

# “人工智能+”行动促进新型农村电力系统建设

## ■ 孔繁钢

我国农村电力系统经过几十年发展,经历了从基本普及到提质增效多个发展阶段,目前已实现“户户通电”,电网基础设施不断完善。然而,农村地区依然普遍面临用电负荷分散、供电线路长、运维难度大、投入不足等问题。随着“双碳”目标的全面实施,近年来各种可再生能源发展迅猛,尤其是各类分布式新能源在农村地区迅速发展,规模巨大;同时,农村各类新型负荷(如电动汽车、电动农机具)大量产生,农村电网已经成为电源与负荷双向互动、间歇性电源和间歇性负荷大量并存的复杂电力系统。加之越来越多的电力电子设备接入电力系统,仅仅依靠传统技术和管理模式已经难以满足新型农村电力系统发展需求,农村电网亟待通过数字化智能化转型,构建新型电力系统,满足新形势下农村经济和社会绿色发展对电网基础设施的需求。

近日,国务院颁布《关于深入实施“人工智能+”行动的意见》(以下简称《意见》)。《意见》提出:到2027年,率先实现人工智能与6大重点领域广泛深度融合,新一代智能终端、智能体等应用普及率超70%,智能经济核心产业规模快速增长,人工智能在公共治理中的作用明显增强,人工智能开放合作体系不断完善。到2030年,我国人工智能全面赋能高质量发展,新一代智能终端、智能体等应用普及率超90%,智能经济成为我国经济发展的重要增长极,推动技术普惠和成果共享。到2035年,我国全面步入智能经济和智能社会发展阶段新阶段,为基本实现社会主义现代化提供有力支撑。这标志着我国从“互联网+”迈向“人工智能+”的新阶段。这是一份面向2035年我国人工智能发展的顶层设计和系统部署的重要文件,为人工智能在电力系统的深度应用提供了政策支持和发展契机。

人工智能正深刻地改变各行各业,农村电力系统也不例外。人工智能技术凭借其强大的数据处理、模式识别与自主决策能力,将成为推动农村电力系统智能化转型、构建新型电力系统的关键力量。将人工智能与农村电力系统相融合,用人工智能的数据处理、预测分析、自动化和优化决策等技术,可以解决农网长期存在的痛点和新能源发展带来的难点,构建起更加安全、可靠、经济、高效、绿色的新型农村电力系统。

## ■ 破解农村分布式新能源大发展难题

近年来,我国农村能源转型发展迅

速。2024年,农村地区光伏并网容量为37478.20万千瓦,占总并网容量的42.32%,年增速为47.30%,近三年持续保持高速增长。农村地区太阳能发电主要通过分布式光伏进行,包括户用光伏和较大规模的分布式光伏。在发展规模上,户用光伏并网容量13852万千瓦,近三年年均增长率为44.46%,其中75%分布在中东部地区;较大规模的分布式光伏并网容量为20339万千瓦,近三年年均增长率为50.45%。由于分布式光伏迅猛发展,造成许多省份出现“发得多、用得少、送不出”的消纳困境。

究其原因,一是波动性与间歇性,光伏“靠天吃饭”,发电功率不稳定,与相对稳定的农村用电负荷不匹配。二是逆功率倒送。白天光伏大发时,农村本地负荷可能很低,多余电量会反向输送到上级电网。大量新能源同时倒送,会导致局部电网电压升高、频率波动,甚至威胁电网安全,迫使电网限制光伏接入。三是农村地区负荷特殊。农村负荷除日常生活外,还有灌溉、养殖、小加工厂等,具有一定规律但同时也存在不确定性,需要精细化管理。

