

增量配网与省级电网企业结算不畅,政府文件也回避了这一核心问题。若输配价格分开核算不能提上日程,增量配电改革仍将处于停滞状态——

价格机制“卡”住增量配电改革

■ 本报实习记者 赵紫原

受压力。西北地区某增量配电网企业主感叹:“我们是存量项目‘转正’而来,迈过一道坎紧接着又来一道,按目前增量配电网价格机制,全行业面临‘夭折’风险。”

“电网属于长期投资,如果单从配电网价格角度考核配电网的投资收益,那么即使是电网企业的新建项目,前几年也难盈利。”北京先见能源咨询有限公司董事长彭立斌表示。

对此,大部分接受采访的增量配电网企业主一致认为,他们并非急功近利想赚快钱,一旦不盈利就“哭穷”,而是想改变当前的窘境,首要的就是解决增量配电网与省级电网的结算问题。

“增量配网到底是网还是用户?基本电费到底该如何缴纳?”

增量配网与省级电网结算,基本电费是重要组成部分。重庆市配售电行业协会秘书长陈曦介绍,在我国电价制度中,主要针对大工业用户实施两部制电价。其中,一部分是基本电费,用于分摊部分固定成本,相当于安装电话的“座机费”,另一部分为电度电费。

对于目前基本电费的缴纳方式,国家发改委2017年底印发的《关于制定地方电网和增量配电网配电网价格的指导意见》(以下简称《意见》)就明确,“配电网可根据实际情况,自主选择‘分类结算’或‘综合结算’与省级电网企业结算。”北京先见能源咨询有限公司副总裁沈贤义表示,当前已正式运营的增量配

网和省级电网多以“综合结算”为准,即把增量配电网看作用户;部分地区采用“分类结算”方式,但各地出台的配电网价格机制中缺少具体配套措施,暴露出诸多问题,如居民和农业用电没有价差、基本电费收费超过大工业用电等。

那么,增量配网该如何缴纳基本电费?“按常理,用户将基本电费给增量配网企业,再由增量配网与省级电网结算。由于两者均投资了部分电力设施,基本电费的收益由双方共同分成。但大部分政府文件并未明确基本电费的分摊机制。实际执行中,大量增量配电网企业不得不将收到的基本电费悉数上缴。”陈曦说。

业内人士认为,基本电费的两种结算方式,一个把配网当用户,一个暴露诸多短板。但不管哪种结算方式,鲜有地方政府出台明确政策,导致现行缴纳方式下的增量配网经营雪上加霜。

北京鑫诺律师事务所律师展曙光告诉记者:“部分试点地区,园区内配电网80%由业主自己筹建的,也要全部缴纳基本电费。以新疆2021至2022年大工业配电网为例,假设配电网220千伏进线,35千伏出线到用户。经测算,若输电网全额缴纳基本电费,配网每售出一度电则亏损0.013元/千瓦时。”

“输配电价分开核算提上日程,增量配网改革才能有实质进展”

上述《意见》明确了“配电网与省级

电网具有平等的市场主体地位”,那省级电网企业是如何缴纳基本电费的?

对此,展曙光介绍:“交叉补贴导致输配电价格变化,在电网内部输配不同的情况下,内部收支调整‘肉烂在锅里’,其整体收入没有实质影响。但增量配网成本是清晰的,仍然采取老一套,明显会出现各种‘水土不服’。”

除了提升电网企业效率,增量配网还肩负着自下而上推动电网成本监审的使命。华东地区一位增量配电网企业主告诉记者:“从实践结果看,试点项目并没有倒逼输配电价分开核算的‘能量’,还需要国家层面自上而下统筹,将试点项目作为辅助,否则现行政策只是‘隔靴搔痒’,不能改变当前停滞不前的局面。”

据记者了解,除省级电网外,还有很多地方电网,即趸售电价区,也面临法律地位不明确的问题。上述西北地区增量配电网企业主表示:“因接入电源受阻,趸售区发展也受限。增量配网现状远不及趸售区,大家都急切盼望《公平开放电网管理办法》及《网间结算管理办法》出台,还增量配网、趸售区公平的法律地位。”

该业主直言,增量配网改革不畅,一定程度上影响了政府招商引资和新能源消纳。“相比输配分开‘高难度动作’,增量配网接入电源相对容易,尤其接入新能源对缓解弃风弃光、达到‘碳中和’目标具有重要意义。所谓‘招商引资’,即产业项目在供电营业区内落地,带动经济和社会发展的。不论什么电都接不进配网,自然也没有用户愿意入驻。增量配网发展的两头都被‘堵’住了,确实很难!”

