

再议新型电力系统电价体系机理与机制



■谭忠富 赵洱霖

电力系统分为发电、输电、变电、配电、供电、用电等多个环节,“发输变配供用”需要瞬时间一次性完成且实现实时平衡。新型电力系统与传统电力系统的本质区别为“源网荷储”的变化:“源”中出现高比例新能源,“网”中出现分布式微网与特高压大电网,“荷”中出现大量电动汽车充电站的随机充放电以及高速铁路的快速移动性负荷等,“储”中出现大量既是电源又是负荷的各类新型储能。

传统电力系统的特征是“源随荷动”,即核电需要稳定出力,火电、水电随着负荷的波动及时调整出力,发电出力与负荷用电需要实时平衡,因为发电大于用电时电网频率会上升,发电小于用电时电网频率会下降。新型电力系统的“源”是以风电、光伏等新能源为主体,而新能源具有随机性(出力大小不确定)、波动性(何时出力不确定)、间歇性(何时无出力不确定),新能源出力往往与负荷用电具有反调节性,“源随荷动”出现难度,需要“荷随源动”即负荷因新能源出力高低而顺向调整;“网随源动”即电网对新能源的波动进行电量上翻或者下载;“储随源动”即新能源大发时进行储电,新能源少发或者不发时进行放电;“源随源动”即传统电源对新能源出力进行互补发电,“你多我少、你少我多”;“源网荷储互动”即传统电源、电网、需求响应、储能对随机性新能源与负荷进行调节性服务。新型电力系统的“网”出现两个发展趋势:一是电从远方来,即通过特高压实现“西电东送”“北电南供”;二是电从身边来,即通过配网或者微网将分布式新能源、电化学储能、地源

热、空气源热、电动汽车充电站、微型燃气“冷热电三联供”等互联,实现“冷热电气氢”的互转及综合利用。

传统电力系统的电价只存在发电上网电价与用户购网电价,电网企业统一购买电源端的发电,再统一销售给用户端。在新型电力系统中,新能源高比例渗透,带来现货市场批发电价的波动,波动方向与新能源的出力波动方向恰好相反,即新能源出力高时现货市场结算电价低、新能源出力低时现货市场结算电价高,这是因为新能源的发电运行边际成本很低,且可获得绿色补贴,所以某些时段可以根据现货市场规定的报价下限进行报价,导致结算价出现零价或者负价;传统电源一般来说可以获得容量电价或者辅助服务市场盈利的机会,且为了防止停机导致高价时段不能发电的机会损失,所以特殊时段下也会根据现货市场规定的报价下限进行报价,或者接受结算价出现的零价或者负价;由于新能源出力与负荷的逆向性,新能源出力较小时往往负荷较大,传统电源拥有较大的发电出力空间,就可以按照报价规则中的上限进行报价,导致结算电价达到报价上限。

新型电力系统中的“源随源动”,即传统电源对新能源出力进行互补。新能源增加出力时,传统电源需要减少出力以达到与用户负荷的平衡;新能源减少出力时,传统电源需要增加出力,这样会导致火电机组损耗或者气耗运行成本上升以及碳排放成本增加,为此,需要对火电调峰调频备用体的电价进行补偿,但电价水准到底多高只能通过市场化竞争才可以精准确定,所以需要构建调峰调频备用市场。随着新能源规模的逐年加大,对辅助

服务市场的需求也会逐年加大,基于规模经济规律,辅助服务单位成本会有所下降,调峰调频备用价格也会有所下降。各省有了现货市场后是否应该取消调峰市场,这与现货市场报价的上下限密切相关。新能源出力高时,电力现货批发市场结算电价下降;而火电机组降低出力导致成本上升,同时发电量又减少,为实现新能源深度调峰反而收益下降;为了弥补这个时段的损失,在净负荷曲线(负荷减去新能源出力形成的曲线)高峰时,需要把上限报价拉高才可以。新能源进入现货市场后,其大发时段均是结算电价低的时段,获得的发电收入较低;其出力预测不准还会导致出力偏差,需缴纳考核费用;传统电源为其调整出力获得的辅助服务市场收入也应该由新能源进行成本分摊。所以,需要为新能源设置绿电价格使其获得环境收益。

核电由于其运行安全的特殊性,一般不用于为新能源发电进行调节,火电、水电一般需要调节出力来保障电力系统的安全性,所以核电发电小时数会较高,但需要对火电、水电的调节成本进行分摊。抽蓄投资资金高度密集且容量大,既用于新能源消纳又用于电力系统安全保供,其投资成本与运行成本均较高(抽水用的4度电只能发出3度电),所以可以采用两部制电价,容量电价进入系统运行费由用户进行分摊。但随着抽蓄建设规模的逐渐扩大,无法一一进行核定成本,未来容量电价的形成需要通过市场竞价形成。电化学储能若与发电侧结合,如新能源配储能、煤电机组配储能,其成本回收不需要单独报价,而是配合新能源、煤电作为成本的一部分进行发电电源的综合报价

即可;电化学储能若与用户侧结合,其配合用户进行购电峰谷价差套利,且尖峰时放电可以减少用户的最大需量电费,故不再单独报价,融入到用户购电报价中;电化学储能若与电网侧结合,如变电站配储能,防止新能源倒送时变电站上翻电量的通道重过载,其投资运行成本可以进入输配电电价。

