电的工程造价明显高于二代核电。在核电的成本电价构成中，投资建设成本是占比最大的一个项目，提高建设期投资的管控，将对运行期经济效益的提高有着事半功倍的效果。合理的投资管控措施可以有效的降低建设成本，从管理中要成效是可行的方法，但现阶段部分核电管理体系、标准不适应当今核电行业的快速发展，已经对核电工程造价管理产生消极的影响，在一定程度上制约了核电项目造价管理的有效开展。

限额设计是建设项目投资控制系统中的一个重要环节和关键措施，是工程项目最优化控制的设计方法之一，已在我国火电工程、电网工程等建设领域有数十年的历史和成功的经验，在控制投资方面发挥了重要作用。限额设计是一种成熟的管理方法，在整个设计过程中，设计人员与技术经济管理人员密切配合，做到技术与经济的统一。限额设计并非简单考虑节约投资，也不是简单地取消某部分投资，体现了设计标准、规模、原则的合理确定，及有关概预算基础资料的合理取定。通过层层限额设计，以实现对投资限额的管控，也就同时实现了设计规模、设计标准、工程数量与经济指标等各个方面的控制。限额设计是促进设计单位改善管理、优化结构、提高设计水平，做到用最少的投入取得最大产出的有效途径。核电工程进行限额设计管控，在精细管理方面降低投资，

是合理控制自主三代核电工程造价的需要。

(二) 提高核电市场竞争力的需要

当前我国经济已由高速增长阶段转向高质量发展阶段，社会对降低电价还存在普遍预期，国家也连续几年出台了降低一般工商业电价的文件，电力中长期交易市场、电力现货市场也逐渐完善，风电、光伏等清洁能源上网电价持续下降。在面临诸多竞争和上网电价水平降低的情况下，核电电价竞争力弱的情况将对后续发展产生影响。合理控制工程造价、增加核电与其他电源竞争的优势，是核电工程限额设计的有力需求，是提高核电市场竞争力的需要。

(三) 核电批量化、规划化发展的需要

在各种电源中，火电是电网基本负荷电源，但在生产过程中存在一定的污染，未来的发展已逐渐放缓。水电也存在区域位置要求高、消纳障碍、发电存在季节性、生态环境有影响的情况。可再生能源中，风电和太阳能负荷都不稳定，不能承担电网基本负荷。在“十三五”期间，由于机型选择等情况的制约，核电建设出现了一定程度的放缓。在自主三代核电顺利建设的情况下，预期“十四五”期间核电工程将会有较大的发展，社会对核电的发展存在一定的需求。

投资的降低与批量化、规模化是相辅相成的关系，以风电、光伏为例，政府合理的电价设定促进了行业的规模化发展，规模化发展又加速了行业的整体投资降低，最终风电、光伏的电价下降，现阶段达到平价上网。从风电、光伏的发展情况来看，核电投资水平的控制也是核电批量化、规划化发展的需要。



二、核电工程限额设计的主要作用和用途

核电工程开展限额设计，发挥的作用主要有：

一是在限额设计过程中，参与体系构建的各单位，将系统梳理经济性问题，正确认知核电经济水平、趋势，提高行业发声的一致性，有利于外部认知和树立核电形象。

二是在限额设计过程中，需要设计人员和技术经济人员的密切配合，共同梳理核电的技术经济特点。在这个过程中，技术人员有机会充分和全面认识设计对象的经济性，达到设计体系和造价指标体系的融合，而不单单是以经济性要求限制响应安全要求的投入，避免“限不住”和“无限制”；通过设计人员对限额设计体系的深度参与，避免经济性要求影响安全目标的实现，最终达到安全性和经济性的兼顾和兼容。

三是限额设计体系构建后，将对设计方案形成合理限制，提高技术方案的经济性，通过各层次造价指标，提高投资预测的准确性，通过相关工程量和价格指标，提高投资管控的有效性。通过这些手段，都将有效保证建设投资的合理性，降低投资成本，对提高经济效益有事半功倍的效果。

四是通过核电行业限额设计这一广泛性工作，各单位互相学习、借鉴，共同形成限额设计思路，可以指引机型改进乃至新机型研发。

从具体用途看，限额设计将服务于初步可行性和可行性研究、初步设计等阶段的方案选择，投资估算、初步设计概算的编制和评估，也可用于招投标、合同谈判等过程中的投资测算和控制等工作，服务于核电项目建设中的投资控制。

三、开展核电工程限额设计具备的基本条件

(一) 火电工程经验可供核电工程限额设计参考

火电工程限额设计在实际项目建设中成效显著。电力工程建设是一项复杂的系统工程，火电工程控制工程造价经历了不同阶段，取得了一些行之有效的经验，包括：建立高效的限额设计管理体系，控制造价水平；严格控制建设标准，搞好限额设计动态管理；推行燃煤示范电厂设计优化，合理降低工程投资；推进燃煤发电工程限额设计造价指标，提供行业造价标准。

从理论上，火电为核电工程限额设计提供参考具有可行性。核电和火电在管理体系和管理流程上有一定的相似性，核电工程现在遇到的一些问题曾经同样出现在火电工程中，理论上可以通过参考火电限额设计经验得到解决。从火电的限额设计管理建设体系可以看出，在保证安全的前提下，核电工程可结合核电自身特点，着重于限额设计管理体系、标准体系建立及动态管理、设计的标准化管理等方面提炼出适合于自身的限额设计经验。在限额设计体系管理层面，核电工程参考火电工程实行限额设计是可行的。

(二) 核电工程限额设计具备数据规模基础

限额设计的建立需要大量的数据作为支撑，截至 2019 年底，我国已有核电机组商运机组 47 台，在建核电机组 13 台。根据中国核电中长期发展规划目标预测，核电将形成规模化可持续发展的状态，在这种背景下，核电工程参考造价指标的编制对未来确定造价水平有非常积极的意义。通过对自主三代核电工程限额设计开展研究，虽然现阶段自主三代核电工程的数量还比较少，但考虑到三代与二代核电工程常规岛、BOP

工程技术上的联系性和互通性，现阶段的三代核岛数据及大量的二代核电工程常规岛、BOP 资料可以满足先期开展限额设计的数据累计、经验总结和经验反馈等需求，后期随着项目的建设数据会不断滚动完善，限额设计的数据来源是有基础的。

（三）相对完善的标准体系可为限额设计提供依托

标准体系是进行限额设计的依托，只有建立起完善和动态管理的标准体系，才能实现各阶段限额设计的控制。核电工程行业标准主要的管理机构是能源行业核电标准化技术委员会（NEA/TC2），能源行业核电标准化技术委员会成立于 2010 年，经过近十年的发展，标委会下各专业组已经建立起了相对完善的标准体系。在核电工程定额管理方面，已建立起了初步的核电计价体系结构，定额标准体系规划的 39 项标准中，4 项顶层管理标准《核电厂建设项目费用性质及项目划分导则》、《核电厂建设项目建设预算编制方法》、《核电厂建设项目工程其他费用编制规定》、《核电厂建设项目经济评价方法》于 2010 年发布，部分标准已近期进行修编；6 项核电厂建设项目工程量清单计价规范系列标准于 2014 年发布；16 项核电厂建设项目预算定额系列标准于 2015 年发布且 2018 年进行了升版。随着行业标准、团体标准、企业标准的不断完善，标准体系将成为限额设计的依托。

（四）人才队伍为限额设计的建立提供了保障

从我国的核电建设来看，近十多年是发展的一个黄金时期，经过期间二代、三代核电不间断建设，核电设计管理和工程建设管理水平得到了极大的提升、积累了相当经验，各核电集团、各设计院建立起了经验丰富的人才队伍，加之部分项目与火电建设存在互通性，这些条件为核电工程开展限额设计提供了有力保障和支撑。

四、核电工程限额设计的方法和路径

(一) 核电工程限额设计开展步骤

核电工程推动开展限额设计，将有利于提高核电项目的经济性，但受核电工程项目设计建造复杂性、设计和投资数据积累不足、核电建设市场竞争程度偏弱等影响，完全实现核电工程的限额设计需要逐步推进、逐步细化。从开展的内容来看，核电工程限额设计工作包括限额设计体系和限额设计参考造价指标两个层面，可按先建立限额设计体系、再建立限额设计参考造价指标的步骤进行。

限额设计体系包括管理体系和技术体系，主要有各项限额设计管理控制的方法、技术体系指标化确定、定型方案和调整模块设计等内容。限额设计参考造价指标以限额设计体系为基础，则包括工程数据统计、设备材料价格选取、调整机制建立等内容。

首先，限额设计的基础是定型设计方案及配套的参考造价指标，主流堆型的标准化设计是编制参考造价指标基本方案和调整模块的基础，限额设计首先需要实现标准化设计，使用参考造价指标时，实际设计方案与基本方案存在较大差异时，对参考造价指标进行模块调整的工作量较大，设备和施工方案也难以实现标准化流水生产，非标制造等因素容易突破参考造价指标，投资控制难度增加。

其次，由于现阶段自主三代核电工程建造仍在持续建设过程中，核电工程的学习曲线效应还未完全体现，参考造价指标编制时基于的近期市场价格与设备制造和施工技术经验成熟后的市场价格还有一定差距，参考造价指标需要定期滚动修编。但随着核电工程限额设计的推进和完善，限额设计的理念将在核电建设单位、设计单位、施工单位形成行业

共识，最终将限额设计理念和限额设计流程及制度贯彻到设计管理中去，将逐步发挥其优化投资进而提高经济性的作用。

（二）核电工程限额设计编制方法

通过充分的调研，归纳总结当前核电工程造价管控的问题，提出初步的造价管理问题解决思路，完善限额设计管控体系，为限额设计编制提供支持。充分的调研和后续分析工作将对限额设计建立起积极的作用。

限额设计的建立离不开各方的参与，只有在各方积极参与的基础上，才能制定出有质量、适用广泛的限额设计体系。由于提供资料的各方也是最终的使用者，在推动核电工程造价管控提升的驱动下，在建立起合适的资料共享机制基础上，将推动各方的积极参与。

核电工程系统较为复杂，加之前期没有编制基础，限额设计可采用先易后难的原则进行编制。如从系统选择方面，可以先期编制前期准备工程、常规岛、BOP 部分，后续再编制核岛等困难较大部分。如工期、动态调整等数据现阶段还无法准确界定，可以先编制至静态投资，后续再研究编制至动态投资。

核电工程限额设计指标编制可采用先简后繁，成果逐步推进成果的方式。限额设计用于对技术方案的合理确定和评判，发挥限制设计方案和主要工程量的作用；相关指标按照阶段可分别作为估算、概算、执行概算等的确定或评估依据。成果形式可分为总指标、工程量指标、材料价格指标、设备价格指标和其他费用指标。先期在保持一定准确度的前提下，可先行编制适用于估算的指标，或一些总指标项目，后期再逐步加深工作深度。

为了解决核电限额设计中的难点，可采用现行编制专项研究报告的

方法。研究报告可分为总体研究报告和主题研究报告，总体研究报告以研究总体结构构成、工作的可行性及结构规划为主，主题报告以解决具体的问题为主。通过相关研究，加以数据收集、整理等工作，为完成核电工程限额设计整体工作提供基础支持。

核电限额设计指标将适用于不同机型、不同厂址的自主三代核电工程项目，存在不同的技术选型引起的核岛建筑和安装费用的差异、厂前区附属建筑面积指标不同引起的造价差异。需要在具体项目上进行分析研究，求同存异。

由于不同厂址存在方案的差异，限额设计采用模块化管理的方式体现出差异的内容，有利于不同工程间的对标，也有利于不同方案的对比。在对工程的技术方案进行分析的前提下，按照变和不变的原则设计出不同的模块，将是限额设计体系的一个重要组成内容。

调整机制将影响造价指标的使用寿命。通过对各工程数据的不断积累，建立起工程管理的设备、材料价格和工程量数据库，并对造价指标适时进行修正和改进，是调整机制需要达到的目标。

（三）核电工程限额设计路径

考虑到核岛常规岛、BOP设计方法和原则与火电工程比较类似，核电工程限额设计体系路径可以先期进行厂前区构筑物、前期准备工程、常规岛及BOP的限额设计，再进行核岛及BOP限额设计的路径。

火力发电工程、电网工程已建立了限额设计体系，并在造价控制中起到了积极的作用。从体系构成上看，核电工程与火电工程虽然在编制基础、数据获得、管理体系上有差异，但体系建立是可以互通的，并无基础上差异。核电工程限额设计体系参照火电体系建立的路径是可行的。

工程量数据是保证参考造价指标准确的重要基础条件，对于已经投

产商运或在调试期间的机组，施工图工程量保证了数据的准确，是编制参考造价指标的重要数据基础。限额设计造价指标编制的设备材料价格、工程量等数据理论上是可获得的，数据获取路径具有可行性。

限额设计指标的使用涉及广度和时间两个方面。现阶段核电各方对限额指标的建立予以关注和支持，相信在高质量的指标体系建立和相关调整措施落实后，不仅在适用面的广度层面还是各年调整的时间层面均可得到认可，使用路径具有可行性。

（四）核电工程限额设计需求条件

标准化设计的目的是将设计方案标准化，只有在标准化设计的基础上，才能够测算工程量，在工程量偏差不大的情况下，才有前面的工程量指导后续工程测算投资的条件，因此标准化设计是参考造价指标编制的基本条件。当然标准化设计不是指某子项只允许有一种设计，而是指同一个子项允许有不同的设计方案，但是确定的设计方案其工程量是确定的。因此，编制限额设计参考造价指标，首先是梳理标准化方案，当出现不同的标准化方案时，应该将该子项的方案边界进行描述，做成可替代的技术方案，选择不同的技术方案时，对限额设计参考造价指标的子项投资和总造价进行替换。

稳定的工程量是编制参考造价指标的基本依据，在设计方案标准化的基础上，确定的设计方案应该有确定、波动不大的工程参考量。为了获得稳定的工程量，就应该梳理受外部条件影响，导致工程量难以预计的子项，如厂区地基处理、部分海工工程量等，在编制参考造价指标时就需要先按照参考工程的工程量进行投资测算，在参考造价指标使用过程中，再对因外部条件变化引起的投资进行投资修正。

由于价格随市场时刻波动，材料、人工和机械的价格在不同价格水

平年不尽相同。因此限额设计参考造价指标一定是基于编制时确定的基准日期的价格进行编制的。为了指导后续工程准确控制投资，有必要考虑价格水平年的影响。

(五) 核电工程限额设计参考造价指标编制方案

当限额设计体系建立后，与之配套的核电工程限额设计参考造价指标也具备了编制条件。核电工程限额设计参考造价指标的建议方案涵盖了编制依据方案、参考工程与修正工程的选择方案以及指标的初步编制方案。

限额设计参考造价指标的编制，与可行性研究投资估算、初步设计概算的编制依据应保持一致，均应与编制基准日期对应的正在实施的编制方法、定额水平、地方法规、企业标准保持一致。基准日期是在编制限额设计参考造价指标时，为了便于投资水平的确定以及未来执行过程中对某些因为价格因素变动进行分析和调整确定的一个作为基准的日期。限额设计编制时，应梳理包括标准、有关政策法规和规定、企业标准和管理规定。

编制参考造价指标，需要选择合适的参考工程，参考工程应该具备较强的共性，能够同口径指导和控制后续工程造价投资。当参考工程较少，又有明显个性方案时，应该替换个性方案，尽量按照标准化设计方案作为参考工程。参考工程选择时，可以按照新建和扩建考虑方案，以适用后续工程。

目前，核电项目面临未完全市场化等自身特点，在形成参考造价指标时，要区分对待核岛、常规岛、BOP 以及工程其他费用，能够市场化的部分，要与市场充分接轨，市场化存在困难的部分，充分考虑核电现有特点和后续发展趋势，本着先整体后细节、先粗放后具体等原则，分

步推进，逐渐提高指标的合理性和准确性。

（六）核电工程限额设计的主要依据

根据编制方案，限额设计编制时，参考的主要依据包括三大类：

（1）标准类

由于设计专业较多，除了核工业类的相关标准，还要包括电力行业、海工行业、市政行业等多种行业标准。从费用确定的角度，需要用的相关标准包括编制方法类标准和定额水平类标准两类。编制方法类标准包括《核电厂建设项目费用性质及划分导则》等规范编制方法、深度的文件；定额水平类标准包括《核电厂建设工程核岛建筑安装工程费用定额》、《核电厂建设工程预算定额》等在内的、确定费用水平基准的文件。

（2）其他有关政策、法规和规定

国家相关部门颁布的涉及到技术经济专业投资政策、法规和规定，包括国家对增值税、关税以及各种行政收费的具体要求。

（3）企业标准和管理规定

各核电企业自己的企业标准，其中关于部分 BOP 子项的建设规模、投资控制要求等文件。当企业标准与国家行业标准不同时，在编制限额设计参考造价指标也应该适当考虑。

（七）核电工程限额设计的预期成果

通过构建限额设计，形成限额设计体系和限额设计参考造价指标两项主要成果。

限额设计体系包括管理体系和技术体系，例如各项限额设计管理控制方法、技术体系指标标准化确定、定型方案和调整模块设计等内容，作为限额设计管理的主要依据。

限额设计参考造价指标将形成不同层次的造价指标、工程量指标和

价格指标。根据课题研究成果，造价指标划分为核电工程总造价指标（XXXX 年水平）、不同项目范围和深度的建筑工程费指标、安装工程费指标和设备购置费指标；工程量指标主要针对核岛、常规岛建筑工程量和安装工程量，涵盖了混凝土等建筑工程量、管道和电缆等安装工程量；价格指标对应主要材料价格，同时还包括主要设备类别及价格。

五、有关建议

（一）建立阶段性目标体系的建议

根据现阶段初步分析，受到资料的限制，不是所有的路径目标都达到了编制条件，建议确定各阶段可完成的工作内容。限额设计的基础是定型设计方案，在当前华龙一号正在建设的情况下，建议可以先行研究前期准备工程、常规岛、BOP 等与二代核电有技术互通性的项目，建立前期准备工程、常规岛和 BOP 限额设计基本定型设计方案和标准设计模块，并根据厂址条件开展适应性设计模块，再进行核岛限额设计的研究，阶段性完成限额设计体系建立。

（二）华龙项目 A/B 版融合设计对限额设计影响的建议

通过对华龙一号 A/B 版融合设计差异内容的研究，提出华龙项目 A/B 版合并编制或分开编制的建议。从现阶段掌握资料情况来看，华龙一号按照 A 版和 B 版个性化内容分别编制是一种可行和稳妥的方法。

（三）核电工程限额设计参考造价指标费用渠道的建议

核电工程限额设计参考造价指标的编制需要投入大量的人力和物力，需要社会各界的支持。能源行业标准《核电厂建设项目工程其他费用编制规定》（NB/T 20025-2010）规定了工程项目可计取核电标准编制



费，建议研究此费用用于核电工程限额设计及参考造价指标编制的可行性。

（四）核电工程限额设计参考造价指标组织方式的建议

核电工程限额设计参考造价指标的编制需要各单位的支持和帮助，在总结核电工程设计和项目管理等方面工作的基础上，汲取各集团在核电工程造价控制方面积累的经验，才能编制出有质量、适用广泛的指标。建议由核电业主委托，中国核能行业协会牵头、电力规划设计总院为技术支撑单位、有关核电单位参与，组织开展核电工程限额设计参考造价指标编制工作。

（五）后续需研究的重点专题、计划安排的建议

根据初步研究，重点专题包括：华龙项目 A/B 版融合设计对限额设计影响专题研究、前期工作专题研究、优化外委专题研究报告研究、标准体系完备性及适应性专题研究、核电安全文明措施费专题研究、核岛和非核岛质量管理专题研究、设计费与工程造价脱钩专题研究、财务评价指标专题研究、工程建设模式优化研究、附属设施、配套设施控制指标研究、合理制定项目建设工期等。

关于推动我国核电技术自主化及设备国产化 的有关建议¹¹

核工业是国家安全的重要基石，核能竞争力是国家战略竞争力的重要组成。核电作为核能技术商业化应用的主要载体，其技术及设备自主化能力和水平在一定程度上反映了一个国家在核能及核工业领域的综合实力。当前，我国核电技术及设备自主发展已取得一系列重大成就，但仍然存在着基础能力薄弱、原始创新不足、部分关键技术与设备受制于人等问题。尽管这些问题对当前我国核电发展不构成影响，但随着国际政治经济形势的不断变化，从长远看，将制约我国核电未来的创新发展，并对核电走出去产生不利影响。

为此，中国核能行业协会组织行业相关重要骨干企业集团及专家，组建专门课题组，针对核电技术自主化、设备国产化所面临的问题进行了全面深入的梳理和研究分析，并提出了相关对策和建议。

¹¹本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《我国核电技术与设备自主化关键问题研究》课题核心报告，该报告于2021年4月在中国核能可持续发展论坛春季高峰会议发布。

课题组主要成员：黄峰，邢继，张福宝，田瑞航，仲维滨，唐洪驹，唐伟宝，刘玮，陈荣，范黎，冯嘉，王丰，何炯熠，杨春乐，薛林涛，咸海峰，邓瑞源，张成，马心童，朱勇辉，邓瑞源，顾伯宙，潘楠，祖春光，缪鹏，刘峤，徐福兴，刘艳，苏明星。



一、我国正处在从核电大国迈向核电强国的重要机遇期，应充分重视核电技术自主化的战略意义

（一）我国自主核电技术发展取得了重大成就

经过近 40 年的奋斗，我国建立了较为完整的核电全产业链体系，在运核电装机容量达到 5215 万千瓦，核电安全运行业绩保持国际先进水平。通过借鉴世界先进核电技术、实施国家核电科技重大专项和自主创新，我国核电技术和装备水平显著提升，形成了具有自主知识产权的三代压水堆“华龙一号”、“国和一号”，具有四代特征的高温气冷堆、快堆，以及小型模块化反应堆等先进核电技术。当前华龙一号首堆商业化运行，后续工程已批量化建设；国和一号首堆工程建设进展顺利；高温气冷堆示范工程已完成热试并即将装料，预计 2022 年初建成投产；快堆、多用途模块式小型堆示范工程相继开工建设。**设计技术方面**，我国已经建立了较为完善的设计平台，拥有专业配置齐全、工程设计经验丰富的核电设计队伍；**研发能力方面**，依托国家、地方和企业自身的投入，打造了相对完备的科技研发平台和设施，部分研发装置达到了国际先进水平；**装备自主化方面**，关键设备、材料与共性技术研究取得系列积极进展，核电综合国产化率不断提升。

（二）核电技术自主化发展是我国核电强国建设的重要基础和必然选择

在我国实现碳达峰、碳中和战略目标的背景下，未来包括核电在内的非化石能源将发挥更加重要的作用。综合国内外有关机构的研究成果，预计到 2035 年，核电在运和在建装机容量有望达到 2 亿千瓦左右，我国从核电大国迈向核电强国将迎来重要的历史机遇。未来较长一段时期，

