



# 新电改大潮下的投资机会

## 投资要点

- 自新电改“9”号文开始，我国面临历史上第二次大的电力体制改革。2002年，国务院下发“5”号文件，核心是厂网分开，竞价上网；重组发电和电网企业，至此，组建了五大发电集团和两大电网公司。第一次电改后，十五期间，电力装机几乎翻倍，国网公司的利润增加了五倍，期间，电力设备价格上涨15%，电厂基础建设所有的材料价格上涨了40%。从大趋势上看，第一次电改就是为了满足日益增长的社会用电量的需求而做出的重大改革。此轮新电改的主要目标是“放开两头，管住中间”，主体改革政策：发+输配+售。我们必须认识到，此轮电改是在社会用电量下滑以及电源总体过剩的大背景下进行，所以第二次电改实质是做减法，这与第一轮电改是截然不同的。虽然是减法，但不乏投资机会。这轮电改对于运营效率高的主体是极好的机会，而对成本高昂运营效率低下的主体则是倒逼淘汰。我们将从发-输-配-售四个环节逐一梳理投资机会。
- 发电侧存在多样化投资良机——辅助服务市场机会众多，亟待有心人采摘的市场机会包括：调频、深度调峰（辽宁某60MW火电机组16年火电深度调峰辅助服务盈利数亿元，超过主能量市场盈利）、绿证、容量市场、备用、调相和黑启动等。具备参与各类辅助服务能力且率先抢占相应市场的发电企业业绩将得到巨大提升。
- 增量配网机会看涨，附加节能等增值服务有待进一步挖掘。市场机会包括：存量配网以自动化升级、装备升级为主，增量配网以农配网建设为主，有望获益的是可从增量配网建设中获益的工程总包商和配网运营商。其中拥有优质工业园区资源或配套能力强的公司可作为优质工程总包商得到关注，而具有国网背景的设备企业公司优势明显。
- 售电侧机会众多，资本相继涌入。市场机会包括：需求侧资源进入市场有助于增加需求侧弹性，削减高峰负荷，且调节方式灵活，响应速度快，缓解受端电网调频调峰严峻形势。随着政策及市场制度的推进，率先整合负荷侧需求响应资源的售电公司将收获可观回报。
- 储能商业化邻近，巨量市场启动在即。市场机会包括：储能浸润电网多环节运转，潜在市场体量巨大。能够降低储能成本的储能上下游企业将迎来实质的商业化突破，业绩具备爆发式增长机会。

## 重点公司盈利预测与评级

代码	名称	当前价格	投资评级	EPS (元)			PE		
				2016A	2017E	2018E	2016A	2017E	2018E
600452	涪陵电力	43	买入	1.05	1.48	1.99	41	29	22
600406	国电南瑞	17.84	增持	0.60	0.70	0.78	28	25	23
000400	许继电气	17.05	增持	0.86	1.15	1.21	21	15	14
300068	南都电源	17.3	买入	0.42	0.67	0.88	41	26	20
002169	智光电气	7.95	增持	0.14	0.19	0.22	57	42	36

数据来源：公司公告，西南证券

## 西南证券研究发展中心

分析师：李佳颖  
执业证号：S1250513090001  
电话：023-63786561  
邮箱：lijy@swsc.com.cn

联系人：谭菁  
电话：010-57631196  
邮箱：tanj@swsc.com.cn

联系人：李志虹  
电话：021-68415929  
邮箱：lzh@swsc.com.cn

## 行业相对指数表现



数据来源：聚源数据

## 基础数据

股票家数	183
行业总市值(亿元)	17,302.64
流通市值(亿元)	16,968.83
行业市盈率 TTM	39.1
沪深300市盈率 TTM	13.0

## 相关研究

1. 储能将迈向实质性商业化阶段 (2017-03-26)

## 目 录

1 新电改大潮下的投资机会.....	1
2 辅助服务市场：利润空间巨大，只欠政策东风.....	2
2.1 调峰市场作用及形式 .....	3
2.2 东北调峰辅助服务费用总体情况 .....	5
2.3 上海调峰市场估算 .....	5
3 增量配电网：机会中等待完善 .....	8
4 需求侧资源进入市场：潜力可观，改革加速 .....	10
4.1 容量市场中的需求侧响应市场空间 .....	12
4.2 能量市场中的需求侧响应市场空间 .....	13
5 储能：迈进实质商业化，发挥万金油功能满足各方需求 .....	14
5.1 浸润电网多环节运转，储能技术市场前景璀璨 .....	14
5.2 风电持续增长，平价上网推进储能快速发展 .....	16
5.3 电源结构变化加剧供电侧调峰压力，储能调峰市场大.....	17
5.4 成本持续降低，储能推广步入快车道 .....	18
6 投资标的推荐.....	19
6.1 电网系受益企业 .....	19
6.2 优质的民营企业布局抢占先机 .....	20

## 图 目 录

图 1: 东北电网各类电源装机总量（万千瓦）及占比 .....	3
图 2: 东北电网风电装机容量 .....	3
图 3: 东北电力调峰辅助服务市场主体范围 .....	4
图 4: 调峰辅助服务 .....	4
图 5: 调峰服务正盈利电厂的占比情况 .....	6
图 6: 调峰服务负盈利电厂的占比情况 .....	6
图 7: 调峰净收入&调峰/电费百分比 .....	7
图 8: 增量配网运营流程 .....	9
图 9: 美国 PJM 市场需求侧效应市场效益 .....	11
图 10: 2016 年江苏省首次需求侧相应用户空调符合分布 .....	14
图 11: 我国储能历年装机容量及增长率 .....	15
图 12: 我国风电历年装机容量及占比 .....	16
图 13: 浙江电网电源结构变化 .....	17
图 14: 浙江调峰压力 .....	18
图 15: 储能削峰填谷的作用明显 .....	18

## 表 目 录

表 1: 补偿标准 .....	5
表 2: 东北调峰辅助服务费用情况 .....	5
表 3: 报价上下限设置 .....	6
表 4: 不同深度调峰界限下上海电网调峰补偿金额 .....	6
表 5: 上海各电厂收益情况 .....	7
表 6: 假设安徽某园区项目 IRR 计算 .....	9
表 7: 各产业潜力分析 .....	11
表 8: 需求侧响应对调峰的改善作用 .....	11
表 9: 华东全网容量市场容量费用测算 .....	12
表 10: 2016 年江苏需求侧管理补贴标准 .....	14
表 11: 储能服务在电力系统中的功能划分 .....	15
表 12: 2011-2014 年浙江电网日最高负荷和最大峰谷差 .....	17
表 13: 典型日浙江电网调峰压力系数 .....	17

## 1 新电改大潮下的投资机会

自新电改“9”号文开始，我国面临历史上第二次大的电力体制改革。2002年，国务院下发“5”号文件，核心是厂网分开，竞价上网；重组发电和电网企业，至此，组建了五大发电集团和两大电网公司。第一次电改后，十五期间，电力装机几乎翻倍，国网公司的利润增加了五倍，期间，电力设备价格上涨15%，电厂基础建设所有的材料价格上涨了40%。从大的趋势上看，第一次电改就是为了满足日益增长的社会用电量的需求而做出的重大改革，也取得了重大成果。

本轮新电改的主要目标是“放开两头，管住中间”，主体改革政策：发+输配+售。我们必须认识到，本轮电改是在社会用电量下滑以及电源总体过剩的大背景下进行，所以第二次电改实质是做减法，这与第一轮电改是截然不同的。

虽然是减法，但不乏投资机会。本轮电改对与运营效率高的主体是极好的机会，而对成本高昂运营效率低下的主体则是倒逼淘汰。我们将从发-输-配-售四个环节逐一梳理投资机会：

### 1) 发电侧存在多样化投资良机——辅助服务市场机会众多，亟待有心人采摘

我国电力行业市场化空间巨大，不同地区面临的问题不尽相同，但当前特高压环境下各地区电网对优质辅助服务资源需求增多。此外，跨区现货交易的逐步开展，有助于拥有风电、光伏等新能源发电资源的发电企业提升盈利水平。

市场机会包括：调频、深度调峰（辽宁某60MW火电机组16年火电深度调峰辅助服务盈利数亿元，超过主能量市场盈利）、绿证、容量市场、备用、调相和黑启动等。具备参与各类辅助服务能力的发电企业且率先抢占相应市场的发电企业业绩将得到巨大提升。

### 2) 增量配网机会看涨，附加节能等增值服务有待进一步挖掘

“十三五”期间配网投资建设目标已有明确指示，随后的“一带一路”战略又为优质电力设备企业打开了新的增长空间。

市场机会包括：存量配网以自动化升级、装备升级为主，增量配网以农配网建设为主，有望获益的是可从增量配网建设中获益的工程总包商和配网运营商。其中拥有优质工业园区资源或配套能力强的公司可作为优质工程总包商得到关注，而具有国网背景的设备企业公司优势明显。

