储能在发电侧调峰调频服务中的应用现状和前景

作者：中关村储能产业技术联盟 张静、宁娜、李岱昕

摘要：作为清洁的可再生发电资源，光伏和风电的装机在经历着快速的发展的同时，也面临着弃风、弃光和可再生能源并网消纳困难等一系列问题。经过十多年的研发和示范应用，储能已经被认为是解决这些问题的关键技术。本文主要论述了储能在电力调峰调频领域的应用现状以及发展前景，并建议通过出台支持政策和建立合理的市场机制，使得储能在电力调峰调频领域大有可为。

引言

2010年以来，储能技术开启了在电力系统的示范应用，张北风光储输一体化项目、龙源法库卧牛石风电场储能电站项目、深圳宝清电站、东福山海岛储能项目等都备受瞩目。经过5年多的技术和应用验证，技术成熟度和应用效果得到了广泛的认同，储能的行业认知度也逐步提高。但储能的发展从来不能孤立存在，而是要与市场需求紧密相关。

进入“十三五”以来，我国正在形成一个能源发展的新格局，深入推进能源革命、加速能源结构转型、提高能源利用效率都已经成为新时代的新任务。电力是我国能源战略转型的重点，2015年3月开始的新一轮电力体制改革的主要工作集中在推动大规模可再生能源消纳和售电改革等方面。在新的电力市场发展环境下，作为重要的调峰调频资源，储能技术将在加强电力调节能力、增强电网的灵活性以及促进集中式和分布式可再生能源并网消纳等发面发挥重要作用。本文将对储能在电力调峰调频服务中的应用价值和应用前景进行重点分析探讨。

1 储能参与电力调峰调频服务可以增强电网的调节能力促进可再生能源消纳

1.1 风电和光伏的快速发展给并网消纳造成了困难

以风电和太阳能光伏为主的可再生能源发展是我国能源发展的重点之一。在今年9月13日举办的《可再生能源法》实施十周年座谈会上，国家能源局新能源与可再生能源司司长朱明提出了已经初步确立的“十三五”时期的可再生能源发展目标，到2020年，力争光伏发电达到1.5亿千瓦（150GW），光热发电达到500万千瓦（50GW），风电达到2.5亿千瓦（250GW）；可再生能源电源在2020年的发电装机比例将超过20%。

快速增加的可再生能源装机量为我国电力行业的发展带来了一近一远两个问题，即现阶段的高比例弃风弃光问题和未来电网对大比例可再生能源并网消纳的调节问题。2015年，虽然我国的风电和光伏发电总量占总发电量的比例只有4%左右，但多个地区已面临非常严峻的可再生能源发电消纳问题，弃风、弃光问题突出，造成了巨大的损失和负面影响；据统计截止到2016年前六个月，我国弃风率达到21%；局部地区弃风弃光更加严重，以甘肃为例，2015年，弃风率39%，弃光率31%。

我国是用电大国，电力装机容量在2013年超越美国成为全球第一大国（当年电力装机容量为12.47亿千瓦[1]；风电和光伏的装机规模也位列全球首位（截止2015年底，风电和光伏装机分别为12830万千瓦和4158万千瓦）[2]。就电源结构而言，火电不仅是我国最主要的发电电源（2015年底发电占比63.2%）；而且在抽水蓄能、燃气电站等调峰电源比例较低的现状下，火电还要承担起电力调峰调频的任务；此外在供暖期火电还要兼顾供热任务。火电的多重角色使其难以发挥调峰作用。随着电源结构调整，可再生能源发电比例持续增高，必然导致“三北”地区供暖季调峰资源匮乏，继而给大规模可再生能源的并网消纳造成一定困难。

表1我国2012-2016上半年弃风电量与弃风率统计

年份	2012	2013	2014	2015	2016（1-6月）
弃风电量（亿度）	208	162	133	339	323
弃风率（%）	17	11	8.5	15	21

图1 2015和2020年发电电源结构构成[3]

