

巧用数据驱动技术 应对新型电力系统挑战

■ 龙云

新型电力系统面临三重技术挑战

在我国“双碳”目标背景下,构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统已经成为电力行业转型发展方向,是构建清洁低碳安全高效的能源体系的关键环节。新型电力系统具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动等基本特征,但也面临新的技术挑战:

一是新能源成为主力电源,系统面临的源荷双重不确定性进一步加剧,系统灵活调节能力不足,电力电量平衡压力增大。风、光等新能源替代化石能源是实现降碳的关键措施,然而日益增大的新能源的随机性和波动性与日益减小的火电的调节能力将给系统带来严峻的新能源消纳与电力保供矛盾。亟需挖掘源网荷储多种灵活资源,从设备灵活性提升、电网调度能力增强、市场机制保障等多方面提升系统的电力电量平衡能力。

二是大量电力电子设备并网,系统惯量大幅降低,针对各类扰动下系统的安全稳定运行风险增大。相比于旋转电机,电力电子设备一方面转动惯量低,另一方面控



广州110千伏猎桥变电站内,运用轨道机器人进行智能巡视,实现站内无人值守。南方电网公司广东电网广州供电局/图



5G信号智能巡检机器人正在广州500千伏新桥站执行巡检任务。南方电网公司广东电网广州供电局/图

制方式复杂,使得电力电子化电力系统的动态特性不清,稳定机理不明,因而研究安全稳定的控制保护方法缺乏理论分析方法的基础。目前构建于以传统同步发电机为主体之上的系统运行控制理论与技术,难以满足新型电力系统的安全运行要求,系统基础理论、分析方法、控制技术亟需全面变革与突破。

三是配用电形态发生巨大变化,分布式资源大量接入,负荷侧互动能力进一步加强,给系统的可观可控可测能力带来难题。“双碳”目标下,大规模分布式新能源将接入配电网,使配电网潮流呈现多向性、随机性;与此同时,电动汽车的规模化发展,以及需求侧响应的不断推进,使负荷的时空特性变得更为复杂,给系统电能质量、经济性、可靠性带来难题。为了高效优化调配这些海量分布式资源,亟需先进的信息与通信技术提升系统可观、可测、可控能力,解决多元异构数据融合带来的

互操作问题。

新型电力系统面临的上述挑战本质上是由于系统呈现出了更高的不确定性、控制复杂、弱惯性、数量大、分散化的特点,而现有以同步发电机为基础电力系统的分析方法及运行控制技术难以解决上述难点,需要我们从其他视角挖掘新的方法和技术。

数据驱动技术优势明显

近年来,随着电力能源领域的数字化转型,电力系统的发、输、配、用各个环节涌现了海量的数据,而信息领域中以大数据、人工智能等数据驱动的技术,使得从电力系统中的海量数据中挖掘新型电力系统特性的内在规律成为可能,从而实现能量流和信息流的深度融合,促进各类资源大范围的优化配置。基于数据驱动的电力系统分析方法和运行控制技术具有弥

补传统基于模型的理论体系的不足,解决新型电力系统面临挑战的优势,体现在以下几个方面:

一是基于数据驱动的新型电力系统分析方法。新型电力系统的源侧和荷侧都发生深刻变化,传统的电源和负荷建模方法无法有效反映新元素的动态特性,而数据驱动方法擅长高维非线性特性的表征能力,采用基于数据驱动的源荷建模方法具有描述源荷复杂动态特性的技术优势;新型电力系统由于多重不确定性,潮流计算面临短时执行海量场景分析的计算瓶颈,基于数据驱动的潮流计算方法能够实现海量场景的高精度快速计算。

二是基于数据驱动的新型电力系统稳定性分析方法。新型电力系统的“双高”特性使其具有强非线性和复杂动态特性,其系统稳定机理尚不明确,传统的基于模型的稳定性分析方法不能反映所有可能的运行方式和故障场景。需要通过海量数据实

现扰动识别,评估系统线路过载、电压超限等静态安全特性,并根据暂态特性的海量数据实现暂态安全运行风险的评估方法,为系统稳定性分析提供新方法。

三是基于数据驱动的新型电力系统保护控制方法。随着大规模电力电子设备的并网,由于逆变器的控制特性,使系统的短路电流特性以及故障特征与传统系统差别较大,给故障分析和保护控制带来困难。基于数据驱动的方法可以通过建立多源数据与故障特征、短路电流特性的映射关系,揭示影响故障特征的关键因素和机理,可以有效实现新型电力系统下的故障分析与类型甄别。