### 3) 售电侧机会众多，资本相继涌入

售电公司竞争性售电基本业务市场体量巨大，但考虑到电力资源属同质性商品，竞争性售电业务增长主要靠价格竞争力及渠道资源，在售电公司数量众多背景下，纯售电市场预计今后一片红海，盈利空间有待验证；而需求侧资源则存在巨大的潜在红利有待开发。

市场机会包括：需求侧资源进入市场有助于增加需求侧弹性，削减高峰负荷，且调节方式灵活，响应速度快，缓解受端电网调频调峰严峻形势。随着政策及市场制度的推进，率先整合负荷侧需求响应资源的售电公司将收获可观回报。

### 4) 储能商业化邻近，巨量市场启动在即

电力系统长久以来都是严格执行“发多少用多少”的发电实时平衡原则运行，这是由于电力系统输配网环节仅仅具备传输电能的功能而无法对电能进行大容量的储存。储能技术的出现与发展，在很大程度上对电力系统的各个环节带来了巨大的影响，随着储能政策催化剂的不断落地，巨量市场空间逐步打开。

市场机会包括：储能浸润电网多环节运转，潜在市场体量巨大。能够降低储能成本的储能上下游企业将迎来实质的商业化突破，业绩具备爆发式增长机会。

## 2 辅助服务市场：利润空间巨大，只欠政策东风

我国电力行业市场化空间巨大，不同地区面临的问题不尽相同，但当前特高压环境下各地区电网对优质辅助服务资源需求增多，市场化手段在调整资源配置同时，存在巨大利润空间。我们将各个地区电网特征分列如下：

我国东北电网的电源结构特点是：多煤、多风、少水、少（燃）气。东北电网调峰电源总装机严重不足。东北电网风电健康发展遇到的最大困难是供热与电力调峰之间的矛盾，其实质是风电与火电争夺有限的发电空间。东北每年有着长达 5~8 个月的供暖期。而冬季供暖期也正好是东北的大风期，要同时完成风电大发与居民供热的双重任务困难重重。随着近年供热面积及热机组容量的持续上升，全网火电机组最低技术出力也持续上升，其增速超过电力负荷增速，导致电力调峰能力日益不足，风电发电空间日益受限，弃风限电问题日益突出。

东北电力调峰辅助服务市场便是针对这一突出问题应运而生。17 年 1 月 1 日起，《东北电力辅助服务市场运营规则（试行）》开始施行，旨在建立辅助服务分担共享新机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障东北地区电力系统安全、稳定、经济运行，促进风电、核电等清洁能源消纳。此次东北电力辅助服务市场改革主要聚焦于可中断负荷、电储能、跨省、火电应急备用等形式参与深度调峰。

区别于东北电网特征，华东作为经济高度发达地区，负荷密集，其电网属于大型受端电网，具体的突出问题主要包括两点：

1) 省市间机组发电利用小时数差异大，存在发电资源优化空间：华东省市间同类机组最大发电利用小时数差异达 1000 小时以上；全网煤耗率水平存在较大差异。

2) 省市间调峰压力分布不均衡，存在调峰互济空间：目前上海、浙江、福建调峰问题较为突出，江苏、安徽暂不突出；预估未来几年，上海调峰形势不再继续恶化，江苏区外来电大幅增加、福建核电增多，调峰形势严峻。

西北、华北大部与东北地区相似，同属我国供暖区域，每年有 4-6 个月的供暖期，在西北地区风电集中的环境下，供热与电力调峰之间的矛盾，依然是风电与火电对有限的发电空间的争夺。在风电投资南移的趋势下，华北地区新能源消纳与调峰压力也将进一步加大。

与三北地区及华东地区不同的是，包含四川在内的华中地区水电富集，同样在风电南移趋势明确的前提下，将形成大量优质水电、火电与风电共同抢夺发电资源的局面，可以预计在负荷增速回升的背景下未来新能源消纳和调峰问题严峻。

总体而言，我国电网特点决定了对调峰等辅助服务的需求愈发明确，潜在市场空间巨大，在政策机制不断完善的过程中，存在相当可观的投资机会。



## 2.1 调峰市场作用及形式

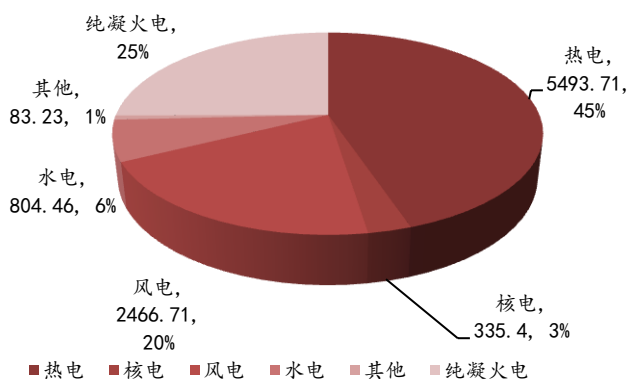
在国外，调峰并不是一个典型的辅助服务类型，系统的调峰问题实际上是通过现货市场的分时电价来引导市场成员在负荷高峰和负荷低谷时段进行出力调整而解决。

“东北电力调峰辅助服务市场”设计的核心目的在于通过“胡萝卜加大棒”式的经济杠杆作用，促使区内热电企业进行技术改造，实现热电机组供热与发电解耦，在不影响供热的前提下，恢复甚至进一步加大火电机组的调峰能力，从而逐步改善东北电网的电源结构，通过市场化手段，将东北电网调峰问题的“死棋盘活”，从而实现东北电网及地区清洁能源消纳健康可持续发展。

东北电网的电源结构特点是：多煤、多风、少水、少（燃）气。东北电网调峰电源总装机严重不足。

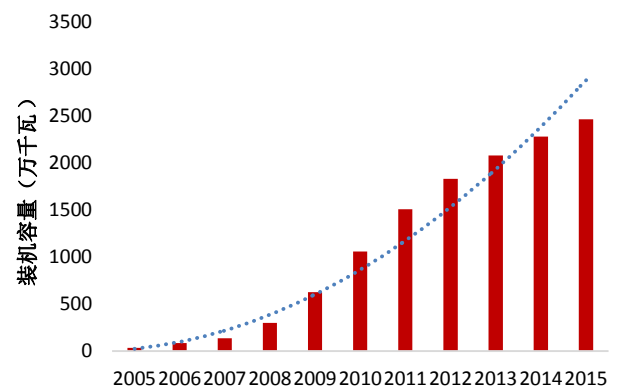
截至 2016 年底，在东北电网 1.2 亿千瓦总装机中，火电 8515 万千瓦，占比 70%（在全部火电装机中，热电机组占比 64%；风电 2467 万千瓦，占比 20%；水电 804 万千瓦，占比 6.56%；核电 335 万千瓦，占比 2.7%。

图 1：东北电网各类电源装机总量（万千瓦）及占比



数据来源：国家能源局，国家电网，西南证券整理

图 2：东北电网风电装机容量



数据来源：国家能源局，国家电网，西南证券整理

2016 年，东北电网风电发电量 388 亿千瓦时，约占全网总发电量的 9.4%。东北电网风电装机容量占比，风电发电量占比在中国各区域电网中都是最高的（风电装机比重与西北持平，发电量比重高于西北）。

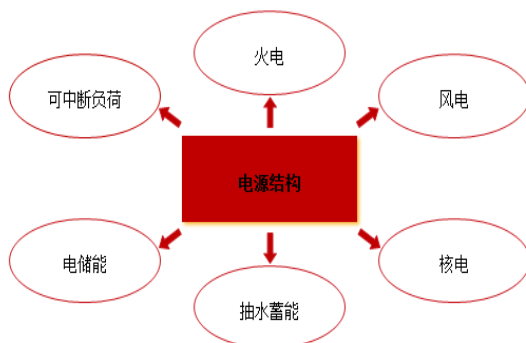
在快速发展的同时，自 2012 年起，东北电网风电发展也遇到了严重“弃风限电”的问题。东北电网风电机组利用小时数普遍达不到设计指标。东北电网风电健康发展遇到的最大困难是供热与电力调峰之间的矛盾，其实质是风电与火电争夺有限的发电空间。东北每年有着长达 5~8 个月的供暖期。而冬季供暖期也正好是东北的大风期，要同时完成风电大发与居民供热的双重任务困难重重。

随着近年供热面积及热电机组容量的持续上升，全网火电机组最低技术出力也持续上升，其增速超过电力负荷增速，导致电力调峰能力日益不足，风电发电空间日益受限，弃风限电问题日益突出。

东北电力调峰辅助服务市场便是针对这一突出问题应运而生。

东北电力调峰辅助服务市场的主体范围共包含六种类型，在现有的火电厂、风电场（包含光伏电站）、核电厂的基础上，增加了“可中断负荷电力用户”、“电储能用户”、“抽水蓄能电站”。

