

核电清洁不经济 如何在电力市场立足？



核电和高铁同为“国家名片”，但二者目前的发展境遇迥异。

相比于飞速建设的高铁，核电已三年无新项目获批，更严重的是，核电的价格竞争力正面临前所未有的挑战，且短期内难见好转迹象。

国家发改委日前发布通知，明确了目前全球技术最先进的三代核电首批项目——广东台山核电一期、浙江三门核电一期、山东海阳核电一期的上网电价。但从三个项目0.4350、0.4203、0.4151元/千瓦时的上网电价看，作为未来我国新增核电装机的主力，三代核电的电价远高于水电、煤电，接近风电、光伏等新能源。然而，风电、光伏发电成本正在快速下降之中，预计明年上网电价将与煤电相当。换言之，即使与新能源相比，核电也将不再具备价格竞争力，成为我国主要电源中最贵的品类。

三代核电首批项目电价“落锤”当天，中国核能行业协会在“中国核能可持续发展论坛”上发布的《我国三代核电经济性及市场竞争力研究报告》（以下简称《研究报告》）指出，三代核电的安全要求更高、投资大、建设工期长，其经济性及市场竞争力已成为阻碍我国核电发展的重要因素。但据记者了解，面临发展困境的不止三代核电，而是整个核电行业。

01 “核电安全冗余度越来越大，无形中抬高了设备制造、核电机组建造和运行成本，使核电的市场经济性面临日趋艰巨的挑战”

《研究报告》预计，首批三代核电——AP1000及EPR项目的上网电价均在0.50元/千瓦时左右，明显高于国家发改委确定的0.42元/千瓦时左右的上网电价水平。

中国核能行业协会专家委员会政策研究组组长黄峰在《研究报告》发布会上表示：“我国核电上网电价根据当地煤电标杆电价核定，随着各地煤电标杆电价的降低，核电机组上网电价也在不断下降，目前大部分核电机组的上网电价已低于2013年核定的0.43元/千瓦时的标杆电价。所以，这加大了现役核电机组的财务压力。”考虑到《研究报告》预计的上网电价和国家发改委实际公布的上网电价之间的差距，新投产的三代核电首批项目将面临更大的经营压力。

电价是电源经济性的直接体现，核电电价缘何如此之高？

据介绍，首先是因为电站建设的误工。公开信息显示，2017年全球在建的55座核反应堆中，60%面临工期延误和预

算超支，其中三代核电项目更是“重灾区”——芬兰和法国的EPR项目、美国和中国的AP1000项目，均出现了不同程度的预算超支和工期延误。

对此，《研究报告》指出：“三代核电AP1000依托项目和EPR项目都是全球首堆，设计设备验证周期长，加之设计变更、工期延误，导致工程费用大幅增加，造价超概算严重。”

除了工期延误，中电联专职副理事长魏昭峰认为，不断提高的标准，也导致了成本增加。“制造工艺复杂程度不断提高，材料标准要求不断提升，以及核电常规岛部分标准远高于煤电建设标准等情况，导致核电安全冗余度越来越大，无形中抬高了设备制造、核电机组建造和运行成本，使核电的市场经济性面临日趋艰巨的挑战。”

受访专家普遍反映，上述工期延误、标准提升等因素共同导致了核电造价攀升，进而推高了核电的成本电价。

电规总院和水规总院日前发布的《2016—2017年投产电力工程项目造价情况》显示，我国5个百万千瓦级二代改进型核电项目平均造价为12038元/千瓦，11个常规水电项目造价为9352元/千瓦，41个火电项目为3593元/千瓦，而风电和光伏发电分别为7587元/千瓦和7406元/千瓦。核电已经“输在了起跑线上”。

02 “中国经济和电力供求关系进入新常态，竞价上网、限制上网电量等措施的实施，降低了核电利用小时数，影响了企业的经济效益”

投资成本不占优势的核电，也面临着2015年开始的新一轮电力市场化改革的冲击与考验。

国家能源局副局长刘宝华指出：“核电行业要增强成本意识和市场意识，主动适应电力市场化改革要求，降成本、补短板，提高发展质量和效益，在市场竞争中发展壮大。”