三代压水堆技术仍将是世界商业化核电技术发展主线，继续提升其技术与装备自主化水平，开发安全性更高、经济性更好、更先进的型谱系列，依然任务艰巨。此外，我国在高温气冷堆、快堆、小型模块式反应堆的技术研发、实验验证、工程设计及示范等方面不断取得进展，但要进一步开展商业化推广应用仍需加强投入、持续改进。总体来看，我国核电技术发展仍然任重道远，还需进一步加强研究、夯实基础，努力在技术自主化和原创性研发上取得突破。

（三）加强基础能力建设是我国核电技术自主化的根本要求

美国能源部于2018年10月发布的《美国对中国民用核能合作框架》明确指出，美国禁止向中国出口轻水小堆、非轻水先进反应堆技术，禁止向中国出口“华龙一号”、CAP1400的美国专有设备。2018年以来，美国已将我国7家核电相关单位列入出口管制“实体清单”，终止了与我国开展的行波堆技术合作，旨在扼制和打压我国核电技术发展。我国核电起步较晚，技术积淀较核电强国存在差距，许多核心技术问题仍处于知其然而不知其所以然的状态，究其原因是由于基础能力的欠缺。限于历史条件，我国核电在基础研究、基础实验、基础数据等方面重视不够、投入和积累不足，自主化能力仍有待加强，从事物的发展规律来看，这一课必须补齐。基础能力的持续缺失，还将制约我国核电技术未来的长远发展。加强基础研究没有捷径，核电技术基础能力是买不来的，只有加强投入、补齐短板，才能不断稳固核电自主创新发展的基石，深入核电技术发展的无人区。



二、我国核电设备国产化、自主化能力显著提升，但仍然存在卡脖子风险

目前国内已具备了绝大部分核电关键设备的自主设计与制造能力，涵盖机械、电气、仪控、燃料等多个领域。但仍有部分关键设备、核心部件依赖国外进口，或者自主设备工程应用困难，无法形成成熟产品，存在卡脖子风险。这些问题如果长期不解决，一旦将来国外供货渠道中断，将对我国核电发展产生不利影响。

（一）部分关键设备或核心零部件仍未实现自主化

一方面，受限于国内技术能力与工艺制造水平，少数技术含量高、工艺难度高的关键设备或核心零部件的材料及设计制造技术仍未掌握。另一方面，国内企业具备一定的研发能力，但由于技术人才短缺、产品市场份额小，加上核电设备质保管控体系严格，导致自主研发意愿不强不愿投入。这两方面原因都造成了部分核电设备、零部件或材料还未实现自主化，仍依赖于进口。经梳理分类，还未实现自主化的物项主要包括泵阀类（如先导式安全阀、主蒸汽隔离阀气液执行机构、主泵机械密封等）、电气类（如个别断路器等）、仪控类（如核级压力与差压变送器、控制系统元器件等）、常规岛配套件（如主给水泵液力耦合器）、材料类（如部分焊材）等。

（二）部分已实现国产化的设备难以在工程实践中得到推广应用

已实现国产化设备的推广应用问题日益凸显，目前成功自主研发的设备还有部分未实现工程应用，一定程度影响国产化供应链厂家的经营状况及后续研发积极性。这类设备包括：机械设备如低压转子锻件、顶轴油泵、常规岛调节阀等；电气设备如核岛中低压电气柜及关键元器件

等；仪控设备包括安全级/非安全级 DCS 平台芯片等。应用推广困难的原因主要包括配套措施不健全，高昂的研发及转换成本与进口成熟产品低廉市场价格之间的矛盾，对用户侧的考核机制包容性不足，核电站业主有顾忌；企业、行业间存在明显壁垒，自成体系、各自为政；由于信息不对称，资源缺乏统筹协调，难以形成合力，举国体制优势未能充分发挥等。

三、基础能力薄弱是制约我国核电技术自主化发展的最大短板

（一）与核安全等有关的基础性研究能力需要加强

在三代核电明确要求的严重事故相关现象与机理、严重事故源项分析、严重事故后安全壳性能响应研究、严重事故工况下材料力学性能研究、退役技术等方面基础研究能力较核电强国仍有不足，未完全掌握核心机理，对相关现象的认识水平不足以支撑持续自主创新。在超高温气冷堆、高温核能制氢等技术方面的基础研究有待加强。在燃料技术方面，燃料入堆辐照后的检测和验证能力还存在缺失，影响自主燃料技术的应用。另一方面，我国基础试验设施在本就不充分的前提下，各大核电集团、高校、研究机构之间也未实现充分共享资源，互相之间存在壁垒，存在资源重复建设的情况，未能有效形成合力，制约我国核电技术基础能力的提高，进而制约了以此为支撑的应用技术软件的开发。

（二）核心设计软件的自主化需进一步提升

通过实施核电科技重大专项，以及布局软件专项攻关，我国主要核电集团均形成了适用于核电设计的专用软件包，涵盖热工水力分析、燃

料设计、概率安全分析、事故分析、堆芯物理计算、源项分析等关键软件，基本上解决了核电专用软件的有无问题，为国内后续型号开发奠定了重要基础。但目前距离形成完善、成熟的自主化工业化软件体系还存在较大差距，这主要体现在：

1.部分核电专用设计软件国内仍处于空白，需依赖于进口。大部分原是通过加入第三方国际组织获得，尽管不构成侵犯知识产权风险，但在美国持续打压背景下也存在一定的受限风险；

2.软件的升版、维护可能存在受限风险。通用工业软件在型号研发过程中一般通过商业渠道直接购买，本身不存在侵犯知识产权问题，但一旦国外彻底断供，已从国外购买的通用工业软件的升版、维护可能存在受限风险；

3.已实现自主化的核电专用软件认证困难。核电专用设计软件开发成功后，因涉及到核安全，仍需要进行严格的确认和验证，这需要大量的工程实践经验、理论模型和工业基础数据进行支撑，而这恰恰是国内基础性薄弱环节，导致这些自主化软件迟迟难以获得认证。

此外，核电设计软件的数据库还存在短板，数据来源长期依赖国外核电强国或国际组织提供。我国已有几百堆年的核电运行数据，但并未整合形成统一的数据库资源。另一方面，基础性试验数据仍大量缺失，也导致了自主化核电专用软件缺乏数据基础而难以验证。

（三）核电领域标准体系建设需进一步加强

是否建立有完备的核电技术标准体系，是表征一个国家在核电技术领域基础性能力强弱的关键指标之一。目前国内核电领域相关标准主要以国家标准 GB 和能源行业标准 NB 为主，重点标准与急需标准基本齐全。特别是依托于国家能源局、国家标准化管理委员会、国家核安全局

于2017年联合推动的“华龙一号国家重大工程标准化示范项目”，已建立一套自主的涵盖核电全生命周期的压水堆核电标准体系，为我国国内核电建设以及技术、装备走出去提供了支撑。但我国核电标准体系还存在以下几个方面问题：**一是**标准应用不理想，**二是**三代核电标准体系还不够完善；**三是**国际认可度和影响力不够，在国际化标准方面的话语权很弱；**四是**核电标准关键技术参数、关键假设大多来自于对国外标准的直接转化，国内缺乏基础性试验数据的支撑；**五是**高温气冷堆、快堆、小型模块化反应堆等有关导则、标准有待尽快制定和完善。

另外，我国未来运行核电机组数量将跃居全球前列，应参照美国用户要求文件 URD 和欧洲用户要求文件 EUR，在核电业主层面建立一套完整的用户要求文件，形成相对标准的用户侧需求文件，规范核电的设计与运维需求，便于形成有效的市场机制，促进良性发展。

目前，中国核能行业协会正在组织行业力量积极推进我国核能团体标准化建设及自主三代压水堆、小型模块化反应堆用户要求文件的编制工作。

（四）新技术、新工艺和新材料在核电领域的应用有待进一步推进

充分利用数字化设计技术、智能技术、新设备和材料、新型燃料，开发经济性、安全性和可靠性更优的核电技术，将是未来核电技术持续改进与继续创新的主流方向。这些创新领域重点包括：

1.数字化设计。利用计算机技术对当前核电工程设计过程的设计活动单元及业务流程进行数字化改造升级，集成设计软件、打通专业间数据接口，实现设计的可视化呈现和数字化交付；

2.智能技术。充分结合工业互联网、云计算、大数据、人工智能、VR/AR 等先进技术，在运行、检修及生产管理中实现各种智能化的应用，

提升电厂的安全性、经济性；

3.新型设备应用。新设备、新材料是型号持续优化创新的关键，一体化、模块化、高效多功能的新型设备研发将为核电技术开发提供支持；

4.新型燃料技术的应用。研究各类耐事故燃料（包括环形燃料），以期在未来尽快实现应用。

四、推动我国核电技术自主化及设备国产化的对策建议

应充分重视核能在能源革命中的战略地位，实现核电产业链供应链自主可控，针对产业薄弱环节，实施好关键核心技术攻关工程，近期解决一批“卡脖子”问题；制定加强核电基础研究的长远规划，统筹推进补齐短板，进一步推进核能领域重大科技创新，确定科技创新方向和重点，着力解决制约我国核电自主创新发展的重大难题。

（一）建立国家层面的核电领导协调机制

研究建立国家层面的核电领导协调机制，加强自主化战略的统一领导和重大问题、重点任务的统筹协调及部署。一是着力解决核电行业资源配置分散、设施平台重复建设、内部壁垒明显、难以有效形成合力等问题。二是针对尚未实现自主化的技术、设备或零部件等“卡脖子”问题，通过国家协调机制统一协调技术攻关和经费支持，避免重复投入或缺项，并制定相对统一的管理方式和验收考核机制。三是对采用国产化首台套技术、设备、零部件的机组，根据采用程度给予一定的政策优惠措施。

（二）研究组建核能领域国家实验室

研究组建具有世界水平的核能领域国家实验室，汇集全行业的资源和力量，依托重大科研基础设施，联合科研院所、高校等国家级优势科

研团队，建立战略性研发和协同创新平台，主要开展共性基础技术和前沿技术研究；依托国家实验室成立核电大数据中心，集中收集国内所有核电机组的在建、在运数据，并进行分析及共享，向符合条件的研发单位在技术、软件开发方面提供数据支撑。

（三）制定加强核电基础研究的长远规划，研究设立核电基础研究科技重大专项资金

按照国务院要求尽快制定加强核电基础研究的长远规划，研究继续采用国家科技重大专项资金支持的形式，重点支持核电共性基础能力建设及基础性、前瞻性关键技术研究。

支持的重点领域包括：加快建设一批世界一流水平的反应堆综合热工水力试验平台、严重事故机理验证平台、设备力学性能试验平台等重大基础研究设施，支持建设燃料辐照考验平台并建立相应的验证准则；升级改造一批功能可扩展性强、条件较好的存量试验设施；支持尚未完全自主化的核电专用软件以及部分可能存在卡脖子风险的商用设计软件；基础研究支撑下的新燃料、新材料以及新设备研究，如耐事故燃料技术、耐高温腐蚀材料；基础研究支撑下的技术方案革新，如高效换热技术、非能动安全技术、放射性废物减排与减容技术、超高温气冷、高温核能制氢技术研究；支持跨领域、跨行业前沿技术在核电领域的转化与应用研究等。

（四）进一步完善核电标准体系，并推动自主标准的工程应用

一是持续优化、完善现行三代压水堆标准体系，本着能用全用的原则，考虑在后续新建项目申请中明确一定比例的自主标准作为审批前置条件，以提高自主标准的工程应用水平；二是建立统一的核级设备鉴定体系，完善统一核级设备鉴定标准；三是加快推进高温气冷堆、快堆、

小型模块化反应堆等有关导则、标准的制定和完善；**四是**推动建立中国用户要求文件体系，形成用户侧对于三代压水堆、小型模块化反应堆等相对统一的安全与性能要求，促进核电市场的良性发展；**五是**充分发挥市场化优势，鼓励社会组织在核能行业团体标准制修订方面发挥建设性作用。

（五）在行业层面联合成立设备自主化攻关基金，助推核电设备国产化自主化

建议由核电各投资集团联合成立设备自主化基金，一方面调动国内具有研发实力但承担国产化研发积极性不高的企业投入科研攻关，另一方面建立相关机制保护已进行研发攻关的企业，鼓励核电企业收购待破产民营企业中的优质技术资产，避免研发技术流失。同时，针对已实现自主化但应用推广困难的设备，利用设备自主化基金对在役机组在大修、技术改造或延寿时使用首台套国产化设备给予支持。

（六）加强核电领军人才的发掘和培养

加强核电高端人才的发掘和培养，提供更有力的政策支持，如实施“核电领军人才”计划，加速培养核电研发关键领域的技术专家，建立和完善学科带头人的选拔机制，为研发部门吸引人才提供必要条件，改革薪酬与激励制度，引导和支持高端技术人才向核电基础研究和自主研发集聚。

（七）建立安全清单制度，保护已实现自主化的核心技术

建立关键核心技术安全清单制度，对清单纳入的已实现自主化的核心设计或制造技术，纳入国家安全关键技术清单中，制定相关研发成果保障制度及保护措施，防止核心技术流失。

模块化小堆在我国能源发展中的战略地位¹²

一、小堆发展的总体背景

(一) 核能在应对全球重大挑战中的作用

国际上有很多专家对 21 世纪人类到底面临哪些挑战进行过总结，包括：能源、水、粮食、环境、贫穷、战争、疾病、教育、民主、人口等十大挑战。

在这些挑战面前，核能至少可以在能源、水以及环境三个方面发挥重大作用，主要体现在：

1.核能（包括裂变能和聚变能）是一种重要的一次能源资源。从人类长远发展历史来看，核能可以永远为人类大规模提供安全、经济、可靠的电力供应和热源供应。

2.核能不排放 CO₂，对改善生态环境和控制气候变化可发挥重大作用。

¹²本报告为中国核能行业协会重大问题联合研究专项《小型模块化反应堆关键问题研究》课题研究成果，该报告于 2021 年 4 月在中国核能可持续发展论坛春季高峰会议发布。

报告执笔人为赵成昆、章庆华，课题参研单位包括：中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国船舶集团公司，生态环境部核与辐射安全中心、国家核安保技术中心、国家核应急响应技术支持中心、清华大学核能与新能源技术研究院、中核高新公司、中国核电工程有限公司、中广核研究院有限公司、中国船舶集团公司第七一九研究所、中国核动力研究设计院、上海核工程研究设计院有限公司等。

3.核能发电与风能、太阳能发电的合理组合，可以与风光发电的间歇性特点形成互补，提高电网的稳定性与可靠性，增加抵御极端外部灾害的能力。

4.核能不仅可以改善环境，在缺水的地区还可以用来海水淡化，提供生活和工业用水，特别是在中东和非洲国家，核能在这个方面将能够提供重要支持。

（二）核能为低碳电力和低碳热源提供重要支撑

电力系统的脱碳是全社会实现零碳发展的重要一环，其主要途径是使用零碳能源发电，以及采用碳捕获等减碳和除碳技术的发电形式。在追求电力低碳化的同时，要高度重视供热领域能源低碳化。根据国际原子能机构（IAEA）在2020年9月发布的《到2050年的能源、电力和核电预测》，从现在到2050年全球终端能源消费量将逐年上升（见表1）。2019年全球终端能源消费中，用电量占比为18.8%，非电力消费为81.2%，预计到2050年全球终端能源消费将比2019年增长38.7%，电力消费在其中占比为27.2%。非电力消费，特别是各类热能消费在能源消费中占比巨大。

表1 全球终端能源消费量和用电量（单位：EJ）

	2019年	2030年	2040年	2050年
终端能源消费量	427.1	491.4	544.3	592.3
用电量	80.4	109.0	135.8	161.4
电力份额	18.8%	22.2%	24.9%	27.2%

国际能源署(IEA)数据显示,2018年,供热占全球终端能耗的50%,占CO₂排放的40%。热力消费中,工业部门占比约50%,建筑物房屋

(主要为采暖和热水供应) 占比 46%。

由此可见, 供热是全球最大的终端能源消费领域。目前这个领域的主要能源是煤、石油、天然气等传统化石能源。

核能可在电力低碳化和热源低碳化过程中可发挥重要作用, 特别是采用电功率在 10MW 和 300MW 之间的多功能小型模块化反应堆(SMR) 来替代传统化石燃料能源, 市场广、前景可期。SMR 采用先进的安全设计理念, 堆芯装量较少, 安全性好, 应急要求大大简化, 特别适宜于作为供热领域的热源, 靠近需求侧布置。与大型反应堆相比较, SMR 的初投资低、建造周期短, 在选址方面具有较大的灵活性, 可根据用户需求灵活设计和配置, 用以逐步替代发电和热电联产中的老旧落后产能; SMR 可采用一体化、模块化、标准化设计和工厂批量化制造, 以获得良好的经济性。

(三) 碳中和目标下我国核能发展的机遇

为应对日益严重的气候变化问题, 低碳化、清洁化已成为全球能源发展的主基调, 我国及世界各国为之付出巨大的努力。2020 年 9 月 22 日, 中华人民共和国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时承诺: “中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和。”

核电是安全、低碳、清洁、高能量密度的战略能源, 对优化能源结构, 保障能源安全, 减少温室气体排放, 构建低碳清洁能源体系具有重要的作用, 能够为实现我国 2060 年碳中和这一艰巨目标发挥重大作用。2021 年 3 月 5 日, 十三届人大四次会议上, 国务院总理李克强在《政府工作报告》中关于 2021 年重点工作里提出: “推动煤炭清洁高效利用, 大力发展新能源, 在确保安全的前提下积极有序发展核电。”

2021年3月14日，我国第十四个五年规划和2035年远景目标纲要发布，重点提及了有关核电的以下内容：“建设‘华龙一号’、‘国和一号’、高温气冷堆示范工程，积极有序推动沿海三代核电建设；推动模块式小型堆、60万千瓦级商用高温气冷堆、海上浮动式核动力平台等先进堆型示范；建设核电站中低放废物处置场，建设乏燃料后处理厂；开展山东海阳等核能综合利用示范；核电运行装机容量达到7000万千瓦”。

我国核电发展已经取得了巨大成绩，截至2021年4月底，已有49台核电机组在运，运行业绩良好，17台机组在建，进展顺利，在运和在建规模已居全球第二；同时，开发了具有自主知识产权的第三代核电技术“华龙一号”和“国和一号”，形成了完整的核电工业产业链体系，为我国核电的未来发展和“走出去”创造了坚实的基础。

二、国外小堆发展现状

（一）国际小堆发展总体情况

在过去60多年的核电发展历程中，核能作为一种优质的清洁能源对全球能源保障和碳减排作出了重大贡献。近年来，尽管风、光电等新能源的贡献率在上升，核能发电作为重要的基荷电源的作用仍是其他电源无法替代的，核能在非电力领域的应用正在不断拓展。

国际原子能机构于2004年启动革新性中小型堆的开发计划，成立“革新性核反应堆”协作研究项目，涌现了60余种革新性中小型反应堆概念，主要应用于核能非电力综合利用。2011年，IAEA进一步提出在革新性中小型堆中推动“小型模块化反应堆（SMR）”，即在设计上采用模块化技术，通过批量化工厂制造和缩短建造周期，提高经济性。近期，

国际原子能机构、经合组织核能署、美国、俄罗斯、欧盟和英国等都纷纷表态，在强调后疫情时代，核能作为低碳能源应发挥更广泛的重要作用，并投入大量的资金，积极推进小堆的开发工作。IAEA 在 2020 年发布的《小型模块化反应堆技术进展》，列出了全球 10 多个国家正在开发以轻水堆为主的 6 大类 70 余种小堆技术，预测了 2025 年后小堆的未来场景，强调小堆在供热、制氢、海水淡化等非电力应用领域将有广阔的市场，小堆技术将有力地拓展核能作为清洁能源的发展前景。

（二）国际典型小堆介绍

IAEA 在 2020 年发布的《小型模块化反应堆技术发展》中列出的 70 余种小堆技术处于不同的发展阶段，最成熟的 SMR 概念基于轻水反应堆（LWR）技术。其他概念是第四代反应堆，其中结合了替代冷却剂（即液态金属、气体或熔融盐）和先进燃料。本节选取技术比较成熟的三种典型小堆进行介绍，以了解它们的开发目标和技术特点。

1. 美国 NuScale 反应堆

美国 NuScale 开发的多模块小型轻水冷却反应堆设计目标是替代老旧火电厂，提供发电和非电工艺热能，减少 CO₂ 排放，并可按需求灵活增加核动力功率模块（NPM）。NRC 在 2020 年 9 月完成 DCA 审查后批准了最终安全评价报告（FSER）及标准设计（SDA），预计 2022 年开始建造，2027 年第一个 NPM 在爱达荷投入运行。为面向中东、欧洲等区域的电力需求，NuScale 正在准备提升单个 NPM 电功率 77MW 的 SDA 申请。该堆型设计上的主要特点是一回路采用全自然循环模式，无需主泵，反应堆一体化设计，蒸汽发生器置于反应堆压力容器内，系统简化，单个功率模块重量是 700 吨，便于运输。电厂由若干模块组成，可根据需要，增加模块。NuScale 电厂主要技术参数如表 2 所示。

表 2 NuScale 电厂主要技术参数

参数	数值
完整电厂	
名义净输出电功率（扣除厂用电）/MW	570
功率模块（NPM）	12
功率模块（NPM）	
反应堆类型	一体化 PWR
冷却剂/慢化剂	轻水
热功率/电功率/（MW/MW）	160/50
一回路循环方式	自然循环
系统压力/MPa	12.8
堆芯进口/出口温度（°C/°C）	258/314
蒸汽发生器	2 个，垂直螺旋管，亚临界过热再生蒸汽
汽轮机	3600 转，冷凝式
堆芯	
燃料组件形式/数量	17×17 排列/37 组
燃料富集度，损耗，循环长度	<4.95%，>30GWd/Tu，24 月
反应性控制方式	控制棒，可溶硼
安全系统	非能动
设计寿命	60 年
压力容器高度/直径/（m/m）	17.8/3.0
模块重量/t	~700

2. 俄罗斯海上浮动核电站 KLT-40S

俄罗斯“罗蒙诺索夫院士号”是商用海上浮动核电站，搭载两台压水

型 KLT-40S 反应堆，用于为边远地区提供电力和热能。2019 年 12 月 19 日并网发电，停靠于俄远东区楚科奇海岸附近的佩维克港。

KLT-40S 海上浮动核电站是以俄破冰船核动力堆为基础发展起来的，采用堆外紧凑布置小型压水堆，双堆布置。单堆有 4 条循环回路，提供了足够的主设备冗余度，提高了从堆芯导出热量的可靠性。电站设计寿命 40 年，船上可储存两炉乏燃料和 1 炉新燃料，一个换料周期 4 年，满 3 个换料周期（12 年）为一个检修周期。检修周期内全船返回维修基地进行检修。因此采用 235U 浓度为 19%，以满足长周期换料需求，换料操作可在船上进行。双堆配置，采用“一堆一机”独立运行。KLT-40S 主要技术参数如表 3 所示。