图 3：东北电力调峰辅助服务市场主体范围

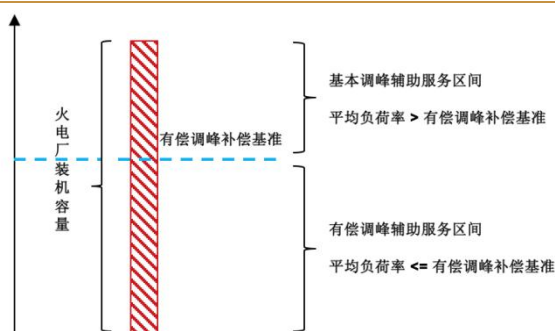


数据来源：公司公告，西南证券整理

火电机组、生物质发电机组(100MW 及以上容量)能够提供基本及有偿调峰辅助服务，参与市场化管理；风电场、光伏电站作为间歇性电源不具备提供调峰辅助服务能力，参与市场化管理；核电目前暂按不提供日内调峰辅助服务考虑，参与市场化管理；抽水蓄能机组暂认为能够提供 100%的基本调峰能力，参与市场化管理；可中断负荷主要在电网低谷负荷时段用电，可在负荷侧为电网提供调峰辅助服务的用电负荷，参与市场化管理；电储能指蓄电设施通过在低谷或弃风弃核时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰辅助服务，参与市场化管理。

调峰辅助服务分为基本（无偿）调峰辅助服务以及有偿调峰辅助服务。**基本调峰辅助服务**指平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时所提供的辅助服务。**有偿调峰辅助服务**指平均负荷率小于等于有偿调峰补偿基准时所提供的辅助服务。

图 4：调峰辅助服务



平均负荷率是指火电厂单位统计周期内开机机组的平均负荷率。

$$\text{平均负荷率} = \text{火电厂开机机组发电电力} \div \text{火电厂开机机组容量} \times 100\%$$

数据来源：国家能源局，西南证券整理

发电企业须在日前提交有偿调峰辅助服务报价，《监管办法》暂对报价设置区间限制，通过报价的高低来确定次日各电厂提供有偿调峰辅助服务的先后顺序。

表 1：补偿标准

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限(元/kWh)	报价上限(元/kWh)
非供热期	第一档	纯凝火电厂	40% < 负荷率 ≤ 50%	0	0.4
		热电厂	40% < 负荷率 ≤ 48%		
	第二档	全部火电厂	负荷率 ≤ 40%	0.4	1
供热期	第一档	纯凝火电厂	40% < 负荷率 ≤ 48%	0	0.4
		热电厂	40% < 负荷率 ≤ 50%		
	第二档	全部火电厂	负荷率 ≤ 40%	0.4	1

数据来源：能源局，发改委，西南证券整理

## 2.2 东北调峰辅助服务费用总体情况

东北电力辅助服务市场运营两年来（2014 年四季度至 2016 年三季度），全网有偿调峰辅助 31.58 亿千瓦时，合计补偿费用 **13.47 亿元**。有偿调峰辅助服务平均价格 0.426 元/千瓦·时，实际最高出清价格 0.800 元/千瓦·时，最低出清价格 0.200 元/千瓦·时。机组应急启停调峰 52 台次，补偿金额 6390.00 万元。

表 2：东北调峰辅助服务费用情况

单位(万元)	直调	辽宁	吉林	黑龙江	合计
补偿合计	25865.26	85560.11	19737.05	3497.37	134659.78
跨省补偿	2650.02	-32.65	-1068.71	-1548.67	2650.02
分摊合计	23215.24	85592.74	20805.75	5046.03	134659.76
火电分摊	14345.13	54500.09	14503.39	4384.41	87733.01
风电分摊	8870.11	21974.28	6302.36	661.62	37808.36
核电分摊	--	9118.38	--	--	9118.38

数据来源：能源局，国家电网，西南证券整理

具体的电厂层面情况，2014 年四季度至 2016 年三季度：

(1) 全网共 31 座火电厂盈利，平均盈利金额 2865.46 万元，最高盈利金额：20950.36 万元（庄河厂）。

(2) 全网共 54 座火电厂亏损，平均亏损金额 775.79 万元，最高亏损金额：3035.11 万元（大连湾厂）。

(3) 全网共 239 座风电场参与费用分摊，平均分摊金额 158.24 万元，最高分摊金额：2725.64 万元（龙源龙康风电场）。

## 2.3 上海调峰市场估算

上海管辖范围内共有 21 家电厂（区外来电视作一家电厂），测算数据选自 2014 年上海市电厂出力历史数据；

选取 2014 年典型日数据，包括 7、8、9 月份各选三天，分别为 5 日、15 日和 25 日，其他月各选 1 天，为 15 日。



每日，调峰收入按调峰时段每个统计周期收入之和统计；全年测算中每月调峰收入按各月代表日估算：

- ✓ 7-9月，调峰收入按每月3个代表日收入/3×每月天数计算；
- ✓ 1-6、10-12月，调峰收入按每月1个代表日收入×每月天数计算；
- ✓ 全年，调峰收入按各月收入估算值之和计算。

低谷时段（调峰时段）为每日0点至7点、23点至24点，单位统计周期为15分钟。

根据上海市物价局关于落实《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》的通知，上海市燃煤电厂标杆上网电价0.4359元/kWh。

燃煤电厂深度调峰三档界限暂按48%、54%、60%进行测算，报价上下限如下表所示：

**表3：报价上下限设置**

报价档位	火电厂调峰率	报价下限（元/kWh）	报价上限（元/kWh）
第一档	48%＜调峰率≤54%	0	0.4
第二档	54%＜调峰率≤60%	0.4	0.6
第三档	调峰率＞60%	0.6	0.8

数据来源：国家电网，西南证券整理

模拟上海实施调峰辅助服务市场后，假设有偿调峰价格为0.4元/kWh。利用2014年上海电网实际运行数据对有偿调峰总补偿金额进行测算，可得结果如下表所示。

**表4：不同深度调峰界限下上海电网调峰补偿金额**

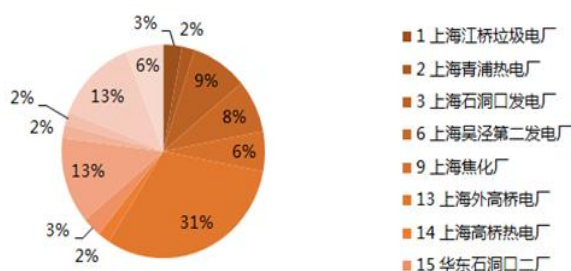
深度界限（负荷率）	52%	48%	46%
总补偿金额（万元）	33027.01	21057.33	15337.56

数据来源：国家电网，西南证券整理

上海市所有电厂（包括区外来电）全年调峰服务收益情况如表6-1所示，全年总补偿/分摊金额约为3亿元。其中，提供深度调峰服务获得调峰费用补偿的共有13家电厂，年最终支付调峰费用的电厂有8家，获得补偿的电厂数略大于支付费用的电厂数。

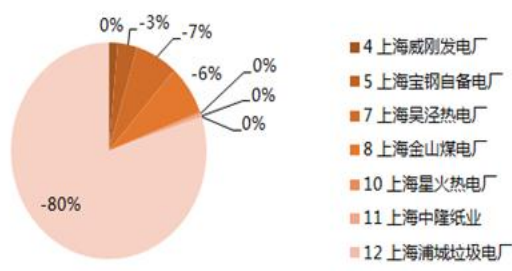
在获得深度调峰补偿的电厂中，收益最高的电厂为外高桥电厂，年盈利金额约达到9千万元，占上海市总调峰补偿费用的31%，调峰服务获利的电厂占比情况如图6-1所示。

**图5：调峰服务正盈利电厂的占比情况**



数据来源：国家电网公司，西南证券整理

**图6：调峰服务负盈利电厂的占比情况**



数据来源：奥磁科技，西南证券整理

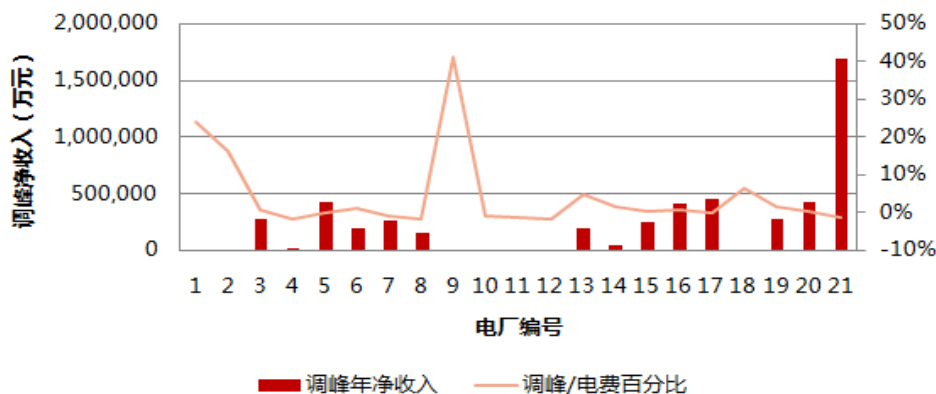
从调峰费用占总电费比例的收益率来看，装机 36MW 的上海焦化厂，虽然收益仅 1.7 千万元，但调峰收入与发电收入比值可以达到 40%，由此可见，如果小容量的电厂拥有较好调峰性能机组的话，提供深度调峰服务能给电厂带来较大收益。

