

增量配电改革的浙江经验

■周震宇

增量配电改革是电力体制改革的重要组成部分。自2016年8月启动以来,国家先后组织了5批试点,在我国电力发展和电力改革史上留下了浓重的一笔。浙江积极参与了国家增量配电改革,在改革中探索增量配电网发展的客观规律,在实践中摸索增量配电网建设的有效途径,并取得了丰硕成果。浙江永强、小港、彩虹三个纯民营增量配电网在改革中脱颖而出,站稳了脚跟、开创了局面,初步证明了增量配电网改革的科学性、可行性。笔者基于浙江增量配电网改革的探索和实践,对改革的经验与教训做一总结。

三个有赖于

改革要取得突破,有赖于国家的支持。改革免不了斗争,国家对地方增量配电网改革方案、措施的支持,可以极大增强地方工作的权威性、有效性,是地方推进改革的强大后盾。浙江的增量配电网改革就得到了国家发展改革委体改司、国家能源局电力司的极大支持。特别是当利益集团提出似是而非的质疑时,国家旗帜鲜明地表态认可浙江的观点,为浙江深化改革创造了很大的便利。反之,当《关于开展第五批增量配电网业务改革试点的通知》印发之后,全国增量配电网改革陷入低潮。这也从侧面证明了国家支持的重要性。

改革要取得突破,有赖于各省自己的努力。改革不是请客吃饭,改革是对利益的调整,免不了遭遇利益集团的反对。只有省一级出面推进改革,全面掌控改革的节奏、方式,才能抵制利益集团的干扰,改革才能取得成功。为了推进改革,浙江由省发展改革委直接主导增量配电网改革试点申报、增量配电网规划编制、区域划分、业主核定、公司组建等关键环节。实践证明,没有省级以上的权威,就很难与利益集团抗衡。当然,需要看到,承担具体工作的是具体的人,需要选配业务能力强的干部从事改革工作。而很多时候,随着负责改革工作同志的更换,改革往往会戛然而止,殊为可惜。

改革要取得突破,有赖于民企的坚持。改革看民企,民企才是增量配电网最坚定的拥护者、参与者。浙江探索了增量配电网业主各种组成形式,实践证明,目前只有民企100%控股建设运营的增量配电网才取得了成功。

正视三方主体的复杂性

改革要取得突破,既要争取市县的支持,又不能完全依赖市县。市县的支持当然是项目落地的必要前提。但在实践中,我们也深刻体会到,地方政府由于在供电保障上有所依赖,又缺乏制衡的有效手段,很难抵制住利益集团的游说。将改革重任完全甩手给地方,不仅不能推进改革,反而会使地方陷入进退两难的局面。为此,浙江在推进改革中,始终坚持由省掌握改革的主动权,对地方工作

直接进行指导,有效减轻了市县政府的压力、激发了市县政府的动力。

改革要取得突破,既要支持国企参与,又不能完全依赖国企推进。国企,特别是发电集团,参与增量配电网改革的意愿毋庸置疑。但又要看到,其在业务上受到利益集团的极大制约,缺乏斗争的魄力和勇气,甚至不敢独自承担一个增量配电网的建设。此外,国企习惯于将增量配电网视作一个项目,而不是一个产业或者一项事业,在战略和投资决策上不能正确看待增量配电网改革,也是影响国企进军增量配电网领域的重要因素。对国企主导或参与增量配电网,应积极鼓励、有力支