表 3 KLT-40S 主要技术参数

名称	参数值
堆功率/MW	2×150
电功率/MW	70（额定产热模式）
	38（最大产热模式）
供热/（Gcal/h）	50（额定产热模式）
	146.8（最大产热模式）
一回路压力/MPa	12.7
一回路运行温度/°C	350
蒸汽产量/（t/h）	240
蒸汽压力/ [MPa（abs）]	3.82
蒸汽温度/°C	290
换料周期/a	4
电站寿命/a	40



平台尺寸/m	140×30×10
总排水量/t	~21000

3. 韩国 SMART 反应堆

SMART 是压水反应堆，用于发电和海水淡化。1997 年开始研发，2012 年获韩国核安全与核安保委员会标准设计认证（SDA），2015 年与沙特签署协议（评估在沙特建造至少 2 台 SMART 反应堆的可行性），2018 年韩沙正式开展联合研究，包括工程设计和建造准备。

SMART 采用模块式一体化设计，将堆芯、螺旋式直流蒸汽发生器（8 台）、主泵（4 台）、稳压器、控制棒驱动机构（49 组）集成在反应堆压力容器中，减少了管材使用，消除了大破口的发生。SMART 设有专设安全设施，换料周期大于 3 个等效满功率年。堆芯热功率 330MW，其中 10% 的能量可用于海水淡化，具备日产淡水 4 万立方米，如全部用于发电，其电功率可达 100MW。SMART 反应堆主要技术参数如表 4 所示。

表 4 SMART 主要技术参数

名称	参数值
总热/电输出功率/（MW/MW）	330 ^① /100 ^②
热力循环类型/效率	间接朗肯循环/30.3%
一回路冷却剂，循环模式	轻水，强迫循环
一回路压力/MPa	15
堆芯入口温度/出口温度/°C	296/323
堆芯直径×高度/mm	1831.6×2000
燃料类型/初始富集度/%	UO ₂ , 4.8%, ²³⁵ U

燃料周期持续时间，有效满功率天数	864
排出燃料的平均燃耗/ (MWday/kg)	36.1
运行过程中反应性的控制模式	带有外部驱动的机械控制棒，液态硼
反应堆容器直径×高度/mm	5994×16162
二回路压力/MPa	5.2
蒸汽发生器二次侧入口/出口温度/°C	200/298
汽轮机类型	两个串联组合式汽轮机
仪器&控制系统	先进数字化人机交互系统
反应堆机组和电厂高度	布置于地上
安全壳类型和尺寸/m	内衬钢的混凝土圆柱形钢制安全壳，44×68.5
热电联用方案	电力和饮用水，电力和热量
非电力应用工艺类型	多效蒸馏热蒸汽压缩机
电厂面积/m ²	99800

注：①热功率；②电功率。

（三）国际小堆技术发展趋势及特点

全球使用核电的有 30 多个国家，但具有小堆开发能力的只有 10 多个国家，其中，美俄占国际上正在开发和建设小堆总数的一半。不难看出这两个核电强国从核能长远利用战略角度对开拓核能应用新领域的重视程度和所做的努力。目前全球小堆技术总体发展趋势包括：

- 1.从技术基础及成熟度来看，采用轻水堆（包括陆上和海上）技术，仍是目前小堆技术发展的主流，热电联供是其主要运行模式。
- 2.高温堆占 14 种，以其高安全性、高热力参数的独有特点受到青睐，其中既有采用棱柱状堆芯，也有采用球床堆芯，可见两种技术各有特点。



3.快堆由于在燃料增殖、减少高放废物方面具有独一无二的优势，仍是国际社会小堆研发重点，共有 10 种（不含中国），特别是铅（铋）快堆。

4.值得特别关注的是熔盐堆，美、加、丹麦、日、英以及国际财团等多国正在开发 10 来种熔盐堆技术，大都处于概念设计阶段，个别进入基本设计和实验阶段。熔盐堆用途广泛，可作为发电、工业热源、制氢等。铀—钍混合燃料熔盐堆为使用自然界中丰富的钍资源提供技术途径。

5.用于海上或海下小堆技术有 6 种，以俄罗斯为最，占 5 种。中国基于自身的发展需求，在核动力海上平台技术开发领域取得长足的进展。

6.微型核动力装置在未来空间和水下电源供给中将发挥主要作用，主要以布雷顿循环和斯特林发动机等热电转换方式发电，目前效率较低，主要应用于航空、航天、军事领域等方面。

7.强调技术创新，通过系统简化、模块化、标准化、系列化、智能化，以提高小堆的经济性。

通过研究国际上几种主要小堆的技术开发，可以发现如下特点：

1.具有明确的开发目标、用户需求和战略指引。如美国能源部和国防部的核能战略中明确强调开发小堆和先进核能技术是为了确保国家的能源和国防安全，支持开发满足国防需求的灵活、快速、可移动布置及“电热水气氢”多选项供能的小堆，并在大型压水堆核电站用户要求的基础上，结合小堆的特点，制定了小堆用户要求，指导和支小堆商业开发。

2.强调技术创新，在提升安全性的同时强调提高经济性。模块化小堆的特点在于安全性能好、适用范围广，其初始投资低、建造周期短，在选址方面具有较大的适应性，不需场外应急，可根据用户需求灵活设

计和布置。但是单堆功率较低，不具有大型核电站的规模因子，经济性受到挑战。所以，小堆设计不能简单采用大堆缩小的方法，必须采用深度的技术创新，如系统简化、工厂制造、标准化、批量化等，来提高小堆的经济性和安全性。

3.重视顶层设计，有一个明确的规划和路线图。为保护需求用户和业主的利益，在做好顶层设计的基础上理清技术难点，开展新技术采用的技术验证，降低项目实施风险。如美、俄都在开始设计建造多功能高通量的金属冷却实验快堆，为满足小堆等先进核能技术的燃料和材料研发及验证提供必备条件。

4.有关政府部门一开始就注重同步开展小堆政策、适用法规标准的制定，优化执照申请、保护投资商和用户利益，以满足小堆开发、监督和管理要求。

上述特点值得我国关注和重视。

三、国内小堆发展现状

（一）国内小堆发展总体情况

在有关政府部门的领导和支持下，我国民用小堆技术开发起步至今已有近 20 年的历史，取得了丰硕的成果，形成了不同用途、不同堆型技术、不同功率档次的近 20 种小堆技术（见表 5）。这些小堆技术处于不同的发展阶段，其中水冷型小堆技术比较成熟，在发电、区域供暖、工业供热、热电联供和海上浮动平台等方面正在开展示范项目前期工作。我国“十四五”及未来 30 年的经济发展，对清洁能源在实现碳达峰、碳中和目标中的作用，提出了高标准、严要求，小堆技术无疑将在拓展核能作为清洁能源的应用方面大有可为。

表 5 国内正在开发/建设的小堆

序号	堆型号	堆类型	开发单位	功率/MW	进展阶段
第 1 部分：水冷小堆（陆基）					
1	ACP100	压水堆	中核集团	125 ^②	工程示范
2	DHR-400	常压轻水堆	中核集团	400 ^①	初步设计
3	NHR-200	压水堆	中广核与清华	200 ^①	初步设计
4	和美一号	压水堆	国家电投	200 ^①	初步设计
5	和美五号	压水堆	国家电投	600 ^①	初步设计
6	HAPPY200	压水堆	国家电投	200 ^①	概念设计
第 2 部分：水冷小堆（海基）					
7	ACP100S	压水堆	中核集团	100 ^②	初步设计
8	ACP25S	压水堆	中核集团	25 ^②	初步设计
9	ACPR50S	压水堆	中广核集团	50 ^②	初步设计
10	HHP25	压水堆	中船重工	25 ^②	详细设计
第 3 部分：高温气冷小堆					
11	HTR-10	高温气冷堆	清华大学	10 ^①	运行阶段
12	HTR-PM	高温气冷堆	清华大学华能集团	2×100 ^②	建设阶段
13		车载气冷微堆	中核集团	5 ^①	设计研发
第 4 部分：快中子小堆					
14	CEFR	钠冷快堆（回路式）	中核集团	20 ^①	运行阶段
15	CL-100	铅铋快堆	中核集团	100 ^②	总体设计
16	CLEAR	铅铋快堆	中科院		概念设计
17	CLFR-100	铅铋快堆	中广核集团	260~80 ^① ， 100 ^②	概念设计

18	BLESS-D	铅铋快堆	国家电投		概念设计
第 5 部分：熔盐小堆					
19	TMSR	熔盐堆	中科院	10 ^①	初步设计

注：①热功率；②电功率。

（二）国内小堆市场前景和适用堆型

我国小堆在国民经济的各个领域拥有广泛的需求和发展前景，在实现能源低碳化中将发挥重要作用。

1. 替代落后火电产能

（1）总体情况。“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上。在有关指导意见中特别指出，要淘汰关停不符合要求的 30 万千瓦以下煤电机组，并将燃煤自备机组纳入淘汰范围。现阶段，国内采用小堆技术原址替代小型火电技术基本成熟。由于原址替代小堆是一新事物，加上经济性、公众对安全的担心等原因，市场开拓有待加强。采用热电联供运行模式的小堆对边远地区大型石化企业、工业园区供电、供热具有优势，前景可期。

（2）适用堆型。ACP100（玲龙一号）、HTR-PM-200 等。

目前，由中核集团开发的海南昌江多用途模块化小型堆科技示范工程 ACP100 已获国家核准并开工建设，该堆型电功率为 125MW，建设工期 58 个月，可作发电、热电联供等。ACP100 主要参数如表 6 所示。

表 6 ACP100 主要参数

项目	参数	项目	参数
堆芯额定热功率/MW	385	压力容器	3360

机组名义功率/MW	125 ^①	堆芯段筒体内径周向最大尺寸总高	5821.5 10748
电厂设计寿命/a	60	主泵扬程	4 台立式屏蔽电机泵 ~27.9m
换料周期/月	24		
电厂可利用率/%	>90		
电厂运行方式	基荷运行	稳压器总体积（冷态最小）/m ³	立式蒸汽稳压 12
反应堆冷却剂系统 最佳估算流量/（m ³ /h） RPV 入口温度/°C RPV 出口温度/°C RPV 进出口平均温度/°C 运行压力/MPa(a) 设计压力/MPa 设计温度/°C	10000 286.5 319.5 303 15.0 17.2 343	套管直流蒸汽发生器传热管材料 主蒸汽过热度/°C 出口蒸汽压力/MPa(a) 出口蒸汽温度/°C 给水温度/°C 给水流量（名义）/（t/h）	16 组钛合金 36.4 4.5 293.4 140 596.8
堆芯 燃料组件类型 燃料组件数量 堆芯活性段高度（冷态）/mm 燃料富集度/% 控制棒组件数量/组	17×17 截短型方 型组件 57 组 2150 ≤4.95 20		

注①电功率。

2. 居民和工业供热

（1）总体情况。根据国家统计局《2020 年中国统计年鉴》中的数据（见图 1），2013—2019 年中国供热总量缓慢增长。2019 年，我国蒸汽供热总量约为 6.51 亿吉焦，较 2018 年增长 12.71%；热水供热总量约为 32.75 亿吉焦，同比 2018 年上涨 1.18%。

（2）供热面积。根据国家统计局《2020 年中国统计年鉴》中的我国城市供热情况（见表 7）及其变化情况（见图 2）北方供暖地区城镇现有集中供热面积约 131 亿平方米，城市集中供热面积约 110 亿平方米，

集中供热率约 85%。其中，居住建筑面积 82 亿平方米，占比 75%；公共建筑面积 28 亿平方米，占比 25%；随着城镇化发展趋势，北方地区需要供热的面积不断增长。

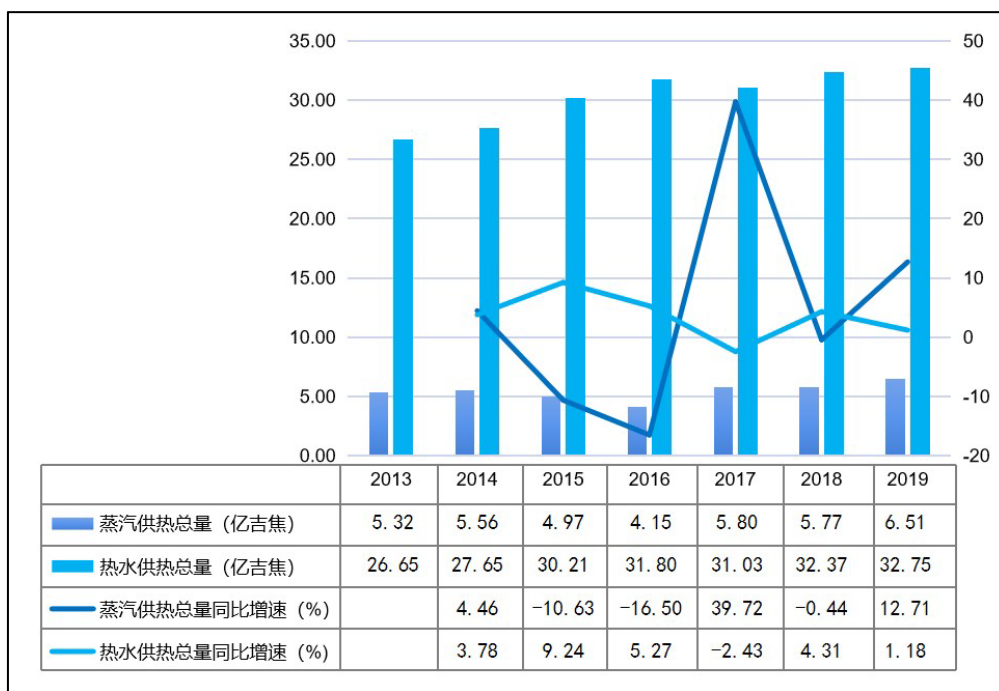


图 1 2013—2019 年中国供热总量分析（单位：亿吉焦）

表 7 我国北方部分城市 2019 年供热情况

地区	供热能力		供热总量		管道长度/ (公里)	供热面积/ (万平方米)
	蒸汽/ (吨/小时)	热水/ 兆瓦	蒸汽/ (万吉焦)	热水/ (万吉焦)		
全国	100943	550530	65067	327475	392917	925137
北京		45731		18995	60166	63928
天津	2445	30404	937	16751	31427	51410
河北	4810	45491	6625	28397	39110	85882
山西	16374	25766	10218	14717	21287	67828
内蒙古	2451	47395	1435	32508	18331	61375

辽宁	16092	66780	10636	46839	54354	120379
吉林	1767	46151	1015	26451	29971	64619
黑龙江	4516	52674	2383	41297	20241	78100

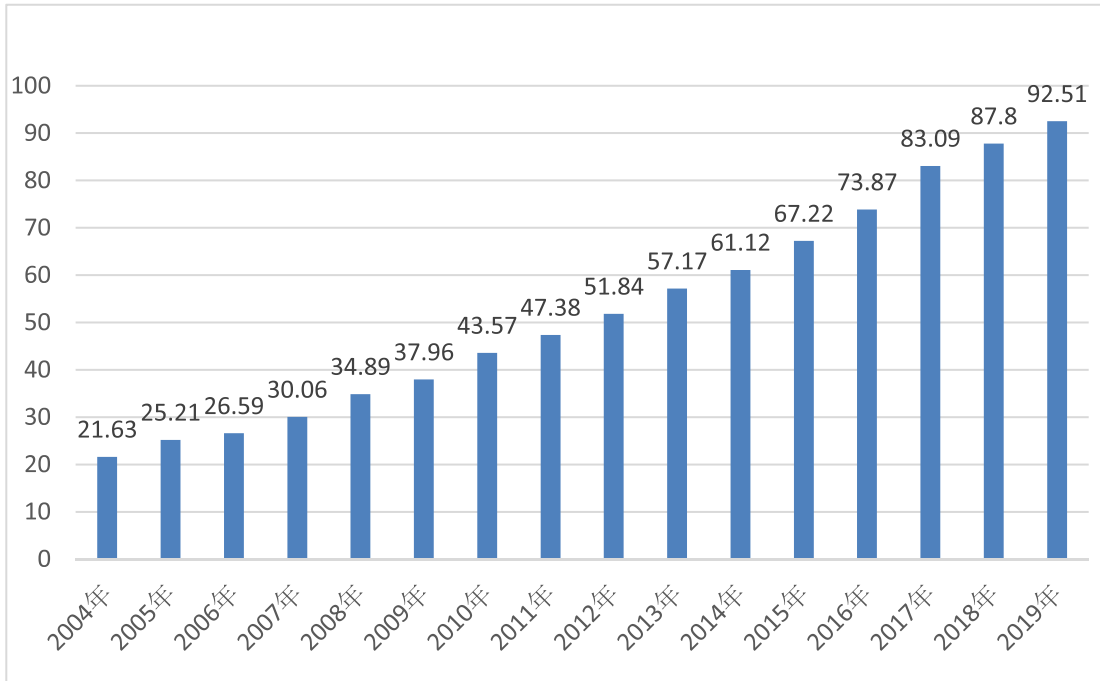


图 2 2004—2019 年中国城市集中供热面积变化（单位：亿平方米）

(3) 热源结构。我国城市集中供热的热源基本形成以热电联产为主，区域锅炉房为辅，其他热源补充的格局。80%的热源以煤为主要燃料，燃煤锅炉、燃气锅炉和燃煤热电联产为主要供热方式。在占主导地位的集中供热中，热电联产和锅炉是大头，燃煤热电联产占 45%，燃煤锅炉占 32%，燃气锅炉占 11%，其余为其他来源（见图 3）。高污染、低效率的落后产能超过 50%。

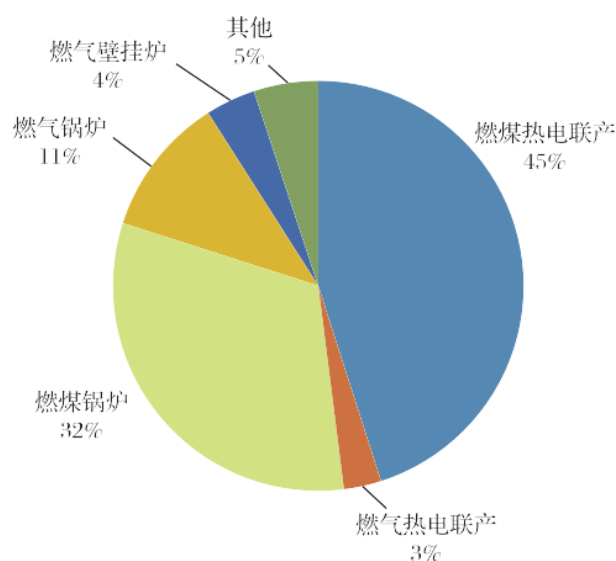


图 3 2016 年中国北方地区供暖热源结构

2017 年 12 月，国家发改委等十部委联合发布《北方地区冬季清洁取暖规划(2017—2021)》，2018 年出台《打赢蓝天保卫战三年行动计划》，均提出有效推进北方地区清洁取暖，并取得很大成绩，大大改善了空气质量，污染少了、蓝天多了，但其热源还是以优质化石燃料为主；核能供热技术成熟，在低碳供热领域有广泛的应用前景，但能否被采纳，取决于许多因素，公众对安全的担心，价格接受能力，各级政府的态度等都是面临的主要挑战。

(4) 适用堆型。和美一号、NHR200-II、DHR-400 等。

由国家电投开发的和美一号在各级政府的支持下，作为佳木斯核能供热示范项目正在积极有序地推进中，项目规划建设热功率(4×200)MW 一体化供热堆。一期热功率为(2×200)MW，最大供热能力为 800 万平方米，或供气 500 吨/小时。该项目计划 2021 年开工，工期 36 个月。其技术参数如表 8 所示。

表 8 和美一号技术参数表

参数	单位	数值
堆芯额定功率	MW	200 ^①
电厂设计寿命	年	60
换料周期	月	24
堆芯损伤频率	1/堆年	$<1 \times 10^{-7}$
大量放射性物质释放频率	1/堆年	$<1 \times 10^{-8}$
职业辐照剂量	人·Sv/堆年	<0.2
反应堆冷却剂系统正常运行压力	MPa (a)	9.0
堆芯出口温度	°C	272
堆芯入口温度	°C	202
供热回路供汽出口温	°C	240
供热回路供汽出口压	MPa (a)	1.3
供热回路供水出口温	°C	120
供热回路供水出口压	MPa (a)	1.2

注：①热功率。

由中广核集团和清华大学联合开发的低温供热堆 NHR200-II在各级政府的支持下，作为贵州低温供热堆商业示范项目前期工作在积极、有序推进中，项目规划建设 6 台 NHR200-II型低温核供热机组，一期 2 台，为贵州大龙经济开发区提供工业蒸汽（500t/h），首台计划于 2022 年 12 月开工，是我国核能综合利用以及低温供热技术首次商业应用。其技术参数情况如表 9 所示。

表 9 NHR200-II型技术参数表

参数名称	单位	数值
热功率/电功率	MW/MW	200/50
反应堆设计寿期	a	60
反应堆冷却剂工作压力（额定工况）	MPa	8.0
堆芯入口/出口温度（额定工况）	°C	232/282
中间回路工作压力（额定工况）	MPa	8.8
蒸汽发生器出口蒸汽压力（额定工况）	MPa	1.6
蒸汽发生器出口蒸汽温度（额定工况）	°C	201.4
蒸汽产量（额定工况）	t/h	323
燃料组件总数	盒	208

由中核集团开发的热功率 400MW 燕龙（DHR-400）泳池式低温供热堆目前正在吉林辽源开展示范工程，单堆可供热面积约 1000 万平方米，计划 2022 年实现 FCD，2024 年建成投产。其技术参数如表 10 所示。

表 10 燕龙供热堆技术参数表

序号	项目	单位	参数
一	反应堆类型	分置式	
1	供热厂设计寿命	年	60
2	换料周期	月	15
3	反应堆热功率，效率	MW，%	400，98
4	堆芯损坏概率	堆年 ⁻¹	<10 ⁻⁹



5	大量放射性物质释放频率	堆年 ⁻¹	<10 ⁻¹⁰
6	职业照射剂量	人 Sv/堆年	0.5
7	极限地震 SL-2	g	0.3
二	供热厂布置	单堆全地下布置, 4个环路	
8	采暖平均供热负荷	MW	294.9
9	水池直径, 高度	m	10.0, 26.0
10	堆芯高度, 等效直径	m	2.4, 2.02
三	燃料组件	截短型 CF3-S	
11	燃料组件数, 阵列	盒	68, 17×17 ⁻²⁵
12	活性区高度	m	2.15
13	平均 UO ₂ 比功率	MW/t	18.6
14	燃料装量/平衡料富集度	吨/%	21.5/3.2
15	每循环换料量	盒	24
四	冷却及热循环		
16	冷却循环方式		强迫
17	堆芯出/入口水温	°C	98/68
18	二回路出/入口水温	°C	93.5/63.5
19	热网出/入口水温	°C	90/60
20	二回路压力, 热网压力	MPa	1.2, 1.6
21	余热冷却方式		能动

