

电力储能系统 电池 储能的4大认知误区



近期，锂电储能项目倍受关注，尤其是河南、江苏两地的电网侧储能项目。这些项目锂电池的装机总容量达到百兆瓦时，在国内可以用“前所未有”来形容。在振奋高兴的同时，我们也需要有一份冷静。电力行业是国家的基础支柱产业，其对设备的安全性、可靠性有严苛的要求，对于电力储能的推广我们需要有严谨敬畏的态度。有储能项目并不代表电力锂电储能技术已经成熟。

从业以来最大的感受是人们对储能的认识还有待加深，表现为以下几个方面：

(1)将电力储能系统等同于电池。

储能有很多应用，比如用于电力系统的储能电站，用于通讯基站和数据机房的后备电源。通讯基站和数据机房的后备电源技术与动力电池技术都属于直流技术，技术要求低于动力电池。电力类储能技术包含的内容要宽泛得多，除直流技术外还包括变流技术、电网接入技术和电网调度控制技术。因此，会设计动力电池不一定能设计电力储能系统。

目前储能行业对什么是电力储能还没有明确定义。个人认为电力储能系统应具备两个特征：1)储能系统能参与电网调度(或者说储能系统存储的电能能反馈主电网);2)能为不止一个用户提供电能服务。

(2)电力储能用锂电池性能要求比动力电池来得低。

对于这一点目前很难给出明确的判断。主要原因在于，迄今为止国内几乎没有公认的成功商业化运营的电力类储能项目，因此什么样的电池能符合电力储能的应用无从知晓。

当前，国内比较热衷于将退役动力电池梯次利用于电力储能，并且已出现了一些小规模示范项目，这些项目的电池来源以及项目真实运行情况并不为外界所知。

有趣的是国外知名电池企业，例如LGC和三星SDI，它们在电力储能领域已有了几个GWh的项目应用，同时它们也是世界公认的动力电池领先企业，在媒体上找不到它们梯次利用的报道。国外热衷动力电池梯次利用的多为车企，比如宝马。因此，退役动力电池梯次应用于电力储能需要验证观察。

(3)锂电行业普遍存在重“动力电池”轻“储能”的现象

当前国内锂电企业普遍没有设立独立的储能研发团队，储能研发一般由动力电池团队在动力电池项目“闲暇”时来承担。即使是有独立的储能研发团队，储能团队的人数也会少于动力团队人数。电力储能系统与动力电池相比其技术特点是电压高(一般按1000Vdc的要求进行设计)，电池单体串并联数量多的特点。因此，电力储能系统的电气安全、电池状态监控更为复杂，需要有专人进行研究攻关。

(4)业内对电力储能技术的成熟度判断偏乐观。

电力储能项目的成功需要从功能性和经济性两个方面进行评价。一方面，储能系统的功能要满足客户需求，比如削峰填谷、调频等功能;在经济性方面，在约定的时间内储能系统通过运营实现成本回收，并在此后很长的一段时间内储能系统能稳定运营让客户获得收益。

储能系统的功能性验证相对比较容易，而经济性验证则需要比较长的时间。储能系统的经济性是对储能系统稳定性的考验。只有长时间的观察记录才能获得诸如无故障运行时间、日常维护成本、调度成功率等具有统计性质的关键指标。

在媒体上经常能看到某某储能项目成功并网的报道。这类报道给人们一种电力储能技术已经成熟的感觉。但事实上，储能系统的成功并网仅仅是储能系统的功能性得到了验证。储能系统的经济性，或者说稳定性，目前还没有运行数据做正面支撑。

任何技术在真正大规模推广之前都需要一个循序渐进的成长完善过程。以动力电池为例，2009年至2012年，科技部、财政部、发改委、工信部共同推动了“十城千辆”工程，在2012年，国务院印发了《节能与新能源汽车产业发展规划(2012—2020年)》，2014年之后推动动力电池发展的产业政策和财政政策密集发布。可以毫不夸张的说，动力电池是在全社会高度关注，政、产、学、研共同努力，积极推进之下，在经过10年的时间才基本实现了规模化应用。

反观电力锂电储能。虽然有张北示范工程，但近十年来国内电力储能总体而言一直处于断断续续不温不火的状态。电力储能行业没有明确的政策引导与财政扶持。项目电池装机规模小，运行情况不透明。客观的说，从国内电力锂电储能技术的发展历程来看，锂电储能目前还不具备在电力领域规模化应用的能力。

进入2018年，动力电池行业产能过剩愈发严重，很多锂电企业将电力储能作为目标市场。在这一时刻，我们需要多一份责任感，多一份使命感。我们需要的是有实际效益的电力储能市场，而不是消化过剩锂电产能的电力储能市场。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/126210.html>