人工智能可以充当“能源智慧大脑”,主要体现在以下三个层面:一是精准预测。运用人工智能算法分析历史发电数据和负荷数据、高精度气象预报,可对未来24小时甚至更短时间的新能源发电功率进行精准预测,也可以预测未来一段时间内用电负荷需求。这些既是优化电力调度的基础,又能为各级政府和能源企业规划新能源发展提供决策依据,有序利用和发展当地新能源资源。二是智能调度与优化,实现发电与用电“就地平衡”。这是人工智能价值最核心的体现。基于精准的预测,人工智能对区域内所有能源单元进行协同控制,协调“源—荷—储”,激活可调负荷。人工智能可识别并调度农村中的“柔性负荷”。例如,一方面,在光伏大发时段,自动启动智能灌溉水泵、畜禽舍通风设备、冷链仓储设备、农产品加工设备等,主动创造用电需求、消耗多余新能源;另一方面,优化储能系统,指挥储能电池或未来可能普及的电动汽车、电动农机V2G,在光伏发电高峰期时段充电、在晚间用电高峰或阴雨天时放电,平滑新能源波动,移峰填谷。三是微电网优化运行,对于建有独立微电网的村庄或园区,人工智能是微电网的“大脑”,可实时计算最优运行策略,决定何时使用光伏电、何时使用电池电、何时从主电网买电、何时向主电网卖电,以实现经济性和稳定性最优。

## ■ 新型农村电力系统亟需智能化运行维护

由于大量各类新能源的分布接入,电

动汽车下乡和农机具电动化智能化发展,以及大量电力电子装置和设备接入电网,与传统的农村电网相比,新型农村电力系统成为一个复杂系统,面临各种新挑战。农村电网的负荷特性发生改变,出现“集中性”“随机性”和“双向性”三大特点。大规模电动汽车同时充电,会形成巨大的“高峰负荷”,对变压器和线路造成冲击;电动农机具充电时间、功率需求随机型强,难以用传统方式预测;电动汽车和电动农机具的车网互动技术、各类分布式储能、光伏用户可能反向向电网送电,使潮流方向变得复杂。农村电网中电源结构多元,分布式光伏、小型风电等可再生能源大量接入,其出力的间歇性和波动性给电网的稳定运行带来挑战,运维难度加大。加之农村电网覆盖范围广、设备分散、传统人工巡检效率低、成本高,导致故障定位难,恢复供电时间长,难以满足新型农村电力系统“安全、可靠、经济、高效、绿色”的要求。

人工智能正是解决上述挑战的“大脑”,其赋能主要体现在“感知、预测、决策、控制”四个环节。

一是智能感知与状态监测。利用部署在配电变压器、线路、充电桩等关键节点的传感器和物联网技术,人工智能系统可以7x24小时实时采集电压、电流、频率、温度、设备图像视频等海量数据。通过无人机或固定摄像头拍摄设备图像。通过图像识别技术,人工智能可自动识别绝缘子破损、金具锈蚀、电杆倾斜等隐患,实现自动化巡检,极大提高电网的运维效率。通过异常检测技术,人工智能算法能从运行数据中敏锐地捕捉到微小的异常模式,在设备故障发生前进行预测性维护,避免事后维修。

二是负荷与发电预测。这是人工智能最能发挥价值的领域之一。利用历史负荷数据、天气数据、节假日信息,甚至村民的出行习惯数据,AI模型(如LSTM、Transformer)可以精准预测未来几天甚至几小时内每个台区的负荷曲线和分布式新能源的发电功率。也可以对电动汽车行为进行预测,基于用户习惯、电价信号,预测电动汽车的充电需求和可调潜力,为电网调度提供依据。

三是优化调度与运行控制。基于精准的预测,人工智能可以做出最优的调度决策。AI算法可以协调控制分布式电源、储能系统、电动汽车与电动农机(V2G),可调负荷,平抑波动,削峰填谷,优化潮流管理,确保电网安全稳定运行;自动控制有源设备的无功输出,通过无功电压优化,解决因光伏反送电导致的局部电压过高问题;人工智能可以将区域内外部的分布式电源、储能系统和可控负荷聚合起来,成为虚拟

电厂,整体参与电网调度,为电网提供辅助服务,同时为业主带来收益。

四是故障诊断与自愈。当故障发生时,人工智能可快速响应,精准故障定位。结合多源数据,AI能快速精准定位故障区段,将定位时间从小时级缩短到分钟甚至秒级;可自动生成最优恢复供电方案,控制智能开关进行网络重构,隔离故障区段,并恢复非故障区段供电,实现智能自愈,极大提升供电可靠性。