省内电网投资成本的回收采取两部制输配电价,即电量电价与容量电价,仅从用户端收取,但要基于用户端变电站连接电网的电压等级——电压等级越高输配电电价越低,电压等级越低输配电电价越高。根据输配电价形成机理,输配电投资的当年折旧回收、有效资产的投资报酬率形成的报酬、电网运行费用的覆盖等,除以当年输配电量即形成各个电压等级的平均输配电价;用电大省由于输配电量大导致输配电价低,更容易吸引产业投资,而用电小省输配电价偏高,更加不容易吸引产业投资。这样不利于各省之间经济均衡发展。可见,全国电网应该统一投资规划统一调度运行,经济发达省份输配电价仍然会高一些,从中拿出部分收益补贴经济欠发达省份使其输配电价不过高,即各省电网的输配电价之间需要进行交叉补贴。对于跨省跨区电网投资成本的回收,目前采取一部制输配电价即电量电价,仅从用户端收取。未来可以考虑采用两部制电价,且从发电端、用户端同时收取,但仍然基于成本报酬率原则,目的是回收成本而不是追求利润;用电明显大于发电的电量接收省份,发电企业缴纳的输配电价可以低,但用户缴纳的输配电价可以高;用电明显小于发电的电量送出省份,发电企业缴纳的输配电价可以高,但

用户缴纳的输配电价可以低;跨省跨区的电网通道输配电价,可以每年分季节设计、每日分时段设计;夏季水电大发时,输送水电比例高的通道输配电价需要适度降低,其他季节调高;冬季风电大发时,输送风电比例高的通道输配电价需要适度降低,其他季节调高;中午光伏大发时,输送光伏比例高的通道输配电价需要适度降低,其他时段调高;夜间风电大发时,输送风电比例高的通道输配电价需要适度降低,其他时段调高。

工商用户的电价涉及多个部分,如与发电或者售电公司直接购电的电价、交给电网的输配电价、分摊传统电源为新能源调峰调频的系统运行费用、分摊煤电抽蓄为电力系统进行保供的容量电价对应的系统运行费用、购买绿电或者绿证来消纳新能源的环境费用等。工商用户用电电价只采用尖峰电价、高峰电价、平段电价、低谷电价,仍不够精细,有条件的用户可以配备智能数据采集传输设备,与发电侧现货市场每日96个点的实时电价进行互动,从而削峰填谷节约电费。

总之,新型电力系统的发电、输电、变电、配电、供电(售电)、用电各个环节均产生了质的变化,各个环节的成本通过竞争或者监管来优化控制;各个环节之间存在互补与互动的关系,各环节成本需要设计好传递与分摊的合理机制;各环节经过优化后的成本最终传导给终端用户,用户通过电价、系统运行费等方式对整个电力供应链的成本进行回收。

(谭忠富系华北电力大学经济与管理学院教授、北京能源发展研究基地首席专家、欧洲自然科学学院院士;赵洱霖系北京理工大学管理学院教授、博导)

多措并举破解新能源发展挑战

■刘兴义

“十四五”以来,我国新能源发电装机规模连续多年居全球首位,成为电力装机主体。但近年来,产业高质量发展仍面临挑战。

截至2024年底,我国风光装机规模超14亿千瓦,占全国总装机的42%,较2020年增长157%,提前6年完成2030年12亿千瓦目标。其中,2023年新增2.93亿千瓦,2024年新增3.58亿千瓦。中电联预测,到2030年底,我国风光总装机将超25亿千瓦。但弃风弃光量有所抬头。同时,交易电价持续下滑。新能源平均结算电价持续下滑。中电联预测,未来三年,随着电力现货大面积运行,新能源交易电价将进一步下滑。受电价持续下滑影响,很多新增新能源项目呈现“增产不增收、还减利”局面。2024年,全国有30家发电企业挂牌转让新能源发电资产,引发社会巨大关注。

在我国新能源发展初期,新能源发展规模超出电网承受和经济社会消纳能力,平均利用率持续下降。2016年全国弃风弃光率达16%,引起国家和社会高度重视。2017年,国家陆续出台《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》等政策,建立新能源投资监测预警机制,明确红色预警区域(综合评分低于60分或弃风弃光率高于10%)暂缓新增项目指标、核准和开发;橙色预警区域(综合评分60—80分或弃风弃光率5%—10%)暂停下达建设指标。经过持续整治,2018—2023年,新能源平均弃电率连续5年控制在5%以

内。但近两年,新能源装机快速增长、弃风弃光率有所抬头、投资收益大幅下降等问题再次凸显,亟待采取有效措施,促进新能源发电产业高质量发展。

加强宏观政策调控。呼吁国家尽快出台配套政策,将消纳较差地区列为红色预警区域(如弃风弃光率10%以上),暂停发放指标、核准和开发。健全电力规划动态调整机制,合理控制指标发放节奏,指导企业有序投资,避免“内卷式”竞争、低效无效投资。完善促进新能源消纳制度体系,落实新能源消纳责任。

加快电网配套建设。构建坚强智能电网,推动省内电网提质、省间电网联通,改善断面约束和局部窝电现象。完善“三北地区”“大基地+特高压”发展模式,根据山东、江苏、广东等沿海省份电力发展情况,稳妥推进大基地、区域特高压线路建设,确保大规模高比例新能源外送。提升电网综合调节能力,推进火电向“调节性电源”转型,优化火电调峰配置比例,有序推进抽蓄项目建设。

优化电力交易机制。落实《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(136号文),确保电价平稳托底过渡。优化新能源参与现货交易机制,设定价格下限值。健全新能源省间交易机制,统一交易规则 and 标准,探索扩大交易范围和覆盖主体。完善绿证市场,探索强制绿电消费配额机制。

(作者为国家电投五凌电力有限公司党委副书记、总经理)



珍惜点滴能源 创造美好环境



中宣部宣教局 中国文明网