3. 海水淡化、制氢

我国北方和部分沿海地区水资源严重不足。据统计, 北方缺水总面

积达 58 万平方公里，全国有 300 多座城市不同程度缺水，每年缺水量 58 亿立方米，主要集中在华北、部分沿海和省会城市以及工业型城市。国家通过南水北调，有效缓解北方地区缺水情况，但海水淡化在部分北方沿海城市仍有需求和发展前景，对一带一路某些国家有很强的市场需求。制氢在国外（尤其中东国家）有发展前景，氢气在未来的能源市场有广泛应用。高温堆在制氢方面有优势，但预计在 2030 年以后才能投入规模化商业使用。

适用堆型：HTR-PM-200、ACP100、和美一号等。

4. 海洋开发能源供给

除台湾省以外，中国海岛数量大，总面积超过 6600 平方公里，人口 740 多万；国家已制定海南发展政策，提出要高水平开发海洋海岛资源，逐步形成以海岛为依托的第二海洋经济带；海上浮动式核动力平台是实现上述目标能源供应的重要选择，能同时提供电力和热源，也可用来进行海水淡化，提供海岛或开发项目用户需求。海上核动力浮动平台的设计要充分满足海洋环境的安全运行要求，做到无需场外电源保障，适合孤岛运行。

目前正在开发的堆型：ACPR50S、ACP100S 等。

5. 微堆的开发和应用

近几年热功率不超过 30MW、电功率不超过 10MW 的微型反应堆，成为国内外小堆研发的一个新的热点。微型堆可以为微电网，尤其是偏远的独立性微电网地区，如海岛、矿山、边防哨所、重要基地、前沿阵地等提供电源，也可以为这些地区提供热源和水源。与小型模块堆相比，微堆更具创新的设计特征，如：通过一体化反应堆设计全自然循环、非能动安全系统设计，提高反应堆的安全性，并便于运行维护；延长换料

周期，尽量做到核蒸汽供应系统维修与换料同步；采用在制造厂组装完毕，实现整体运输，缩短现场施工工期，最终缩短整个建造周期。微型堆功率小、体积重量小，易于灵活机动部署；安全性高、易于实现智能化和无人值守。

四、我国小堆发展面临的挑战和建议

（一）我国小堆发展面临的挑战

我国小堆技术开发虽然取得了很大的成绩，但仍面临许多挑战，包括：

1.缺乏顶层要求指导文件。目前国内尚不具备一套适用于模块化小堆发展的法规标准和用户要求。这些法规标准涉及项目核准、安全审评、核应急以及小堆安保等领域，需抓紧补充和完善。

2.确保小堆的安全性。目前我国小堆安全设计水平总体上达到或高于三代大型核电水平，但由于靠近目标用户，必须通过先进的安全设计理念和创新技术，确保小堆安全，消除公众对安全的担心（特别是作为区域供热的小堆）。

3.提高小堆经济性。小堆的经济性，特别是与其它清洁能源的价格竞争力，一定程度上影响投资者的参与热情。应在确保安全的前提下，发挥创新精神，努力实现简化系统设计，向标准化、批量化、模块化、工厂制造、现场组装方向发展，以有效提高经济性，增加竞争力。国内外经验表明，以首堆或示范工程投资来评价小堆的经济性是欠合理的，小堆的经济性必须通过标准化、批量化来实现。

4.提高公众的接受性。公众对小堆的接受程度决定于小堆的安全性

和经济性，以及开发单位能为用户提供的服务程度。如果通过有效的技术创新，科学合理地处理好安全与经济的协调关系，做到既安全又有可接受的价格，且能提供全方位、高质量的服务，仍是当前我国小堆发展需要不断做出努力的课题。

（二）对我国小堆发展的建议

1.国内有关政府部门进一步加强促进和规范小堆发展的政策、规范和标准的研究和制定，包括小堆的安全要求、适用标准、应急、安保、监管和小堆的用户要求等。

2.加强政府的协调和指导，加强企业和研究单位间的合作，避免同类项目的重复开发，节约资源，提高开发效率。

3.国内小堆研发单位应加强用户需求的调查研究，使开发的小堆技术更具针对性和可应用性。

4.应加大示范项目推进力度，在取得成功的基础上，加大宣传，加强公众沟通，逐步推广。

小堆作为能源的商业化发展时间尚短，遇到的挑战也比较多，我们坚信，在有关政府部门的指导和大力支持下，研发单位进一步发挥创新精神，精准开发目标、加强技术攻关，一定会出现一批技术先进、安全性能卓越、价格合理、功能多样的小堆技术，为国民经济发展、提高人民大众的生活水平提供安全、经济的清洁能源，为实现“2030 碳达峰”和“2060 碳中和”的目标做出贡献。

我们也相信，通过有效的公众沟通，建立小堆营运单位和周边社区良好的合作关系，提高公众的接受性，小堆能够成为社区的好邻居，为我国的核能利用开辟出一片新的领域。



百年逐梦，铸大国核能发展之辉煌¹³

我国核能的开发利用始于上个世纪 50 年代，60 多年来，在党中央几代领导集体的亲切关怀和领导下，我国核能事业从无到有，从小到大，取得了世人瞩目的成就，为国家和经济建设作出了突出贡献。

强核强军，建立新中国核工业体系。1955 年 1 月 15 日，毛泽东主席主持召开中共中央书记处扩大会议，作出发展原子能事业的战略决策。随后，成立了第二机械工业部（核工业部），标志着我国核工业建设开始起步。在极端困难的情况下，老一辈核工业人攻坚克难，成功研制出原子弹、氢弹和核潜艇，建立了新中国核工业体系，打破了超级大国的核垄断，使我国国防实力发生了根本性的变化，极大地鼓舞了中国人民的志气，为提高中国国际地位做出了历史性贡献。

和平利用，开启核能发展新篇章。1970 年 2 月，周恩来总理在听取上海缺电情况的汇报时说：“从长远看，要解决上海和华东用电问题，要靠核电……‘二机部’不能光是爆炸部，要搞原子能发电。”经过数年的选型论证、研发设计，1985 年 3 月 20 日我国自主设计建造的第一座 30 万千瓦压水堆核电站在浙江秦山开工建设，秦山核电厂的建成结束了中国

¹³ 本文为建党百年之际，《中国经济周刊》“百年印记”专刊特约中国核能行业协会副理事长兼秘书长张廷克署名文章，该文章基于协会重大问题联合研究成果撰写，刊发于《中国经济周刊》2021 年第 12 期。

大陆无核电的历史，被誉为“国之光荣”。后续 30 多年来，我国核电事业历经适度发展、积极发展和安全高效发展等阶段，核电在我国尤其是沿海地区发电量占比不断提高，为我国能源安全供给和经济社会绿色转型作出了重要贡献。

实现跨越，核能发展取得辉煌成就。党的十八大以来，在以习近平总书记为核心的党中央的坚强领导下，我国核能事业实现跨越式发展，取得一系列重要成就：

一、跻身世界核电大国行列，核电安全运行业绩保持国际先进水平

近年来，我国核电装机容量持续提高，在建核电机组数量连续多年保持全球第一，全球三代核电技术 AP1000 首堆、EPR 首堆相继在我国建成投产，自主三代核电技术“华龙一号”首堆工程投入商运。截至 2021 年 6 月底，我国商运核电机组 50 台，总装机容量 5214.5 万千瓦，居全球第三；核准及在建核电机组 23 台，总装机约 2480 万千瓦，居全球首位。2020 年，我国核能发电装机占比约 2.3%，发电量占比约 4.9%。自 1994 年我国首台核电机组投入商运以来，我国核能发电量已累计达到 2.6 万亿千瓦时以上，等效减排二氧化碳约 21 亿吨。

我国建立了完善的核安全监管、核应急体系，始终坚持安全第一的方针，核电建设、运行保持了较好的安全业绩，从未发生国际核事件分级（INES）二级及以上的运行事件。与世界核电运营者协会（WANO）规定的性能指标对照，2020 年我国 28 台机组的综合指数为 100（满分），占我国核电机组总数的 60%，占世界满分机组（83 台）的三分之一，核

电运行安全总体水平位居国际先进行列。

二、率先实现由二代向三代核电技术的全面跨越，先进核能技术研发取得重要突破

以“华龙一号”、“国和一号”的成功研发为标志，我国核电技术实现了由二代向三代的历史性跨越。“华龙一号”核电技术是在我国核电 30 年的设计、建造和运行经验基础上，充分汲取福岛核事故的经验反馈，借鉴国际三代核电技术先进理念，研发出的满足国际最新安全要求的具有自主知识产权的三代压水堆核电技术。2015 年华龙一号示范工程福清 5、6 号及防城港 3、4 号机组开工建设；2021 年 1 月 30 日，华龙一号全球首堆福建福清核电站 5 号机组投入商业运行。“国和一号”是在引进、消化、吸收三代非能动压水堆 AP1000 技术的基础上，通过再创新开发出的具有独立自主知识产权、功率更大的非能动大型先进压水堆核电型号，是国家科技重大专项自主创新的标志性成果，其示范工程已在山东荣成开工建设。

除了三代压水堆核电技术，我国在其它先进核能技术研发方面也取得重要突破。自主研发建设的具备第四代技术特征的高温气冷堆核电站示范工程已经完成热试，有望于 2022 年内建成投产。中国示范快堆 1、2 号机组于 2017 年、2020 年先后开工建设，将为使用 MOX 燃料的钠冷商业快堆的发展奠定基础。陆上小型压水堆及海洋核动力平台的研发持续开展，多功能模块化小型堆“玲龙一号”示范工程获得核准。液态燃料钍基熔盐实验堆工程建设正在稳步推进，铅基快堆等研发取得重要进展。在聚变堆研发方面，世界首个全超导大型托卡马克装置东方超环（EAST）

不断刷新在 1 亿度超高温下运行时间记录，新一代“人造太阳”装置中国环流器二号 M（HL-2M）装置建成并实现首次放电。

三、自主化、国产化水平稳步提高，核能产业链保障能力全面提升

通过自主研发和国产化攻关，我国全面掌握了反应堆压力容器、蒸汽发生器、保护控制系统和核级焊材、核级密封件等关键设备、材料制造技术，部分领域填补了国内空白，具备了每年 8~10 台/套核电主设备制造能力，自主三代核电综合国产化率已达 88% 以上。核电工程建设管理水平和总承包能力持续提升，工程建造技术水平保持国际先进行列，成功地实现了多项目、多基地同步建设，全面掌握了三代压水堆、高温气冷堆、快堆等多种先进堆型建造技术，具备了同时建造 30 台以上核电机组的工程施工能力。

在核燃料循环领域，铀矿勘查技术水平持续提升，第三代先进采铀技术在北方砂岩型铀矿山获得应用，具备了万吨级铀纯化转化能力，铀浓缩离心机实现了升级换代，核燃料加工制造能力满足国内各种堆型需要，自主 CF3 燃料组件完成批量化制造，N36 锆合金包壳材料实现批量化应用，MOX 燃料元件、耐事故燃料元件、环形燃料元件研发有序开展，乏燃料后处理科研工作积极推进，中低放废物区域处置和集中共享处置共同推进，高放废物地质处置地下实验室项目开工建设。

四、核能国际合作持续深化，核电“走出去”成果丰硕

核能国际合作持续深化。中俄核能合作不断拓展，2018 年 6 月，在

两国元首见证下，中俄双方签署了田湾 7、8 号机组，徐大堡新厂址，示范快堆等一揽子协议，项目金额超过 200 亿元人民币，总造价超千亿元人民币，推动中俄核能合作达到历史新高。中法核能合作继续深化，2019 年 11 月，习近平主席在会见来访的法国总统马克龙时指出，“台山核电站 1 号和 2 号机组全面建成投入商运，为全球第三代核电站建设提供了成功范例。”，除台山核电项目外，中法还开展了大型商用乏燃料后处理厂项目和英国新建核电项目等相关合作事宜。核能产业链国际合作持续推进，投资建成纳米比亚湖山矿、控股纳米比亚罗辛矿，进一步提升了我国核电铀资源的保障能力；中哈合作建设的哈萨克斯坦 200 吨 AFA-3G 压水堆核燃料组件厂基本完成设备安装调试，预计 2021 年内可向我国供应核燃料组件。

核电“走出去”成果丰硕。采用我国自主三代华龙一号技术的巴基斯坦卡拉奇 K2、K3 项目于 2015、2016 年先后开工建设，实现了华龙一号核电技术成套出口，国产设备批量化输出，其中华龙一号海外首堆卡拉奇 K2 项目已于 2021 年 3 月并网发电。2017 年 11 月，恰希玛核电 C5 项目正式签署商务合同，这是我国华龙一号成功“走出去”的第 3 台核电机组，也是我国向巴基斯坦出口的第 7 台核电机组。2016 年 9 月，中法正式签署英国新建核电项目一揽子合作协议，共同投资建设欣克利角 C 核电项目，并共同推进塞兹韦尔 C 和布拉德韦尔 B 两大后续核电项目，其中欣克利角 C 项目主体工程已正式开工建设，拟在布拉德韦尔 B 项目使用的“华龙一号”技术进入英国市场所需的通用设计审查（GDA）已进入第四阶段。此外我国企业还积极推进与阿根廷、约旦、南非、土耳其、保加利亚、捷克等国家新建核电项目的投资合作。

再续辉煌，开启迈向核能强国建设新征程。2020 年 9 月，在第 75

届联合国大会一般性辩论上，习近平主席就中国力争二氧化碳排放 2030 年前达到峰值、2060 年前实现碳中和，向国际社会作出庄严承诺。未来 40 年，包括核能在内的非化石能源将迎来巨大的发展空间。2021 年国务院政府工作报告中提出，在确保安全的前提下积极有序发展核电。核能已成为我国实现“碳达峰、碳中和”目标的重要战略选择。2021 年我国已核准开工 5 台核电机组，5 月 19 日，在中俄核能合作项目开工仪式上，习近平主席亲自下达“开工！”指令，普京总统亲自下达“启动！”指令，田湾核电站和徐大堡核电站的建设再次彰显了大国和平利用核能、发展核能的信心和决心。

综合协会及有关机构的研究成果，预计到 2025 年，我国核电在运装机规模将达到 7000 万千瓦左右，在建装机规模接近 4000 万千瓦；到 2035 年，我国核电在运和在建装机容量将达至 2 亿千瓦左右，发电量约占全国发电量的 10%左右。“十四五”及 2035 年中长期将是我国开启迈向核能强国建设新征程的重要战略机遇期。

面向“十四五”，伴随着华龙一号首批批量化建设项目、高温气冷堆、国和一号、快堆、乏燃料后处理等示范工程的建成投产，以及核能在供热、供汽、制氢、海水淡化等领域应用的不断拓展，我国在先进核能技术工程验证、关键设备研制、核燃料生产与循环保障、核能产业链自主可控等方面都将取得重大突破，核能强国建设有望取得重要进展。

面向未来，在党中央的坚强领导下，我国核能行业将继续坚持安全发展、创新发展，全面提升核心竞争力，“不忘初心、牢记使命”，力争早日实现核能强国目标，为建设社会主义现代化强国贡献力量！

关于落实长江经济带战略推动华中地区核电发展的有关建议¹⁴

长江经济带集聚的人口和创造的地区生产总值均占全国 40%以上，进出口总额约占全国 40%，是我国经济中心所在、活力所在，一直以来得到总书记的高度重视。2016 年以来，总书记亲自主持召开了三次长江经济带发展座谈会，多次做出了重要指示批示，要求长江经济带“走生态优先、绿色发展之路”，“共抓大保护、不搞大开发”，“坚定不移贯彻新发展理念，推动长江经济带高质量发展”。

为贯彻落实总书记系列重要指示精神以及党中央关于我国实现碳达峰碳中和目标的重大战略决策，推动长江经济带高质量发展，中国核能行业协会组织行业骨干集团和资深专家，结合我国第一部流域法律《中华人民共和国长江保护法》的要求，对华中地区（重点是“两湖一江”地区）的“十四五”乃至中长期的经济发展走势、能源资源禀赋、能源输送格局、能源消费结构、环境容量约束、电力系统结构、电力系统安全，

¹⁴本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项 2021 年研究课题《落实长江经济带战略推动华中地区核电发展研究》简版报告。

课题组主要成员：王炳华，钮新强，翟勇，范必，吴爱红，陈金星，陈映坚，杨波，李静云，刘伟，伍浩，袁向东，刘玮，陈荣，井广秀，袁毅，李建新，肖志勇，唐兵，肖宁，葛仲奕，鲍麒，周宇。

以及华中地区发展核电的安全性和环境友好性进行了深入研究，提出了有关观点和建议。

一、在华中地区发展核电是落实长江保护法的重要举措

党的十八大以来，习近平总书记就推动长江经济带发展和长江保护作出了一系列重要指示。作为总书记亲自确定的重大立法任务，长江保护法把总书记关于长江保护的重要指示要求和党中央重大决策部署转化为国家意志和全社会的行为准则，为长江母亲河永葆生机活力、中华民族永续发展提供了法治保障。在华中地区发展核电不仅符合长江保护法“生态优先、绿色发展”的理念和法律的具体规定要求，也是贯彻落实长江保护法、实现华中地区绿色发展的重要举措，是国家“在确保安全的前提下，积极有序发展核电”的核电方针的具体体现。

（一）长江保护法为长江经济带高质量发展提供了法治保障

长江保护法是保障长江经济带战略实施的重要法律。长江保护法通过确立“生态优先、绿色发展”的基本原则，将实践探索中的“生态优先、绿色发展的新路子”转化为法律制度，建立了促进高质量发展的法律机制，为长江母亲河永葆生机活力、中华民族永续发展提供法治保障。

长江保护法是保护生态环境和促进绿色发展的综合法。长江保护法是规范全局问题的一般法，是聚焦长江生态环境保护特殊问题的特殊法。长江保护法的目标是为流域空间设计系统性、整体性的管治方案，将长江流域的自然资源、生态环境、经济建设和社会发展等因素在整个流域进行整体性、系统性考量，谋求在大保护的基础上实现高质量发展。

长江保护法是聚焦长江流域特定问题、重点问题和全局问题的特别法。长江保护法并非简单复制现有的普适性环资法律，而是聚焦长江流域特定问题、重点问题和全局问题的特别法，既有原则性的要求，也有为流域治理提供对症下药式的制度创新，特别是针对一些比较突出的问题，比如水污染严重、长江无鱼和珍稀濒危物种受到严重威胁的困局等问题。当流域法律制度与已有的立法发生交叉，出现法律冲突时，应当严格遵循上位法优于下位法、特殊法优于一般法的原则进行适用，确保法律体系的统一性。

（二）长江保护法强调绿色发展，突出生态优先，注重产业结构调整与布局优化

在立法理念与总体原则方面突出了生态优先，保护优先。长江保护法中明确了“长江流域经济社会发展，应当坚持生态优先、绿色发展，共抓大保护、不搞大开发；长江保护应当坚持统筹协调、科学规划、创新驱动、系统治理”等立法理念和总体原则。

在管理协调机制和规划管理体系方面开创了“齐抓共管”的流域管理新模式。长江保护法在保留既有管理体制的基础上，推动了长江流域管理体制从“条块分割”到“统筹协调”的重大变革。在继承和保留既有管理体制的基础上，提出建立国家和地方两级流域协调机制。同时，建立了以长江保护专项规划、区域规划为支撑的完整的长江流域规划体系，明确了各类规划的效力，有助于各级、各类规划在编制内容和编程序上的对接。

在水资源管理、污染防治、生态环境修复等方面有了明确的规定。

在水资源保护方面，长江保护法明确长江流域水资源保护与利用应当根据流域综合规划，优先满足城乡居民生活用水，保障基本生态用水，并统筹农业、工业用水以及航运等需要；在水污染防治方面，强调国务院生态环境主管部门和长江流域地方各级人民政府应当采取有效措施，加大对长江流域的水污染防治、监管力度，预防、控制和减少水环境污染；在生态环境修复方面，要求国务院自然资源主管部门会同国务院有关部门编制长江流域生态环境修复规划，组织实施重大生态环境修复工程，统筹推进长江流域各项生态环境修复工作。

充分彰显绿色发展理念，着眼于促进资源合理高效利用，推动长江流域高质量发展。长江保护法专门设立“绿色发展”一章，准确把握了生态保护和经济发展二者之间的辩证统一关系，在绿色生产方式的转型方面，作出了完善的制度设计。统筹了上下游、左右岸、干支流编制实施的绿色发展规划；制定了干支流岸线相关项目建设范围的绿色发展红线；明确了产业升级清洁化改造、加快海绵城市建设、强化水产养殖投入品管理的绿色发展措施；建立了资源能源节约集约利用、生态环境保护的绿色发展评估机制等等。

（三）华中地区发展核电符合长江保护法立法理念与具体要求

发展核电体现了“生态优先、绿色发展”的理念。核电本身具有安全、高效、清洁、低碳的能源属性，我国核电一直保持良好的安全运行记录，核电已经在沿海的经济发达地区和长江下游的江苏、浙江等地区大规模布局，保护了生态环境，有力支持了当地的能源转型和经济发展。新发展阶段稳步推进核电向长江中游华中地区发展，对促进长江经济带绿色发展和改善生态环境具有重要和长远意义，也会对我国经济的高质量发



展、实现“碳达峰、碳中和”目标以及践行生态文明思想起到重要的助推作用。

发展核电符合长江保护法的法律规定。从核能法律体系来看，在安全、环境方面，我国执行的是国际和国内最高、最严格的标准，高于国内现行其他领域的安全及环境标准；从长江保护法规定来看，核电不在“四个禁止”范围内，满足“三线一单”的要求，也完全符合长江保护法的各项具体要求；从华中地区湖南、湖北、江西首批三个核电项目前期来看，无论是规划层面、安全层面、环境生态保护层面还是资源保护层面均严格遵循各方面法律的要求，得到国家相关部委、地方政府的支持。

（四）华中地区发展核电是贯彻长江保护法绿色发展的重要举措

长江保护法绿色发展呼吁新动能。绿色发展离不开能源的清洁、低碳转型，发展核电对保障长江流域特别是缺能源资源、缺清洁能源、缺本地支撑电源的华中地区能源供应与安全、保护生态环境、实现可持续发展、提升综合经济势能和工业技术水平的作用将越来越突出。

核电是资源节约型的能源利用方式。与传统煤电相比，核电具有清洁、低碳、燃料用量少、运输成本低等优势；与风光等新能源相比，核电具有单位土地能量密度更高、土地占用少、出力更稳定，负荷因子高等综合优势。

核电能有效改善区域生态环境。核电的发电过程，既不产生二氧化碳等温室气体，也不产生任何二氧化硫和氮氧化物等可导致酸雨的气体，对空气的污染是“零”，甚至核电的放射性污染也比煤电少得多。利用核能制冷、制氢、岸电、岸氢对区域工业绿色转型发展和绿色航运有积极