未来的新型农村电力系统将不再是传统的“发电—输电—用电”单向树状结构,而是一个多能互补、源网荷储协同、数智化驱动的区域能源互联网。用户角色将发生转变,从单纯的“消费者”转变为“产消者”,既用电也发电,并通过V2G、需求响应等方式参与市场,获得经济回报。未来新型农村电力系统将具有多种新形态,可以形成一个个有韧性、灵活、智能的村级微电网或台区智能系统,既能与主网并联运行,也能在极端情况下“孤岛运行”,保障重要负荷供电。人工智能将成为整个电力系统的“自动驾驶系统”,无需人工过多干预,就能自主优化运行,实现最高效率、最低成本和最强韧性。人工智能与新型农村电力系统远维的结合,是应对各类新能源大量接入、电动汽车、电动农机等间歇性负荷大量出现所带来的挑战的必然选择。它通过数据驱动的方式,将传统相对被动和粗放的农村电网,升级为一个主动预测、智能决策、精准控制的智慧能源系统。这不仅是技术的升级,更是运营模式和理念的革新,为乡村全面振兴提供了安全、可靠、经济、高效、绿色的能源基础设施保障。

## ■ 积极推进“人工智能+”新型农村电力系统行动

人工智能技术是应对能源转型挑战、提升电网运营效率的重要途径,能有效解决新型电力系统海量数据接入、系统安全稳定、实时性等问题,推动人工智能走向边缘设备、实现云一边一端协同互动、赋能发电侧、精准预测、智能运维;用户侧,推动需求响应与用户能效优化,通过推进“人工智能+”行动,以“数字化、绿色化”转型支撑新型电力系统和新型能源体系建设。

然而,由于农村电力系统的自然客观条件和特有行业属性,在推进“人工智能+”新型农村电力系统行动过程中,必然存在艰巨的挑战和困难。

一是农村基础数据薄弱,许多地区,尤其是边远地区农村电力系统设备数字化水平偏低,各类传感装置覆盖不足,通

信网络基础差,存在人工智能“无米下锅”困境。因此,迫切需要加强这些地区农村电网的基础设施投入,加强农村电网提升改造力度,加快农村电力系统数字化转型步伐。

二是“人工智能+”行动需要更多的社会支持。部署无人机、传感器、边缘计算设备、AI平台需要较大投入。尤其是在人工智能基础建设中的算力、平台、数据、模型等建设方面,仅依靠当地农电企业自身难以实现,必须依靠政府、央企和社会的大力扶持。在这方面,国家电网公司和南方电网公司已经迈出第一步,分别建立了“光明”大模型和“大瓦特”模型,在推广各类人工智能应用场景的同时,加快县乡级电网企业数字化转型步伐,帮助所属的农村电网企业运用这些人工智能技术平台,不断扩在推进新型农村电网数字化智能化方面,已取得阶段性成果。

三是推进“人工智能+”新型农村电力系统面临人才短缺问题。县级电网企业尤其是农村地区本身就极度缺乏人才,更缺乏既懂电网技术又懂AI分析的复合型人才。这就需要未来各类高校注意大力培养愿意投身到“人工智能+”农村电网的复合型人才。当地农电企业也要注重加大员工的人工智能技术与电力技术融合培训,把人才培养作为企业的一项长期发展战略。

四是要不断充实和发展各类适应农村新型电力系统的人工智能应用场景。人工智能模型具有需要大量本地数据训练才能适应特定区域的特性。因此,要不断加强农村电力系统的科技创新,优先突破农电企业急需解决的核心场景。例如,利用AI预测新能源出力波动,提升实时动态管理能力,实现电网调度优化;又如,基于声纹识别、图像分析技术,进行变压器、输电线缆故障预警,实现设备智能运维;构建数字孪生平台,使分布式光伏、储能系统可观可控,实现绿色能源管理等。

“人工智能+”行动是国家推动人工智能与经济社会各行业广泛深度融合、重塑人类生产生活范式、促进生产力革命性跃迁和生产关系深层次变革的重要举措。农村电力系统与人工智能的深度融合是新型电力系统建设的强大动力,有助于乡村全面振兴、共同富裕和绿色低碳目标的实现。在推进“行动”的过程中,要特别注意加强人工智能基础设施的建设,因地制宜、循序渐进、试点先行、持续推进。各科研院所、科技企业和电力系统相关企业要加大产学研用,支持和引导“人工智能+”新型农村电力系统建设的健康发展。

(作者系中国电机工程学会农村电气化专委会顾问)