资料图片

持,也应全面解释、有效指导,但绝不可将改革突破的希望完全寄托于国企,而忽视对民企的帮助。

改革要取得突破,既要团结电网企业,又不能被困住手脚。改革需要电网企业的参与和配合,但不应由电网企业主导改革进程。一段时间以来,电网企业在入股增量配电网问题上表现出无与伦比的积极性,对这种积极性需要高度警惕。浙江的实践证明,只要有电网企业入股的增量配电网,无论建设基础如何,无论合作方是国企还是民企,无论电网企业入股比例多寡,最终都会陷入半死不活的状态。电网企业入股增量配电网,实质是将外部矛盾转化为内部矛盾,但这种转化并不能实质性消除矛盾,反而增加了推进改革的难度。浙江曾发文强化增量配电网法人治理机制,规定增量配电网公司按照《中华人民共和国公司法》的规定,享有独立民事主体资格,享有独立的经营权;各股东方及其上级单位除依法通过股东会、董事会行使权力外,不得干预增量配电网的经营。但即便如此,依然无法扭转局面。

增量配电网的落地之策

浙江推进增量配电网落地的抓手是增量配电网建设发展规划。规划是发改部门的老本行,也是当前实施电网管制的重要手段。浙江已经建立起了完整的电网规

划体系,用于约束电网投资、指导电网建设,并取得了很好的效果。将这一经验应用于增量配电网,同样收到了良好效果。

浙江始终认为,增量配电网与国网之间,只有大小之分,没有轻重之别。各增量配电网建设发展规划由省发展改革委印发,作为增量配电网建设发展的基本依据和电网项目核准备案的规划依据,与国网辖区的电网规划具有同等地位。与驻浙江能源监管部门通力合作,将增量配电网建设发展规划作为供电业务许可的核心要件。而规划的关键在明确覆盖区域、业主组成、电压等级、网架结构、建设项目、增量配电网与国家电网的接口等方面。通过

规划的编制,将增量配电网清晰地展现出来,并处理好与国家电网的外部关系。

增量配电网的生存之道

增量配电网改革的成败取决于增量配电网能否生存下来。如何生存下来,坊间有很多相关的探讨,但大多似是而非。从浙江的实践来看,基于目前的生存环境和电价制度,增量配电网需要在两个方面做出努力。

一是尽可能地提高接入电压等级。增量配电网毕竟是配电网,需要与上级输电网相连。而目前的输电网电价体制无法适应电力体制深层次改革需要是不争的事实。《关于制定地方电网友好配电网配电网价格的指导意见》所罗列的四种定价方法,实质上仍以保障上级输电网输电收入为根本,而目前国网输电网中中高压等级占比过大,留给增量配电网的配电网电价空间相当有限。输电网中存在的工商业用户容量电价也是一个无解问题。国网一直把增量配电网视作一个大工业用户对待,则这部分容量电价等同于全额上缴国网。国网与增量配电网的网间互联结算电价无法在现有输电网电价体制内得到解决。基于这一现实,在无法协商达成网间互联电价的情况下,增量配电网必须尽可能提高接入电压等级,提高配电网电价空间;同时,如网内不含居民用户,建议区分大工业

户和一般工商业用户进行分别结算。浙江3个增量配电网中,永强增量配电网已开通110千伏变电站,小港增量配电网自有2个110千伏变电站,最小的彩虹增量配电网接入电压等级也达到35千伏,在一定程度上弥补了增量配电网的配电网成本。

二是建设必要的分布式电源。增量配电网作为普遍意义上的配电网,与国网一样,承担着电源和用户接入义务。这一点毋庸置疑。浙江在2018年印发的《省发展改革委关于进一步做好我省增量配电网业务改革试点工作的通知》中就明确“允许建设分布式电源、微电网和资源综合利用自备机组,电量在增量配电网内消纳,不得建设增量配电网外电源到增量配电网的专用线路。确有建设必要建设热电厂机组用于供热的,应当符合我省热电产业政策和经省级批复的热电联产规划”。分布式电源、微电网和资源综合利用自备机组不是常规机组,符合国家产业政策。在增量配电网内建设分布式电源,也是分布式机组就近市场化交易试点的最佳场景。而分布式电源特别是分布式光伏,不仅可以降低增量配电网对上输电网的依赖程度,也能带来一定的收益,保证增量配电网的生存。

