

MW 级大容量锂电池储能电站自主研发集成报告

1、国内外大容量锂电池储能系统发展现状

近年来,储能技术的研究和发展一直受到各国能源、交通、电力、电讯等部门的重视。电能的储存形式可具体分为机械、电磁、电化学电池三大类型。其中电池储能近年来受到越来越多的关注。铅酸电池作为最早的电化学电池之一,已经历了近 150 年的发展历程。利用铅酸电池构建大容量储能系统接入电网,作为移峰填谷的应用,最早开始于 1980 年代。然而,铅酸电池循环寿命较短(平均循环寿命为 500~1500 次)而且在高温下寿命会缩短,能量密度和功率密度较低(30~50Wh/kg、75~300W/kg),且在制造过程中存在一定的环境污染,这使得常规电池远远满足不了大容量接入电网的要求。因此,近年来世界各国大力研究高级电池(advanced battery),例如,钠硫电池,液流电池等,其中锂离子电池是高级电池中一种有广泛应用潜力的电池。《2009 年美国复苏与再投资法案》中预算 20 亿美元,用于鼓励高级电池在电力系统中的应用,其中,就包括锂离子电池。

随着锂离子电池性能和安全性的提高,以及成本的降低,由于其具有能量密度高、无记忆效应、无污染、自放电小、循环寿命长的特点,逐步受到业界的关注和重视。从锂离子电池使用的正极材料角度可以将目前的锂离子电池分为:(LiCoO₂)钴酸锂电池、(Li(NiCoMn)_{0.2})三元材料电池、(LiMn₂O₄)锰酸锂电池以及(LiFePO₄)磷酸铁锂电池等。钴酸锂电池由于在充电和高温状态下存在安全问题,且钴是稀有资源,其成本高,因此钴酸锂电池不宜在大容量电池储能中采用。锰酸锂电池正极材料资源丰富、价格低廉,安全性好,无环境污染,近年来取得重大突破,已在电动公交车中尝试应用。三元材料锂电池是钴酸锂电池的替代产品,其相对安全、成本较低,钛酸锂电池是三元材料锂电池的一种。磷酸铁锂电池,与传统的钴酸锂电池相比,能量密度为钴酸锂电池的 75%,但在制造成本、安全性、循环寿命等方面有明显的优势。

目前,锂离子电池在交通行业(电动汽车)得到了广泛应用。2007 年美国锂离子电池的市场销售量为 10 亿美元,并且预计每年有 50~60%的增长幅度。但是,锂离子电池大容量集成接入电网的应用直到 2008 年 10 月后才开始有报道。美国 A123Systems 公司已开发出 2MW×0.25h 的 H-APU 柜式磷酸铁锂电池储能系统(Hybrid Ancillary Power Unit),2008 年 11 月,A123Systems 公司联合 GE 公司,与美国 AES 公司合作,于 2009 年在宾夕法尼亚州实施了 2MW 的 H-APU 柜式磷酸铁锂电池储能系统接入电网。同时,将类似的 2 个 MW 级磷酸铁锂电池储能系统分别接入了加利福尼亚的两个风电场。其应用主要定位于为电力系统提供包括频率控制在内的辅助服务和新能源灵活接入。南加州爱迪生电力公司(Southern California Edison)于 2009 年 8 月计划投资 6 千万美元(其中 2.5 千万美元由美国能源局补贴),利用 A123Systems 的设备建设当今世界上最大的锂离子电池站(32MWh);印第安纳州的 Power&Light 公司于 2008 年 7 月对美国另外一个主要锂离子电池生产商 Altairnano 公司的 2 个 1MW/250kWh(4C 充放)的锂离子储能系统进行了测试。在国内,深圳比亚迪公司已开发出基于磷酸铁锂电池储能技

术的 200kW×4h 柜式储能电站和 1MW×4h 储能示范站(目前实际投入运行 330kW×4h)，其应用方向定位于削峰填谷和新能源灵活接入。

总之，全世界范围内的大容量锂离子电池储能系统目前还处于试验与示范阶段，没有形成成熟的成套装备产业，但是，大容量锂离子电池储能系统在电力系统中的应用发展势头迅猛，发展潜力巨大。