四是基于数据驱动的新型电力系统优化运行方法。新型电力系统由于新能源急剧波动、海量设备离散运行、源网荷储互动,传统基于物理模型的运行决策方法面临复杂度急剧增大的难点,难以满足在线应用的需求。利用海量运行数据,构建深度强化学习机制,并通过数据积累对学习模型进行持续修正和自我学习能力,实现复杂场景下决策的精度和效率。

五是面向对象的数据融合与资源协同。新型电力系统具有海量异构设备接入的特征,给传统的集中式的调控机制带来挑战,而分布式调控机制离不开面向对象的分布式信息架构,需要建立不同业务对象的信息交互机制,提出源网荷储异构数据模型的映射方法,实现各类差异化资源的有效协同。

新型电力系统作为一个具有海量数据的复杂系统,有望通过数字化建设,借助海量数据的价值,从新的视角认识新型电力系统的内在机理和特性,助力突破新型电力系统面临的技术难题。相信随着电力行业的数字化转型的步伐不断加快,以数据为工具的新型电力系统分析方法和运行控制技术将会得到学术界和工业界的高度重视,促进新型电力系统建设的蓬勃发展。

(作者系中国南方电网有限责任公司广东电网广州供电局副总经理)



西北区域多层次统一电力市场呼唤新型储能

■ 胡军峰 吴江

2022年1月,国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,提出到2025年,全国统一电力市场体系初步建成,国家市场与省(区、市)/区域市场协同运行,电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营,跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高,有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。国务院于2022年3月发布的《关于加快建设全国统一大市场的意见》进一步指出,要建立全国统一的能源市场,健全多层次统一电力市场体系。

2020年,西北地区新能源装机已达到1.29亿千瓦,2022年预计投产超4000万千瓦,总装机将超过1.8亿千瓦,成为网内第一大电源类型。高比例新能源将是新型电力系统常态,但其间歇性、波动性等固有特性对新能源实时消纳带来了巨大挑战,新型储能可以很好地帮助解决高比例可再生能源消纳问题。

新型储能参与西北区域调峰辅助服务市场初具雏形

新型储能是指除抽水蓄能外的新型储能技术,包括锂电池、钠电池、液流电池、压缩空气、飞轮、储热、储氢等多种方式。目前西北五省(区)都出台了新型储能参与调峰辅助服务市场的规定,容量不小于10兆瓦/20兆瓦时或者5兆瓦/10兆瓦时,同时具备AGC功能等条件的发电侧、用户侧或电网储能电站均可以参与,由西北电网根据电网运行需要,与其他市场主体竞价出清,并形成储能的正式调峰曲线。

甘肃省除了调峰辅助服务市场允许新型储能参与外,调频辅助服务市场也允许新型储能参与。新型储能参与调峰辅助服务市场模式为日前申报、日内调用,市场初期申报价格上限为0.5元/千瓦时;调频市场采用日前报价、日内出清模式,报价上限暂定为15元/兆瓦。

青海省新型储能参与调峰辅助服务市场模式为双边协商交易和市场竞价交易。宁夏新型储能参与调峰辅助服务市场包括双

边协商交易和单边竞价交易两种类型,补偿价格上限为0.6元/千瓦时。新疆电储能设施根据电力调度机构指令进入充电状态的,对其充电电量进行补偿,补偿标准为0.55元/千瓦时,独立市场主体的电储能设施可与发电企业通过双边协商确定交易价格。

西北区域多层次统一电力市场亟待完善

西北区域已经形成了以750千伏骨干网架为核心的区域电网,电力交易主要在区域内完成,区域间交易比例较小,构建区域电力市场更为便捷。区域电力市场需针对不同新型储能交易类型构建多层次统一电力市场,其中,容量市场主要针对3-5年甚至更长时间的新型储能市场需求,中长期市场主要针对年度、季度和月度新型储能市场需求,现货市场主要针对日前新型储能市场需求,辅助服务市场主要针对实时新型储能市场需求。西北区域辅助服务市场已经允许新型储能参与,但开放力度还太小,其它辅助服务市场如旋转备用、非旋转备用、转动惯量、爬坡速率等也需尽早建立并允许新型储能参与。

目前,西北电力现货市场只有甘肃进行了试点,还未允许新型储能参与交易,其它省份还未开始电力现货交易试点工作。可以考虑跳过省级电力现货市场试点这一步骤,直接开始建设区域电力现货市场,并允许新型储能以独立主体身份参与。同时,由于现货和调峰辅助服务市场有交叉,可以考虑对西北区域调峰辅助服务市场进行调整和升级,充分利用其技术设施和人力资源建设西北区域电力现货市场,同时建设其它区域辅助服务市场,例如调频、备用、转动惯量、爬坡速率等。