表 5：上海各电厂收益情况

序号	电厂名称	容量 (MW)	调峰年净收入 (万元)	电费收入 (万元)	调峰/电费
1	上海.江桥垃圾电厂	30	992.80	4142.79	23.96%
2	上海.青浦热电厂	24	610.16	3734.97	16.34%
3	上海.石洞口发电厂	1300	2596.08	275075.04	0.94%
4	上海.威钢发电厂	50	-335.16	21713.97	-1.64%
5	上海.宝钢自备电厂	1550	-920.44	423450.98	-0.22%
6	上海.吴泾第二发电厂	1200	2398.49	195892.25	1.22%
7	上海.吴泾热电厂	1200	-2005.99	264346.91	-0.76%
8	上海.金山煤电厂	375	-2498.30	151795.71	-1.65%
9	上海.焦化厂	36	1681.92	4101.37	41.01%
10	上海.星火热电厂	24	-61.14	7153.90	-0.85%
11	上海.中隆纸业	24	-111.32	8285.59	-1.34%
12	上海.浦城垃圾电厂	17	-89.30	5358.90	-1.67%
13	上海.外高桥电厂	1280	9231.52	191686.50	4.82%
14	上海.高桥热电厂	185	668.00	43393.93	1.54%
15	华东.石洞口二厂	1200	880.03	252144.96	0.35%
16	华东.外高桥二厂	1800	3780.66	415403.61	0.91%
17	华东.外高桥三厂	2000	645.27	458435.39	0.14%
18	上海.长兴岛第二电厂	36	513.98	8330.49	6.41%
19	上海.石二新厂	1320	3846.21	274354.59	1.40%
20	华东.上电漕泾厂	2000	1881.93	421117.83	0.45%
21	区外来电	/	-23705.39	1688199.18	-1.40%

数据来源：发改委，能源局，国家电网，西南证券整理

图 7：调峰净收入&调峰/电费百分比



数据来源：国家电网公司，西南证券整理

### 3 增量配电网：机会中等待完善

为鼓励和引导社会资本投资增量配电业务，国家发展改革委、国家能源局 16 年 12 月联合下发通知，根据《有序放开配电网业务管理办法》的有关规定，确定延庆智能配电网等 105 个项目为第一批增量配电业务改革试点项目。按 105 个试点项目计算，总投资额预计将达到 500 亿至 1000 亿元。此次公布的 105 个试点项目多集中于各地的产业、工业园区等。其中工业园区电力消耗量大，有大量的电力需求，是拉动各地经济的增长点；另外，工业园区的用户用能方式多元化，具备形成综合用能增值服务的条件。

目前我国配网投资占电网投资的比重仅为 53.55%，而发达国家这一比例稳定在 60% 以上。根据国家能源局去年发布的《配电网建设改造行动计划（2015-2020 年）》，2015 年至 2020 年，我国配电网建设改造投资不低于 2 万亿元，“十三五”期间累计投资不低于 1.7 万亿元。地方配网建设“十三五”规划陆续跟进，配网投资大幕正在开启。对比十二五期间配网投资规模 8000 亿元，“十三五”投资规模是“十二五”的 2 倍以上。为保障配网改造计划资金需求，配网改造 2015-2020 行动计划亦提出了若干措施保障项目资金来源，主要包括如下几个方面。

17 年 4 月 8 日，湖南省发改委发布《湖南省增量配电网业务试点工作方案》。方案指出湖南首期增量配电业务改革试点区域为资兴市东江湖大数据产业园、衡阳白沙洲工业园、益阳高新技术开发区和湘潭经开区 4 个产业园区。预期目标为通过试点放开增量配电市场，引进社会资本参与增量配电业务，创新增量配网建设运营方式，探索电力行业混合所有制改革，到 2018 年基本形成社会资本投资增量配电网的有效途径，初步形成安全有序的增量配电业务区域市场，为全面放开增量配电业务，建设公平、开放、有序的增量配电市场积累经验。方案明确公开透明优选主体“三优”：优选混合所有制企业；优选政府与社会资本合作（PPP）模式；优选诚实守信的投资主体。

社会资本参与增量配电投资，PPP 模式有望在电力投资中推广。本次发改委通过自上而下的方式推进配网市场放开，社会资本可通过与电网企业股权合作等方式成立产权多元化公司，获取增量配电网的运营权，使配电网运营权不再集中于电网企业，而是分散给各个社会资本参与增量配电网投资并拥有绝对控股权的公司。配网投资高度契合 PPP 模式适用范围，PPP 模式在经财政部推广之后又由能源局加入本次项目建设，有望在配网投资建设中得到再一次推广。

具有较强政府资源的配网设备商、配网运营商及售电公司将优先受益，有望打开千亿市场。园区型区域电网是当前增量配电业务试点的主要方向之一，具有地方政府资源的配网设备商、配网运营商及售电公司将拥有开发园区配电网的潜能及优势。配网设备商通过 PPP 模式参与新增配网的建设能够在不影响回款的情况下大幅带动设备销售，同时在后期运营环节又能够通过产品的理解提升用户体验；现有配网运营公司由于具备运营经验且较为稀缺从而更易获取新增配电网运营权；售电公司在配网资产建设环节可以将工程收益收入囊中，在后期运营环节则可通过赚取购售差价和提供能效管理、需求响应等进行增值服务。

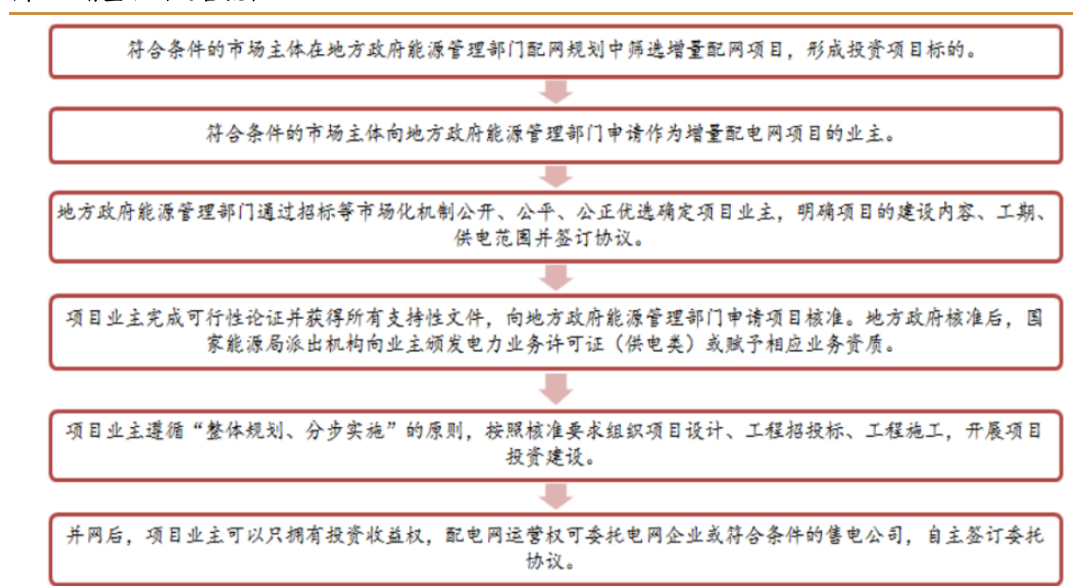
《管理办法》规定了配电网运营者在配电区域内从事供电服务，包括对配电网络的调度、运行、维护和故障消除等。这些专业性较强的业务，对新成立的配电公司来说，具有很大的挑战性，短期内恐难以承担，系统安全稳定难以得到保证，类似安全问题在现今一些独立供电地区较为常见。另一方面，运营配电网需要如调度、继保等多方面专业人员，对企业用工

人员数量有一定要求，在不具备规模效益的条件下无疑将增加企业的相对运营成本，形成比较竞争劣势。

为破解这一难题，新设立的配电公司可以也有必要依靠具备成熟经验的电网企业提供代理运营支持，如全国首个混合所有制配售电公司——贵安新区配售电公司，目前采用的就是委托贵州电网公司负责运营和维护。

总的来说，社会资本通过市场竞争获得增量配电网项目投资权利后，可依据自身资源条件选择是否承担电网建设，而配电网运营权选择移交专业能力强、管理经验丰富的电网企业，从而获取稳定的投资收益共享改革红利，而不需承担任何运营风险，是一种值得推行的有效模式。

图 8：增量配网运营流程



数据来源：发改委，西南证券整理

假设位于安徽省某配网商项目总投资近 6000 万元，所收输配电差价为 0.015 元/千瓦时，负荷年利用小时数约 3700 小时，园区第一年使用负荷为 40MW，且之后以 10% 的年均增长率扩大，如果不考虑配电（运营）商增值服务所得收益的话，按照 20 年配网生命周期计算，该项目的税前内部收益率约为 5.80%。