2、锂电池储能电站的技术成熟度与风险评估

电池储能电站的关键设备主要包括电池、电池管理系统(BMS)、站内监控系统和电力电子变流器(PCS)四个部分。目前，国内作为动力电池使用的单体锂电池技术已经成熟，包括比亚迪公司在内的多个电池厂家能提供现成产品，但大规模电池成组使用技术有待成熟，成组后电池的一致性与寿命管理尚待完善；在电池监控系统方面，国内已有基于信号采集的简单 BMS 系统的产品，但尚不具备对大规模电池组进行管理控制的能力，尤其在大规模单体电池成堆成组后，电池一致性问题成为影响电池寿命的关键环节，而采用电池均衡技术则是目前技术的发展前沿，国内目前在电池动态均衡技术刚刚起步，大规模应用少有报道，其中凹凸科技公司的电池管理系统技术水平在国内处于前沿，从对外报道来看也仅能同时管理 5 节单体电池，实现动态均衡；站内监控系统，目前在电力系统应用广泛，技术已经比较成熟，但主要为传统的监控功能，对于储能电站，还需实现对电池堆的有效管理以及承担储能站的高级应用控制功能，目前市场上已有的产品无法满足上述技术需求，需要在现有的厂(站)监控平台上进行二次深化开发；相比较而言，电力电子变流器(PCS)是四者当中技术成熟度最低的一个，下面具体分析。

电力电子变流器(PCS)，是实现直流储能电池与交流电网之间的双向能量传递，将储能电池接入电力系统的关键设备。国外实际工程的统计结果显示，在电池储能系统中，PCS 的成本占到整个系统成本的 25%以上。目前，传统功率单向流动的并网逆变器型 PCS 装置在包括太阳能、风能在内的分布式发电技术中的已有广泛的应用。国内从事电力电子变流器行业的企业也主要集中于光伏和风力发电等新能源应用领域，市场上还没有专门针对储能电站应用的双向变流器的成熟产品。下面从风电、光伏及 STATCOM 等的应用情况分析目前国内外电力电子变流器(PCS)及其应用技术的发展水平以和技术成熟度情况。

在风电变流器领域，根据 2008 年 10 月出版的《中国风电研究报告 2008》的研究结果，在我国风力发电装备产业链中，尽管零部件产业化情况有了较大的进展，但是风电机组的控制系统和变流系统等核心部件的产业化程度较低，仍然是国内风电设备制造业中最薄弱的环节。

风电变流器属于风力发电机组大型核心部件之一，也是目前风电制造行业国产化水平较低的部件之一。一直以来国内变流器市场被 ABB 等几家外资巨头垄断，但是国家近几年发布了关于风力发电方面的一大批科技支撑计划项目，在风电机组控制系统及变流器的研发及产业化方面投入了大量资金，促进了国内风电变流器企业的发展。

目前, 在华提供风电变流器的主要外资企业有: ABB(瑞士), 科孚德机电 Convertteam(法国阿尔斯通), 美国超导公司 AMSCWindtec, 艾默生网络能源有限公司(美国), 施耐德电气(法国, 已并购 Xantrex);国内目前能提供 1.5MW 以上风电变流器的厂家有合肥阳光电源, 北京科诺伟业, 黑龙江九洲电气, 北京清能华福, 国电龙源电气, 成都东方日立, 株洲南车时代, 北京四方继保、海得控制等, 在研以及拟建项目有国电南瑞(在研), 北京荣信股份(拟建项目), 山东新风光电子科技发展有限公司(全功率变流器在研), 甘肃天水电传(长城电工, 拟建项目)等。风电变流器分为双馈型变流器和直驱型全功率变流器两种。目前国内绝大部分企业提供的都是双馈型变流器, 1.5MW 双馈型机组所使用的变流器容量为 500kW;金风公司研制的国内首个 1.2MW 直驱型风电变流器, 近期已经投入市场。

在光伏发电领域, 成立于 1981 年的艾思玛(SMA)是全球最早也是最大的光伏逆变器生产企业(德国市场占有率达 50%以上), 占全球市场 33%左右的市场份额, 是全球光伏逆变器第一大生产供应商, 第二位是 Fronius, 全球前七位的生产企业占领了 74%的市场份额。2008 年国内光伏逆变器的进口量为 13.6MW, 其中德国是最主要的进口来源地, 占全部进口量的 70%, 主要的供货企业包括艾思玛(SMA)、KACO、康能(Conergy), 其次为奥地利占 7%, 主要的生产企业为 Fronius, 瑞士占 6%, 主要的厂商为 Sputnik、Studer。国内生产光伏逆变器的厂商有合肥阳光、北京索英、北京科诺伟业、志诚冠军、北京日佳、南京冠亚、北京四方继保等企业。目前, 我国在中小功率光伏逆变器上与国外处于同一水平, 在 500kW 以上大功率并网逆变器上, 合肥阳光电源等国内企业已经可以提供。总体上说, 在大容量光伏逆变器方面, 国内企业已接近国外企业的技术水平, 不过在装置模块化设计、系统集成、检测技术以及稳定性可靠性方面还存在一定差距。