注：此图中2015年光伏和风电装机量为并网装机量。

1.2 我国现有的调峰调频资源有限，储能的参与成为热点

2006年11月，原国家电监会印发了《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，随后，在此《办法》规定下，东北、西北、华北、华中、华东以及南方电监局相继出台各区域《发电厂并网运行管理细则》以及《并网发电厂辅助服务管理细则》（以下简称《两个细则》），中国的电力辅助服务市场开启，调峰是其中重要的一项服务。《两个细则》对我国辅助服务市场的发展有很大的推动作用。

近几年，随着能源结构调整、风力和光伏发电并网量的迅速增加，我国电力调峰调频服务面临几个问题，包括：电网峰谷差扩大，系统调峰容量不足；大型火电机组的频繁启停造成资源浪费，磨损大、煤耗高、不安全、不经济；抽水蓄能电站的总装机量不足（抽蓄装机容量仅为全部装机容量的1.5%，而此数据在日本为10%）；需求侧管理错峰用电方式不够普及等[4]。未来高效、智能电网的发展要求建设大量分布式和可再生能源接入电网，而电网接收消纳可再生能源的能力很大程度上取决于电力系统整体结构，特别是调峰能力。

2014年中国能建集团广东省电力设计研究院进行了一项研究，研究对南方电网2020年调峰调频电源需求进行建模预测，得出的结论为，系统需要的调峰调频容量为114506MW。考虑到未来小容量的火电机组逐渐关停，火电机组按45%的调峰深度计算时，全网火电机组提供的调峰容量为69075MW，系统在最大峰谷差值条件下，需要新增调峰调频电源容量为45431MW，在考虑风电等可再生能源的反调峰特性时，需要新增调峰调频电源容量为53411MW，而2020年抽水蓄能电站提供的调峰调频容量为24800MW，缺口依然很大[5]。在此情况下，新型规模化储能技术的调峰调频模式和可再生能源与储能联合调峰调频技术模式在研究中被提出。其实，近一两年来，储能参与调峰调频服务已经成为大家广泛关注的一个热点。

2 储能成本不断下降，更多应用价值有待实现，期待新的市场机制

2.1 储能成本是衡量其是否可能参与调峰调频的重要因素

从2011年张北风光储输一体化项目开始，储能电站在大规模可再生能源调峰调频方面的技术性能和应用效果逐步被验证，但储能的成本是否可以使其成为调峰调频服务的参与者一直是大家争论的主要内容。

2012年，由东北电力大学、辽宁电力公司和中国电科院共同进行了一项名为“用于松弛调峰瓶颈的储能系统容量配置方法”的研究，结果显示，通过对某省电网风电接入对电网负荷峰谷差的影响的分析，全年风电正调峰发生概率为

25.3%，反调峰发生概率为74.7%，风电反调峰效应明显；对于给定的电网负荷特性、风电出力特性，当储能系统容量价格为$900 /kWh，运行年限为10年时，储能系统最优配置容量为13.46 MWh，负荷低谷时段风电接纳容量可增加39.1 MW，约占风电总装机的1.9%，减小的电网峰谷差为最大负荷的0.42%，储能系统松弛电网调峰瓶颈效果不明显；而当储能价格降低至$208/kWh，则储能系统的最优配置容量为4355.2MWh，负荷低谷时段风电接纳容量可增加1300MW，约占风电总装机的64%，减小的电网峰谷差为最大负荷的11.23%，储能系统松弛电网调峰瓶颈作用明显，多接纳风电效益显著[6]。

2.2 储能成本不断降低，短期实现更多价值成为发展重点

通过中关村储能产业技术联盟（CNESA）2015年和2016年上半年对主流储能技术成本的统计和分析，储能的投资成本与2013年相比有大幅下降，锂离子电池（以磷酸铁锂为例）的系统成本最低值已经降低到300美元/kWh，预计到2020年，还将下降50%，最低达到150美元/kWh（按2016年9月兑换率计算）。到2020年，其他技术的投资成本也有很大下降空间，其中铅蓄电池将下降48%，全钒液流电池将下降23%，超临界压缩空气将下降44%。