表 6：假设安徽某园区项目 IRR 计算

项目	分项	规格	总金额（万元）	备注
工程造价	110kV 变电站	2 座	4000	
	110kV 架空线	12km	600	假设园区面积为 20 平方千米
	10kV 架空线	160km	1600	
	10kV 柱上开关	100 只	30	
运营参考	园区初始负荷	40MW		
	年用电小时数	3700		周工作 6 天，日开工 12 小时近似计算
	园区电价差	0.015 元/度		110kV 为 0.1484 元/度；35kV 为 0.1634 元/度
	负荷年均增长	10%		园区企业入驻及规模扩大影响

项目	分项	规格	总金额（万元）	备注
	项目周期	20 年		暂不考虑年化运维费用，其有望成为增值服务
折现	贴现率	3.68%		10 年期国债收益率
总投资	工程造价		6230	假设为一性投入
总回报	运营参考结果		12512.48	20 年收益现金折现
内部收益率	IRR	5.80%		

数据来源：Wind，西南证券

因此，目前就配网建设运营项目本身来看，工业园区类配电网项目投资价值并不吸引人，但是其潜在的附加增值服务，需要进一步开发利用。

在增量配电网的蓝海中，我们认为工程设备类配电公司和综合能源服务类公司中的部分将具备较强的竞争实力，前者有望转型为项目总包商，后者有望成为配电网运营商。

在《有序放开配电网业务管理办法》发布之后，国家发改委、能源局于 11 月底进一步发布了《关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》，对之前文件中的“项目业主”（如图 5）进行了规定，即“独立法人，具有与配电网投资运营相应的业务资质和投资能力”。我们认为该资质主要指电力工程施工总承包资质，这一资质标准门槛较低，不足以对上市的配电设备类公司产生较大的冲击，因此我们对公司竞争能力的判断维持原先的逻辑。

工程设备类中，看好与园区关系密切或配套能力强的公司。尽管上述两增量配网文件均提到“地方政府能源管理部门应当通过招标等市场化机制公开、公平、公正优选确定项目业主”，我们认为在实际操作中仍无法排除非市场因素带来的影响。1）当园区与某一配电设备企业达成较为深入的合作关系后，再更换配电项目业主（总承包商）的成本较高，因此在招标中，线下布局较早、与园区关系密切的配电设备企业将具有较大优势；2）若园区在配网招标前没有总负责商，那么将重置成本剔除考虑范围后，配套能力强、技术先进的行业龙头企业在招标中赢面较大。

配电运营端，看好配售电一体化公司。《有序放开配电网业务管理办法》规定，“符合准入条件的项目业主，可以只拥有投资收益权，配电网运营权可委托电网企业或符合条件的售电公司，自主签订委托协议。”（图 5 中的最后一步）、“拥有配电区域内与电网企业相同的权利，履行相同的责任和义务”。由此可见，想要运营配电网，售电公司还需具备较强的配网运维经验。而运维经验的获取需要一定的时间和一定数量的试错机会，因此具备配网业务背景的售电公司更容易抢夺配网运营市场的份额、实现异地扩张。

## 4 需求侧资源进入市场：潜力可观，改革加速

需求侧资源进入市场有助于增加需求侧弹性，削减高峰负荷，需求响应资源的调节方式灵活，响应速度快，缓解受端电网调频调峰严峻形势。

我国需求响应的潜力分析：

1) 各产业削峰潜力=该产业在电源结构中所占比例×该产业智能互动渗透率×智能互动下该产业削峰潜力



2) 各产业节能潜力=该产业在电源结构中所占比例×该产业智能互动渗透率×智能互动下该产业节能潜力

表 7：各产业潜力分析

	第一产业	第二产业	第三产业	居民用户
削峰潜力	5%	13%	7%	25%
节能潜力	1%	15%	2.5%	5%

数据来源：上海交通大学，西南证券整理

需求响应潜力主要存在于第二产业，第三产业和城乡居民也存在较大的挖掘空间。

这里也可以进一步测算各省市需求侧响应潜力。

进一步测算需求侧响应对调峰问题的改善作用：

表 8：需求侧响应对调峰的改善作用

削峰比例	上海	
	最大峰谷比	最低负荷
0%	1.267	1.326
6%	1.246	1.308
9%	1.233	1.297
12%	1.219	1.285

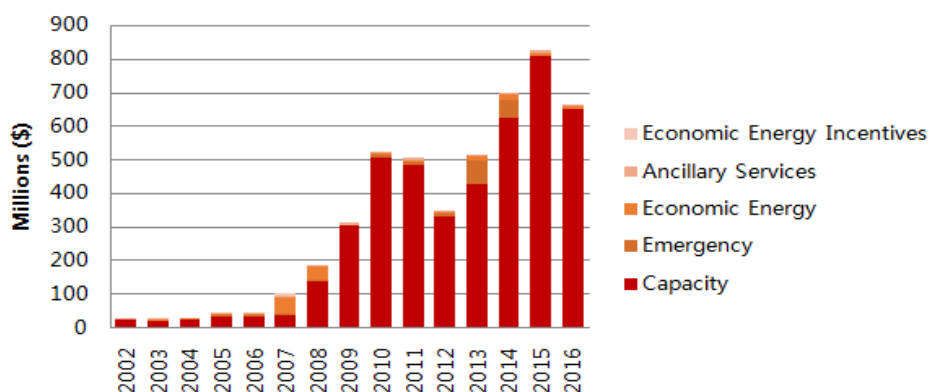
数据来源：上海交通大学，西南证券整理

可以看出，我国需求侧资源潜力巨大，机会众多。

此外，售电公司竞争性售电基本业务市场体量巨大，但考虑到电力资源属同质性商品，竞争性售电业务增长主要靠价格竞争力及国网背景资源，在售电公司数量众多背景下，纯售电市场预计今后一片红海，盈利空间有待验证；而需求侧资源则存在巨大的潜在红利有待开发。

2015 年 PJM 的需求侧响应参与主体仅在容量市场即取得 6 亿美元效益。

图 9：美国 PJM 市场需求侧效应市场效益



数据来源：PJM，西南证券整理

PJM 电力市场中，需求侧资源在不同市场中的作用：

- a. 能量市场。经济负荷响应、在容量或辅助服务市场下以节点价格交易的 DR。
- b. 容量市场。提供 MW 级的 DR 并在容量市场结算。
- c. 辅助服务市场。参与同步备用和调频市场。

其中，容量市场是 PJM 需求侧响应资源获利最多的市场类型，相较其他市场其获利比例多年高于 95%。

## 4.1 容量市场中的需求侧响应市场空间

容量市场是以发电容量为交易标的物的市场。由于发电商除了在产生电能之外，其建设的发电容量对于电网安全稳定运行具有重要作用，因此允许对其进行定价与交易并从中获利。该部分容量费用，最终将由所有用户进行分摊。因此，容量市场的本质是对电厂的一种价格补偿机制，这种机制的目的是要维护一个上网电厂总装机容量或有效容量的最小值，从而引导电源的规划与建设，保障电力系统的安全稳定运行。这种规划的效果，也就意味着容量市场应是一个中长期的市场。

本报告结合依据频率安控标准所测算的目标容量，对华东全网模式下容量市场所产生的容量费用进行测算。

假设容量市场中各类机组基于亏损小时数进行报价，则机组的容量报价如下列式子所示。

$$\text{容量报价} = \max\{0, (\text{最小利用小时数} - \text{实际利用小时数}) \times (1 - \text{厂用电率}) \times (\text{标杆电价} / 1.187 - \text{燃料单价} - \text{水费单价})\}$$

依据华东电网 2015 年全网火电总体利用小时数，及其随区外来电增长所造成的利用小时数变化，对比最小不亏损利用小时数可测算得出结论：在 2015 年实际运行情况下，各类燃煤火电机组均未出现亏损，因此按式(1)假设其基于成本的容量报价均为 0；当考虑区外来电新增电量为 2015 年区外来电实际发电量的 120% 时，30 万千瓦机组的利用小时数下降至 3271 小时，经营出现亏损，则根据式(1)可得其容量报价为 1.0556 万元/MW。

在 49.0Hz 的频率跌落安控标准下，华东全网范围所需装机容量为 158020MW。按照该目标容量，并根据式(1)计算各类机组在不同利用小时数下的容量报价，可核算华东全网容量市场容量费用见表。

表 9：华东全网容量市场容量费用测算

外来电增长比例	外来电发电量 (亿千瓦时)	外来电发电量占比	发电利用小时数			容量费 (万元)
			100 万千瓦	60 万千瓦	30 万千瓦	
0%	1242.7	10.0%	5298	4674	4079	0
10%	1367.0	11.0%	5211	4596	4012	0
20%	1491.2	12.0%	5123	4517	3944	0
30%	1615.5	13.1%	5036	4439	3877	0
40%	1739.8	14.1%	4948	4360	3810	0
50%	1864.1	15.1%	4861	4282	3742	0
60%	1988.3	16.1%	4774	4203	3675	0