在 STATCOM 相关领域方面, 由清华大学和原河南省电力局合作研制的 $\pm 20\text{MVA}$ 的 STATCOM, 1999 年在河南省洛阳市朝阳 220KV 变电站投入试运行, 并于通过了相关科技鉴定。这是目前国内唯一的具有自主知识产权的且经过运行鉴定的大容量 STATCOM 装置;2006 年, 由上海电力公司、许继电源有限公司和清华大学合作完成的采用 IGCT 器件的 $\pm 50\text{Mvar}$ 链式 STATCOM 装置在上海西郊变电站投运成功, 并通过了国家电网公司组织的专家验收。

与风电和光伏等可再生能源并网领域不同的是, 大规模电池储能系统的应用对于变流器(PCS)的技术要求更高, 主要表现在以下几个方面: (1)PCS 既要与电池组接口完成充放电管理, 又要与电网接口实现并网功能。在光伏逆变器中, 电能是从电池板到电网单向流动的, 而且光伏电池特性平稳, 控制相对简单;在风力发电中, 变流器秩序保证输入输出功率平衡即可, 无需进行能量管理。(2)大规模电池储能电站中, 并网只是对 PCS 的最基本要求, PCS 更重要的任务是要与电网配合实现诸如移峰填谷、调频调峰、孤网供电、动态无功支持、电力系统稳定器以及改善电能质量等多种系统级应用功能。PCS 不再是一个独立的并网装置, 而是需要与电力系统进行频繁互动的系统级设备。(3)上述与电网互动的高级应用功能, PCS 难以单独完成, 而是需要和储能电站的监控系统进行协调控制, 即 PCS 只是储能电站控制系统中的一个环节(4)光伏、风电等并网应用中, PCS 只在电网稳态情况下工作, 在电网发生故障时仅需要保持一定时间不脱网即可;而电池储能电站的大多数应用是针对电网的故障状态, PCS 需要实时主动监测系统电

压、频率等信息，并随时响应 AGC、AVC 等系统调度指令，一旦系统发生异常或故障，需要其快速做出响应，在小于秒级的时间内迅速调整有功和无功出力，在关键时候微电网提供最有力的支撑，将故障造成的损失降至最低。

而在 MW 级以上大规模储能系统的应用方面，国内外尚无批量生产的产品，国外 ABB、GE 等大公司也只是有屈指可数的几个示范项目。在国内，这个领域几乎还是空白。目前已见报道的只有上海世博会储能项目中的 100kW 变流器(思源电气研制)、浙江省电力试验研究院微网实验室项目中的 100kW 双向变流器(清华和北京四方继保联合研制)，以及深圳比亚迪公司自建的 200kW 储能电站示范项目(比亚迪自行研制，PCS 容量 100kW)，500kW 以上的储能双向变流器国内还还未见报道。其中，在上海世博会和比亚迪的储能项目中，PCS 的高级应用策略实现了移峰填谷的基础功能；而浙江省电力试验研究院微网实验室项目在申请策略方面，除了实现移峰填谷外，还在系统调频、与可再生能源接入配合以及孤网供电等方面进行了研究和尝试。然而，该系统为容量有限的实验室应用，其与大容量储能电站并网运行的应用要求相比，还有很多需要进一步研究完善的地方。

综合以上分析，开展 MW 级锂电池储能电站存在以下技术风险：

1) 3 万节以上单体构成的锂电池系统的成组技术、运行维护、SOC 以及 SOH 等状态估计与监测技术，国内没有相关的工程经验。

2) 适合于 MW 级储能电站应用的大容量 PCS 目前国内没有相关产品，需要完全自主研发。

3) 在 MW 级锂电池储能电站中的控制技术上，既要考虑 PCS 与锂电池的接口技术，在保证大容量锂电池的使用寿命和安全性的条件下，合理的对电池进行充放电管理；同时，还要考虑以 PCS 作为接口的电网接入技术，考虑 PCS 满足电力系统运行的要求，发挥移峰填谷、调峰调频、无功调节、孤岛运行等功能。