三个遗憾

笔者全程参与了浙江增量配电网改革,直至2020年第五批试点获批后,方调离岗位。回首4年的增量配电网改革,浙江在探索中初步实践了增量配电网的可行性,但仍有一些遗憾。

一是全社会对增量配电网改革的重视程度依然不高。增量配电网改革或许是电力体制改革中最有突破可能的领域,但从始至终,主要是电力系统内部关注较多,尚未得到全社会的广泛支持。或许是宣传不够,或许是觉得不够宏伟,又或许是改革成果尚未惠及社会,无论是地方领导还是广大企业,都觉得这是一项可有可无的改革,对改革的意义和长远收益认识不清。

二是增量配电网对地方经济社会发展的推动作用尚未展现。增量配电网尚处于改革的初期,现有的增量配电网疲于应付打压和努力生存,尚无余力构建反哺经济社会发展的良好机制,没能展现出改革的强大生命力。

三是增量配电网推进电力体制改革的鲇鱼作用尚未体现。从浙江的实践看,增量配电网在实现分布式电源就近市场化交易上取得了很好的成绩,完全打破了国网的垄断,有效降低了交易成本,提升了系统效率。但在参与电力中长期交易、现货交易和辅助服务交易时都受困于输电网,甚至连正常参与都有很大困难,在推进电力体制深度改革上没能发挥第二电网的作用。

(作者供职于浙江省发展改革委价格处)

■陈艺昕

我国过半的电能来自于煤电,因此电力消费的碳排放较高。终端用能部门的降碳进程离不开电力供应的低碳化发展,而绿电交易的推出,则在供需间搭建起了一条低碳共融的桥梁。

自2015年中央明确提出“管住中间,放开两头”的体制架构后,我国电力市场化改革不断推进。2021年以前,我国对风电、光伏发电实施标杆电价补贴与电网全额收购的扶持政策,电力交易并未涵盖可再生能源发电。2021年6月,根据国家发展改革委的通知,新建的风电光伏发电项目将不再获得补贴,实行平价上网政策。为了通过市场化手段加快新能源的增量建设,加速我国能源消费结构的低碳化发展,绿电交易应运而生。

作为电力市场的一个全新品种,绿电交易于2021年9月正式启动,指电力用户或售电公司与可再生能源发电企业同步开展电力中长期交易和绿证认购交易。在“双碳”目标下,越来越多的企业寻求低碳发展,消费绿电为企业带来的减碳价值推动了这一市场的快速发展,绿电单月交易电量从市场启动之初的2.5亿千瓦时增至目前的61.5亿千瓦时。

推动绿电交易 要找好着力点

优化能源使用结构是企业减碳的一大途径。参与绿电交易意味着企业从消费高碳排放的煤电转向低碳排放的绿电,降低了企业生产耗电所带来的碳排放。相比自建自用分布式风电和光伏,绿电交易的优势在于可以更大规模地使用绿电,企业通过与大型新能源电站交易,可以实现百分百的绿电使用,大幅降低企业的碳排放。

“双碳”背景下,无论是龙头企业为履行减碳承诺,还是上市公司为提升ESG信息披露水平,绿电消费都是企业的优选。目前,活跃在绿电市场的企业包括腾讯、阿里巴巴等科技公司,巴斯夫、宝马等跨国公司,也包括太原钢铁集团、万国数据等企业。

除上述大型企业之外,在全球应对气候变化的大背景下,越来越多的外向型中小企业也需要满足国外客户对绿色制造与产品碳足迹日益严格的要求。绿电的使用可以降低产品的碳足迹,在帮助这些中小企业提升同业竞争力的同时,也减少了因高碳排放带来的贸易风险,并为其带来可观的经济价值。

由于目前国内可再生能源市场化项目占比还较小,且多数集中在西北部地区,企业想要购买绿电需要通过当地电网公司或售电公司帮助对接符合绿电企业,如果本省没有符合条件的绿电企业,还涉及到协调跨省的绿电输送问题,企业因此需要投入较高的人力与时间成本,如此高的门槛导致大多数有意愿参与交易的企业仍在观望。通过跨国企业与工业园区这两个着力点,可以带动更多的企业消费绿电。