表2 储能主要性能指标与投资成本表

年份	技术类型	计划服役年限（年）	能量转换效率（%）	投资成本（人民币元/千瓦）	投资成本（人民币元/千瓦时）
2013年	超临界压缩空气	30-40	40-50	1,2000-18,000	3,000-4,500
	锂离子电池	5年	90-95	4,500-6,000	4,500-6,000
	铅炭电池	5年	70-85	1,400-1,500	1,400-1,500
	全钒液流电池	>10年	75-85	17,500-22,500	3,500-4,500
2015年	超临界压缩空气	30-50年	50-60	8,000-10,000	2,000-2,500
	锂离子电池	5-8年	90-95	2,000-3,000	2,000-3,000
	铅炭电池	5-8年	70-85	800-1,300	800-1,300
	全钒液流电池	>10年	75-85	17,500-19,500	3,500-3,900
2020年	超临界压缩空气	30-50年	60-70	4,000-6,000	1,000-1,500
	锂离子电池	5-8年	90-95	1,000-1,500	1,000-1,500
	铅炭电池	5-8年	70-85	500-600	500-600
	全钒液流电池	>10年	75-85	14,000-15,000	2,800-3,000

数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA）统计整理

注：锂离子电池为1小时磷酸铁锂电池系统；铅炭电池为1小时系统；全钒液流电池为5小时系统；超临界压缩空气为4小时系统。此处投资成本为系统成本，含电池管理系统。

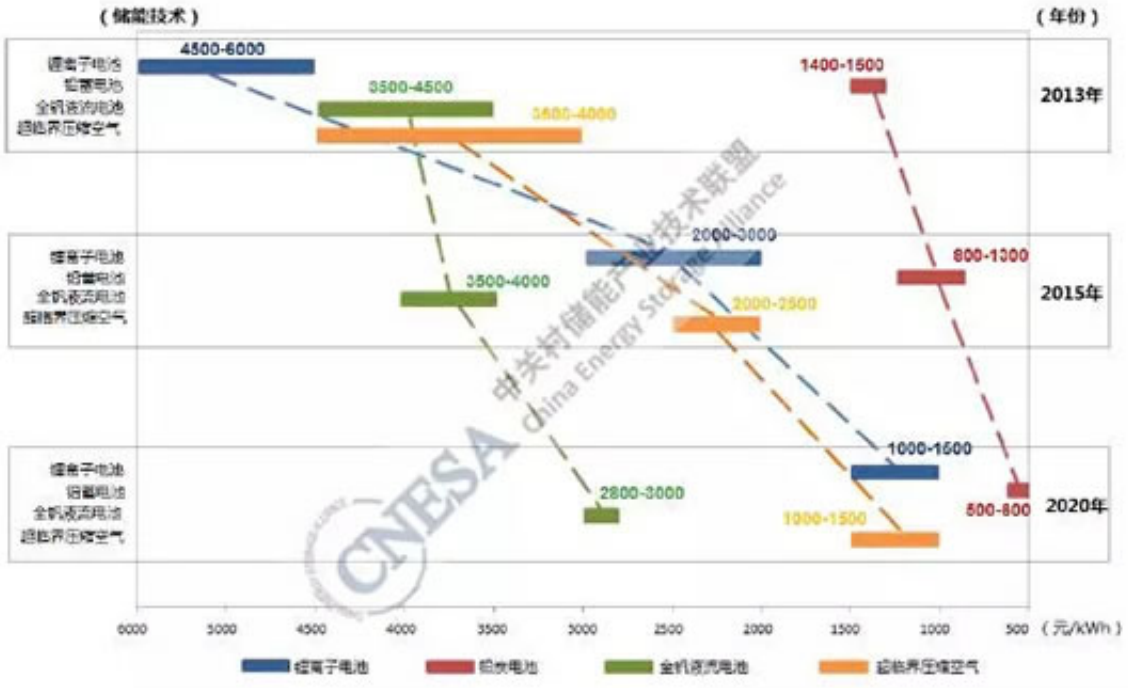

图2 成本下降趋势图

数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA）统计整理

储能技术投资成本的下降，为其最终有效地通过“削峰填谷”助力可再生能源的消纳创造了条件。同时，我们也发现，一套系统多重应用也是储能系统创造更多经济效益的有效方法。因此，与单纯的判断储能的投资成本是否具有经济性相比，这些电站是否具备参与调峰调频的权利、如何实现新的收益和价值更成为了现阶段推动储能实现大规模应用的最大动力。