改革政策要打准“七寸”

■ 赵紫原

自2016年《有序放开配电网业务管理办法》(发改经体〔2016〕2120号)发布以来,增量配电改革拉开帷幕已近四年。期间,国家发改委、国家能源局分五批次共明确了459个试点,引来各路资本。前四批试点中,仅一半确定招标方式,仅三成取得电力业务许可证,真正落地的项目少之又少。对此,不少人开始唱衰增量配网,称其为本轮电改的“鸡肋”;也有人感叹,被资本热捧的增量配网面对电源难接入,通了电又要赔钱供电的窘境,如何才能服务和抓住用户?

近年来,国家先后下发20多份文件推进增量配电改革,但进展依然缓慢。可以说,政策虽多,却未真

正打到增量配电改革的“七寸”,即价格机制。

按照输配一体核价,配电网企业的经营水平和能力无法真实体现,因此在增量配网试点加速扩围的同时,应将输、配电价分别核定纳入议事日程。而目前,地方政府对“基本电费”含糊其辞,市场主体在争论扯皮,监管部门对输配电价分开核算也并无着墨。对市场而言,需要以独立、合理的输配电价格为地基,明确增量配网与省级电网具有平等的市场主体地位,以此摆脱增量配网被当作“大用户”的尴尬,并释放真正的改革红利。

电网属于长期重资产投资,投资增量配网并非各路资本的“智商税”,也不是急功近利赚快钱,而是看准了增量配网的长期潜力,在电改和混改

“双重光环”加持下,打造具有竞争力的新兴能源企业,培育新的市场力量。

增量配网试点政策的初衷,在于提高现有电网的运行效率,是我国电力工业发展新阶段的必然要求。当下,我国第三产业和居民用电增长迅速,以电动汽车为代表的电能替代方兴未艾,而且将配电网作为平台的分布式发电、多能互补等新业态也要求配网在安全可靠基础上,具备更高的灵活性和智能性。很明显,增量配网改革是助力新业态发展的一剂“良方”。

打蛇打七寸,挖树先挖根。增量配网试点政策是我国经济发展转换新动力、电力工业转型升级的重要政策,要以“钉钉子精神”持之以恒、坚定不移地持续推进,尤其要盯准“七寸”对症下药,切记隔靴搔痒、因噎废食。



电力观察

“给条活路吧!”“不知道还能撑多久。”近日,谈及增量配网改革的前景,很多增量配网企业主向记者大倒苦水。

电网由输电线路和配电线路组成,前者是将电能从发电侧输送至变电站,相当于“动脉血管”,后者将电能从变电站输送至用户端,类似“毛细血管”。电改“9号文”一经发布,电力市场化“哨声”吹响,增量配网一度备受资本追捧。然而,肩负提升电网效率重任的“鲑鱼”,非但未达到预期,如今反而广遭诟病:“增量配网改革难道要热热闹闹开幕,冷冷清清收场?”

记者了解到,当前困扰增量配网改革的诸多问题中,最核心的问题在于价格机制,而其焦点又集中在“基本电费”上,即增量配网与省级电网公司如何结算?增量配网是否需要缴纳基本电费?输配价格分开何时能实现?

“并非急功近利想赚快钱,而是全行业面临‘夭折’风险”

华北电力大学国家能源发展战略研究院11月发布的《2020年增量配电网发展白皮书》显示,四年来,全国分五批次明确了459个试点,在前四批404个试点中,只有202个试点确定招标方式,250个试点确定业主,118个试点公布股比,150个试点确定供电范围,138个试点取得电力业务许可证(供电类)。增量配网改革试点进展缓慢。

2016年11月,辽宁大连市“瓦房店市增量配电网业务改革试点”纳入首批试点项目。2017年,民营企业辽宁绿源配售电有限公司(以下简称“辽宁绿源”)获得该试点建设运营权。