4) MW 级大容量储能电站往往由多台 PCS 组成，站内多台 PCS 之间直接协作机制与实现方法尚待研究。

5) 一般变电站的监控信息点规模在 3-5 万个左右，而 MW 级储能电站仅电池相关信息点表规模就在 30 万以上，对监控系统的容量与接入技术是一个的挑战。

6) 5MW 级储能电站有 3 万节多电池，10 台 PCS，信息量大，既要满足容量的要求，又要满足实时性的要求，站内信息的分层分区设计及工程实现是一个技术难点。

7) 市面上没有厂家能提供完整解决方案，各自侧重，系统集成成为关键的技术风险之一，一是完整的集成方案需要研究；二是各个部分有无集成所需的信息与接口需要确认与研发。

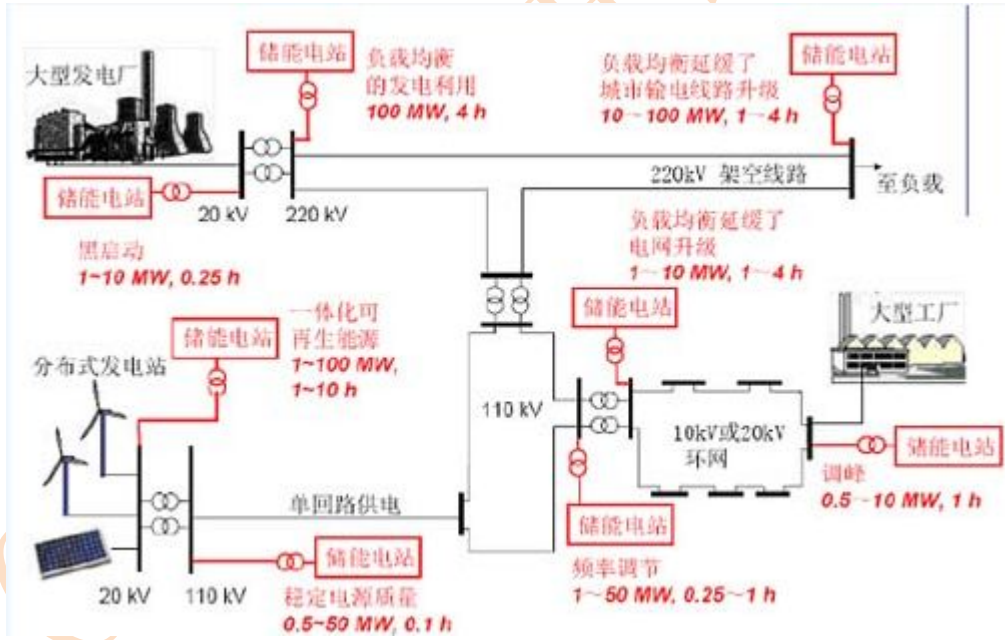
3、锂电池储能系统自主集成研发技术路线

综合当前的技术发展现状，难以找到单一的合作厂家，能提供整套符合南方电网公司 MW 级大容量锂电池储能电站示范工程建设目标要求的系统；目前也没有厂家能提供有关储能电站的运行方式和控制策略的完整解决方案，需要进行自主研发。另外，南方电网示范工程的重点之一是了解各种电池、PCS 系统、监控系统的并网运行以及整体系统集成等各方面的技术要点，从而制定相应的技术规范，形成储能电站建设规范，为推广储能电站建设提供技术、规范方面的保障系统。这就涉及到多家电池、PCS 的有效集成，技术风险与挑战加大。依靠单纯设备采购很难达到预期的目标，为此，需要公司进行自主集成研发。

自主集成研发的内容包括储能电站的高级应用策略、关键设备、和系统集成三个方面。

3.1 储能电站高级策略方面：

大规模电池储能系统应用于电力系统，改变了传统电力系统发、输、变、配用瞬时平衡的运行规律，将会给电力系统带来一系列革命性的变化。国外电力公司在这方面以及开展了大量的研究工作，并在一系列的示范工程中发挥出显著的效益。大规模电池储能电站在电力系统中的典型下图所示：



图大规模储能电站在电力系统中的应用示意图

研究内容：

- 1) 调研与分析国外大容量储能电站在电力系统工程应用的控制策略的具体内容与实现方式；
- 2) 调研与分析国内外不同类型蓄电池的性能、指标及 BMS 的控制策略；

3) 调研与分析国内外不同类型储能装置的电网接入方式;

4) 调研与分析国内外电池储能系统 PCS 装置的构成与参数选择, 给出自主集成与研发部分的 PCS 技术解决方案;

5) 研究储能电站各种应用对电池容量, 电池充放响应性能的要求;