比如,在跨国企业的供应链模式中,一些跨国企业在绿电交易方面早有实践,积累了较为成熟的经验。这些企业除了实现自有生产基地的绿电覆盖之外,还可以通过供应链管理对供应商提供绿电交易的帮助。例如,宝马集团通过供应商培训的方式分享绿电交易经验与资源。此举不仅能帮助自身实现产品全价值链碳减排,还能培养更多国内企业绿电消费的能力。

我国90%以上的企业属于中小型企业,这些企业的资金和人力资源与大型企业和跨国企业相比有较大差距。鼓励跨国企业通过供应链管理带动更多中小企业消费绿电,可以有效扩大绿电消费规模。

又如,在工业园区模式中,工业园区承担着地方产业与经济发展的重任,但同时也是能源消耗最集中的区域,园区的低碳属性越来越受到入驻企业的关注,甚至有企业希望通过入园用上平价绿电。已有工业园区敏锐地把握住机遇,通过与供电公司签订绿电采购协议,在打造零碳工业园区的同时满足了入驻企业消费绿电的需求。2022年11月出台的“新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制”的政策,更是为消费绿电的园区企业减少了拉闸限电的风险,保障了企业的正常生产经营。

可见,以工业园区为主体进行绿电交易,可以实现园区与企业的共赢,一方面可减少企业消费绿电的成本与限电风险,另一方面对于园区吸引优秀企业入驻,甚至地方政府的招商引资与经济发展都有重要意义。

绿电交易为企业提供了主动获取低碳电力的选择,在目前的政策下,企业应充分认识并把握绿电消费带来的社会效益与经济效益。在鼓励更多企业参与绿电交易的同时,还需加快解决跨区资源的协同利用与市场信息披露不足等问题,才能进一步释放需求侧各类用能主体的力量,推动我国可再生能源发展,促进能源消费的低碳转型。

(作者供职于自然资源保护协会)

新能源参与现货市场之我见

■周佳伟

新能源“取之不尽,用之不竭”,发挥其绿色、低碳属性助力可持续发展是全人类共同的选择。在“双碳”目标驱动下,《“十四五”可再生能源发展规划》提出了“在‘十四五’期间,可再生能源在一次能源消费增量中占比超过50%,风电和太阳能发电量实现翻倍”的目标。大力发展新能源、推动绿色低碳转型、助力构建新型电力系统需进一步加快电力体制改革,从建立完善的机制角度实现资源配置更加高效,以更加安全、可靠的电网底座为新能源全额消纳保驾护航。

随着技术的迭代升级、成本的下降,以及产业规模效益的持续释放,新能源已具备与传统常规电源相匹敌的价格优势。但随着补贴退坡、平价上网政策的出台,新能源的正向激励逐步削弱,需要寻求新的保障机制。同时,在新形势下,高碳的能源供应结构向低碳转型需要不断增加清洁能源比重,风光等新能源技术成熟、应用广泛,装机量将不断提升。从长远看,电网的基础设施重资产属性对承接高比例的新能源投资配套难以维系,资源得不到有效配置。在现货市场中,基于电力、电量交易的现货市场集中了各种市场主体、各类社会资本,以价格信号机制形成的各类竞争有利于资金从资源侧向新能源发电侧转移,同时触发了需求侧灵活性资源有效参与市场交易。从时空上对电网基础设施占用的解耦,从另一角度来看减少了大量电网投资。

以现货市场为特征的电力市场体制改革是建设新型电力系统的重要抓手。新型电力系统要求新能源发电商、新能源设备制造商、金融投资主体、售电公司、增量配电网、电力用户等涉及建、发、输、配、用等全环节的市场主体在市场化竞争中发挥最大效用,推动电源发展,加强网络配置,提升用电效率。