# 完善煤电容量电价机制,助推灵活性资源发展

## ■ 胡军峰 黄少中 段婧琳 王轩

国家发改委和国家能源局联合发布的《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025—2027年)》明确提出,加快建立市场化容量补偿机制,以市场为导向确定容量需求和容量价值,对有效容量合理补偿,引导各类资源向系统提供中长期稳定容量。我国容量电价机制目前已初步建立,为促进煤电提供高效调节服务、保障电力系统长期容量充裕发挥了积极作用。但在运行中也存在诸多问题,亟需在借鉴其他国家和地区相关经验教训的基础上,避免出现在设计和实施方面的缺陷,从而在维持电力系统高可靠性和可负担性的同时,加快构建新型电力系统。

## ■ 容量电价机制仍待完善

容量电价机制虽取得初步成功,但在实际运行中仍存在诸多问题亟需解决,主要表现在以下四个方面。

一是煤电容量电价机制尚无法完全满足各地差异化的容量需求。目前所有省份都按照每年100元/千瓦或者每年165元/千瓦的标准执行煤电容量电价,没有做更详细区分。但实际上不同省份电力需求状况不同,对于系统充裕度和灵活性资源的需求也不尽相同。经济发达地区如广东、浙江等省份对电力可靠性要求较高,容量充裕度相对短缺,电价承受能力相对较强,煤电容量电价水平可能相对较高。但山西、甘肃等地区,主要作为能源供应基地向其他省份提供电力,本地电力容量充裕度需求相对较少,更多是可再生能源并网需要煤电提供灵活调节保障,煤电容量电价水平可能相对较低,需要区别对待。

二是煤电容量电价一律按照最大出力支付,缺乏对煤电降低出力的激励。电力市场中煤电的调节作用不仅需要用于支持负荷波动,也需要用于支持可再生能源波动,两种波动叠加将显著增加对煤电出力上下灵活调节的需求。而容量电价机制中煤电机组可获得的容量电费根据机组申报的最大出力确定,却对煤电机组最小出力没有要求,易导致机组灵活性改造积极性相对不足,与电力市场对煤电容量的双向需求不匹配。

三是煤电容量电价按年付,忽略了年度内不同月份容量需求的差异。电力市场在不同时段对于煤电容量需求不同,一般而言,在迎峰度夏和迎峰度冬等负荷增大且可再生能源出力较小的时段对煤电最大出力需求相对较大,而在其他时段则需求较小。煤电容量电价机制中机组最大

出力分月申报,要求煤电在所有月份都保持最大出力可用。煤电机组为获取容量支付会尽可能减少检修时段,却不一定在需要的时候可以运行,检修时段减少会危及煤电机组最大出力可用状况。更合适的方式应是在电力市场需要煤电机组最大出力时,所有煤电机组都可以按照最大出力顶上,而在其他时段煤电机组安排检修,和市场需求时段相吻合。同样地,在可再生能源发电充足、需求减少的时段,煤电机组也需保证低负荷运行,为可再生能源充分并网创造条件。

四是煤电容量电价考核方式无法充分激励煤电根据市场需求灵活调节。电力市场需要实时根据负荷和可再生能源出力变化安排各容量资源,这些变化有些可以提前预测,有些则只能临时反应,这就要求各种资源随时根据市场需要灵活调节出力状况。现有的煤电容量电价机制要求在正常运行情况下,煤电机组按调度指令提供申报最大出力,否则扣减当月容量电费。但调度指令通常采用随机抽查测试方式,并不完全和市场实际需求一致。这种随机抽查的考核和惩罚措施无法体现出不同煤电机组对容量充裕度和灵活性的贡献,因此不符合按绩效支付的最佳实践。

## ■ 容量电价机制改进建议

容量电价机制需要根据容量需求情况不断完善调整,为电力市场中各类资源更好承担兜底保障和灵活调节功能服务。设计良好的容量市场能发挥不可替代的作用:其一,结合合理的容量充裕度和灵活性目标,明确所需容量的规模和特征;其二,鼓励多种资源在各细分市场的公平竞争,降低满足多重目标的系统总成本;其三,更有益于实施先进的环保、灵活性和能效标准,从源头上提高效率、减少排放。因此,应尽快优化,促进形成符合各项基本要求,基于可靠性规划和多种资源共同竞争的容量市场。