外来电增长比例	外来电发电量 (亿千瓦时)	外来电发电量占比	发电利用小时数			容量费 (万元)
			100 万千瓦	60 万千瓦	30 万千瓦	
70%	2112.6	17.1%	4686	4125	3608	0
80%	2236.9	18.1%	4599	4046	3540	0
90%	2361.1	19.1%	4511	3968	3473	0
100%	2485.4	20.1%	4424	3889	3406	0
110%	2609.7	21.1%	4336	3811	3338	0
120%	2733.9	22.1%	4249	3732	3271	166805

数据来源：国家电网华东分部，上海交通大学，西南证券整理

根据测算结果，华东全网容量费用约 16.68 亿元，2016 年华东电网四省一市社会用电量 14582 亿千瓦时，占全国比例 24.6%，据此推算全国容量市场规模约 67.8 亿元。

## 4.2 能量市场中的需求侧响应市场空间

需求响应区域性特征明显，整体市场空间较大，目前已有江苏、北京、佛山等省、市开展需求侧响应的相关补贴，是需求侧管理很好的切入点。

从我国近年来的电力持续负荷统计来看，全国 95% 以上的高峰负荷年累计持续时间只有几十个小时，采用增加调峰发电装机的方法来满足这部分高峰负荷很不经济。以江苏省为例，2016 年，江苏省累计发电量 4753.7 亿千瓦时，同比增长 7.4%。日用电最高负荷 9278 万千瓦，同比增长 9.4%，2016 年尖峰负荷仅 24 小时。

通过实施电力需求响应，降低尖峰 10%，是国际大都市的基本标准；国内城市如北京，技术上早已能够满足削峰 10% 的要求，只要是基于综合资源规划，就也可以做到。

而根据《关于有序放开发用电计划的实施意见》文件，在前期试点基础上，推广需求响应，参与市场竞争，逐步形成占最大用电负荷 3% 左右的需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

2015 年江苏首次实施电力需求响应降低高峰负荷 188 万 kw，当年最大负荷约 8480 万 kw。江苏省 2016 年首次全省范围的电力需求侧响应。这次活动包含约定响应和实时响应两种方式，参与用户总计达 3154 户。其中，约定响应全部为企业用户，包含普通用户 248 户、负荷集成商 24 家；实时响应以空调负荷为主，共有 1871 户参与，包含非居民空调用户 1550 户、居民用户 321 户。经统计，实际约定响应负荷为 331 万 kw、实时响应负荷为 21.39 万 kw，合计达 352 万 kw，远远超过了美国 PJM 电力市场创下的单次需求响应减少负荷最大 164.1 万 kw 的历史纪录，位列世界第一。

根据国网江苏省电力公司发布的数据，2013 年江苏全省最高负荷达到 8191 万 kw，成为国家电网公司系统首个负荷超过 8000 万 kw 的省级电网，其中空调负荷贡献了 1/3 的负荷量，约 2008 万 kw。2014 年江苏最高负荷达 8206 万 kw，空调负荷为 2250 万 kw；2015 年全网用电负荷达到 8480 万 kw，空调负荷 2700 万 kw，占比达到 31.84%。到 2016 年，全省用电负荷更是 6 次刷新纪录，达到 9238 万 kw，空调负荷则超过 3000 万 kw。

图 10：2016 年江苏省首次需求侧相应用户空调符合分布



数据来源：江苏省经信委，西南证券整理

面对这种负荷尖峰形势，江苏省积极开展需求侧管理以平抑尖峰，2016 年的补贴标准包括：

表 10：2016 年江苏需求侧管理补贴标准

需求响应类型	对应用户类型	补贴标准
约定非工空调需求响应	工业用户和工业用户集成商	20 元/kW
实时需求响应	非工空调	30 元/kW
	居民空调	5 元/次

数据来源：江苏省经信委，西南证券整理

2016 年 7 月 26 日江苏最大负荷 9244 万 kW，通过电力需求响应降低高峰负荷约 345 万 kW，降低负荷 3.8%。其中约定响应负荷 323.5 万 kW，实时响应负荷 21.73 万 kW（非居民用户 21.28 万 kW；居民用户 0.45 万千瓦，居民用户共参与 8079 户次，补贴总金额 3.88 万元）。江苏省电力需求响应市场容量约为 0.7 亿元。16 年全国用电量增速回升，江苏省用电量约占全国 9-10%，由此推算全国需求侧响应潜在市场容量约 10 亿。

## 5 储能：迈进实质商业化，发挥万金油功能满足各方需求

电力系统长久以来都是严格执行“发多少用多少”的发用电实时平衡原则运行，这是由于电力系统输配网环节仅仅具备传输电能的功能而无法对电能进行大容量的储存。储能技术的出现与发展，在很大程度上对电力系统的各个环节带来了巨大的影响，而其真正大规模的应用一直以来受成本钳制而难以实现。预计“十三五”期间将迎来爆发式增长，规模将达千亿级。

### 5.1 浸润电网多环节运转，储能技术市场前景璀璨

储能技术已被视为电力系统“发—输—变—配—用”环节中的重要组成部分。美国 Sandia 国家实验室将储能为电力系统提供的服务划分为 5 类 17 项。

表 11：储能服务在电力系统中的功能划分

应用类别	发电容量	辅助服务	电网系统	电力用户	可再生能源并网
应用名称	削峰填谷 发电容量	负荷跟踪 区域调频 备用容量 电压支持	输电支持 延缓输电系统阻塞 延缓输配电系统扩容 变电站电源	能源消费管理 充电需求管理 供电可靠性 电能质量	可再生能源移峰 可再生能源稳定输出 风力发电并网

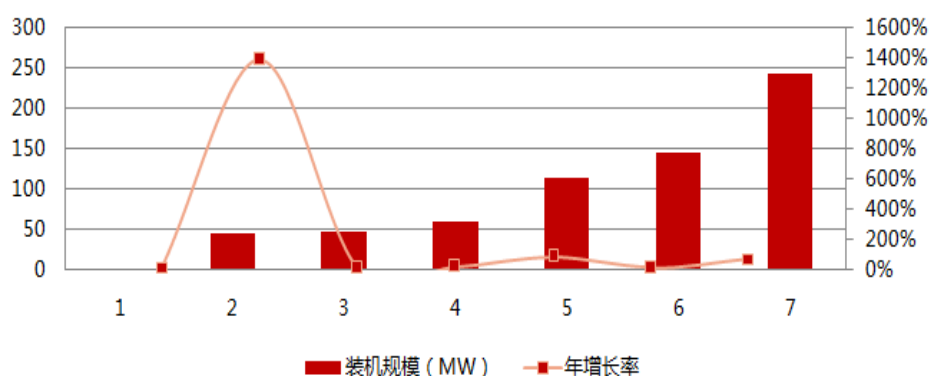
数据来源：Sandia National Laboratories，西南证券整理

对我国而言，近期电力系统针对储能技术的需求主要有以下四方面：1、风电持续快速增长，并网消纳压力倒逼储能应用推广加速；2、社会用电量增速回升及电源结构变化加剧供电侧调峰压力，储能调峰市场大；3、用户侧储能和分布式光伏发电迎来高速增长期，配套储能设施需求大；4、辅助服务市场试点改革启动，调峰调频性能优异催生巨大储能市场空间。

2017 年 5 月 23 日，中关村储能产业技术联盟发布了《储能产业研究白皮书 2017》。《白皮书》对 2016 年全球和中国储能项目、市场、厂商、技术、政策的动态进行了梳理与更新，并对国内外储能市场发展进行了预测与展望。

根据白皮书统计，截至 2016 年底，中国投运储能项目累计装机规模 24.3GW，同比增长 4.7%。其中电化学储能项目的累计装机规模达 243.0MW，同比增长 72%。2016 年中国首个配套有熔融盐储热的光热电站在青海投运，中国大规模储热市场正式启动。

图 11：我国储能历年装机容量及增长率



数据来源：CNESA，西南证券整理

2016 年中国新增投运电化学储能项目的装机规模为 101.4MW，同比增长 299%。从应用分布来看，可再生能源并网仍然是 2016 年中国新增投运电化学储能项目应用规模最大的领域，占比 55%。从技术分布来看，2016 年中国新增投运的电化学储能项目几乎全部使用锂离子电池和铅蓄电池，两类技术的新增装机占比分别为 62%和 37%继续保持强劲增长势头。预计到 2020 年底，中国电储能和热储能技术的累计装机规模将达到 44GW；其中电化学储能技术的累计装机规模将达到 2GW。