新能源参与现货市场已有多个省份试点开始运行结算。在山东电力市场中,新能源参与中长期交易采用“中长期合约金融交割,交易带曲线”模式,以合同价格进行结算。同时,新能源报量报价参与现货市场,现货环节采用“全电量集中优化+节点电价”的交易模式。采取“容量电价+电量电价”两部制结算方式,日前市场和中期分解曲线偏差按日前价格结算,实时市场和日前市场出清偏差按实时价格结算。甘肃曾由市场运营机构对新能源主体的中长期合约曲线进行分解,但产生了一些因为分解不当造成的现货亏损,后将结算曲线形成过程交由主体负责。为规避过度博弈和套利,在后续现货运行中取消了实时二次报价的设计。山西有较为灵活的中长期交易品种,包括分时滚动撮合在内的各类交

易,可以提供一个较好的中长期持仓和合约曲线调整机会。中长期电量按照中长期合同价格结算,现货市场定价只用于现货与中长期偏差电量的结算。现货市场为实现最充分的资源优化配置,采用“全电量集中竞价”的模式,新能源报量不报价参与,实现实时出清。蒙西现货环节采用“全电量集中优化+节点电价”的交易模式,但仅实时市场出清结果正式参与结算,日前市场出清结果不纳入结算。同时中长期合约在现货中的差价结算参考价格将根据签约用户所在电价区确定。中长期交易采用金融交割并带负荷曲线。

由于新能源出力具有不确定性,新能源发电商需要运行远期发电能力和短期/超短期功率预测,但往往也需要承担预测精度偏差带来的风险。一旦出现发电能力不足,就必须从现货市场中买入电量保证履约,同时还会受到预测功率偏差考核。从交易特性上看,中长期合约带分解曲线尽量贴合自身发电能力,这在现货市场中报价出清更能占据结算优势。

在以新能源为主体的新型电力系统建设背景下,推动新能源参与现货市场能否从根本上解决新能源消纳问题,很大程度上取决于市场机制的设计。现阶段,我国电力市场已初步形成以中长期交易为主、现货交易试点运行的电力市场体系,建设成效初显。风光等新能源参与电力中长期、电力现货的步伐也紧随其后,而辅助服务市场、容量市场、绿证市场、碳市场等相关市场的建立还需要加大完善力度。

新能源参与电力市场,首先是为了激

励风电、光伏发电等新能源的充分发展,在电力市场尚不健全的背景下,新能源参与现货市场宜采用“计划+市场”相结合的发展策略。

在当前国家可再生能源补贴、绿证等多重激励性政策的支持下,新能源发电商收益足以覆盖发电投资成本,其参与现货市场的积极性很低。在美国,可再生能源配额制能够刺激用电企业、售电公司等购电企业与新能源发电商签订长期购电合同,新能源项目建设的融资问题也因此得到解决。由于美国能源署的联邦贷款担保,可再生能源发电项目资金来源也得到了扩大。因此,丰富新能源项目建设投资渠道、鼓励社会资本参与发电侧投资,让商业化项目看到参与现货电量竞价的风险与潜在效益是新能源发电在现货市场起步阶段需要重点解决的问题之一。

需要充分认识市场交易风险并进行市场交易策略的制定及合理管控。以售电公司为例,能否通过市场交易获得电费增收,取决于采用年度、月度交易与现货交易的电量权重。长期侧重采用年度、月度交易类型的售电公司,虽能避免现货交易价格波动带来的收益风险,但一旦现货市场供大于求,就无法享受低廉的现货电价。为避免这种情况的出现,一要持续跟踪政策变化,动态调整交易策略,对市场趋势有所把握;二要不断提升功率预测精度,基于大数据等手段对收益风险进行管控;三要不断完善市场机制,建立交易熔断机制,有序管控交易行为。

(作者供职于国网(苏州)城市能源院)