辽宁绿源董事长陈建告诉记者:“项目迄今已累计投入近4亿元,应该说是举全公司之力响应改革号召。如今项目建成了,却因增量配电网和电网企业的结算问题,处于完全停滞状态。园区内4家中资企业、一家外资企业等着用电,增量配网承担保底供电的社会责任也打了‘折扣’。”

地方国资控股的增量配网项目也备

中国电煤采购价格指数(CECI)分析周报显示——

电煤保供控价仍需加码

核心阅读

11月26—12月4日,CECI沿海指数5500大卡、5000大卡现货成交价分别为634元/吨、577元/吨,分别比上期上涨12元/吨、14元/吨。中电联分析称,从样本情况看,市场价格严重脱离市场实际情况,高价格抑制了下游电厂的采购积极性。

本报实习记者赵紫原报道:中电联12月7日发布的中国电煤采购价格指数(CECI)分析周报(2020年第39期,以下简称《分析周报》)指出,11月26—12月4日,CECI沿海指数5500大卡、5000大卡现货成交价分别为634元/吨、577元/吨,分别比上期上涨12元/吨、14元/吨。中电联分析称,从样本情况看,市场价格严重脱离市场实际情况,高价格抑制了下游电厂采购积极性,电煤保供控价仍需加码。

中电联此前发布的《2020年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》也指出,中国电煤采购价格指数(CECI)曹妃甸指数)显示,前三季度各期5500大卡现货成交价波动范围为464—608元/吨,9月底市场电煤价格已超过600元/吨,进入“红色区间”。

2017年11月,中电联发布中国电煤采购价格指数——CECI沿海指数,被国家发改委纳入2018、2019年度电煤中长期定价体系。截至目前,CECI指数体系

覆盖了国际国内两个市场,反映历史价格和价格预期两种价格,并具有周指数和日指数两种表现方式,即上述四个价格指数。

进入四季度以来,国内电煤价格一路看涨。10月29—11月20日期间的《CECI指数分析周报》指出,北方港煤炭库存持续偏低,但市场价格高位上涨后盘整;11月19—11月27日期间,电煤价格依然高位上涨,保供控价压力犹存。

《分析周报》显示,煤炭主产区再迎降雪天气,供应偏紧格局持续,库存低位运行,坑口煤价继续稳中上探。大秦线调运量维持高位水平,但下游需求相对较好,港口库存回升不及预期,优质低硫煤资源短缺;江内几大港口库存也降至今年新低。

煤炭行业分析人士指出,受近期发生重大煤矿安全事故影响,全国煤矿安监形势严峻,主产区部分煤矿年度生产任务接近完成,继续增产困难;且部分煤

矿为保安全,有所减产,供给整体仍偏紧,带动坑口煤价继续上涨。另外,恶劣天气时有出现,产地生产增量有限,供应吃紧,而煤矿拉运依旧强劲,坑口价格难见松动。

《分析周报》指出,沿海地区气温骤降,电厂日耗上涨至今较高水平,带动下游部分电厂补库节奏开始加快;非电行业生产需求旺盛,北方港煤炭资源较为紧张;期货价格上涨带动现货价格高涨,期货套保又加剧了现货短缺,煤炭市场严重扭曲。

另外,进口煤严格管控政策对终端用户进口煤采购影响依然显著。《分析周报》称,前一周东北电煤保供新增进口电煤到港,带动进口煤样本量有小幅增加,但总体水平也远低于上半年平均水平。后期随着进口煤增量逐步落地,将对有效补充国内煤炭供给、抑制煤炭价格高位上涨发挥一定作用。

《分析周报》预测,未来一段时间,工

业生产仍处于旺季,北方供暖季、电力及热力负荷需求将继续提升;水电出力季节性回落,火电生产及电煤消耗需求仍将持续处于较高水平,电煤市场总体供需两旺。国家层面高度重视增产保供工作,将力保今冬明春供电供暖用煤需求和能源安全。“临近年底,产地增产难度较大,且安全检查进一步趋严,北港库存偏低,优质低硫品种较为紧缺;进口煤增量到港仍需一定时间,迎峰度冬前期电煤保障仍有一定压力。期货市场炒作下严重扭曲了现货市场,市场价格高位回落较为困难,需更多政策落地才能有有效平抑市场价格上涨。”