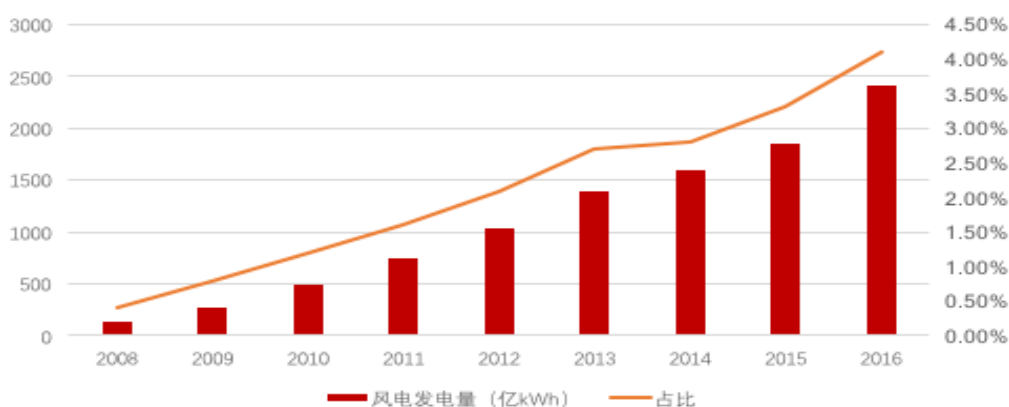


## 5.2 风电持续增长，平价上网推进储能快速发展

2016 我国风电持续保持高速发展，全年新增风电装机 19.30GW，累计并网装机达到 148.64GW，同比增长 14.92%。2016 年，全国风电平均利用小时数 1742 小时，同比增加 14 小时，全年弃风电量 497 亿千瓦时，2016 年平均弃风率 17%，同比上升 2 个百分点。

发电量方面，2016 年全国风电发电量 2410 亿千瓦时，占全部发电量的 4.1%，同比上升了 0.8 个百分点，份额进一步提升。全年风电持续快速增长，弃风现象明显改善。

图 12：我国风电历年装机容量及占比



数据来源：发改委，西南证券整理

2017 年以来，一季度负荷大幅回升，风电增幅力度进一步走强。从发电情况看，受近期重点水电厂来水偏枯等因素影响，水电发电量负增长，火电发电量增速高位运行，初步统计，一季度全国火电和核电发电量同比增长 8.4% 和 19.2%，水电发电量同比下降 6.1%，风电方面一季度全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 703 亿千瓦时，同比增长 25.2%，增速比去年同期提高 4.2 个百分点。

发电利用小时方面，2017 年一季度，全国发电设备累计平均利用小时 888 小时，同比增加 2 小时。分类型看，1-3 月份，全国水电设备平均利用小时 623 小时，同比降低 68 小时；全国火电设备平均利用小时 1037 小时，同比增加 31 小时；全国核电设备平均利用小时 1631 小时，同比降低 14 小时；全国风电设备平均利用小时 468 小时，同比增加 46 小时。

近日，国家能源局发布《关于开展风电平价上网示范工作的通知》，拟在全国范围内开展风电平价上网示范工作。《通知》指出，近年来我国风电开发利用技术不断进步，应用规模持续扩大，经济性显著提升，部分资源条件较好的地区已具备了零补贴上网的技术条件。为推动风电技术进步，现组织开展风电平价上网的示范工作。

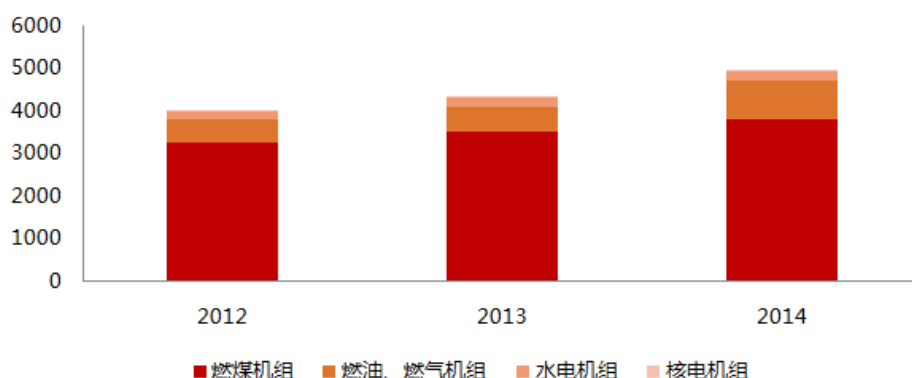
在示范工作的推广下，风电将面临更加巨大的发展前景，而储能可在可再生能源移峰、可再生能源稳定输出以及风力发电并网中的巨大作用将随着 2020 年新能源发电全面平价上网而得到长足的发展与应用。

## 5.3 电源结构变化加剧供电侧调峰压力，储能调峰市场大

相较于 15 年我国用电量 0.5%、16 年 5.0% 的增速，2017 年一季度我国用电量约 1.45 万亿千瓦时，同比增 6.9%。在用电负荷持续增加的同时，社会电源结构变化加剧进一步加剧了供电侧调峰压力。

以浙江省为例，浙江电网 2014 年底装机容量 5118.8 万千瓦。其中，火电机组 4915.3 万千瓦，水电机组 171.6 万千瓦，核电机组 32 万千瓦。2013 到 2014 年间浙江电网建设了较多的燃煤、燃油和燃气火电机组，水电机组占比一直较小。近三年浙江电网电源结构的变化如图所示。

图 13：浙江电网电源结构变化



数据来源：国家电网，西南证券整理

浙江电网负荷特性及区外来电情况如下表所示，列出了 2011-2014 年浙江电网的日最高负荷以及最大峰谷差。

表 12：2011-2014 年浙江电网日最高负荷和最大峰谷差

	2011	2012	2013	2014
日最高负荷 (万千瓦)	5059.5	5164.3	5452.2	5774.6
最大峰谷差 (万千瓦)	1830.4	1864.3	1931.1	2135.8

数据来源：国家电网，西南证券整理

2014 年浙江电网日最高负荷出现在 8 月 6 号，最大峰谷差出现在 8 月 6 号，通过对这一天的分析来反映浙江电网的调峰压力。

以所分析日期当天电网实际的装机容量来确定电网机组的最高技术出力和最低技术出力，分析原则同江苏电网。

通过计算得出浙江电网的调峰压力系数如下表。

表 13：典型日浙江电网调峰压力系数

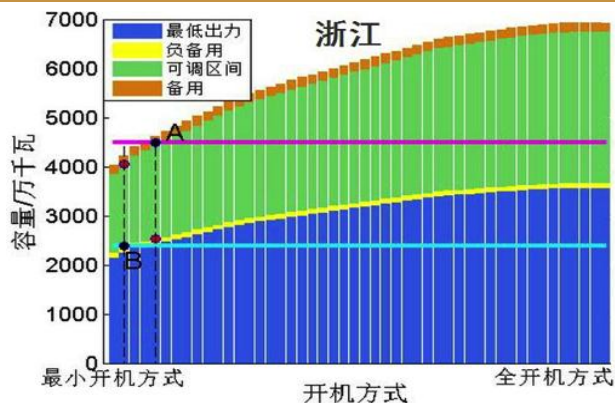
日期	日最高负 (MW)	日峰谷差 (MW)	最大区外来电 (MW)	调峰压力系数
8 月 6 号	57745.93	21357.85	6971	0.834

数据来源：国家电网，西南证券整理

由结果可知，不考虑燃煤机组启停调峰以及跨省支援的情况下，浙江电网基本可满足自身调峰需求，但是调峰裕度不大。

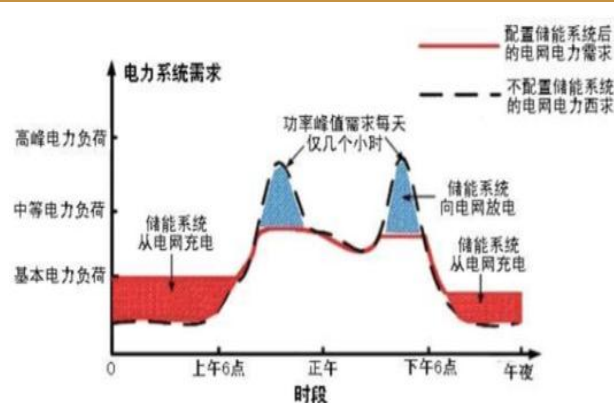
针对日益严峻的调峰形势，抽水蓄能、大容量化学电池等储能技术可发挥“削峰填谷”作用，在该领域具有广阔的市场空间。

图 14：浙江调峰压力



数据来源：上海交通大学，西南证券整理

图 15：储能削峰填谷的作用明显



数据来源：奥磁科技，西南证券整理

## 5.4 成本持续降低，储能推广步入快车道

储能应用受成本制约，降低成本是关键。储能必须继续降低成本才能够得到大规模应用。近年来锂电池技术发展较快，占当前国内化学储能装机比重 50% 以上。自 2013 年以来，锂电池成本下降已超过 50%，目前约为 1500-4500 元/千瓦时，商业化潜力较大。铅炭电池和锂电池有望于近期降低成本到经济性区间，若补贴政策推出，其他储能技术路线也将进入经济性区间，储能千亿市场即将启动。