3 政策出台，为储能参与调峰调频奠定基础

3.1《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》出台

2016年6月国家能源局正式出台的《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》（以下简称《通知》）正如一缕春风，吹开了储能参与调峰调频辅助服务市场的大门。根据《通知》的相关规定，我国将逐步建立电储能参与的调峰调频辅助服务共享新机制，充分发挥电储能技术在电力调峰调频方面的优势，电力储能系统在获得参与电网调峰调频等辅助服务身份的同时，也能够按应用效果获得应有的收益。

《通知》呈现出以下几个突出的特点，一是选择系统调峰压力大、调峰调频标准高、辅助服务补偿机制较灵活的“三北”地区作为试点区域。二是明确了电储能作为独立的电力市场主体的地位，成为独立的辅助服务提供主体，并收取相关服务费用。三是试点的范围广，投资主体多元化，储能系统既可以安装在发电侧的风电场、光伏电站和火电厂等，也可以在用户侧的小区、楼宇、工商企业等地；既可以与其他发电机组联合，也可以独立提供服务；而且发电企业、售电企业、电力用户、电储能企业均可以投资建设储能设施。四是提出了电储能设施充放电价格机制以及参与门槛，既对储能系统提出了要求和约束，也为其实现经济运行创造了条件。最后一点是提出了切实可行的保障措施，对电网企业、调度机构、储能业主单位和政府部门都提出了要求，为项目落实实施提供了保障支持。

3.2 政策推动下，储能参与调峰调频项目正在规划和部署中

政策出台后反响强烈，整个产业对未来储能的发展充满了信心。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）最新预测，按常规场景，到2020年全国储能技术的累计装机量将达到14.5GW（含储热，不含抽水蓄能）；按理想场景，到2020年全国储能技术的累计装机量将达到24.2GW（含储热，不含抽水蓄能）[7]。

最近一段时间，在市场需求和政策的双重推动下，与调峰调频、促进大规模可再生能源消纳相关的一系列大规模储能系统正在规划和部署当中，一些调峰调频储能电站建设运行的新模式也在探讨中。代表性项目如下：

（1）大连国家级大型化学储能示范项目。2016年4月，国家能源局首次批准建设国家级大型化学储能示范项目，项目建设规模为20万千瓦／80万千瓦时（200MW/800MWh），将分两期规划建设。国家能源局曾组织国家级电力系统研究机构对区域大型电池储能电站项目的技术方案和工程方案进行了论证，认为在大连建设大规模储能调峰电站对提高区域电网调峰能力、提高大连南部地区供电可靠性、促进电池储能技术的发展具有积极促进作用。

（2）二连浩特微网群示范项目。根据国家能源局的批复和内蒙古自治区发改委的通知，二连浩特将开展微网群项目，项目分为7个集群，建设规模为2.535GW的新能源发电装机和160MW的储能，建设期为2年。国家能源局要求按照“供需基本平衡、多余电力上网、主网补充调节”的原则，探索大规模可再生能源的的创新利用方式及发展模式，所发电量要确保就地消纳，以此提高可再生能源发展规模及利用水平，验证储能对于项目安全、稳定、高效运行的关键性作用。

3.3 储能参与调峰调频服务新模式的探讨

2016年7月，由中国电科院、比亚迪、中关村储能产业技术联盟及中国化工学会储能专委会联合举办了“大规模储能配合新能源发电专题研讨会”。会上大家共同认为，中国储能在可再生能源发电应用中面临的最主要问题是缺乏盈利模式，导致储能电站运营存在困难。

理论上，储能可以实现改善风电质量、减轻电网压力、参与电力市场提供辅助服务等多重应用价值，但由于目前尚没有明确的参与机制与结算方式，由此导致储能价值难以正确衡量，并获得相应回报。另一方面，现阶段安装在风光基地的储能系统，由风光电站负责运营，因此电网不能从全局最优化的角度调度储能资源，储能可实现的功能大打折扣；由此导致储能系统与风光电站捆绑运营时，还需区分风光电站和电网的收益才能正确结算，因此对最后付费机制的设定，也造成了一定的困难。