中电联建议,电力企业需密切关注气候变化、安全突发事件,以及政策变化对市场的影响,稳健市场操作,警惕恶意炒作,加强行业自律,理性开展短期电煤采购,保证电煤库存合理水平和科学库存结构,为做好冬季电力热力生产供应及稳定价格提供坚强保障。

关注

国家发改委、国家能源局:优化峰谷分时电价

本报实习记者赵紫原报道:国家发改委、国家能源局近日印发的《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》(以下简称《通知》)指出,峰谷差价作为购售电双方电力交易合同的约定条款,在发电电两

侧共同施行,拉大峰谷差价。峰谷电价也称“分时电价”,我国从上世纪90年代开始应用于工商业用户,按高峰用电、低谷用电、平段用电分别计费,以刺激和鼓励用户主动改变消费行为,达到削峰填谷的目的。

国家发改委2018年发布《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》,明确支持省级价格主管部门可在销售电价总水平不变的前提下,建立峰谷电价动态调整机制,进一步扩大销售侧峰谷电价执行范围,合理确定并动态调整峰谷时段,扩大高峰、低谷电价价差和浮动幅度,引导用户错峰用电。

随着电力体制改革深入推进、新能源大规模并网,峰谷电价调整逐步提上日程。

上述《通知》指出,交易双方签订分时合同时,可约定峰谷时段交易价格,也可参考上一年平均交易价格确定平段电价,峰谷电价基于平段电价上下浮动。上下浮动比例由购售电双方协商确定,也可执行政府主管部门推荐的相关标准。市场初期,为保证市场平稳健康有序,各地政府主管部门可根据需要制定分时段指导价,指导价的峰谷差价应不低于已有目录电价的峰谷差价。

记者获悉,《通知》印发不久前,山东省发改委曾下发《关于山东电网2020—2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》,对现行工商业及其他用电峰谷分时电价时段进行优化。甘肃省发改委也发出通知,从2021年1月1日起调整甘肃销售电价优化峰谷分时电价政策。浙江、湖北也陆续发布最新峰谷电价规则,峰谷价差拉大的同时,峰谷电价时段都有调整。

今年10月20—22日,山东开展最新一期现货市场调电试运行。运行结果显示,原本是峰段时期的上午,现货电价却跌至低谷;而原本是谷段时期的晚间,现货电价却出现了高峰,价格倒挂现象突出。同为电力现货试点区的甘肃,也出现了类似现象。

缘何调整峰谷电价?有业内人士分析,现行峰谷电价是“统购统销”背景下设计的,只考虑了用户移峰填谷,并未动态考虑供需变化。过去负荷曲线有较强周期性,但现在系统内不可控的新能源装机越来越多,原来所谓峰谷已经发生变化,传统峰谷定价或朝不利于系统运行的方向激励用户。

也有业内人士预测,一方面,通过执行峰谷电价,工商业、大工业用户可主动通过调整生产班次、改进工艺,将可转移的高峰电费负荷移到了谷段和平段,降低用能成本。另一方面,拉大峰谷电价差后,或有利于用户侧储能发展。

现货市场信息披露办法出台

本报实习记者赵紫原报道:国家能源局近日印发《电力现货市场信息披露办法(暂行)》(以下简称《办法》),提出建立健全现货市场信息披露机制等有关要求。

为进一步深化电力体制改革,还原电力的商品属性,我国在南方(以广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等8个地区开展电力现货市场建设试点。目前,8个现货试点地区已启动结算试运行,部分试点地区完成多月长周期连续结算试运行。

国家能源局表示,为更好实现市场配置资源的决定性作用,进一步提升信息披露能力,不断规范现货试点地区信息披露方式、范围、内容等,形成《办法》。

《办法》明确了信息披露内容,即按信息公开范围,将电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。对市场运营机构、各类市场成员分类列出需要披露的信息内容,覆盖了市场主体准入、退出、报价、结算等现货市场交易全环节、全流程。考虑市场建设不断深化,允许市场成员申请扩增信息。

《办法》指出,国家能源局派出机构对市场成员相关信息披露行为进行监管,组织专业机构对信息披露总体情况进行评价并公布。对于违法违规行为,按照有关规定采取监管措施。

(赵园)