现阶段，针对某地功率为 20MW 的储能电站，每天工作 8 小时，即容量为 160MWh，初始投资 3 亿元。

每天循环一次，充电电价 3-4 毛间，放电电价约 1.1 元，近似估算 7.8 毛/度。

每天按照节电价格近 10 万元计算，年化 3000 万净利。

最终剩余 30% 的电池回收，十年回报率 30%。

随着储能电池成本的进一步降低，储能电站的投资回报将进一步提升，而储能技术在电力系统的推广也将步入快车道。

## 6 投资标的推荐

基于以上对电改各个环节的梳理，我们认为投资机会出现在两大方向：

1) 电改是电力体制的改革，发电侧的国企整合已经开启，电网引入社会资本的步伐也在加速，背靠电网的涪陵电力、国电南瑞、许继电气是首批受益者：

2) 社会资本在各个环节的卡位进程已经开始：我们看到南都电源在储能、智光电气在用电服务、新联电子在需求侧响应已经占据竞争优势，虽然业绩还没有体现，但大的方向正确，静待市场腾飞。

### 6.1 电网系受益企业

#### 涪陵电力（600452）：配网节能最大成长股

公司是国网旗下的优质电企，于 2016 年以 3.7 亿收购国家电网节能项目，成为国家电网公司节能服务的资本平台。公司业绩增长确定性高，在 2017 年概念股泡沫逐渐破灭的趋势下，该公司是价值投资者的优质标的。

配网改造市场进入高速增长期，公司具备垄断优势，配网节能改造业务将稳定增长。公司作为国网旗下唯一的节能服务平台，在获取国网所拥有的配电网的节能改造项目时具备天然的优势。从 2016 年公司获得的 14 个配电网节能改造项目来看，地区覆盖 13 个省市，进一步验证了上述逻辑。此外，如前所述，“十三五”期间配电网建设投资额将为“十二五”的 1.8 倍，且将以降低线损率，提高供电可靠率、自动化覆盖率等为主要目标，国内配网改造市场将进入高速增长期。因此，我们认为公司配网节能改造业务稳定、高速增长的确定性较高。

公司存在接受国网节能服务公司其他业务的预期。在 2016 年 3 月发布的《重大资产购买暨关联交易报告书》中，国网节能服务公司和国家电网公司均做避免同业竞争的承诺。国网节能服务公司的节能业务涵盖电网、建筑、交通、工业等多个领域，公司是旗下唯一的上市公司，目前是配电网节能业务的融资渠道。我们认为随着国企改革的持续，公司成长空间广阔。

公司在电力销售市场品牌信誉高、具备提供辅助服务能力，有望分享售电侧改革红利。根据 2016 年 9 月国家发改委、能源局印发的《售电公司准入与退出管理办法》，“已具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业等，可到工商部门申请业务范围增项，并履行售电公司准入程序后，开展售电业务”，因此公司可以自由地参与竞争性售电，公司在重庆涪陵地区的售电收入将得以保证。

**风险提示：**配网节能工程进度或不及预期风险，配网投资或不达预期的风险。

#### 国电南瑞（600406）：对标 ABB 西门子的电力巨头

目前公司正在经历公司历史上最重大的一次重组，公司的市场地位、盈利能力、组织结构甚至全球布局架构都有了明显的提升优化。

**盈利能力明显提升:**公司 2016 年营业收入约 114 亿元, 归母净利润 14.5 元, ROE16.35%, 而计划注入资产 2016 年的营业收入约 190 亿元, 归母净利润 18.9 亿元, ROE18.29%。可见公司的盈利能力将随此次重组而得到明显增强。

**国际性电力集团企业是新方向:**南瑞继保是继电保护领域的绝对龙头, 其电力电子技术却一直没有得到外界的充分认识。本次资产注入并同时在电力电子领域的多个项目进行投资, 表明公司的定位已不仅是国内电力设备企业, 应是“国际一流”的国际型集团公司。我们可以参考 ABB、西门子等国际电力巨头, 其电力电子及相关产品的比重, 未来的“新南瑞”也不遑多让, 海外平台也为海外业务的发展提供了平台和经验。

**风险提示:** 资产注入进度不及预期的风险。

### 许继电气 (000400): 背靠国网的配网一二次设备龙头

公司是国网系电力设备龙头, 在目前特高压建设的浪潮中获益颇丰, 目前已经迎来订单交付爆发期。此外公司的充电桩业务、配网设备融资租赁业务也都开展顺利, 作为国网一二次设备龙头企业, 随着电改的深入细化将持续受益。

**特高压直流业务龙头, 在手订单充沛。**公司是特高压直流细分领域绝对龙头。在换流阀市场, 公司与中国西电、中电普瑞 3 家公司形成竞争垄断市场; 控制保护系统方面, 许继和南瑞继保各占半壁江山。2015 年至 2016 年, 公司与国家电网签订的直流输电线路相关合同合计约 47 亿, 包含 6 条特高压直流项目以及 1 条背靠背直流输电项目。特高压从招标到确认收入约为一年, 预计 25 亿左右的特高压收入将于 2017 年确认。

**配网建设开启, 提供增长空间。**公司配电业务的主要执行主体是珠海许继有限公司。公司承担过北京市配网自动化工程、山东省配网自动化工程等项目, 提供了数万套配网自动化成套设备及百余套系统, 国内市场占有率 30% 以上。“十三五”规划的配电网建设改造计划提出到 2020 年实现配电网自动化 90% 的覆盖率, 在这一进程中, 公司有望凭借技术和经验享受配网建设带来的业绩红利。

**风险提示:** 增量配网建设不及预期、特高压建设不及预期的风险。

## 6.2 优质的民营企业布局抢占先机

### 南都电源 (300068): 资源回收表现优异, 储能业务加速布局

公司是国内大规模的储能及分布式微网储能领域龙头, 具有国际领先的铅炭电池技术和丰富的储能推广应用经验, 目前已投运储能示范项目 45 个, 已签署“投资+ 运营”商用储能电站项目约 1000MWh。公司近期完成对国内再生铅龙头华铂科技剩余 49% 股权的收购, 进一步完善了其铅循环产业链, 与铅炭电池业务形成较强产业协同效应。同时, 公司积极拓展储能海外市场, 将德国 Upside 公司合作建设 50MW 储能电站用于一次调频服务。当前公司储能项目开展主要采用“投资+运营”模式, 相关受到市场广泛肯定。预计 2017 年将是公司储能业务进入大规模建设及业绩兑现的一年。

**风险提示:** 公司储能项目建设或不及预期的风险。



## 智光电气（002169）：布局节能用电服务，剑指综合节能供应商

公司 2010 年成立子公司智光节能服务，开展全面节能业务。2015 年度，与南方电网综合能源深度合作，共同发起设立南电能源综合利用公司，与中清源环保节能合资设立山西智光清源节能科技。2016 年度智光节能实现营业收入 2.2 亿元，2011 年至 2016 年营业收入复合增长率高达 98.8%。在国家深化电力体制改革、发展能源互联网、促进节能环保产能的大背景下，公司夯实传统电气设备业务的同时，在节能服务和环保服务领域持续发力，未来有望成为国内处于领先地位的大型综合能源技术与服务供应商。

**风险提示：**电网投资建设及电改或不及预期，用电服务推进或不及预期的风险。

## 分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

## 投资评级说明

### 公司评级

买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上  
增持：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间  
中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间  
回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-10%以下

### 行业评级

强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上  
跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间  
弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

## 重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告仅供本公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

请务必阅读正文后的重要声明部分

## 西南证券研究发展中心

### 上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 15 楼

邮编：200120

### 北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 B 座 16 楼

邮编：100033

### 重庆

地址：重庆市江北区桥北苑 8 号西南证券大厦 3 楼

邮编：400023

### 深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

## 西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	张方毅	机构销售	021-68413959	15821376156	zfyi@swsc.com.cn
	邵亚杰	机构销售	02168416206	15067116612	syj@swsc.com.cn
	郎珈艺	机构销售	021-68416921	18801762801	langjiayi@swsc.com.cn
	黄丽娟	机构销售	021-68411030	15900516330	hlj@swsc.com.cn
	欧阳倩威	机构销售	021-68416206	15601822016	oyqw@swsc.com.cn
北京	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	赵佳	地区销售副总监	010-57631179	18611796242	zjia@swsc.com.cn
	王雨珩	机构销售	010-88091748	18811181031	wyheng@swsc.com.cn
	任骁	机构销售	010-57758566	18682101747	rxiao@swsc.com.cn
广深	张婷	地区销售总监	0755-26673231	13530267171	zhangt@swsc.com.cn
	刘宁	机构销售	0755-26676257	18688956684	liun@swsc.com.cn
	王湘杰	机构销售	0755-26671517	13480920685	wxj@swsc.com.cn
	熊亮	机构销售	0755-26820395	18666824496	xl@swsc.com.cn
	刘雨阳	机构销售	0755-26892550	18665911353	liuyuy@swsc.com.cn
	刘予鑫(广州)	机构销售	0755-26833581	13720220576	lyxin@swsc.com.cn

请务必阅读正文后的重要声明部分