但据记者了解，核电在市场中的表现并不尽如人意。近年来，随着电力工业进入新常态，电力消纳“症”日渐凸显，核电也结束了满负荷运行、发电量保障性消纳的历史。

2015年，全国核电平均利用小时数同比下降437小时，中国核能行业协会当年年底首次披露，辽宁红沿河核电因消纳问题导致降功率运行、停机停堆。2016年一季度，辽宁、福建、海南等地的核电项目均出现消纳问题，当年全国核电设备平均利用率首次跌破80%。2017年，消纳“症”范围扩大至广西等地，全年核电设备平均利用率仅为81.14%。

发电利用小时数的大幅下滑的同时，核电电价也同步出现明显下降。

2017年6月，广西电力交易中心在全国首次将核电纳入电力直接交易，交易电价低于核电标杆电价。当年，广西防城港核电超过七成的电量通过市场交易消纳。2017年8月，福建省物价局明确宁德和福清核电的7台机组执行三个档级上网电价，新投产机组电价比全国核电标杆电价低0.058元/千瓦时。2017—2018年供暖季，辽宁红沿河核电以0.18元/千瓦时的上网电价参加辽宁省供暖电力交易。2017年，核电企业全年拿出的市场电量普遍在20%左右，个别省份接近50%。

对此，魏昭峰表示：“中国经济和电力供求关系进入新常态，竞价上网、限制上网电量等措施的实施，降低了核电利用小时数，影响了企业的经济效益。”

03 “随着后续设计固化与优化、设备国产化、建造标准化，近期批量化建设的三代核电项目造价可大幅降低”

面对不断提升的安全要求和竞争激烈的电力市场，核电如何实现可持续发展？

中国工程院院士叶奇蓁指出：“核电企业需加快适应进一步开放竞争的电力市场的新要求，从技术改造更新、降低造价、提高安全运行能力等各方面积极采取应对措施。同时，三代核电批量化、规模化建设，将推动其经济性持续提升。”

“首批三代核电项目因新技术研发及示范的各种代价等原因，建设成本和单位造价明显高于二代改进型核电。随着后续设计固化与优化、设备国产化、建造标准化，近期批量化建设的三代核电项目造价可大幅降低，远期规模化建设后的三代核电项目在单位造价和上网电价上能够逐步接近二代改进型核电的水平。”叶奇蓁说。

记者从业内人士处了解到，从目前三代核电建设情况看，AP1000和EPR的单位造价大约在6000—7000美元/千瓦，俄

罗斯的三代核电VVER约在4000美元/千瓦，中国自主三代技术“华龙一号”预算造价不到2500美元/千瓦。另外，《研究报告》也显示，1994年投运的大亚湾核电站1、2号机组建成价为40.7亿美元，按当时汇率折合人民币造价为17483元/千瓦。但随着岭澳二期、宁德、红沿河、阳江、福清、方家山、田湾等二代改进型项目国产化率不断提高，单位造价已降至约12000—13000元/千瓦。

黄峰也表示，按现行的核电电价条件测算，近期批量化建设的“华龙一号”、CAP1000三代核电上网电价将在0.43元/千瓦时左右。

《研究报告》预测，远期规模化建设的三代核电机组成本电价有望降低至0.40元/千瓦左右，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。

04 “核电企业需要采取切实有效措施，加强经验反馈，通过技术创新和管理创新，提高核电经济性和市场竞争力”

针对有效保障和提升三代核电经济性，《研究报告》建议：确保三代核电机组带基荷满发运行、完善三代核电电价形成机制、科学把握核电发展节奏、核电企业降低三代核电的投资和运维成本。尤其要在保障三代核电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。

而具体到操作层面，多位参会企业代表认为，在政策护航的前提下，核电降本增效的关键，在于技术和管理上的持续创新。

“核电企业需要采取切实有效措施，加强经验反馈，通过技术创新和管理创新，提高核电经济性和市场竞争力。”中核集团总经理顾军说，如不断优化改进系统设计方案、降低关键设备的制造成本、缩短核电项目的建造周期等。

据华龙国际核电技术有限公司总工程师咸春宇介绍，通过优化运行参数、优化专设安全系统配置、优化应对设计扩展工况措施、优化电源配置、安全壳双层变单层等技术创新后，经初步测算，可有效提升“华龙一号”经济性，节省超过5%的工程造价。

另外，华能集团核电事业部常务副主任张东辉还表示：“投资必须要有效益、发展必须要市场。未来核电产业能否大规模良性发展，除了核安全这个‘一票否决项’之外，还必须顺应电力市场化发展趋势，参与竞价上网和辅助服务。”（朱学蕊 赵紫原）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/137970.html>