作用。

后续华中区域核电将根据新法实施的要求，做好与长江流域规划体系、水资源论证制度、污染防治等方面的新要求、新程序的衔接，以确保核电项目尽快开工建设，为华中地区的能源转型和绿色发展作出贡献，满足长江经济带高质量发展的要求，也为国家实现双碳目标和生态文明建设起到重要的助推作用。

二、华中地区中长期发展核电的必要性

长江经济带战略是关系国家发展全局的重大战略，华中地区在长江经济带具有重要地位。“十三五”以来，华中地区经济增速和电力增长明显高于全国平均水平。从“十四五”及中长期看，特别是在国家双碳战略目标下，由于能源资源、环境容量、电力系统安全等约束因素，华中地区积极有序推进核电发展，是能源电力安全保障和清洁转型的战略选择，对促进长江经济带战略实施，保障地区绿色发展、能源安全，具有重大意义。

（一）长江经济带战略对华中地区能源电力提出新要求

华中地区已成为长三角、珠三角制造业转移的重要地区。近年，华中地区湖北、湖南、江西三省要素流动活跃，创新驱动和供给侧结构性改革成效渐显，已成为长三角、珠三角制造业转移的主要承接区，正成为承载我国未来经济社会发展的重要战略支撑带。从产业结构现状来看，华中地区第二产业结构占比接近 41.16%，其中湖北 41.7%、湖南 37.6%、江西 44.2%，工业部门六大高耗能行业比重占规模以上工业比重大于

80%，对未来能源电力提出更多更高的需求，已成为我国经济增长和电力增长的重点区域。

华中地区经济和电力增长速度处于领先地位。“十三五”期间，全国 GDP 增速平均水平 5.7%，湖南、湖北、江西三省 GDP 年均增速明显高于全国，分别是 7.0%、5.2%和 7.7%。在经济增长的同时，湖北、湖南、江西三省电力增速明显高于全国。“十三五”期间，全国全社会用电量增速平均水平 5.5%。湖南、湖北和江西省全社会用电量分别是 1929、2144 和 1627 亿千瓦时，年均增长分别是 5.9%、5.3%和 8.4%。预计“十四五”期间，湖南、湖北和江西的 GDP 增速分别达到 6%、6.5%和 7%，一次能源消费增长率分别为 2.8%、3.2%和 3.6%；到 2025 年底，三省一次能源消费总量将分别达到 1.87 亿吨标煤、1.9 亿吨标煤和 1.17 亿吨标煤；全社会用电量将分别达到 2660 亿千瓦时、2930 亿千瓦时和 2360 亿千瓦时。从“十五五”看，预计华中地区电力需求年增长 5%，以 2021 年华中三省 6000 亿千瓦时用电为基数，则 2025、2030、2035 年华中三省的用电量分别达到 7657、9772、12469 亿千瓦时，仍属于全国电力增长较快的地区。

华中地区能源电力发展需要满足双碳目标和绿色发展要求。在新的发展阶段和新形势下，华中地区能源电力发展，既需要符合“生态优先、绿色发展”的新要求，也需要满足双碳目标和构建以新能源为主体的新型电力系统要求。在现阶段区域化石能源比重偏高、能源对外依存度较大的背景下，华中地区一方面需要保证用能、用电的稳定增长，并有效减少外来煤炭和电力的比例；另一方面需要持续提高自身的非化石能源比重，加快区域能源的绿色低碳转型。

(二) 华中地区能源电力发展的现状与问题

本地能源资源不足，结构不合理。华中地区“缺煤、少水、无油、乏气，新能源潜力不足”。区域能源对外依存度高。2020年，湖南、湖北、江西三省一次能源消费总量分别是16275、16200和9800万吨标煤，本省一次能源生产总量分别是3050、5516和1360万吨标煤，能源自给率分别是18.7%、34.0%和13.9%，远低于全国的81.69%。

环境容量压力大，减碳手段不足。长江沿线生态环境状况形势严峻，水、大气、土壤污染严重。流域内30%的环境风险企业位于饮用水水源周边5公里范围内，废水排放总量占全国的40%以上。单位面积氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放强度是全国平均水平1.5至2.0倍，大部分地区长期受到酸沉降影响，属我国酸雨污染较严重的区域。受资源禀赋、产业结构、能源消费总量控制等因素制约，华中地区依靠本地生态碳汇和可再生能源，难以实现区域碳中和。要在2025年内实现煤炭达峰、2030年内实现碳达峰、2060年内实现碳中和，形势十分紧迫。

处于电网枢纽，电力系统安全风险大。华中电网是“西电东送、南北互供”全国特高压互联电网的枢纽。西北新能源、西南水电、华北火电和三峡水电在此汇集、疏散，呈现出电力资源送受并重、大进大出的特征。随着华中地区特高压外部输入新能源电力的增加，电动汽车、分布式能源、储能等交互式用能设备广泛应用，电力系统呈现高比例可再生能源、高比例电力电子设备的“双高”特征，系统转动惯量持续下降，调频、调压能力不足。近年来，华中地区冬夏季“双峰”明显，日峰谷差近40%，随着新能源的增加，未来电网负荷的“鸭子型”特征将进一步明显，新型电力系统安全运行的难度有可能逐年加大。

（三）华中地区能源电力中长期面临巨大挑战

从能源供给特点看，华中地区一次能源资源匮乏，缺煤、贫油、少气。“十三五”前三年，华中各省电力供应已由盈余向紧张转变，华中全网时段性电力供应紧张日益凸显。2020年，湖南、湖北、江西三省能源自给率分别是18.7%、34.0%和13.9%。随着长江经济带战略和中部崛起战略实施，湖南、湖北、江西经济加快发展，一次能源消费总量逐步增加，但本地区一次能源生产总量增加有限，能源对外依存度将持续攀升，未来有可能成为我国第一大缺能地区，特别是湖南和江西。

为此国家高度重视，在能源电力布局上，从三个方面做了部署安排：一是建设蒙华铁路，二是建设特高压电网，三是规划发展核电。但是受相关条件制约，前两个方案成效有限，难以从根本上解决华中地区能源供应紧张问题。

一方面蒙华铁路受煤电发展空间、生态环境保护和运输成本等因素制约，作用有限。蒙华铁路是解决华中地区能源电力困境的三大途径之一，但一方面受国家双碳目标，特别是长江经济带沿线绿色发展的制约，华中地区煤电的发展空间非常有限；另一方面《长江经济带生态环境保护规划》要求严控高耗水行业发展，煤电后续获批的难度将越来越大；最后蒙华铁路0.18元/吨公里的“运价”也在一定程度上影响了电煤供应的经济性，特别是江西由于运输距离远，电煤运输成本依然高企，最终使得蒙华铁路可以起到的作用有限。2021年以来，煤炭价格高企，导致华中地区的动力煤到厂单价已经突破了2100元/吨，煤电度电成本已接近0.6元/千瓦时，远高于核电的发电成本。

另一方面特高压能在一定程度上缓解电力供应紧张问题，但也增大

了区域电力系统的安全风险。华中地区规划建设5条跨区特高压直流输电通道，全部建成投产后，可以送入电力4000万千瓦，能在一定程度上缓解电力供应紧张问题。但华中电网现有主网架承受特高压直流故障冲击能力不足，豫南、湘南、赣南许多地区网架结构相对薄弱，承受大容量特高压直流闭锁故障引起的大规模转移潮流能力不够，动态无功支撑能力不强的特点，使得华中地区在消纳区外来电的同时，更需要稳定的本地电源实现就地平衡，否则将会造成较大的电力系统性安全风险。

为此，华中地区能源电力未来转型发展主要有以下四个方向：**一是要加强绿色供应转型。**目前华中地区化石能源消费比例高于全国平均水平，在碳中和新形势下，能源供应和消费结构的绿色转型势在必行；**二是要强化可靠供应。**能源是社会经济发展和人民生活保障的基础，华中地区能源资源匮乏，能源安全保供面临长期压力，在能源电力转型发展的新形势下，区域能源安全形势更加突出。**三是要巩固电力系统安全稳定。**华中电网呈现强直弱交格局，新形势下，区域外来用电大增，本地支撑电源不足，电网安全稳定能力急待加强。**四是要突出能源电力的经济性。**能源电力价格指数是区域竞争力的体现，在能源转型和外来供电大增的新形势下，如何保证能源电力供应价格在全国范围内有竞争性优势，成为保证区域经济发展的关键。

基于上述分析，结合各省的“十四五”能源发展规划，经课题组研究论证后认为，“十四五”期间，湖南、湖北和江西三省一次能源消费总量中，煤炭占比将分别从55.0%、53.5%和63.9%下降到49.7%、51.0%和56.9%；非化石能源占比将分别从21.0%、17.5%和13.6%上升到23.0%、20.0%和18.3%；电能占终端能源比重将分别从17.0%、20.6%和25.0%上升到22.0%、25.0%和30.0%。预计到2025年湖南、湖北和江西三省

电力装机将分别从 4984、8273 和 4401 万千瓦增长到 8000、11400、7513 万千瓦。考虑到煤电的逐步退出和本地可再生能源的开发空间有限，后续华中地区作为我国第一大缺能地区，迫切需要增加本地清洁低碳电源作为支撑。

（四）发展核电是华中地区能源电力发展的战略选择

对于缺能源资源、缺清洁能源、缺本地支撑电源的华中地区来说，与其他能源相比，发展核电优势非常显著。

核电是能量密度高、资源节约型的能源。核电能量密度高，1 千瓦核电的电能量供应能力是风电、光伏的 4.3 倍，适合承担电力基荷，有利于改善能源与负荷分布的空间结构，形成更为安全的电网结构，对优化能源整体布局、保障能源供应安全具有重要意义；此外，华中地区土地资源有限，新能源可开发潜力不大，且难以实现大规模开发，如过度开发新能源，还将有可能在一定程度上改变华中地区的生态环境、自然景观现状，激发土地利用矛盾，甚至带来不可预见的新环境问题。

核电在华中地区碳减排上有着显著的作用。核电是低碳排放的清洁能源，从国内外核能利用的实践看，核电在高效、节能、减碳等综合利用方面发挥了巨大作用。目前核能除了用于发电，还应用于供热和海水淡化，核能综合利用示范也已经纳入国家十四五规划。核能制冷、制氢、岸电、岸氢对区域工业绿色转型发展和绿色航运有积极作用。同时，发展核电产生的经济效益可以反哺地方生态修复资金缺口，进一步促进长江流域环境保护水平的提高，促进长江经济带绿色发展。

华中地区具备良好的核电发展条件。国家核电发展战略方针有新的调整，2021 年国家政府工作报告特别强调，要在确保安全的前提下积极

有序发展核电，表明了中国坚定发展核电的态度；并且通过“十一五”到“十三五”的发展，我国核电技术已从二代转型升级到三代，核与辐射安全标准与世界最高安全标准接轨，核电安全水平满足当前国际最高安全标准要求；此外，华中地区核电前期工作有了充分的准备，湖南桃花江、湖北咸宁、江西彭泽三个项目均已完成项目审批与核准所需的工作，累计已投入超过 120 亿元，具备申请项目核准开工建设条件。

从中西部地区的经济发展以及能源低碳转型来看，核电从沿海向内陆发展，是必然趋势。核电项目建设周期一般比较长，通常从项目开工到投产需要 5 到 8 年的时间，考虑华中地区“十四五”以后能源电力发展需要，建议江西彭泽、湖南桃花江和湖北咸宁三个核电项目在“十四五”期间尽快开工建设。

三、华中地区开发核电具备良好的安全性和环境友好性

长江保护法开篇明确加强长江流域生态环境保护和修复，安全与环保是华中地区能否发展核电的前提条件。我国坚持采用最先进的技术、最严格的标准发展核电。我国三代核电技术已达到国际公认的最高核安全标准，从设计上实际消除了大量放射性物质释放的可能性，可以确保在任何极端情况下，即使发生堆芯熔化等严重事故，也能有效包容放射性物质，不会对环境和公众造成不可接受的影响。

（一）三代核电已有的安全基础和内陆核电建设运营实践

我国三代核电采用国际最先进的技术、最严格的标准建造。我国自主设计、建造的三代核电，在国际上处于“并跑”“领跑”阶段，实现了本质安全。我国三代核电设备及厂房构筑物，能够抵抗类似福岛事故的地

震、洪水，以及类似“911”的商用大飞机撞击；同时将非能动技术应用于事故预防和缓解，安全系统无需动力支持，在丧失电源或丧失气源的失效模式下，自动应对地震、洪水等极端工况，保证在极端工况触发后 72 小时内无需操纵员干预动作，大大提升了系统的本质安全能力。

三代核电运行业绩验证了核电的安全性、环保性和先进性。我国投运的三代核电运行业绩，充分验证了其安全性、环保性、先进性和可靠性。2020 年 2 月，国家核安全局三门、海阳核电颁发运行许可证，标志着四台机组商运一年多来运行结果符合设计各项要求。2021 年 1 月 30 日，“华龙一号”全球首堆福清核电 5 号机组投入商业运行。我国三代核电商运以来，各机组安全稳定运行，世界核电运营者协会（WANO）综合指数排名位居世界先进行列，体现了其设计上固有的先进性，验证了其安全性和环保性。

世界核电选址内陆是普遍现象，内陆核电与沿海核电数量相当。从世界范围看，不管是从总体规模上，还是从个体的核电大国、拥有核电的小国，把核电建设在内陆是普遍现象。根据世界核协会（WNA）公布的数据，截止到 2020 年底，全球在运行的 441 台核电机组中，有 251 台分布在内陆，占比 57%。世界核电装机最多的美国，94 台核电机组中有 74 台分布在内陆，占比 79%，其中在美国的“母亲河”——密西西比河流域建有 31 台机组；核电发电占比最高的法国，56 台核电机组中有 36 台分布在内陆，占比 64%，其中在法国五大河流之首的罗纳河沿岸就运行着 14 台核电机组。

在内陆地区和沿海建设核电厂的安全标准具有一致性，适用法律和法规完全相同。美国、法国一半以上的核电建设在内陆地区，多年的运行实践也验证其安全性和环保性。我国出口巴基斯坦的四台核电机组全

部位于内陆地区。我国也有其它核设施建设在内陆区域，包括位于北京的快中子实验堆和高温气冷实验堆，多年监测数据已证明这些核设施的安全性与可靠性。

（二）华中地区核电的厂址安全与水资源安全有保障

华中地区核电厂址安全和水资源安全经过了充分论证。2015年，受国家能源局委托，中国工程院组织21位两院院士和20位行业资深专家，针对华中地区三个核电厂址安全以及对长江水资源影响进行了评估论证。厂址全部属于“干厂址”，全年平均用水量不超过取水河道总水量的1%，厂址具有足够的抗震安全裕量，厂址地基岩土条件好，抵抗极端气象条件能力强。

华中地区核电在我国三代核电的基础上，通过采取进一步的安全保障增强措施与应急兜底方案，可以确保任何工况下水资源安全以及公众安全。其安全壳长期冷却功能加强、安全壳超压和过滤排放能力加强，采取“能存贮”、“能封堵”、“能处理”、“能隔离”的“四能”措施，做为兜底方案，将事故影响范围限定在厂区内，确保极端工况下水资源的安全。

（三）华中地区核电完全满足生态环境要求

华中地区核电液态流出物满足生活饮用水标准。华中地区核电采用更先进的液态流出物消减技术，液态流出物排放核素浓度比沿海核电低1到2个数量级，排放满足生活饮用水标准；华中地区核电在事故时，核素不会经地下水进入长江；华中地区核电排水对局部区域水温的影响很小；美国核电多年运行显示核电对周边水环境影响极小。

华中地区核电气体排放远低于环保标准的约束值。华中地区核电即



使按照保守的设计排放源项考虑，气态途径所致公众的最大个人有效剂量均处于豁免水平，远小于《核动力厂环境辐射防护规定》(GB6249-2011)中规定的公众个人剂量约束值。

四、积极有序开发建设华中地区核电的政策建议

一是明确核电在新型电力系统中的战略定位，积极有序发展内陆核电

根据“30.60”双碳目标和构建以新能源为主体的新型电力系统的要求，充分发挥核电在清洁替代和减排、提供负荷中心稳定的支撑电源、形成与新能源互补的新型电力系统等方面的作用，在国家层面明确核电的战略定位，提出内陆地区核电的布局原则、相应的比例，积极有序发展内陆地区核电；保护和优化现有的厂址，做好未来厂址普查和后续项目的统筹安排；并做好各类规划的协调和衔接，在长江流域发展规划、水资源规划、国土空间规划等相关专项规划中配合做好内陆及华中地区核电发展规划。

二是华中地区发展核电是贯彻落实长江保护法的重要举措，需要加快推进

推动长江经济带发展是国家重大战略，长江经济带战略也将促使华中地区能源电力快速发展。长江保护法的出台，为长江经济带高质量发展提供法治保障，在华中地区发展核电符合长江保护法的立法理念和具体要求。发展核电是实现“生态优先、绿色发展”的重要力量，是推动长江经济带“生态优先、绿色发展”的重要举措；也将助力华中地区能源电力走出一条“生态优先、绿色发展”的新路子。

三是做好启动华中地区首批核电准备，保障未来本地支撑电源

华中地区远景是我国第一大缺能地区，区域碳汇资源有限，电力供应过度依赖外送，能源电力低碳转型和安全保供双重压力大。建议结合长江保护法新要求，按照开工一批、投产一批、储备一批，梯次有序，积极开展华中地区核电的前期准备和工程建设工作。其中，华中地区首批三家核电项目前期论证充分，具备坚实的安全基础和保障，建议按照“十四五”开工、力争“十五五”投产，做好具体准备工作。

四是研究在“三北”大型新能源基地配套核电，保障新能源送华中通道高效稳定

我国“三北”风光资源丰富，电力通道资源相对宽松，新能源基地和电力通道建设条件好。建议研究在“三北”大型新能源基地选址布局核电，探索水、火、核、风、光、储一体化基地的建设，构建新型电力系统，增加“三北”新能源与华中地区负荷匹配性，提高外送电源通道利用率和清洁能源比例，保障华中地区电力清洁稳定供应。

五是积极开展核电新技术探索研究，持续推动核电产业创新发展

组织行业内外专家，对地下核电可行性、核电安全新技术、核电运行灵活性提升、核电空冷及净零排放技术、小堆及第四代堆在华中地区应用等开展专题研究，形成相应成果，推动核电产业创新发展。

六是建议加强科普宣传，构建公众沟通工作新格局

由于核电及核安全的专业性强，公众对核安全的过度担忧，以及普遍对核电的不了解和恐惧，造成核电尤其是内陆地区核电公众沟通挑战巨大。建议聚集政府、行业和企业力量，有针对性地开展内陆地区核电公众沟通工作，凝聚共识，提高公众沟通的有效性，破除内陆地区核电“禁区”的错误认识。

关于碳达峰碳中和目标下我国核能发展的 有关建议¹⁵

实现碳达峰碳中和目标是党中央做出的重大战略决策。当前，我国正处于探索碳达峰碳中和实现路径的关键时期。中国核能行业协会联合电力规划设计总院以及行业内外院士、资深专家，对我国能源、电力及核电市场需求情况，核能在双碳目标中的作用、发展现状以及面临的制约与挑战等，开展了定量分析和深度研究，形成了如下观点和建议。

一、核能是清洁低碳安全高效的优质能源，将在我国碳达峰碳中和目标中发挥不可或缺的重要作用

核能曾在欧美等发达国家碳达峰过程中发挥了重要作用，碳中和背景下核能的发展正在被重新重视。核能具有生产过程不排放温室气体、全寿期碳排放量小、能量密度高等优点。国际能源署的研究表明，核能目前仍是世界发达经济体最大的低碳能源，在过去的半个世纪中核能贡献了一半的低碳电力，支持全社会降低了二氧化碳的排放。近期，为进一步强化气候目标，欧盟将核能纳入了《欧盟可持续金融分类法案》，法

¹⁵本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项《碳达峰碳中和目标下我国核电发展研究》课题核心报告，该报告于2022年4月上报国家发改委，获发改委领导的重视。

课题组主要成员：黄峰，谢秋野，刘玮，汤振伟，唐飞，张文俊，王黎东，周凌安，宋广。

国、荷兰等政府明确提出了继续发展核电，日本福岛核事故后也陆续重启核电，美国、俄罗斯及英国则从未放弃核电的建设。这些情况表明，发达国家及核大国对核能的碳减排作用正在重新重视。

核能是我国实现碳达峰碳中和目标的重要战略选择。与欧美等发达国家相比，我国碳减排任务更加艰巨。当前我国碳排放总量大、减碳时间紧，经济社会发展仍处于对能源需求持续增长的阶段，既要控排放又要保经济增长。能源系统的碳减排是实现碳达峰碳中和的关键，而核能在碳减排过程中所发挥的作用是无可替代的，与燃煤发电相比，每百万千瓦核电机组每年可等效减排二氧化碳 600 万吨以上。中共中央国务院《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和国务院《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》都明确指出积极安全有序发展核电、积极稳妥开展核能供热。

核能将在保障国家能源安全和电力供应方面发挥更加重要作用。核能利用在能源体系中有着独特的优势，一是天然铀能量密度大，易于长期储存，具有准国内资源属性，在国际政治经济形势日益复杂的情况下，有助于提高我国能源安全的保障能力；二是在能源绿色低碳转型的大背景下，核电作为高效稳定、不受自然条件制约、可较大规模建设的基础性低碳能源，可以在保障经济社会发展对能源与电力需求方面发挥更重要的作用。

核电是新型电力系统安全稳定运行的重要支撑性电源。为实现双碳目标，我国将持续提高非化石能源消费比重，推动新型电力系统的构建，在此过程中将面临着高比例新能源消纳、大规模新能源发电接入电力系统的安全稳定等问题。核电可用率高，适于承担电网的基本负荷及负荷跟踪，能有效替代同等容量的煤电，为风电、太阳能发电等新能源消纳

提供支撑；同时核电还可以提供电力系统安全稳定运行所必需的转动惯量，提高电力系统阻尼，加强系统在扰动后的恢复能力，提升电力系统运行的安全性和可靠性。

二、我国始终坚持安全发展核能，核电安全运行及技术水平进入世界先进行列，核能已具备为实现双碳目标做出更大贡献的基础和条件

我国高度重视核安全，建立了严格的核安全监管体系，在运核电安全总体水平居世界先进行列。长期以来，我国核与辐射安全保持良好安全业绩，核设施未发生过国际核与放射事件分级表2级及以上的运行事件，辐射环境质量良好。近五年，国际上衡量核电安全运行水平的重要指标——世界核电运营者协会（WANO）性能指标显示，我国核电运行指标80%处于中值以上，70%达先进值，综合指数与美国相当，优于法国等。