一是将更多可以提供调节服务的发电类型统一纳入容量电价机制。目前,煤电容量电价机制大多仅涵盖煤电机组,其

他提供类似调节服务的发电类型并没有包括在内,忽略了此类资源对容量充裕度和系统灵活性的贡献,可能对电能量市场造成扭曲。建议把煤电机组、燃气机组、抽水蓄能机组、新型储能、虚拟电厂等提供类似调节服务的资源类型统一纳入容量电价机制,根据功能而不是技术类型,一视同仁地向提供同等调节服务的机组支付容量电价。未来,可考虑制定跨资源的统一容量贡献评定方法作为基础,公平考查各种资源对系统充裕度和灵活性的贡献,根据不同的调节能力支付容量电价。这一方法可以结合滚动开展的、具有前瞻性的电力充裕度和调节能力评估规划,不断更新各种资源的可靠容量,更有效地激励灵活性资源。

二是容量电价应通过各类资源在容量市场中的竞价确定。煤电容量电价机制计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准,忽略了各地对煤电容量需求以及煤电容量成本本身存在的差异。建议以基于前瞻性的、科学透明的电力系统充裕度以及调节能力测算为基础,确定未来一段时期内区域电网是否存在容量短缺,以及容量短缺的量和性质。如果经评估,目前的现货和辅助服务市场无法充分调动调节性资源,则容量市场可以填补这个空白,让各种可以提供调节服务的发电、需求及混合类型资源同场竞价,通过公平竞争方式发现容量价格,最终按照市场竞争确定的价格支付容量电费。这有助于低成本地解决特定时间和地区的系统容量/节能能力短缺问题。

三是积极研究如何根据资源的灵活调节能力支付容量电价。可以让各种资源在市场中根据其灵活调节能力,而不是最大容量出力能力进行竞价。符合条件的资源在核定的灵活调节容量额度范围内报价,出清和支付容量电价,从而实现资源的充分调节能力。

四是应根据市场调度表现对容量电价进行考核。容量电价支付考核不再以随机抽查方式,而是根据其在市场运行中的具体表现相对于核定的可信容量水平来执行。绩效考核的时间段需针对系统可靠性风险最大时段,而不是每个月

每时刻,评估要求应和资源自身的特性保持一致。比如,基于季节性空调需求响应的虚拟电厂不具备在某些时段发挥的作用的能力,因此不应为此受到惩罚,市场监管部门在核定可信容量时需考虑到这些情况。另外,在容量市场中标的资源都须在电能量市场中报价,以履行相应时段向上或向下的调节容量,同时获得现货市场(日前、实时)和辅助服务市场的电价支付,激励容量资源与实际的系统需要相一致,而中标却没有按要求履约的容量资源要面临相应惩罚。

五是统筹协调容量电价机制和现货电价机制。现货市场中价格是波动的,在用户负荷较高而可再生能源出力较低、需要调节电源增加出力的时段,现货电价也相对较高,这本身也是对电源提供调节服务的补偿和激励。目前现货市场正式运行地区对现货电价波动的限制比较严格,比如山西、广东、蒙西等都限制现货报价上限为1500元/兆瓦时,山东为1300元/兆瓦时,甘肃为650元/兆瓦时,可能对调节电源的激励相对不足,调节电源在容量电价方面会有较高心理预期。建议放宽对现货市场价格的限制,使现货市场成为主要激励调节电源提供调节服务的市场机制,而容量市场和辅助服务市场只作为辅助保障容量充裕度和灵活度的手段,最终通过中长期市场、现货市场、辅助服务市场和容量市场协同发展,实现调节电源和可再生能源协调共生,共同为新型电力系统建设贡献力量。

六是进一步强化煤电执行容量电价机制的资质标准。《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》详细规定了存量和新建煤电机组在各个工况下所需达到的节能减排及灵活性指标,与实时监测数据相结合,可作为煤电机组接受容量电价或参与容量市场的最低标准。建议未来在满足“双碳”目标的背景下,进一步强化相关标准,促进向安全可靠、清洁低碳的新型电力系统转型。

(胡军峰系华北电力大学副教授;黄少中系中国能源研究会双碳产业合作分会主任;段婧琳系睿博能源智库高级研究员;王轩系睿博能源智库高级顾问)

2023年11月,国家发改委和国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》,标志着我国在这方面迈出探索性一步。2024年全国煤电利用小时为4628小时,同比降低62小时,煤电灵活性转型成