为了解决以上难题，比亚迪提出了在集中式风光电站区域建设独立电池储能电站的构想，希望通过协调区域内风光电站和储能电站的运行，在目前成本水平下，最大程度上发挥储能电站的价值，帮助解决可再生新能源消纳难题。独立储能电站具有以下优点：

（1）独立型储能电站可由电网直接调度，类似于小型抽水蓄能电站，为电网提供调峰、调频、备用、跟踪计划发电、平滑风电出力等多种服务。

（2）储能电站独立运营，其调节电量容易统计，服务的种类及计量也相对容易，因此会一定程度上简化储能电站

的运营难度。

（3）独立储能电站与发电设备彻底分开，在投资界面上，主体清晰明确，在进行投资评估时，投资评估的难度也会相应降低。

（4）与发电设备分开，更容易明晰储能本身的价值，政策和补贴的针对性更强。

4 对储能发展政策支持的进一步思考

发电侧大型储能电站具有规模大、设备单位成本低，土地建设投入少、电网配套投资低等优势，对快速、大范围的解决各地调峰调频资源不足问题现实意义大，能够在中短期内促进可再生能源消纳，缓解日益突出的弃风、弃光问题，提高电网安全稳定运行水平。

此外，研究建设独立的储能装置作为电力系统的常规可控设备参与调度运行，能够挖掘电储能更广的应用途径和更稳定的运营方式。储能系统在不同的位置、环节、时期的作用不同，是可以优化协调协同发展的，因此应该开展发电侧、用户侧、电网侧储能应用的统筹发展机制研究，为将来出台储能规划和其他政策提供依据和支撑。具体来讲，进一步支持储能参与调峰调频服务的有关政策思考包括：

（1）明确参与调峰调频储能电站建设的补贴或计费方式。避免只考虑一次性建设补贴，建议按服务效果设立明确的储能调峰调频价格机制。

（2）制定更严格的风电、光伏并网规则，提高风电、光伏的电能质量的同时，突出储能应用价值。

（3）储能建设的投资方应向独立于电网的第三方转移，而电网将主要承担为储能设施接入电网提供服务、计量与结算、协助建立辅助服务市场等责任。

（4）制订储能电站运行安全、施工安全监督管理办法等政策，明确储能电站、电网的运行安全责任，保障电网安全稳定运行。

经过十多年的发展，储能已经从技术研发、示范应用走向了大规模、商业化发展的道路。储能的发展不仅契合了我国低碳绿色能源战略的宗旨、顺应了高效智能电力系统发展的主题，也是未来能源互联网建设发展的重要环节。储能产业的发展既需要自身技术的创新、成本效益的优化、标准规范的设立，也需要国家政策的大力支持和推动。作为推动产业发展的引擎，政策对于储能产业参与电力系统的市场机制的设立、电价的核定、企业技术创新的激励、应用规模的扩大、社会资本的进入都具有至关重要的作用。

《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》的出台，给储能参与电网调度、促进可再生能源的接入打下了基础，储能从业者也热切盼望着，随着试点工作的进一步铺开，可以探索出储能参与辅助服务的多种模式、合理的结算方式，尽快实现储能技术在全国范围大规模商业化应用。

参考文献

[1]《2013年电力建设施工行业年度报告》，中国电力建设企业协会

[2]《国家电网公司促进新能源发展白皮书（2016）》，国家电网公司

[3]《中国电力行业年度发展报告2016》，中国电力企业联合会

[4]LvXueqin（吕学勤），Liu Gang（刘刚），Huang Ziyuan（黄自元）et al. The Adjusting Discharge Peak Methods and the Existing Questions[J]. Power System Engineering（电站系统工程），2007，23：37-40

[5]Chen Wu（陈武），et al. 区域电网调峰调频电源需求与容量配置研究[J].Journal of Guangdong Technical College of Water Resources and Electric Engineering（广东水利电力职业技术学院学报），2014,12:27-29

[6]Yan Gangui（严干贵），Feng Xiaodong（冯晓东），Li Junhui（李军徽）et al.Optimization of Energy Storage System Capacity for Relaxing Peak Load Regulation Bottlenecks [J]. Proceedings of the

CSEE（中国电机工程学报），2012，32：27-35

[7]《储能产业研究白皮书2016》，中关村储能产业技术联盟

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/tech/104733.html