我国始终致力采用最先进的技术、最严格的安全标准发展核电。我国在核电厂设计、建造和运行方面较好地吸收了国际成熟经验，在建核电项目全部采用安全性更高、防范措施更完善的第三代或具有四代特征的先进核电技术，从设计源头着力规避各种可能的风险，实际消除核电厂大量放射性物质释放。在核电站外部灾害防护设计上，考虑所有可能导致放射性释放风险的外部事件，包括外部人为事件和外部自然事件（地震、海啸、洪水、暴雨等），并考虑适当的措施和充足的裕量以保护电厂来自特定超设计基准外部事件的袭击。“无需永久迁居、核电站周边地区无需紧急撤离、有限的人员庇护、无需长期的食品消费限制”的目标业已实现。

我国已形成了完整的核电研发设计、制造建造和运营维护等全产业链体系，跻身于世界核电大国的行列。截至2021年底，我国商运核电机组共51台，总装机容量5327.5万千瓦；在建核电机组20台，总装机容量2143万千瓦。我国已研发形成了具有自主知识产权的三代压水堆“华龙一号”、“国和一号”，具有四代特征的高温气冷堆、快堆，以及多用途小型模块化反应堆；形成了每年8~10台/套大型压水堆主设备制造能力，具备了相应的批量化工程建设能力；建立了较为完整、自主的核燃料循环产业链，核燃料生产与供应能力满足核电发展的需要；已完成初可研阶段的核电厂址总规划容量超过4亿千瓦，其中沿海厂址超过2亿千瓦，内陆厂址接近2亿千瓦。

三、双碳目标下我国能源、电力及核电市场需求分析

我国能源消费总量仍将持续增长，预计 2035 年前后达峰，能源消费主体将由化石能源向非化石能源转变。预计到 2030 年，我国一次能源需求将由 2021 年的 52.4 亿吨标煤增长至 60.0 亿吨标煤左右；2035 年达到峰值，约 61.0 亿吨标煤。到 2030 年，非化石能源消费比重将达到 25%左右；到 2060 年，非化石能源消费比重将达到 80%以上。

电力在终端能源中的消费占比将持续提高，全社会用电量将在较长时间内保持稳定增长。结合我国经济社会发展、产业转型升级、新型城镇化、电气化水平提升等综合研判，预计 2030 年全社会用电量将达到 11.5 万亿千瓦时左右；2060 年，全社会用电量将达到 16 万亿千瓦时左右，较 2021 年全社会用电量增长约一倍。

在构建新型电力系统的过程中，各类电源品种在电力系统中的作用

和地位也将发生深刻变化和重大调整。煤电将逐渐由主体电源转变为支撑性、调节性电源，风电和太阳能发电占比将不断提高，电力系统将向适应大规模高比例新能源方向演进。初步分析，预计到 2030 年、2060 年我国风电和太阳能发电等新能源总装机规模将达到约 16.5 亿、53~58.5 亿千瓦。此外，综合考虑其它低碳电源品种的资源禀赋和发展潜力，以及考虑风光电源波动性和间歇性所需的调节能力，预计 2060 年，我国水电（含抽水蓄能）、气电、生物质发电的装机规模将分别达到 8.5 亿、3.0 亿、1.0 亿千瓦左右。

基于初步的电力和电量需求平衡分析，未来我国核电需维持一定的建设速度与规模。为满足我国电力需求增长和能源绿色低碳转型的需要，预计 2030 年、2035 年核电发电量应占全国发电量的 7%、10%，和目前全球 10% 的平均水平相当，对应核电装机应达到 1.1 亿、1.5 亿千瓦以上，相应减排二氧化碳约 6.7 亿、9.2 亿吨。展望 2060 年，为实现碳中和目标，我国非化石能源发电量比重应达到 85% 左右，在各类电源装机达到上述预期规模，风电、太阳能发电等新能源总装机达到 58.5 亿千瓦的高发展目标下，全国仍将存在 2.8 万亿千瓦时左右的非化石发电量缺口。按这一情景分析，为满足这部分非化石能源发电量缺口，并进一步考虑电力需求增速仍将维持略高于电量增长的长期趋势，2060 年我国核电装机规模需要达到 4.0 亿千瓦左右（以核电平均利用小时数 7000 小时，煤电机组作为调节及备用容量测算），发电量占比约 17.5%，接近目前全球发达国家平均水平，贡献二氧化碳减排 20 亿吨以上。

通过开展综合利用，核能还可以为碳达峰碳中和目标下的经济社会低碳转型提供更加多元化解决方案。我国北方地区城乡总取暖面积约 202 亿平方米（截至 2021 年初），其中燃煤取暖面积约 131 亿平方米。

保守假设 2060 年有 20% 燃煤供热需求由核能提供，按照供热量 $50\text{W}/\text{m}^2$ 测算，相当于减少二氧化碳排放约 2.2 亿吨/年。此外，核能还可以在制冷、制氢、工业用汽、海水淡化、核动力民用船舶、同位素生产等领域发挥新的作用。综合考虑核电及核能综合利用，预计 2060 年我国核能碳减排贡献度将达到 1/4 左右。

四、对照实现碳达峰碳中和目标，我国核能面临着滞后于减排需求与未来发展的挑战

核电规模和布局不能适应双碳目标及经济社会转型发展全局的需要。2021 年核电在我国发电量中占比仅为 4.8%，明显低于当前世界平均水平（10%），与世界发达国家水平（OECD，18%）相比仍有较大差距。我国核电布局不均衡，在运和在建核电机组全部分布在沿海地区，随着区域协调发展战略的深化实施以及内陆地区降碳压力加大，其非化石能源缺口将进一步增大，现有核电布局将无法满足不同地区经济社会发展和电力系统安全运行的需要。

天然铀保障、乏燃料管理及放射性废物处置等核燃料循环前后端能力亟需加强。我国建立了“三位一体”的铀资源开发保障体系和天然铀产品储备体系，坚持核燃料闭式循环发展战略，正在统筹安排推进乏燃料贮存、运输、后处理与高放废物地质处置等项目实施。双碳目标下，随着核电规模的发展，天然铀的需求量以及乏燃料、放射性废物的产生量将持续增加。按照 2035 年在运压水堆装机规模达到 1.5 亿千瓦估算，天然铀年需求量将达到近 3 万吨，乏燃料年产生量约 0.3 万吨。尽快提升天然铀资源掌控和储备能力，形成大型商用乏燃料后处理能力，推动压



水堆核燃料闭式循环迫在眉睫。

核能基础研究、先进技术研发有待尽快加强。受限于国家整体工业水平及相关专业基础能力，当前我国核电仍有部分关键设备、关键软件还存在短板和弱项。立足长远发展，在先进核能技术研发方面有待尽快加强。特别是，快中子增殖反应堆可以大幅度提高铀资源利用率、焚烧次锕系核素，减少长寿命高放废物。我国已开展钠冷快堆示范工程建设，正在研发更先进的一体化快堆核能系统，但距离商业化规模化应用仍有较大的差距，在快堆金属燃料元件、全锕系循环的反应堆堆芯设计、干法后处理技术等方面的研发需要尽快开展，这是突破核能发展铀资源制约瓶颈的重要技术发展方向。

核能综合利用的碳减排效益有待进一步发挥。在大堆综合利用方面，我国山东海阳核电厂、秦山核电厂已率先开展核能供暖，并积极开展海水淡化等综合利用。小型模块化反应堆由于具有更好的安全性和灵活性，在开展多用途利用方面被寄予厚望，但由于缺乏相关法规标准体系、导则和用户要求等顶层要求指导文件，导致项目选址、建设等工作程序，以及核安全要求和评审原则只能参考大型核电站，严重增加了项目开发难度和成本，制约了小堆的发展。

核能项目厂址开发保护和公众沟通面临挑战。由于项目开发周期长，部分核电厂址的保护工作面临人力和经济成本增加、地方政府调整规划导致厂址另作他用、厂址开发利用跨行政区域协调困难等问题。相关配套核设施选址及开发利用邻避效应突出，广东江门核燃料工业园区、江苏连云港核燃料循环项目等因公众沟通不足、宣传不到位、处理不当等原因被迫停建。

核能相关法律法规、政策制度有待尽快完善。我国核法律体系尚不

完善，核领域顶层法律原子能法长期缺位，放射性废物管理、核事故损害赔偿及核电管理等涉核领域的法律法规体系有待尽快完善。在双碳政策体系方面，我国建设了全国碳排放权交易市场、绿色电力交易试点，配套了相关金融支持政策，但均未将核能纳入其中，核能的低碳属性及类似可再生清洁能源属性尚未得到国家政策层面的明确和认可。尤其随着电力市场化改革的深入以及用户对绿电消费需求的增长，核电在电力市场营销中已开始遭受不公平待遇。

五、关于我国核能发展的建议

1.适当加大核电建设规模，进一步明确各阶段发展目标。充分利用现有产业能力，每年稳定核准开工 8-10 台百万千瓦级核电机组，争取到 2035 年我国核电发电量占比达到 10%左右，达到当前世界平均水平，到 2060 年进一步提高我国核电发电量占比，达到当前发达经济体平均水平。

2.统筹电力系统转型发展和电力系统规划，优化核电建设布局，因地制宜推进核电和风电光伏等各类电源的协同发展。在积极开发沿海核电的同时，适时启动开展其它地区核电项目的前期准备和工程建设工作，探索不同地区核风光协调发展的适宜路线。其中，华中地区首批三个核电项目前期准备工作充分，建议在“十四五”期间尽快启动。

3.加强基础研究、战略性技术研发攻关，提升核燃料循环前后端能力，确保核能安全可持续发展。集中国内优势科研力量，开展基础性重大关键技术研究、软件开发，补齐行业短板，保障产业链安全；进一步健全天然铀供应保障体系，加大国内铀资源勘查开发和开放力度；按照核燃料闭式循环、“热堆、快堆、聚变堆”三步走战略，加快推进乏燃料



后处理科技攻关、一体化闭式循环快堆等战略性先进核能技术研发，解决铀资源供应瓶颈及放射性废物环境制约问题。

4.创新推进核能综合利用技术，充分发挥核能减排优势。将核电建设与城市及大型工业园区供热、供汽、供冷等统筹规划，积极推动运行核电机组实施集中供热与海水淡化；研究启动多用途小型堆城市清洁供暖及工业园区综合利用及燃煤供热替代示范项目。

5.尽快完善涉核法律法规体系。进一步做好涉核领域法律法规体系顶层设计，建立相关协调机制；推动原子能法尽快出台，核损害赔偿法、放射性废物管理法等列入立法计划；研究出台核电管理条例，制定并颁布核电厂址保护相关法规；研究制定适应小型模块化反应堆发展的相关法规标准。

6.推动核电、核能参与绿电和碳市场交易。在国家双碳政策层面，结合国内绿电交易试点和碳市场建设，组织制定和论证核电、核能碳零排放认证方案，将核电纳入绿电交易机制体系，推动核能参与碳排放权交易。

关于深化我国核电行业与世界核电运营者协会 合作的有关建议¹⁶

我国核电行业与世界核电运营者协会(WANO)已有30多年合作历程,WANO组织开展的核电运行同行评估等活动为我国核电运行的安全改进与绩效提升发挥了不可或缺的作用,成为我国核电行业积极践行构建核能安全发展命运共同体理念的重要国际合作平台。但目前我国核电行业与WANO现行的合作模式已难以体现我国核电大国地位现状及适应建设核电强国目标的需要,抓住WANO上海中心的组建契机,统筹研究并建立新时期我国核电行业与WANO长期合作新模式是十分必要的。为此,中国核能行业协会(CNEA)组织我国核电骨干企业集团和行业资深专家,对我国核电行业与WANO合作的关键问题开展了深度研究,形成了进一步深化我国核电行业与WANO合作的相关观点和建议。

¹⁶本报告是中国核能行业协会重大问题联合研究专项2022年完成课题《我国核电行业与WANO合作关键问题研究》核心报告。

课题组主要成员:贺禹,顾健,苏圣兵,刘非,吕华权,刘强。



一、国内外核电行业与 WANO 合作的基本状况

1.WANO 已经成为世界核电运营者高度认可和广泛接受的非政府间重要国际合作平台。切尔诺贝利核事故后，参考美国核电运行研究所（INPO）的成功经验，WANO 于 1989 年 5 月正式创建，通过倡导和持续提升核安全文化、制定行业高业绩标准、组织开展同行评估、鼓励经验反馈和信息共享、推动相互支持和对标改进等卓有成效的国际合作活动，致力于最大限度的提升全球核电站运行安全性和可靠性，在行业内形成极高的声誉。目前，WANO 会员涵盖了全球 35 个国家及地区，全球几乎所有民用核电机组的运营单位都是其会员。

日本福岛核事故后，WANO 积极组织开展“福岛后行动计划”，为全球核电安全整改措施实施和核电复苏发挥了有效引领和积极推动作用，当前正在与成员单位一起开展“卓越行动”计划，为全球核电行业更安全的未来谋划创新举措。

2.世界传统核电大国与 WANO 合作的运作治理模式已经建立了先发优势，并在 WANO 组织内部形成了核心控制群体。1989 年，由当时的几个主要核电大国（美国、前苏联、法国、日本和英国等）发起，在伦敦设立了 WANO 组织，形成了以伦敦办公室为协调中心，以莫斯科、亚特兰大、巴黎和东京四个区域中心负责日常运作的组织架构，建立了会员大会、主理事会、区域理事会、执行机构等决策治理和日常运作模式。

WANO 区域中心的设置及其运作治理模式充分体现了 WANO 内部运作治理中的基本原则，即：保证核电大国积极参与和有效支持 WANO 开展业务，给予核电大国对该区域中心的主导和控制地位。在

该原则指导下，区域中心具有很强的地缘性并高度自治，区域中心理事会主席和区域中心代表机组数最多的一级会员成为主理事会的当然成员，参与主理事会决策并在会员代表大会上行使代表投票权等。

传统核电大国在 WANO 区域中心的运作治理模式主要有两种。**第一种模式：**一个国家存在多个核电集团，由一个核电行业组织统一代表本国的核电企业作为区域中心代表机组数最多的一级会员，以确保在该区域中心运作治理中的话语权及主导权，并在 WANO 主理事会及相关咨询决策平台统一行使权力。如，美国的 INPO 和日本核电运营者协会（JNO）分别作为亚特兰大中心和东京中心的一级会员，分别代表本国的 96 台和 49 台核电机组，成为所在区域中心代表机组数最多的一级会员，旗下会员单位均是二级会员。**第二种模式：**一个国家只有一个核电集团，则该核电集团就是所在区域中心代表机组数最多的一级会员，在所在区域中心运作治理中具有实际控制地位。如，法国 EDF 和俄罗斯 Rosatom 分别代表本国 59 台和 44 台机组整体加入了巴黎中心和莫斯科中心。其中，INPO 与 WANO 的合作模式和对 WANO 的业务引领作用具有特别重要的借鉴意义。

3.我国核电行业与 WANO 合作取得重要进展，建立与 WANO 合作新模式的变革正在孕育之中。回顾历史，我国核电行业发展历程与 WANO 组织的发展基本吻合。到目前为止，以中核（东京中心、莫斯科中心）、中广核（巴黎中心）、国家电投（亚特兰大中心）、华能（亚特兰大中心）为代表的我国四家核电集团是唯一分别作为一级会员加入不同的 WANO 区域中心的国家，我国所有核电运行单位通常都是所在区域中心的二级会员。我国核电企业在不同区域中心参与 WANO 的组织及活动，有效促进了我国核电行业与国际同行的交流、合作与互鉴。

为适应全球核电发展态势及中国核电发展地位的变化，2013年时任 WANO 主席提出了在中国设立新的 WANO 区域中心的设想。我国各核电企业积极响应并主动配合，经多方努力和数年酝酿，2019年2月，WANO 会员大会最终通过在中国设立“第五中心”的提案，开启了自 WANO 成立以来第一次重大组织变革。

WANO 上海中心的启动，标志着在中国跻身世界核电大国后，我国核电行业与 WANO 的合作模式即将进入全新阶段，标志着上海中心将成为我国核电行业各方更有效分享 WANO 服务价值、参与 WANO 运作治理及贡献中国经验与方案的重要国际合作平台。

4.WANO 上海中心的筹备工作取得基础性重要成果。2019年1月，以中国四家核电集团为代表的我国核电行业与 WANO 签订协议，明确了各方共同推进 WANO 上海中心设立的基本原则和总体计划，其中包括：上海市政府的报备和审批要求；上海中心建设“三步走”计划【上海办公室（目前阶段）、上海支持中心（预计 2023-2024）、上海区域中心（预计 2025 年）】及各阶段主要工作目标；上海办公室阶段及上海支持中心阶段的管理方式与财务安排；以及今后设立区域中心的会员隶属和国际性原则基本设想等内容。

在 WANO、国内四家核电集团及 CNEA 共同支持和推动下，上海办公室正在按计划组织开展同行评估队长和主评估员的培训和授权，相继参与和支持了 WANO 相关区域中心在中国大陆开展同行评估的现场实施工作。目前，WANO 正在推动 2022 年底上海办公室向上海支持中心过渡的各项准备工作，人员逾 40 人。

二、我国核电行业与 WANO 合作面临的总体形势

1.进一步深化与 WANO 合作是体现我国核电大国地位及实现核电强国建设目标的现实需要，与 WANO 现行的合作模式已难以适应我国核电行业未来发展需要。截至 2021 年底，我国大陆在运和在建核电机组总数达到 71 台，已成为仅次于美国的全球第二大核电国家，预计到 2030 年前后，全国核电机组装机容量有望突破 1 亿千瓦，即将成为名副其实的全球第一核电大国。同时，近年来，我国新建核电机组的整体技术水平及建造水平均处于全球领先地位，运行核电机组的整体安全与绩效水平也进入世界优秀行列。从整体上看，我国核电行业已从“跟跑”全面进入“并跑”，并处于核电大国迈向核电强国的关键时期。

因我国核电行业起步较晚且初期高度依赖不同国家的核电技术等历史原因，国内核电企业不同时期分别加入 WANO 不同的区域中心，这样的合作模式尽管在当时历史背景下发挥了一定的积极作用，但与传统核电大国相比，由于力量过于分散，难以形成有效合力，造成了我国核电行业在 WANO 组织运作治理中的国际影响力和话语权严重不足，与当前我国核电大国地位严重不符，对未来体现核电强国建设目标的影响和制约更不容忽视。

按照 WANO 的治理规则，如果我国各核电集团分别作为一级会员加入上海中心，仍然无法像传统核电大国一样形成有效合力，力量分散状况仍将得不到根本的改变，难以形成有效主导上海中心运作的治理模式，更不利于统一维护我国核电行业在 WANO 的共同利益和一致对外的国家形象。

2.尽快确立我国核电行业与 WANO 合作的新模式是当前我国核电行业必须解决的共同课题，建立与 WANO 合作新模式的条件已经基本具备。新形势下，我国核电行业应增强自信、坚定信心，凝聚共识、形成合力，抓住上海中心的组建契机，共同致力于尽快确立新时期适应我国核电行业发展需要的与 WANO 合作的新模式，在进一步改善和提升 WANO 对国内核电企业服务价值的同时，逐步使 WANO 成为中国核电行业向世界贡献中国经验与方案、承担核电大国责任的重要平台，全面提升我国核电行业的国际影响力和在 WANO 运作治理中的话语权，共同助力由核电大国向核电强国的转变。

CNEA 是“全国 5A 级社会组织”及“全国先进社会组织”，是得到我国核能行业各方高度信赖的权威性行业组织。CNEA 长期致力于“创建世界一流协会”及“构建核能安全发展命运共同体”，形成了科学规范、高效制约的内部治理体系，依托 CNEA 核电运行分会平台，积极开展核电同行评估及经验交流活动，与 WANO 具有共同的中国大陆核电企业会员和一致的宗旨与使命，长期积极推动与 WANO 的合作与交流，于 2019 年 10 月签署合作备忘录并作为三级会员加入 WANO，并于 2020 年底开始履行 WANO 上海中心筹备中方企业内部的联络与协调职能。充分借鉴 INPO 与 WANO 合作的成功经验，在行业各方共同参与和支持下，CNEA 可以在我国核电行业与 WANO 合作新模式中担当类似 INPO 的“代表”角色。

上海中心的组建工作正处于顶层设计及落地实施的关键阶段，这既是 WANO 的重要战略行动之一，也是我国核电行业建立与 WANO 合作新模式的重要契机，只有通过行业统一对外的方式，积极主动全面的参与其总体方案策划与落地实施过程，才能更有效地推动我国核电行业与

WANO 合作新模式的尽快建立，顺利实现上海中心 2025 年正式成立的预期目标。

3.确立我国核电行业与 WANO 合作的新模式，必将面临 WANO 组织内部的传统利益调整及程序性制衡等挑战。上海中心最终落地不仅需要国内各方形成高度共识并一致行动，也需要满足加入上海中心的会员数量及其国际化结构、机构业务能力培育以及国内注册审批等方面要求，还需要克服现有 WANO 区域中心固有业务调整、核电大国间利益博弈及已有的程序性制衡，并需要经 WANO 特定成员大会最终批准，仍具有一定的不确定性。需要统筹兼顾斗争意志与策略艺术、预期目标与实现过程的平衡等。

建立我国核电行业与 WANO 合作新模式的过程，也是我国核电行业从参与学习借鉴为主向贡献经验方案并重的转变过程，我国核电行业各方应坚定合作信心与决心，科学把握面临的合作机遇与挑战，充分了解和尊重国际合作的规律与 WANO 组织的规则，既要精心策划预期目标与实施路径，又要按计划完成机构能力建设任务，既要借鉴国际经验，又要体现中国特色，从顶层设计开始，统筹谋划好我国核电行业与 WANO 合作新模式的主要内涵，包括：合作主体和代表、预期目标模式、关键实施路径、专业技术支持等，为深化与 WANO 合作的过程实施提供科学遵循。

三、深化我国核电行业与 WANO 合作的有关建议

1.明确核电企业及 CNEA 在我国核电行业与 WANO 合作新模式中的主体地位和代表地位，建立共商、共建、共享的内部沟通和决策治理

机制。建立我国核电行业与 WANO 合作新模式最为关键的前提是应首先明确国内核电企业的主体地位和 CNEA 的代表地位。国内核电集团及所属核电企业是我国核电行业与 WANO 合作的权力、受益和义务主体，CNEA 是我国核电行业与 WANO 合作的代表、办事和协调机构，其相应的决策治理责任及运作管理责任可以在相应的治理与运作机制中得到明确和体现。

我国四大核电集团及其核电控股公司是 CNEA 的核心成员，依托 CNEA 决策治理体系及其核电运行分会平台，对我国核电行业与 WANO 合作的重大事项可以通过 CNEA 理事会等平台进行决策、协调及指导，对参与 WANO 组织的内部决策治理及上海中心业务运作的重要事项可以通过核电运行分会理事会等平台进行审议、指导及监督，能够确保我国核电企业与 WANO 合作的权益和服务得到有效体现、维护和提升。