6) 电池储能装置与可再生能源发电联合运行的经济调度方式研究;

7) 带有电池储能装置的电网动态与稳态特性的仿真分析;

8) 储能装置接入配网后对继电保护的影响研究。

9) 基于 RTDS 或 EMTDC 建立电池储能系统仿真研究平台, 对各种控制策略及其实现方式进行仿真校核与优化研究;

10) 开展电池长寿命运行要求下的 PCS 充放电控制技术研究, 统筹考虑电网运行控制要求与电池长寿命运行要求, 形成公司 MW 级储能电站科自主集成与研发部分的控制策略及其实现方案, 给出与工程部分的接口技术规范, 给出自主集成与研发设备的技术解决方案, 控制逻辑图, 指导关键设备研发;

预期效益:

1) 编写国内外不同的已投运储能电站高级控制策略的综述报告, 使公司全面了解当今储能电站的发展趋势, 为公司储能电站的推广提供基础材料;

2) 掌握储能电站每个应用场景的具体内容, 为公司结合网情进行储能电站的规划提供依据。

3) 掌握储能电站各种应用场景对电池容量、充放电时间响应的需求, 掌握储能电站各种应用对电池寿命及其经济成本, 为公司进行储能电站推广建设的设计与经济技术分析提供依据。

4) 掌握储能电站不同控制策略对于电网动态特性的影响分析的系统方法, 为储能电站的接入提供分析的技术方法支撑; 形成储能系统数字仿真与物理模拟平台, 为储能电站的接入提供分析的技术平台。

5) 掌握储能装置与可再生能源发电联合优化调度的方法与方案, 为公司在新能源接入方面提供指导。

6) 形成公司 MW 级储能示范工程的整体控制策略方案, 为公司示范工程的建设提供技术指导与支撑。

3.2 关键设备研发方面

研究内容:

-
- 1) 调研与分析国内外不同类型 PCS 装置的控制策略及其技术现状;
 - 2) 研究应用于储能系统的 500kW 以上大容量双向变流器 (PCS) 成套设计技术。
 - 3) 研究大规模储能电站中 PCS 多机协调控制技术。
 - 4) 研究大容量双向变流器 (PCS) 的技术规范要求。
 - 5) 研究大规模储能电站系统接入技术。

预期效益

- 1) 掌握应用于储能系统的 500kW 以上大容量双向变流器 (PCS) 成套设计技术, 为公司进行大容量储能电站示范工程建设提供装备技术保障。
- 2) 掌握大规模储能电站系统接入的技术
- 3) 形成大容量双向变流器 (PCS) 的技术规范要求, 为公司的储能电站推广建设提供技术标准方面的指导。

3.3 系统集成

研究内容:

- 1) 研究大容量双向变流器 (PCS) 与电池及电池管理系统的接口技术。
- 2) 研究大容量电池及电池管理系统的架构与功能体系
- 3) 研究储能电站各种高级应用策略的实现技术条件要求
- 4) 研究大容量储能电站的信息架构体系。
- 5) 研究储能电站接入公司现有自动化体系的技术条件要求。

预期效益:

- 1) 掌握大容量双向变流器 (PCS) 与电池及电池管理系统的接口技术, 提出不同类型电化学电池差异性要求的 PCS 装置控制策略优化方案, 为公司储能电站推广建设有更多设备选项提供技术保障;
- 2) 掌握储能电站各种高级应用策略的实现技术条件要求, 为公司的储能电站推广建设在具体经济技术评估方面提供依据与技术保障。
- 3) 掌握储能电站接入公司现有自动化体系的技术方案, 为公司的储能电站建设提供基础。

4、总结

目前，大容量锂电池储能系统在世界范围内尚处于试验与试点阶段，国内尚没有厂家能提供完整的技术方案，相关成熟产品市场上也较难采购。因此有必要在相关关键设备与系统集成方面进行自主研发，为示范工程提供坚实的技术支撑与技术保障；另外，南方电网在示范工程中的重点之一应该是关注构建南方电网储能设备应用管理体系，制定公司储能设备接入电网的系列技术标准，重点关注与研究储能设备集成监控技术和满足“即插即用”的储能站接入电网技术。只有通过自主研发与系统集成的方式，才能深入了解各种电池、PCS 系统、监控系统的相关技术规范以及整体系统集成等各方面的技术要点，从而制定相应的技术规范，形成储能电站建设规范，从而为推广储能电站建设提供技术、规范方面的技术保障系统。

OFweek 锂电电网