西北区域的电力中长期市场已运行多年,构建了相对成熟的交易机制和体系。2021年3月,青海电力公司组织储能企业与新能源企业完成了国内首个双边协商市场化交易,标志着我国在储能中长期交易方面迈出了实质性一步。但是,新型储能作为独立主体如何更便捷地参与中长期交易还没有详细规定。由于新型储能主要提供辅助服务,要求新型储能作为独立主体签订中长期交易承诺在未来某



资料图

个时期提供一定电量并不合理,更合理的方式是新型储能签订的中长期合约不涉及电量,只涉及价格,仅具有金融交易属性。西北区域电力中长期市场可以考虑单独构建新型储能中长期金融交易机制,为新型储能协同参与现货、辅助服务和中长期市场创造条件。

目前,西北区域电力容量市场还没有建立。建议在电力综合资源规划的基础上,全面评估保障西北电力系统安全稳定运行的综合资源状况,包括电力供给侧和需求侧资源,从而确定电力系统安全容量需求,对包括新型储能在内的所有容量资源开放容量市场竞价,根据电力综合资源规划结果进行动态调整,最终形成西北区域电力容量市场、中长期市场、现货市场和辅助服务市场协调统一,促进西北区域新型储能跨越式发展,保障西北能源转型升级顺利进行。

新型储能参与西北区域电力市场面临五重挑战

在现有电力市场的框架和规则下,新型储能参与电力容量市场、中长期市场、现货市场和辅助服务市场的身份已基本明确,但还存在诸多挑战需加以解决。

一是市场准入门槛较高,新型储能初始投资压力较大。西北地区新型储能参与电力市场交易准入门槛较高,要求较低的广东省为2兆瓦,美国为0.1兆瓦。较高的准入门槛虽然可以减轻市场组织的压力,但也导致不能充分利用小型新型储能设施,加大了新型储能投资者的投资压力,反过来阻碍了对新型储能的投入。

二是新型储能市场交易价格还未有效形成,价格激励相对不足。西北区域新型储能市场价格仍然采用政府限价方式,不能充分体现新型储能的的市场价值。固定价格机制也未准确反映不同系统、不同时期的价值差异,可能造成价格信号扭曲。

三是现货和辅助服务市场协同竞价机制不清晰,新型储能市场盈利空间有限。西北区域电力现货和辅助服务市场在建设初期有很大可能分别运行,如何优化两个独立市场竞价对新型储能挑战较大,不易找到最优策略,盈利水平较难保证。

四是区域中长期市场仍以物理合约为主,新型储能中长期交易如何构建有待探索。西北区域中长期市场仍然以签订物理合约为主,新型储能中长期金融合约如何与其协调还不清晰,未来如何构建新型储能中长期交易也需深入研究。

五是电力容量市场机制构建还有争议,新型储能容量竞价机制还有待讨论。目前,业内对构建容量市场机制还有争议,稀缺电价机制也可达到类似效果。但稀缺电价机制要求较高,电力市场价格机制须非常灵活,需求侧灵活资源须充分参与,容量市场相对宽松,只有供给侧灵活资源参与也可以,未来再逐渐引入需求侧灵活资源。另外,新型储能是按照用电量还是发电容量进行竞价也需深入探讨。

西北区域电力市场建设要充分考量储能价值

西北区域电力市场还在逐步建设中,在设计市场机制时,应充分考虑新型储能的容量价值和电量价值,允许其参与多个市场,进行分时利用,实现多重价值。

一是结合实际完善辅助服务市场机制。细分传统辅助服务品种,优化交易开展方式;推动区域辅助服务市场扩大覆盖范围,逐渐将省内省外辅助服务交易融为一体;降低新型储能参与门槛,充分发挥新型储能辅助服务性能优势。

二是进一步丰富辅助服务交易品种。探索转动惯量、爬坡速率等新型辅助服务交易品种,明确交易方式和交易流程;推进备用市场细分,考虑备用分区等;允许新型储能参与所有辅助服务品种,加强新型储能提供不同辅助服务的协调统一。

三是加强容量市场、中长期市场、现货市场与辅助服务市场统筹协调。加强各层次市场在时序、流程、出清机制、价格机制等方面的衔接,逐步实现现货和辅助服务市场联合出清;推动中长期市场新型储能金融合约建立,通过金融合约规避现货和辅助服务市场价格风险。

四是建立用户侧参与的新型储能费用分摊机制。充分考虑费用分摊的可持续性和可承受性,深入分析新型储能费用在新能源电厂和用户侧之间的分摊机制,按照“谁受益、谁承担”的原则,鼓励新能源电厂和用户侧合理分摊新型储能费用,实现新型储能的可持续和跨越式发展。

(两位作者均供职于华北电力大学)