CNEA 作为我国核电行业与 WANO 合作的代表机构，在 CNEA 理事会及其核电运行分会理事会等内部运作治理体系框架内，代表我国核电行业统一负责与 WANO 的日常联络、沟通与协调，向 WANO 推荐行业高管担任上海中心主任，向 WANO 上海中心推荐满足其资质要求的各级管理人员和业务骨干，为 WANO 上海中心运作提供行政和专业技术支持，并承担上海中心日常运作的支持、协调和监督职能。通过协会负责人、上海中心主任以及核电分会轮值会长等代表我国核电企业会员参与 WANO 及其上海中心的内部决策治理活动，并视这些功能和责任为 CNEA 国际化战略的重要组成部分。

2.充分借鉴 INPO 与 WANO 合作的成功经验，确立 WANO 上海中心运作管理的预期目标模式。以美国 INPO 模式作为主要参考，力争到 2030 年前后，逐步过渡并最终实现：由 CNEA 统一代表我国核电企业会

员的全部机组作为 WANO 一类会员加入上海中心，在四家集团授权下参与 WANO 重要管理和治理事务的决策和协调，在上海中心的运作管理中发挥关键核心作用。国内核电营运单位作为二类会员加入上海中心，或按需要和自愿原则参与 WANO 其他区域中心组织开展的活动。可以预见，随着内部协调及合作机制的建立和完善，国内 WANO 成员电站享有 WANO 服务将更为有效。

3.按计划推动 WANO 上海办公室、支持中心、区域中心关键实施路径的平稳过渡，积极稳妥推进 CNEA 上海代表处与 WANO 上海中心的有机融合。在上海中心筹建阶段，尽早实现 CNEA 高管担（兼）任上海办公室主任，逐步实现各核电集团派往 WANO 上海中心雇员的工作关系以借挂或调入的方式转入 CNEA，逐步实现各核电集团分担的上海中心的筹备费用由 CNEA 根据审批通过的年度经费预算统一收缴，并按照专款专用原则进行内部核算管理，按计划完成上海办公室高级管理人员以及同行评估队长和主评估员的培训和授权，为 2023 年尽快实现向支持中心职能过渡奠定基础。

依托 WANO 上海支持中心职能，充分兼容 WANO 工作规则和相关工作要求，全面强化人才队伍的业务及管理能力建设，科学建立业务运作的组织管理体系，合理构建指导决策的内部治理体系，全面履行 WANO 四个区域中心在中国大陆开展会员服务活动的支持功能，全面完成并程序性通过 WANO 上海中心组建方案及必要的过渡性安排，到 2025 年，基本实现向上海区域中心职能的转型过渡。

CNEA 将通过其设立的上海代表处，逐步实现与 WANO 上海中心的有机融合和合署办公，其管理和运作模式应以 WANO 的工作流程和工作文件为运作基础，采用中英文两种工作语言统筹管理。在兼容相关

管理体系下，CNEA 为 WANO 上海中心运作管理提供运营支持，包括：人员管理、工资管理、福利补贴、绩效考核及办公事务等行政支持。CNEA 统一负责年度预算编制及执行控制，根据机组数量及容量等因素计算 WANO 会员年度会费并代行收缴，向 WANO 上海中心拨款用于业务费用支出，按规定向 WANO 伦敦中心支付管理费等。

CNEA 将就与 WANO 合作的具体形式及内容，适时组织开展专项课题研究，并与各核电集团控股公司建立相应的联合研究沟通协调机制，其相关成果经协会核电运行分会理事会审议通过后，开展与 WANO 的沟通协商工作。

4.以 CNEA 核电运行和建设技术委员会为依托，集全行业之力，为我国核电行业与 WANO 的合作提供强有力的专业技术支持。依托 CNEA 核电运行和建设技术委员会等业务平台，汇集我国核电行业优势资源和专业人才，充分发挥各核电集团下属核电运行研究机构的支持作用，通过在我国核电行业有效开展绩效监测、电厂评价以及技术支持等活动，不断提升我国核电行业的卓越运行绩效水平，逐步形成 WANO 和国际同行高度认可的核电运行及建设专业技术支持能力，逐步实现 CNEA 相关成果向 WANO 的转化和输出，包括标准、导则、成功实践等，进而实现对 WANO 及其上海中心强有力的专业技术支持和引领，为全球核电运行绩效走向卓越提供中国经验和解决方案。

从根本上，CNEA 与 WANO 具有一致的使命与愿景，双方可以依托 WANO 上海中心平台，共同构建优势互补、相互支持，长期稳定、互利共赢的合作机制，开辟 WANO 与 CNEA 合作新模式，一定会为双方共同的会员——中国核电企业提供更加有价值的优质高效服务，共同为中国核电行业乃至全球核电行业更安全、更高质量的未来贡献智慧和力量。

核电行业数字化转型发展指引¹⁷

一、发展环境

当今世界，以云计算、大数据、人工智能、5G通信等为代表的数字技术支撑的新一代信息技术蓬勃发展，正在深刻改变着生产、生活与治理方式，对经济社会发展和人类文明进程产生了深远影响。世界各主要国家都在积极推动以数字技术为手段、以数据驱动为核心的数字化转型，积极构建数字经济发展新秩序。在数字化发展潮流下，核电行业正努力加强数字化新型能力建设，积极拓展数字技术在行业中的应用，不断加快产业数字化建设步伐，持续打造开放创新的核电行业生态圈。

（一）国家高度重视数字经济发展

党的十八大以来，党中央高度重视发展数字经济，实施网络强国战略和国家大数据战略，拓展网络经济空间，支持基于互联网的各类创新，推动互联网、大数据、人工智能和实体经济深度融合，建设数字中国、智慧社会，推进数字产业化和产业数字化，打造具有国际竞争力的数字产业集群。国务院印发了《关于积极推进“互联网+”行动的指导意见》、

¹⁷本成果为中国核能行业协会重大问题联合研究专项2022年完成课题《核电数字化转型关键问题研究》成果。

课题组主要成员：王炳华，潘银生，方舟，邢继，吕华权，蒋祖跃，简靖文，楼子昂，舒亮，许建华，孔令军，刘玮，沙睿，毕道伟，王瑞，毛喜道，郭景任，赵春光，荣辉，孙莹。

《关于深化“互联网+先进制造业”发展工业互联网的指导意见》、《新一代人工智能发展规划》、《“十四五”数字经济发展规划》等一系列政策文件。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》第五篇“加快数字化发展 建设数字中国”对未来一段时期我国数字化发展进行了专篇部署。2022年4月，中央全面深化改革委员会第二十五次会议审议通过了《关于加强数字政府建设的指导意见》。这些都为我国抢抓数字经济发展的重大战略机遇期，构筑数字化发展的先发优势，加快建设创新型国家和世界科技强国定纲指向。

国家各部门相继出台了相关指导意见，深入贯彻落实习近平总书记关于促进数字经济和实体经济融合发展的重要指示精神和党中央、国务院关于深化新一代信息技术与制造业融合发展、打造数字经济新优势等决策部署。2016年2月，国家发改委等三部委印发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，指出能源互联网是推动我国能源革命的重要战略支撑。2018年5月，国家发改委等四部委联合发布《关于进一步加强核电运行安全管理的指导意见》，指出推进信息化、智能化、大数据等新技术在核电运行安全管理中的应用。2020年12月，国家能源局、生态环境部联合印发了《关于加强核电工程建设质量管理的通知》，明确提出统筹建设共享高效的信息管理平台 and “智慧工地”，提高建设项目管理信息化、智能化水平，更好保障工程质量。2021年6月，国家发改委等四部委联合印发《能源领域5G应用实施方案》，积极推动能源领域5G应用。

（二）核电行业加速推进数字化转型

核工业是高科技战略产业，是国家安全的重要基石。核电行业肩负推动国家经济社会发展和科技发展的双重使命，“积极安全有序发展核

电”已成为优化我国能源结构、保障能源供给安全、实现“3060 双碳”目标、应对气候变化的重要手段。

目前，以中国核工业集团有限公司（以下简称“中核集团”）、中国广核集团有限公司（以下简称“中广核集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）四家央企集团为主体的核电行业投入大量资源积极进行数字化转型规划、探索和实践。**中核集团**制订了“数字核工业”的总体战略目标、建设任务和实施路径，组织完成 ERP（企业资源计划）系统、数据中心、数字核电等建设方案编制，并围绕核电各核心业务大力推动数字化、智能化工作。**中广核集团**按照“信息化、数字化和智能化”三步走战略部署和推动数字化转型工作，从数字化战略、业务管理、场景应用、新技术应用、团队创新等五个方面编制了行动方案，打造广核特色“核电工业 4.0”。**国家电投**提出打造“数字国家电投”，以数字技术为支撑，以数字化能源基础设施为基础、数据作为新发展要素，围绕企业治理和产业发展两条主线，加快数字化转型；组织编制了数字核电建设方案，通过“设计 4.0”牵引驱动核电产业链数字化协同创新。**华能集团**充分利用数字技术为电力生产和能源服务赋能，积极推进数字技术与产业发展的深度融合，在生产运营数字化、企业综合治理数字化等方面进行了卓有成效的探索和实践。

（三）国外主要核电国家积极开展数字化转型

放眼国际核电领域，尽管近年来主要核电国家新建核电项目不及中国，但他们在数字化技术创新和转型发展上，很多方面依旧处于优势地位。

在**研发设计**环节，美国、法国分别开展了虚拟反应堆、数值反应堆

项目，重点研究先进模型应用、虚拟反应堆的集成、模型和数值方法、材料性能和优化、不确定性量化和验证等关键技术；法国阿海珐公司实现了专业领域内的协同设计，大幅度提高了设计效率。在**工程建设**环节，俄罗斯国家核电工程公司（NIAEP）建立了统一 EPC（设计采购施工）平台，整合来自不同设计平台的数据，实现工程数字化管理，并在项目正式运行后，作为智慧核电的数据进行完整移交。在**生产运营**环节，法国电力集团（EDF）和美国爱克斯龙电力公司（Exelon）分别在其核电机组中布置了中央诊断系统，进行设备状态的在线监测，并采用智能分析方法进行智能诊断和评估，美国西屋公司开发了 ALLYTM 系统，对超过 20 个系统进行监测，通过智能信息处理实现预防性维修管理。针对核电厂运维需求，国外各主要核电国家也积极开展智能机器人研究，开发了许多用于探测和作业的专用机器人。

（四）核电行业数字化转型的定义及内涵

核电行业数字化转型是指深化应用新一代信息技术，激发数据要素创新驱动潜能，提升核电企业数字时代生存和发展的新型能力，加速核电的业务优化、创新与重构，构造、传递并获取包括提高协同效率、增强装备可靠、保障运行安全、提升运营效益在内的新价值，实现行业转型升级和创新发展的过程。

核电行业数字化转型是一项涉及技术、管理、数据、安全等的复杂系统工程，核电企业要从这四个方面，加强与国内外数字化转型优秀行业和企业对标，夯实我国核电数字化转型基础，实现核电安全可靠、经济高效运行的核电行业数字化转型价值。一是**技术**。新一代信息技术作为通用使能技术，需要不断强化其技术赋能作用，及与核电专业技术的融合。二是**管理**。核电行业数字化转型不仅仅是技术渗透和融合的问题，

更是一项优化核电企业及行业管理模式以适应技术变革的问题，要导入适合核电行业、企业的管理体系。三是**数据**。数据已成为第五大生产要素，要充分发挥数据要素的驱动作用，打破传统要素有限供给对核电企业增长的制约。四是**安全**。安全是发展的前提，是核电行业赖以生存和发展的生命线，要加强核安全、工业安全和网络安全等方面的基础工作，强化本质安全。

核电行业数字化转型具有艰巨性、长期性和系统性，根据数字化发展演进规律和数据要素作用发挥的层级，核电企业数字化转型由低到高可分为初始级、单元级、流程级、网络级、生态级五个发展阶段。在**初始级阶段**，核电企业在非主营业务单一职能范围内初步开展数字技术应用，尚未有效发挥对核电主营业务的支持作用。在**单元级阶段**，核电企业在主营业务单一职能范围内开展数字技术应用，提升相关单项业务的运行效率。在**流程级阶段**，核电企业在主营业务范围内开展数字技术应用，实现主营业务流程与核电设备设施、软硬件、作业人员行为活动等要素间的集成。在**网络级阶段**，核电企业通过企业级和产业互联网级网络化，推动全要素、全过程互联互通和动态优化，实现以数据为驱动的业务模式创新。在**生态级阶段**，核电行业通过生态级数字化和泛在物联网级网络化，实现行业内外生态合作伙伴间资源、业务、能力等要素的开放共享和协同合作。各发展阶段的典型表征，如表 1 所示。

表 1 核电数字化转型各发展阶段典型表征

发展阶段	各发展阶段典型表征
初始级阶段	以职能驱动型为主,在非主营业务单一职能范围内初步开展数字技术应用,提升相关业务活动运行规范性,但尚未有效支持主营业务,未实现基于数字化的业务创新。典型指标为单一流程的上线率等。



<p>单元级阶段</p>	<p>以技术驱动型为主，在主营业务单一职能范围内开展数字技术应用，实现业务活动数字化、场景化和柔性化运行，打造形成关键业务数字场景。典型指标为研发设计业务流程数字化覆盖率、工程作业流程数字化率以及研发设计、生产运营数字化创新场景数量等。</p>
<p>流程级阶段</p>	<p>以知识驱动型为主，在主营业务范围内开展数字技术应用，实现主营业务领域关键业务集成融合、动态协同和一体化运行，打造形成数字企业，典型指标为设计建造数据数字化交付占比、数字化单元系统接口打通率、核电 AE 和生产运营企业对内共享数据规模等。</p>
<p>网络级阶段</p>	<p>以数据驱动型为主，通过开展跨企业网络化协同和社会化协作，实现以数据为驱动的业务模式创新，典型指标为核电集团内各核电企业共享数据规模、集团级工业互联网平台应用接入规模等。</p>
<p>生态级阶段</p>	<p>以智能驱动型为主，通过生态级数字化和泛在物联网级网络化，实现行业内外生态合作伙伴间资源、业务、能力等要素的开放共享和协同合作，打造形成行业生态圈。典型指标为核电行业工业互联网平台覆盖生态企业数量等。</p>

二、发展现状

（一）现阶段发展水平

核电行业主动迎接新一轮科技变革，抓住数字技术向工业渗透融合的战略机遇期，积极推进核电数字化转型的基础研究和创新应用，在研发设计、装备制造、工程建造、生产运营等核电全生命周期各环节取得了阶段性成效。

1. 研发设计

数值反应堆启动研发。开发了部分核电堆型的数值反应堆，实现反应堆堆芯多物理、多尺度高保真模拟计算，精确预测启动物理实验参数、功率运行参数等关键安全参数，有效支撑后续调试、启动等过程；实现对核电厂严重事故的分析与管理。**协同设计体系初步建成。**完成了多种

设计、计算分析工具软件的开发，打通设计工具与计算分析软件的数据接口，实现计算分析的“后台化”和“无感化”；打造二三维联动、设计分析一体化的多专业在线协同设计体系，基本实现跨区域的在线协同设计。**仿真验证平台建设稳步推进**。建成了人因实验室、虚拟仿真平台和工程分析器，构成全方位的工程验证体系，实现了核电厂各类运行和事故工况下的模拟仿真，为设计电厂的总体性能、仪控逻辑、运行规程、主控室人机接口等领域提供验证支撑。

2.装备制造

设计制造一体化取得阶段成果。开展了基于统一模型的设计制造一体化协同平台建设，采用 CAD/CAM 等先进的计算机软硬件手段进行三维建模、结构设计、装配仿真、加工仿真、数控加工编程等全过程的数字化设计和制造工作。

3.工程建造

工程管理信息系统落地应用。建设了工程管理信息系统，涵盖工程建设期采购、施工、调试、质量、安全、进度、文控等项目管理各个环节的工程管理业务，满足了各应用领域的信息化、数字化覆盖。**智慧工地建设积极推进**。推进智慧工地建设，重点关注工程现场对施工人员、机械等的管理，以期实现工程项目业务数据与现场各类监控源数据的有效结合与深度配合。**数字化交付积极探索**。初步掌握了多源异构数据集成、三维模型轻量化转换以及二、三维数据关联等多项关键技术，为在建造过程全面加载各类业务数据，实现三维模型、二维图纸智能联动和多维数据集成做好技术储备；研究建设工程移交环节的数字化交付平台。

4.生产运营

生产运营数字化建设由点及面。基于工业互联网技术，探索建设核

电工业互联网平台，围绕核电生产运营需求形成了以运行、维修、技术、安全、供应链为主的信息化应用；建设了生产管理系统，开展了设备可靠性管理和智能监测诊断系统建设；研发了多款特种机器人，降低高温、高压、高辐照环境下人员作业压力和所受的辐照剂量。

（二）横向对比和分析

国内外核电主要企业数字化转型发展横向对比如表 2 所示。

表 2 国内外核电主要企业数字化转型发展横向对比表

	国外	国内
研 发 设 计	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 美国能源部(DOE)2010 年成立核能先进仿真建模中心，资助轻水堆先进仿真联盟(CASL)和核能先进仿真与建模(NEAMS)两个项目，通过数字反应堆(VERA)重点研究关于反应堆运行及安全方面的重大问题。 ➢ 法国等 13 个欧洲国家联合发起核能数值反应堆项目(NURESIM)，建立一个供欧洲核反应堆仿真的通用参考平台，用于反应堆安全分析、运行和设计。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 中核集团成立核能软件与数字化反应堆工程技术研究中心，完成了反应堆系统结构数字样机系统的构建，并应用到核电厂严重事故的分析与管理上。 ➢ 上海核工院联合外部单位完成了“CAP1400 数值反应堆”研发，用于“国和一号”反应堆堆芯的建模计算和关键参数的精确预测。
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 阿海珐公司使用 AUCOTECEB 系列软件，基于面向对象的数据库和自动化工具，完成了从工艺流程 P&ID 图到仪表设计、控制逻辑、接线图等一系列仪控设计产品的自动生成和数据的集中管控，实现了专业领域内的协同设计。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 中核工程公司完成了多种设计、计算与分析工具软件的开发，建立了跨地域的三维协同设计平台，基本实现跨区域的数字化协同设计。 ➢ 中广核工程公司开展了设计业务工具建设，形成以数据和模型为核心，覆盖全专业、全业务流程的异地数字化协同设计体系。 ➢ 上海核工院打造二三维联动、设计分析一体化的多专业在线协同设计体

		<p>系,完成数字化协同设计平台一期建设,实现部分专业在线协同设计。</p>
<p>工程建造</p>	<p>➤ 俄罗斯 NIAEP 公司基于达索的 ENOVIA 软件建设了统一 EPC 平台,集成设计数据,实现配置、工程变更、采购和施工管理等功能,在项目正式运行后,作为智慧核电的数据部分进行完整的移交。</p> <p>➤ 俄罗斯 ASE 公司推行基于 Multi-D 的配置管理系统 (IMS),构建工程各方统一的信息交换、工作协同平台,实现与图纸文档、设备、材料等信息的关联、分析和预警等。</p>	<p>➤ 中核集团智慧工程管理系统已全面上线运行,支持核电工程建设与管理。漳州、海南、徐大堡等核电项目 5G 网络部署完成。</p> <p>➤ 中广核工程公司搭建统一业务流程平台,实现业务、进度、成本的统一与联动管理。发布了数字华龙,以三维设计模型为基础,在建造过程全面加载各类业务数据,为华龙一号工程建设带来全新的数字化业务协同与管理模式,并实现核电工程的数字化移交。</p> <p>➤ 上海核工院建设了工程管理系统 (NuPOWER),覆盖工程建设期的工程管理业务。与国核示范电站有限公司建设“国和一号”智慧工地,实现人员、机械的监控和安全预警等场景化应用。</p>
<p>生产运营</p>	<p>➤ 美国 Exelon 公司建成并部署应用集团级智能故障预测与健康管理系统。</p> <p>➤ 法国 EDF 公司推进核电厂数字化改造,面向核电机组部署了智能监测系统;使用三维可视化技术进行电厂维护和升级;开展电子工作包,通过视频开展操作指导。</p> <p>➤ 美国西屋公司开发了电厂监测系统,实现预防性维修管理。</p> <p>➤ 美国 EPRI 采用在线模式识别、自动诊断技术、寿命预测算法等为核电机组提供健康管理服务。</p> <p>➤ 美国橡树岭实验室开发了监督控</p>	<p>➤ 中核集团开展生产管理系统 (EAM) 建设,在秦山、福清、海南各电厂完成试点,启动企业级数据中心建设。开展设备可靠性管理系统建设,实现设备可靠性过程管理。</p> <p>➤ 中广核集团建设设备管理大数据平台,并开展设备远程智能诊断与预防性维修,实现维修工作过程移动化、数字化。研发了多款特种机器人;打造核电全寿期数据资产管理的核心引擎和前台工具,实现数据资产的统一管理和应用。建设智能仓储,延长贯通供应链,打通现场配送的“最后一公里”。</p>

<p>制系统，对自动控制的方案进行可行性验证，提供基于电厂和系统状态的实时决策。</p> <p>➤ 美国等国家积极开展用于探测和作业的智能机器人的研究和应用。美国能源部国家实验室对核设施用机器人开展研发，着重开发了适用于受限空间和高辐射剂量区域的作业机器人。</p>	<p>➤ 国家电投建设了生产运营信息系统，启动了智能监测诊断系统研发工作，完成多个功能模块的开发；开展了 PSA 可靠性数据库与风险监测器、工程师管理平台等的建设工作；开展了生产信息系统数据治理工作，推动数据标准化建设。</p>
---	--

通过对国外各主要核电国家在核电研发设计、装备制造、工程建设、生产运营各环节数字化转型现状的梳理和研究，对比我国核电行业数字化转型现阶段发展水平，可以看出，**在研发设计环节**，我国在核电设计、计算分析等软件的自主化方面，虽近年来有所突破，但仍存在被国外“卡脖子”的风险。数值反应堆领域，国外特别是美国和欧洲起步早，统筹国内或国际各相关机构投入大量资源，取得了重要突破和应用，我国虽开展了相关研究，取得了阶段性成果，但仍与国外存在较大差距，急需针对具体目标堆型进行资源整合、集成，形成自主化的数值反应堆系统，以满足反应堆设计优化、运行性能提升及新型堆型创新研发的具体需求。**在装备制造、工程建设等环节**，我国核电行业开展了较为先进的数字化规划，正按照规划进一步做好落地应用。同时应清晰认识到，国外发展相对滞后的主要原因为新建核电项目较少，缺少数字化项目落地应用的支撑，其非核行业装备制造、工程建设的数字化水平整体较高，核电行业仍具较大潜力。**在生产运营环节**，国外各主要核电国家近年来在核电厂数字化改造方面开展了卓有成效的工作，并实现了现役电厂数字化落地应用，美国 EPRI、橡树岭国家实验室开展了设备健康管理等机理研究和决策算法研究。国内各主要核电集团围绕设备在线监测诊断、可靠性

管理、智能巡检、机器人等开展了研究和应用，并形成了部分成熟产品；开展了企业级/单元级数据中心建设，实现数据资产的统一管理和应用。

应该看到，目前国内核电行业各核电企业数字化转型**多处于单元级发展阶段**，围绕研发设计、装备制造、工程建造和生产运营各环节各领域都开展了单元级应用，但大部分应用数据仅限于在单元级内流动，数据作为生产要素的价值未得到充分发挥，**还未达到流程级的发展阶段**。

（三）存在的主要问题

1. 转型认识尚不统一

核电行业各单位对数字化转型都给予了高度重视，但囿于数字化转型是一个不断探索、持续试错的过程，各单位对数字化转型过程的复杂性、艰巨性、长期性和危机感认识存在不足，对数字化转型的内涵、目标、价值以及路径与方法的认识有较大差异，比如数字化转型应由业务部门还是数字化部门主导，又如数字化转型的重点是技术应用还是体系建设，仍需行业内部达成共识。

2. 统筹规划尚未形成

当前各核电集团及其所属单位均制订了数字化转型的顶层规划，开展了数字技术赋能核电的研究和应用，但行业内对于共性、基础性问题的研究存在集团层面“各自为政”、“重复建设”等问题，协同创新、共建共享的机制和集约化的发展态势尚未形成，行业内缺少统筹规划。

3. 数据潜能激活不足

数据已经成为数字化转型的重要资产依托，出于技术保护、数据安全等因素考虑，核电行业各单位基本从自身需求角度出发积累和应用数据，行业内甚至集团内数据存在供需对接不足、利用水平不足和制度建设不足的问题，设计、制造、建造和运营全产业链数据流的畅通流程和



统一共享机制尚未建立，数据孤岛仍然存在，行业内统一数据标准仍未形成，数据作为生产要素的潜能激活不足，数据价值难以得到充分发挥。

4.网络安全面临挑战

在数字化转型中网络安全面临越来越大的挑战，网络安全不仅包括网络、计算机软硬件安全等传统意义的网络安全，还包括数据保密、数据完整性以及采用现代信息存储手段对数据进行主动防护等数据安全的内容，核电行业作为国家重点、敏感行业，网络安全在核电数字化转型中面临更大的挑战。

5.高端复合人才缺乏

核电行业数字化转型成功与否的关键在人才，特别是既深谙核电业务又精通数字技术的高端复合型领军人才，目前行业内高端复合人才缺乏，流动不畅，人才引进、培养和使用机制尚未建立，应统筹利用内外部资源，坚持培养和引进相结合，加强行业内数字化高端复合型人才的培养和储备。

三、指导思想与工作原则

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党中央、国务院关于推动新一代信息技术与制造业深度融合，打造数字经济新优势的决策部署和行业主管部门等有关要求，坚持新发展理念，坚持以科技创新为根本动力，推动数字技术与核电融合发展，提升核电行业数字化、智能化水平，促进我国核电安全高效经济发展。

(二) 工作原则

1. 坚持安全优先，科学发展

在核电数字化转型中坚持安全优先，对数字技术在核电主营业务、关键环节应用的实际效果和安全风险进行科学评估，并同步部署网络安全。在确保安全的前提下，采用满足实际需求、适度预留未来发展的原则选择新技术应用，着力破解核电关键领域发展的痛点、难点和堵点问题，推动核电发展与数字化转型有效融合，稳妥推进核电厂数字化转型发展。

2. 坚持战略赋能，价值导向

数字化要成为核电战略落地的推动者、业务发展的赋能者，要紧密围绕国家核电发展管控变革、业务创新、流程优化开展工作。建立覆盖核电数字化转型的价值评定体系，坚持将核电行业持续安全高效发展的价值效益作为核心评判依据，强化数据源头设计和产业链协同，避免项目建成投运后无有效数据产生。

3. 坚持统筹规划，共建共享

做好核电数字化转型顶层设计，有计划开展试点示范。构建新型核电数字化基础设施和核电数据资源共用支撑体系，坚持利益相关方平台及网络互联互通，数据共享，避免孤岛建设、重复建设和低端建设。创新数据治理模式、规范数据权属责任、交互机制和共享要求，逐步推动核电关键领域全面感知、智能分析、协同指挥和应急指挥能力建设。

4. 坚持创新融合，开放协作

坚持数字技术与核电业务深度融合，加强技术、场景、模式和管理创新，推动核电行业数字化转型关键领域的应用突破。坚持做好核电领域数字化转型供需对接，加强知识产权共享及分配，与高校、科研院所

等行业外部力量合作，着力开展协同攻关，解决一批核电数字化转型过程中遇到的“急难险重”问题，强化产学研用的深度融合。

四、总体目标

落实国家及有关部门对于核电数字化转型发展的要求，以发挥数据价值为转型目的，借鉴国内外数字化转型先进标杆经验，高起点建设，跨越式发展；以战略转型为先导，以治理体系转型为保障，以先进移动技术应用为重点，以“大基建”级平台建设为示范，实现业务协同链大场景驱动下的数据获取、传输、汇集、分析、挖掘和增值。

（一）2022-2025 年总体目标

夯实核电行业数字化转型基础，建立标准体系、评价指标体系和核电行业跨界合作、协同创新机制；完善网络安全保障措施，提升核电厂网络安全防护水平；建设核电大数据平台，实现关键必要数据的统一共享；建设核电工业互联网平台，夯实核电数字化应用基座；聚焦主营业务，构建核电研发设计、装备制造、工程建造和生产运营等各生命环节数字化体系，打通环节间部分关键流程。核电数字化平台和应用避免单元级的简单重复建设，**力争到 2025 年，核电行业数字化转型整体达到流程级发展阶段，部分领域实现网络级的示范应用。**

——完成核电数字化转型标准体系规划，制定标准建设时间表，开展相应标准规范编制；建立核电行业数字化转型评价指标体系，开展数字化转型评估评价工作；建立行业内数字化转型工作专项协调及行业外跨界合作机制。

——进一步完善网络安全保障措施，提升核电厂网络安全防护水平，

开展核电厂厂级无线网络试点项目建设；建成核电厂/企业级核电工业互联网平台和大数据平台，实现现场关键设备互联互通、生产数据汇聚共享，并依托研发设计、装备制造、工程建设、生产运营等应用平台开展数据利用，为企业提供丰富的数字服务和价值创造。

——构建数字化设计验证体系，型号研发、工程设计、综合验证等业务流程数字化覆盖率达到 80%以上，开展智慧核电厂专项设计研究；建设安全可靠的设计制造协同平台，初步建成核电设备制造智能工厂；建设涵盖工程管理信息系统和智慧工地的数字化工程管理体系，作业流程数字化率达到 80%以上；构建满足生产运营管理和业务需求的数字化生产运营体系，完成智能监测诊断、智能巡检和监视、智能化大修、智能安全管理等应用场景建设和示范应用。

（二）2026-2030 年总体目标

核电行业协同创新、共建共享等行业级机制有效运转，核电数字化转型标准完成建设；核心软件自主化等核电数字化研发取得阶段性成果；依托集团级工业互联网平台和大数据平台建设，核电集团内核电数据要素实现网络化共享和开发利用，网络安全得到有效保障；核电各生命环节数字化体系基本建成，各环节间协同流程基本建立。**到 2030 年，核电行业数字化转型发展阶段迈入网络级。**

——核电行业协同创新、共建共享等行业级机制有效运转，协同推动重大共性问题研究；在数字化转型标准体系下全面完成数字化转型标准建立。

——通过集团级核电大数据平台建设和企业级大数据平台互联，获取集团范围内核电全生命周期数据，实现集团范围内及企业间数据资源的网络化共享和开发利用，满足集团级工业互联需求；依托集团级工业

互联网平台，深挖数据价值，建设工控安全、智慧能源、智慧交易、电厂健康管理等集团级管控应用。

——核电数字化研发取得阶段性成果，数值反应堆研究稳步推进，部分成果达到国际先进水平；核电设计、运营等核心软件自主化开发获得突破，满足核电自主化发展需求；核电型号研发、工程设计、综合验证等业务流程数字化覆盖率达到90%以上；核能小型化堆智能控制和少人值守研究取得重要进展，数字化退役技术研究取得阶段性成果，从便于退役的角度开展相关设计；数字化工程管理作业流程数字化率达到90%以上，设计建造数据数字化交付占比达到90%以上；数字化生产运营体系基本建成，各环节间协同流程基本建立，实现核电全生命周期的提质增效。

（三）2031-2035 年总体目标

建立核电行业生态合作伙伴间的数字化转型战略规划认知协同；核电数字化研发取得重大成果，核电行业数字化体系及全流程协同体系全面建成；核电设备设施高度智能化，网络互联互通，核电行业工业互联网平台和核电行业大数据平台完成建设，数据利用和价值体现进入新高度；网络安全技术先进，防护能力得到有效保障。**到2035年，核电行业数字化转型发展阶段迈入生态级。**

——打造核电行业工业互联网平台和核电行业大数据平台，强化平台服务功能，深化应用服务体系建设，为核电上下游企业提供用户侧数字服务，核电企业数据、供应链/产业链数据、生态合作伙伴关键数据、第三方数据等在确保数据安全的前提下在线按需获取，在市场化的前提下，实现数据要素能流动、可流转、快流通，核电行业数据利用和价值体现进入新高度。

——核电数字化研发取得重大成果，数值反应堆达到国际先进水平，支持新型号堆芯研发与设计验证；核电设计、运营等核心软件以及关键硬件实现完全自主化，支撑核电自主化发展；核电智能控制和少人值守实现落地应用；数字化退役技术和产品研发取得突破，为后续核电厂等核设施的退役做好技术和产品储备；核电研发设计、装备制造、工程建设、生产运营数字化体系及全流程协同体系全面建成。

五、重点工作任务

围绕核电行业数字化转型的总体目标，强化系统工程思维，统筹产业链环节数字化协同创新，融合贯通产业链的数据流和业务流，按照体系建设、基础建设、研发设计、装备制造、工程建设和生产运营等六个方面分别制定核电行业数字化转型重点工作任务并持续推进，打造满足行业安全高效发展需求的新型能力，支撑核电行业数字化转型走向深入。

（一）体系建设

1. 建立数字化转型指标体系

研究探索从数字化转型管理体系建设、生产经营数字化升级、数字技术创新应用、激活数据要素潜能、重点领域数字化转型等维度，建立核电行业数字化转型指标体系，评估企业数字化转型所处阶段，统一核电企业数字化转型认识，进一步优化调整建设目标。

2. 建立数字化协同创新机制

建立协同创新机制，由政府主管部门、行业协会牵头组织，以各核电集团为主，相关高校、科研院所参与，围绕电磁兼容、设备耐辐照等行业共性、基础性问题，设计、计算分析软件自主化等“卡脖子”问题，



以及数字化新技术、基础云平台、工业互联网平台等技术的推广应用开展研究和建设，推动行业协同创新和共建共享。

3. 建立核电数字化标准体系

建立核电数字化标准体系，围绕核电研发设计、装备制造、工程建设、生产运营各环节数字化应用以及核电现场设备及部件等数据的采集、汇聚、使用和开放共享的建设实践，按照边建设边总结的模式，制定各层级（国家、行业、企业）关键标准，指导和规范核电数字化转型。

4. 建立跨界合作机制

建立与通信、数字化等头部企业的跨界合作机制，合理、充分利用社会基础资源和业已形成的服务能力，包括广泛覆盖的 5G 网络、移动物联网、卫星通信等新一代通信网络基础设施和强大的数据与算力设施，以及人工智能、大数据、区块链等数字技术服务能力，形成创新驱动的开放价值生态，建设先进适用的核电数字化基础设施，推动核电行业数字化转型。

（二）基础建设

5. 建设覆盖全厂的先进网络

在保证网络安全、电磁兼容安全的前提下，统筹考虑核电厂有线和无线网络建设，实现核电厂管理区域全覆盖，生产区域选择性覆盖，重要生产厂房、重要设备、高风险操作等关键区域重点覆盖。按照先进适用原则，研究核电生产现场部署 5G 网络的可行性及部署方案，协同开发适用核电行业的 5G 设备，梳理、设计和验证 5G 网络的应用场景并推进试点应用建设。

6. 建设核电工业互联网平台

构建横向到边、纵向到底的核电工业互联网链式协同的创新应用体

系，贯通产业链数据流、信息流和业务流，打造适用于核电高质量发展的新型能力。重点建设核电工业互联网基础平台，以工业互联网基础平台为底座，围绕研发设计、装备制造、工程建造、生产运营等环节开展数字化应用，打通核电各环节数据链，充分发挥核电海量数据要素作用，实现核电全生命周期数据作为生产要素的互联互通、共建共享等模式创新，满足核电厂生产运营、集团管理决策、政府行业监管等智能化发展需要。

7. 建设核电大数据平台

面向核电行业监督管理和生产运营需求，按照数据共享开放的原则，基于核电统一的数据标准和规范，分层级建设国家级、集团级、核电厂级核电大数据平台，打通数据孤岛，实现数据收集、价值挖掘、信息监控、质量监督和信息报送等功能。

8. 开展档案数字化建设

开展数字化档案“四性”研究，确保数字档案的真实性、完整性、可用性和安全性；建立电子档案长期保存机制和措施，推动档案“单轨制”建设；强化核心业务管理，加强硬件配置，建设档案信息采集系统、资源管理系统、资源利用系统等应用系统；加快存量档案的数字化，实现增量档案的电子化；延长档案价值产业链，推进档案数字化服务体系建设。

9. 完善网络安全保障

制定核电厂网络安全、计算机软硬件安全等标准，开展安全检测与评估、网络安全防护、实时安全监测等工作，推动网络安全监管体系建设，全面提升核电厂网络安全防护水平。同步开展数据安全防护技术和管理措施的研究和应用，确保数据的可用性、完整性和保密性。



（三）研发设计

10. 开展数值反应堆研究

采用先进数值模拟技术及大规模并行计算技术，依托高性能硬件平台，研发数值反应堆，基于反应堆堆芯燃料棒尺度的核-热耦合计算，分析燃料棒层级的安全裕量，并由堆芯尺度高保真模拟向微观、介观尺度及系统尺度高保真模拟拓展，建立反应堆实体的多物理、多尺度高保真数值模拟，支持新型号堆芯研发与设计验证。

11. 开展核电厂智能化研究

按照确保安全、先进适用、全面评估、逐步推进的原则开展核电厂智能化研究和源头设计，实现自动控制和少人值守的目标。研发自动装换料设备，智能仪表、阀门等现场层的智能化设备，开展智能监测诊断系统设计，提升核电厂的智能化水平；加强控制系统智能化研究，先期以核能小型化堆为研究对象，重点聚焦自动启停、先进控制算法、机组重要设备及系统控制优化等相关内容的研究，后期研究成果逐步推广至核电厂；提高人机交互系统的智能化水平，配备操作员智能支持系统，减少人因失误，提升核电安全运营水平。

12. 建设数字化设计验证体系

建设基于统一数据中心，集成二三维设计和计算分析软件的数字化协同设计体系，加强多专业、多领域的设计协同和数据集成，实现数字化的工程设计、智能化的计算分析、可视化的结果呈现。以虚拟仿真平台、主控室和就地仿真环境为载体，建设数字化验证平台，模拟核电厂各类运行和事故工况下结构、工艺和控制系统的响应和处理，为设计电厂的总体性能、仪控逻辑、运行规程、主控室人机接口等提供验证支撑。

13. 开展全领域三维设计

推进全领域三维设计，开展基于模型的系统工程（MBSE）设计研究，搭建基于统一三维模型引擎的三维协作平台，实现布置、建筑、设备三维模型调用与转化；开展三维模型数据配置管理，满足核电厂三维模型交付要求；基于虚拟现实/增强现实等技术，实现核电厂三维全景空间与真实环境的一一映射，构建核电厂数字孪生；利用三维虚拟仿真技术，开展人员培训、高风险作业模拟、应急演练仿真等。

14. 开展数字化退役技术研究

开展数字技术赋能核电退役技术研究，在核电厂设计环节即从便于延寿和退役的角度进行考虑，基于设计三维模型结合后期生产数据不断丰富完善核电厂模型；开展仿真平台和辐射可视化研究，结合电厂三维模型和辐射分布，实现退役方案的规划。

（四）装备制造

15. 建设设计制造协同体系

在核电设计单位和设备制造单位之间，搭建设备设计制造一体化协同平台，打通设备模型和数据接口，实现设备模型和数据的传递和共享。制造单位基于设计单位交付的三维模型，直接进行工艺仿真与加工制造。在产品设计和制造阶段并行考虑产品运维需求，开展配套设计和制造，将含有设计和制造信息的设备模型有效传递至工程建造和生产运营环节，实现设备的全生命周期管理。

16. 建设设备制造智能工厂

建设核电设备协同制造体系，设备制造单位将设计单位提供的集成设备进行产品工艺界面划分至不同的内外部制造企业进行生产，并通过质量管理协同、供应链管理协同、生产协同等协同系统，完成产品的数字化智能化工艺、仿真、制造和检验，形成产品结构化的交付数据包。



（五）工程建造

17. 开展数字化工程管理

以工程管理信息系统为基础，汇聚工程建设数据信息，以项目进度可视化、物联网、虚拟现实、轻量三维模型等运用实例，开展可视结果呈现、智能数据分析和辅助决策支持，支撑工程的智慧化管理。建设智慧工地，充分利用数字新基建和物联网、区块链、BIM、AI、大数据等数字技术对核电建设现场“人机料法环”等各关键要素进行实时、全面、智能的监控和管理，实现人员定位、VR 安全教育、智能环境监测、质量管理影像记录、吊钩可视化等场景应用，强化项目安全和质量管理能力、防造假能力，提升项目现场施工管理的水平和效率。

18. 创新数字化施工技术

加速数字技术和核电现场施工技术的融合，开展自动焊接机器人、焊接变形仿真、智能无损检测等智能施工工具的研发和应用，通过施工技术的创新和施工工具的革新，有效提升现场施工的数字化、智能化水平，保障核电高质量建设。

19. 推进数字化交付

面向核电业务需求，明确数字化交付方式与数据范围，建设统一数据模型和架构的数字化移交平台，开展 EPCS 数据整合、数字电厂交付模型建立等工作，并基于交付标准规范和数字化移交平台开展数字化交付在核电运营期的场景应用。

20. 开展智能监测诊断和寿命管理

结合数字技术和故障失效机理分析，开展设备健康管理研究并建设智能监测诊断系统，实时监测系统、设备、重大危险源等可能导致电厂风险发生变化的信息，实现重要系统、关键设备故障的早期预警，优化

维修策略，开展预防性维护。开发设备老化状态监督、材料老化行为分析、剩余寿命预测、构筑物可靠性评估等寿命管理应用，提升设备寿命管理水平。

21. 建设智能巡检和监视系统

以巡检和监视智能化为目标，在机组现有运行数据基础上，基于图像采集设备，针对重复工况、危险工况、恶劣环境，应用非介入式智能探测器、特种智能机器人等装备开展智能巡检和监视，逐渐代替现场人员，提高巡检、作业的智能化水平。

22. 开展核电厂生产数字化管理

建设核电厂数字化生产流程系统，探索核电厂生产管理系统、运行隔离系统、数字化运行规程、数字化技术规格书的关联，开发移动端应用 APP，实现各类工单标准化流程管理和数字化成本管理；开展智慧水务、智慧仓储、智能经验反馈等数字化应用建设；开展生产管理数据统计分析，研究面向电力市场的电力营销管理，实现核电厂管理优化和精细化，为生产运营智能决策提供支撑。

23. 开展智能化大修管理

建设数字化大修指挥中心，利用数字化检修工作包、4D 大修管理、5G 等先进移动通信等技术，实现大修管理信息展示可视化、生产活动中监控、检修过程智能化管控，以及外部专家大修远程支持。

24. 加强核电厂智能安全管理

结合三维可视化、人员定位、图像识别、电子围栏、智能穿戴设备、物联网等技术，精准监控人员行为和工作流程，对错误操作进行限制并提示，加强防人因失误管理和辐射安全防护。研发智能化监控系统对电厂现场生产安全情况进行全范围、全过程监控，加强生产现场安全管理。



25. 研制智能机器人

研制高辐射、复杂环境和人员不可达条件下的特种作业机器人和智能化工器具，用于高辐射区域环境监测、水下修复、冷源维修、堆外核探测器更换、压力容器内壁爬行视频监控、设备及管道破损情况监测等。

六、保障措施

（一）政策指导

国家有关部门出台核电数字化转型指导意见，分阶段研究制定核电数字化转型实施方案。行业协会和各核电集团根据数字化转型指导意见和实施方案，集合内外部优势资源，开展标准体系建设、基础性研究、自主化发展、成果产业化创新、数据共建共享等方面的工作，形成协同效应，实现协同创新。

（二）统筹协调

成立跨集团核电数字化转型专项工作组，加强统筹谋划和研究指导。工作组定期组织研究数字化转型发展过程中的重大问题，协调任务安排，协同推进、优势互补，推动重点任务落地和目标的实现。通过建立协调机制，消除行业“藩篱”，以适度的开放共享方式创新培育“大协作”的生态体系，助力实现生态级的数字化水平。

（三）专项支持

设立科研专项，支持核电数值反应堆研发，加强核电设计、计算分析等核心软件自主化开发，以及软件开发过程中基础试验设施建设，如整体试验台架、破前漏（LBB）试验台架，建立统一的核电软件验收取

证标准等核电数字化新型基础设施建设和重大共性问题研究，充分发挥我国大科学研究优势，统筹国内相关资源协同攻关，促进重大成果产出。

（四）统一标准

统一组织开展核电数字化转型标准体系建设，建立行业数字化转型评价指标体系。形成适用于不同技术路线的核电数字化转型业务标准、规范和评价指标体系。统一数据标准和模型，满足数据采集、汇聚和开放共享要求，同时加速数字化转型与质量管理、网络安全、核安全等标准体系的融合。

（五）强化组织

各核电企业加强数字化转型组织领导，完善组织体系，明确推进主体。建立“一把手”负责制的数字化转型领导工作小组，统揽企业数字化转型工作，研究决定数字化转型路线图及关键工作，协调解决转型过程中的重大问题。打造高素质高水平的数字化转型团队，设立如首席数字官等掌握新技术、洞悉新业务、管理新模式、保障新规则的数字化领军人才。保障数字化预算投入，加强考核评价，将数字化转型推进情况和发展水平作为考核评价依据纳入企业年度考核。

（六）人才保障

加强数字文化建设，完善配套创新机制，激发创新活力，培养数字化转型的创新专业化工作团队。探索高效灵活的人才引进、培养、使用、评价、激励和保障政策，有计划、有步骤地对各级核电专业人才开展系统地数字技术培训，培养和储备具有创新意识、既深谙核电专业知识又精通数字技术的管理和技术人员。